

АНОМАЛЬНЫЕ ПЛАСТОВЫЕ ДАВЛЕНИЯ

У. Х. ФЕРТЬ

ABNORMAL FORMATION PRESSURES

Implications to Exploration, Drilling, and
Production of Oil and Gas Resources

WALTER H. FERTL

*Director of Interpretation and Field Development,
Dresser Atlas Division,
Dresser Industries, Inc., Houston, Texas, U.S.A.*

with a contribution by

GEORGE V. CHILINGARIAN

*Professor of Petroleum Engineering, University of Southern California,
Los Angeles,
Calif., U.S.A. and Abadan Institute of Technology,
Abadan, Iran
and*

HERMAN H. RIEKE, III

*Professor, School of Mines, West Virginia University,
Morgantown, W. Va., U.S.A.*

ELSEVIER SCIENTIFIC PUBLISHING COMPANY
Amsterdam — Oxford — New York 1976

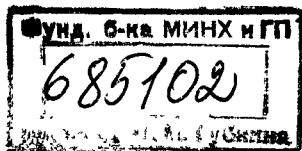
2к 622.216
У. Х. ФЕРТЛЬ 545

АНОМАЛЬНЫЕ ПЛАСТОВЫЕ ДАВЛЕНИЯ

БИБЛИОТЕКА
6.024

Их значение при поисках,
разведке и разработке ресурсов
нефти и газа

ПЕРЕВОД С АНГЛИЙСКОГО
КАНД. ГЕОЛ.-МИНЕР. НАУК *Е. В. КУЧЕРУКА*



УДК 622.248.031:532.11 + 622.248

УДК 622 248.381=82=03 20

Фертль У. Х. Аномальные пластовые давления: Пер. с англ.— М., Недра, 1980.— 398 с.— Пер. изд., Нидерланды, 1976.

Книга написана известным специалистом в области изучения и прогнозирования аномально-высоких пластовых давлений (АВПД) У. Х. Фертлем — заведующим филиалом компании «Дрессер Индустрис» (Хьюстон, Техас). В ней всесторонне рассмотрена проблема аномально-высоких пластовых давлений (АВПД): их происхождение, распространение в пределах нефтегазоносных бассейнов различных стран и континентов, прогнозирование и оценка по данным геофизических методов и бурения, разработка залежей в условиях АВПД, особенности бурения в зонах АВПД.

Книга представляет интерес для геологов-нефтяников, геофизиков, буровиков.

Табл. 36, ил. 233, сп. лит.— 576 назв.

Ф $\frac{20804-227}{043(01)-80}$ 119—80 1904050000.

© Elsevier scientific publishing company,
1976

© Перевод на русский язык, «Недра», 1980

Настоящая книга доктора У. Х. Фертля представляет собой первую современную сводку и всесторонний критический обзор лабораторных исследований в сочетании с обширными полевыми наблюдениями по широкому кругу вопросов, касающихся происхождения, выявления и количественной оценки аномальных пластовых давлений и их глубокого влияния на технические и организационные аспекты методики поисково-разведочных работ, бурения, добычи и разработки. Определение местонахождения, выявление и оценка величины аномальных пластовых давлений крайне важны для нефтяной промышленности, перед которой стоят задачи разведки новых и отдаленных районов, а также опробования все более глубоко залегающих объектов при современных усиленных поисках нефтяных и газовых ресурсов.

Автор, считающийся одним из ведущих экспертов мира в этой области, синтезировал как опубликованные, так и неопубликованные данные, используя свой богатейший личный опыт. Все материалы основаны на полевых наблюдениях и на результатах лабораторных исследований по всем районам мира.

Работа хорошо построена композиционно, содержит большой фактический материал и дает превосходную глубокую трактовку проблемы, представляющую очевидный интерес и для новичка, и для эксперта. Поэтому данная книга является одинаково ценной как в качестве учебника, так и справочника для работников нефтяной промышленности и высших учебных заведений, включая геологов, инженеров, преподавателей и студентов. Она дает также пищу для размышлений и указывает многочисленные возможности для будущих исследований в различных областях. Информация, содержащаяся в этой великолепной работе, представляет собой превосходное, четкое, учитывающее новейшие материалы рассмотрение данных по этой быстро развивающейся области исследования, которые ранее не были систематизированы и разбросаны по различным литературным источникам — в журналах по наукам о Земле и (или) нефтепромысловому делу.

Глава 1 представляет собой введение в разнообразие возможных форм и причин существования аномальных пластовых давлений в подземных условиях. С помощью точных описаний и определений устанавливаются основные параметры этих условий давлений *in situ*. Кроме того, дан краткий, но достаточно исчерпывающий исторический обзор по теме.

В главе 2 сжато изложены существующие взгляды на уплотнение глинистых осадков. Необходимая информация представ-

лена в простой форме и включает математические разработки моделей уплотнения, рассмотрение напряжений, действующих в осадках, и основные представления о течении флюидов через пористую среду. Более того, особо подчеркнуты важное значение и природная сложность химического состава внутрипоровых флюидов, поведение флюидов в процессе уплотнения осадков. Эти вопросы тщательно рассмотрены на основе теоретических концепций, экспериментальных данных и фактических полевых наблюдений.

В следующих трех главах (главы 3—5) внимание сосредоточено на выявлении и количественной оценке аномальных пластовых давлений, которые часто встречаются в подземных условиях при бурении. Этот раздел книги лучше всего отражает огромное практическое значение знаний и опыта автора. Глава 3 посвящена применению геофизических исследований, особенно сейсмических методов, для точного определения кровли пластов и в конкретных условиях также для предсказания наличия, глубины и величины аномальных пластовых давлений до начала бурения скважины. Помимо введения в основные концепции, автор приводит также сравнительные данные по предсказанным и фактически встреченным повышенным давлениям для нескольких глубоких скважин в США и других странах.

В главе 4 рассмотрены различные индикаторы бурения, которые применяются в настоящее время нефтяной промышленностью для оценки подземных условий давления в процессе бурения скважины. Эти практические методы, многие из которых используются ежедневно в каждом уголке мира, включают комплекс буровых характеристик (в том числе принципы каротажа во время бурения) и большое количество параметров промысловой жидкости и шлама. Помимо множества традиционных методов оценки повышенных давлений, приведено несколько интересных новых методов их выявления, которые были разработаны автором. Эти методы беспристрастно обсуждаются и иллюстрируются в свете полевых и лабораторных данных.

В главе 5 обстоятельно рассмотрены некоторые из лучших качественных и количественных способов выявления и оценки давлений, которые основаны на различных методах скважинного каротажа. Здесь приведен обзор чувствительности основных приборов, теоретических положений, показаны рекомендуемые способы математического анализа конкретных параметров пласта на примере некоторых месторождений. Важная часть этой главы, представляющая, несомненно, основной интерес для персонала, занятого в практической сфере нефтяной промышленности, касается ограничений и возможных ошибок при применении этих методов. Их использование не всегда просто и прямолинейно, часто могут возникать осложнения вследствие нераспознанных трудностей каротажа, сложных условий в стволе

скважины и необычных характеристик пласта. Автор подытоживает это обсуждение выводом, что, хотя указанные методы являются постфактумными, т. е. скважина должна быть пробурена до каротажа, интерпретация скважинных каротажных диаграмм представляет собой один из лучших методов выявления и реалистической оценки аномальных пластовых давлений.

После установления способов прослеживания и оценки повышенных давлений в главе 6 рассматривается влияние таких неблагоприятных условий в стволе скважины на принципы бурения и заканчивания скважин. Здесь даны в нужной пропорции фундаментальное введение и обзор с практической точки зрения основных концепций: соотношение порового давления и давления разрыва, существующие методы прогнозирования градиентов давления разрыва при обычных и глубоководных морских буровых работах. Автор завершает это обсуждение описанием типичных конструкций скважин в нескольких районах со сложными условиями, где известно существование повышенных давлений, а также высказывает замечания относительно цементных работ и других специфических вопросов заканчивания скважин и добычи. Эта глава весьма уместно заканчивается некоторыми необходимыми соображениями и информацией о планировании непредвиденных осложнений при бурении и добыче в связи с газоносными пластами, содержащими высокосернистый газ высокого давления. Кроме того, приведены интересные сведения о планировании вспомогательных наклонных скважин для глушения открыто фонтанирующей скважины.

Современные концепции разработки залежей в пластах с аномально-высокими давлениями иллюстрированы многочисленными примерами в главе 7. В ней рассмотрены приток воды из глинистых сланцев, сжимаемость и разрушение пород, приток периферических вод и особенности прогнозирования в газовых залежах с повышенным давлением, работающих на режиме истощения.

В главе 8 дана оценка размещения углеводородов в недрах и связанных с этим экономических факторов в условиях как нормальных, так и аномально-высоких давлений. Автор сначала рассматривает аккумуляцию и размещение углеводородов как функцию глубины и условий (температуры и давления) *in situ*, а затем подводит к методу отношений удельных сопротивлений глинистых сланцев. В настоящее время важность указанного метода при принятии административных решений в случаях как поисково-разведочных, так и буровых работ хорошо известна. Эта концепция используется в нефтяной промышленности во многих районах как дополнительное руководство при заканчивании скважин и является решающим фактором в финансовых переговорах между компаниями относительно «сухих скважин». Автор убедительно подкрепляет концепцию отношения удельных сопротивлений глинистых сланцев избранными примерами

исследований, проведенных на месторождениях штатов Техас, Луизиана и Калифорния. Роль этого метода получает дополнительное освещение при рассмотрении его ценности в сочетании с анализом традиционных данных, полученных из различных источников, таких как каротажные диаграммы, изменения удельного веса промывочной жидкости, анализ скважинных каротажных диаграмм на ЭЦВМ и последующие результаты испытания скважин на определенных перспективных поисковых площадях.

В главе 9 даны новейшие сведения о распространении аномальных пластовых давлений и их оценка по всему миру, где они были встречены при бурении глубоких нефтяных скважин и при поисковом бурении в отдаленных районах земного шара.

Все главы хорошо написаны, снабжены обширными библиографическими ссылками и подкреплены множеством превосходных иллюстраций и полезных номограмм. Книга открывает захватывающие перспективы в отношении взаимосвязи многих одинаково важных технических аспектов и концепций и их совместного влияния на современные усиленные попытки обнаружения и эксплуатации дополнительных запасов ценных углеводородных ресурсов Земли.

Автором проделана огромная работа по отбору наиболее интересных материалов из обширной литературы и изложению их в сочетании со своими собственными результатами исследований и полевых наблюдений. В результате получилась эта великолепная книга, первая по данному вопросу, на которую в будущем будут, несомненно, ссылаться как на классическую работу. Книга представляет большую ценность и усиленно рекомендуется работникам нефтяной промышленности, занятым поисками, разведкой и разработкой месторождений, а также государственным учреждениям, связанным с нефтяной промышленностью, ученым в этой области, преподавателям и студентам.

Джордж В. Чилингарян,
профессор, кафедра разработки нефтяных месторождений, университет Южной Калифорнии, Лос-Анджелес, Калифорния, США, и Абаданский технологический институт, Абадан, Иран

ВВЕДЕНИЕ

Выявление и количественная оценка пластов с аномально высокими давлениями имеют исключительно важное значение при поисково-разведочных работах, бурении и добыче углеводородов. Опыт работ показывает, что существует хорошая корреляция между наличием и величиной пластовых давлений, с одной стороны, и коэффициентом глинистости осадочных разрезом — с другой. Распространение скоплений нефти и газа в недрах определяется региональными и локальными термобарическими условиями, т. е. зависит от давления и температуры. Знание ожидаемых градиентов порового давления и давления разрыва является основой для эффективного бурения скважин и правильной программой применения промывочных жидкостей соответствующего удельного веса и технически обоснованной конструкции скважины, а также для того чтобы заканчивание скважин было эффективным, безопасным и позволяло глушить скважину без излишнего ущерба для пласта. В процессе разработки пластовые давления оказывают влияние на сжимаемость и прочность пород-коллекторов и могут быть причиной притока воды из прилегающих интервалов, сложенных глинистыми сланцами, что служит дополнительным движущим механизмом при добыче углеводородов.

Даже несмотря на участие признанных экспертов в специальных областях¹, перед автором стояла непростая задача — написать книгу о пластах с аномальными давлениями, главной целью которой было представить вместе геологические, химические и технические аспекты, иллюстрировать полученные в результате концепции и их практическое применение в нефтяной промышленности. Поэтому в некоторых случаях читателю, возможно, придется обратиться к ряду статей, посвященных определенной специальной области.

Однако для профессионалов, преподавателей и студентов, заинтересованных в рассмотрении практической стороны вопроса

¹ Доктор Дж. В. Чилингарян, кафедра разработки нефтяных месторождений, университет Южной Калифорнии, Лос-Анджелес, Калифорния, доктор Г. Х. Рике III, факультет разработки нефтяных месторождений, университет Западной Виргинии, Моргантаун, Западная Виргиния

и сжато обзоре предмета исследования, материал по которому ранее был не систематизирован и разбросан по разным литературным источникам, книга покажет взаимосвязь академической и практической (технологической) ценности нескольких дисциплин и их глубокое влияние на принятие административных решений в нефтяной промышленности. Представленные концепции были выбраны из большого числа литературы, устно обсуждавшихся идей и собственного опыта как в полевых, так и в лабораторных исследованиях.

Поскольку наблюдение — первый шаг в исследовании, настоящее обсуждение проблемы сосредоточивает внимание на основных принципах и их практическом использовании в полевых условиях. После некоторого колебания автор решил не применять строго математический подход (детали его можно найти в приводимой литературе).

Автор выражает признательность администрации компании «Континентал Ойл» за разрешение опубликовать эту книгу и хочет поблагодарить различные технические организации и некоторые профессиональные журналы за предоставление иллюстраций и таблиц для репродуцирования. Особая благодарность выражается журналам “Bulletin of the American Association of Petroleum Geologists”, “Journal of Petroleum Technology”, “Oil and Gas Journal”, “Petroleum Engineer” и “World Oil”.

1975 г.

Понка-Сити, Оклахома

Уолтер Х. Фергль

ГЛАВА I

АНОМАЛЬНЫЕ ПЛАСТОВЫЕ ДАВЛЕНИЯ

ВВЕДЕНИЕ

Многие факторы могут привести к возникновению аномальных пластовых давлений, т. е. давлений, которые отличаются от гидростатических. В некоторых районах такие давления образуются вследствие одновременного воздействия ряда факторов. Чтобы судить о возможных причинах генезиса этих давлений, необходимо понять важную роль петрофизических и геохимических параметров и их связь со статиграфической, структурной и тектонической историей геологического развития изучаемой площади или бассейна. Поскольку условия образования аномальных давлений могут быть вызваны различными факторами, следует с осторожностью подходить к выяснению их генезиса в новом районе. Нельзя механически переносить выявленные причины возникновения аномальных пластовых давлений в хорошо изученном районе на аналогичные условия в близлежащем районе, похожем по своему геологическому строению, который еще недостаточно изучен бурением.

ПОНЯТИЯ О ДАВЛЕНИЯХ

ГИДРОСТАТИЧЕСКОЕ ДАВЛЕНИЕ

Гидростатическое давление зависит от плотности и высоты столба флюидов. Форма и размеры столба флюидов не влияют на величину давления. Гидростатическое давление $p_{\text{гидр}}$, если его выразить математически, равно произведению средней плотности флюида на высоту столба этого флюида

$$\bar{p}_{\text{гидр}} = \bar{\rho} g D,$$

где $\bar{\rho}$ — средняя плотность флюида; g — ускорение силы тяжести; D — высота столба флюида.

Это выражение через параметры бурения можно записать так:

$$p_{\text{гидр}} = CMWD; \quad p_{\text{гидр}} = 0,098MWD, \quad (1.1)$$

где MW — удельный вес промывочной жидкости в гс/см³; C — коэффициент; $p_{\text{гидр}}$ — в кгс/см²; D — в м.

Градиент гидростатического давления зависит от концентраций растворимой твердой фазы (т. е. солей), содержания газов в столбе жидкости и температурного

Таблица 1.1

Типичные средние градиенты гидростатического давления

Геологический бассейн	Градиент гидростатического давления, кгс/(см ² ·м)	Районы США
Пресные и солоноватые воды Соленая вода	0,10 0,1074	Скалистые горы, Мидконтинент Побережье Мексиканского залива

градиента. Другими словами, увеличение величины растворимой твердой фазы (т. е. более высокая концентрация солей) в жидкости приводит к возрастанию нормального градиента давления с глубиной, в то время как повышение содержания газов в растворе и более высокие температуры вызывают уменьшение градиента нормального гидростатического давления с глубиной. Например, градиент давления, равный 0,1074 кгс/(см²·м), предполагает соленость воды 80 000 мг/л NaCl при температуре 25 °С.

В общем виде типичные средние градиенты гидростатического давления, которые могут быть встречены во время бурения на нефть и газ, показаны в табл. 1.1.

Следовательно, в целом градиент гидростатического давления может быть определен как

$$p = 0,433 SG, \quad (1.2)$$

где SG — удельный вес воды.

ДАВЛЕНИЕ ВЫШЕЛЕЖАЩИХ ПОРОД

Это давление возникает за счет суммарного веса скелета пласта (породы) и флюидов (воды, нефти, газа) в поровом пространстве, залегающих выше рассматриваемого пласта. Математически давление p_0 вышележащих пород может быть выражено так:

$$p_0 = \frac{\text{вес (скелет породы + флюиды)}}{\text{площадь}} = D [(1 - \varphi) \rho_{\text{ск}} + \varphi \rho_{\text{фл}}], \quad (1.3)$$

где D — мощность геологического разреза в м; φ — пористость пород в долях общего объема; $\rho_{\text{ск}}$, $\rho_{\text{фл}}$ — плотность соответственно скелета породы и флюида в г/см³.

В общем случае принято, что давление вышележащих слоев равномерно возрастает с глубиной. Например, типичные отложения третичного возраста на побережье Мексиканского залива США и в других районах имеют градиент давления вышележащих слоев, равный 0,231 кгс/(см²·м). Это соот-

ветствует давлению, оказываемому породой со средней плотностью $2,31 \text{ г/см}^3$. Опыт показывает также, что вероятный максимальный градиент давления вышележащих слоев в кластических породах может достигать величины $0,312 \text{ кгс/(см}^2 \cdot \text{м)}$.

Наблюдения в различных районах мира, проведенные в течение нескольких лет, привели к представлению об изменчивом градиенте давления вышележащих слоев; это представление используется в случае прогнозирования градиента давления разрыва пласта при бурении и заканчивании скважин. На основании рассмотрения процессов осадконакопления и уплотнения можно ожидать, что градиенты давления вышележащих слоев на небольшой глубине будут существенно меньше величины $0,231 \text{ кгс/(см}^2 \cdot \text{м)}$ (рис. 1.1). Эти представления и их практическое значение для нефтяной промышленности более подробно рассмотрены в главе 6.

ПЛАСТОВОЕ ДАВЛЕНИЕ

Пластовое давление $p_{пл}$ — это давление, действующее на флюиды (пластовые вода, нефть, газ) в поровом пространстве пласта. Нормальное пластовое давление в любых геологических условиях будет равно гидростатическому напору (т. е. гидростатическому давлению) столба воды от поверхности до данного подземного пласта. Следовательно, согласно такому определению, аномальные пластовые давления характеризуются любым отклонением от нормальной тенденции изменения.

Пластовые давления, превышающие гидростатические давления ($p_{пл} > p_{гидр}$) в специфических геологических условиях, определяются как аномально-высокие пластовые давления (повышенные давления), тогда как пластовые давления меньше гидростатических называются аномально-низкими (пониженными давлениями). Разведка углеводородных ресурсов, проведенная на всем земном шаре, как на суше, так и на море, показала, что аномальные пластовые давления встречаются повсюду.

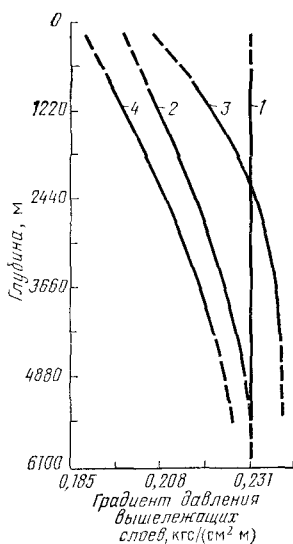


РИС. 1.1. Общая нагрузка вышележащих слоев для нормально уплотненных отложений песчано-глинистого разреза.

1 — постоянный градиент $0,231 \text{ кгс/(см}^2 \cdot \text{м)}$; 2 — штаты Техас и Луизиана, США, район побережья Мексиканского залива; 3 — штат Калифорния, США, пролив Санта-Барбара; 4 — район Северного моря

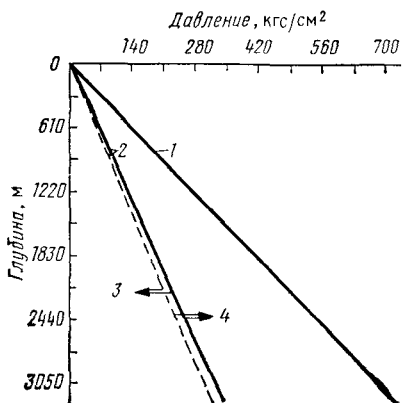


РИС. 1.2. Представление о подземных давлениях.

1 — давление вышележащих слоев, градиент давления $0,231 \text{ кгс}/(\text{см}^2 \cdot \text{м})$, 2 — гидростатическое давление, градиенты давления $0,1074 \text{ кгс}/(\text{см}^2 \cdot \text{м})$ (сплошная линия) и $0,10 \text{ кгс}/(\text{см}^2 \cdot \text{м})$ (пунктирная линия), 3 — пониженные давления (аномально низкие), 4 — повышенные давления (аномально высокие)

Рис. 1.2 и приведенное ниже уравнение показывают связь этих подземных давлений с напряжением:

$$p_0 = p_{\text{пл}} + \delta, \quad (1.4)$$

где p_0 — давление вышележащих слоев (общее вертикальное напряжение, литостатическое давление); $p_{\text{пл}}$ — пластовое давление; δ — давление между зернами породы (напряжение скелета породы, эффективное напряжение, вертикальное напряжение скелета породы).

В условиях нормального давления ($p_{\text{пл}} = p_{\text{гидр}}$) скелет породы выдерживает нагрузку вышележащих слоев за счет межзерновых контактов. Любое уменьшение этого непосредственного межзернового напряжения ($\delta \rightarrow 0$) заставит поровый

флюид нести часть нагрузки вышележащих слоев, в результате чего образуются аномальные пластовые давления ($p_{\text{пл}} > p_{\text{гидр}}$). Иными словами, вес вышележащих слоев может эффективно «поддерживаться на плаву» высокими пластовыми давлениями.

Аномальные пластовые давления, как повышенные, так и пониженные могут быть обусловлены многочисленными факторами. Часто они вызываются сочетанием нескольких наложенных факторов, что связано со стратиграфической, тектонической и геохимической историей развития района.

АНОМАЛЬНО-НИЗКИЕ (ПОНИЖЕННЫЕ) ПЛАСТОВЫЕ ДАВЛЕНИЯ

Опыт буровых работ в различных районах мира показывает, что аномально-низкие пластовые давления встречаются реже, чем аномально-высокие. Тем не менее аномально-низкие давления были установлены во многих районах в процессе бурения на нефть и газ, включая район Панхандл, штаты Техас и Оклахома, участки плато Колорадо, бассейн Юинта в штате Юта, площади в Арканзасе, Аппалачский регион и т. п. в США, нижнемеловую свиту Вайкинг в Центральной Альберте, Канада, среднемиоценовые отложения (чокрак и караган) в СССР, пустынные районы Ирана и др.

Аномально-низкие пластовые давления могут возникать также искусственным путем при отборе нефти, газа и (или) воды из проницаемых подземных пластов (коллекторских толщ). Добыча больших количеств пластовых флюидов может привести к резкому снижению пластового давления [Krynine and Judd, 1957; Magsden and Davis, 1967]. По существу, отбор флюидов в процессе добычи является причиной уменьшения давления поровых флюидов, если сильный напор воды не может компенсировать это уменьшение; часто в результате этого продуктивные пласты уплотняются.

Аномально-низкие давления в пласте-коллекторе встречаются во многих истощенных нефтяных залежах [Brighenti G., 1967]. В некоторых случаях имеются поверхностные признаки на такое локальное уменьшение давления, проявляющиеся опусканием грунта, что наблюдалось в районе Лонг-Бич-Харбор вблизи Лос-Анджелеса, Калифорния, в районе Гус-Крик вблизи залива Галвестон, штат Техас, США, вдоль месторождения Боливар-Коустл на побережье озера Маракайбо, Венесуэла и в других районах [Gilluly and Grant, 1949; Van der Knaap and Van der Vlies, 1967; Mayuga and Allen, 1969; Allen, 1972].

В настоящее время имеются устройства, контролирующие опускание и уплотнение грунта, которые включают точные измерительные приборы для определения длины соединений обсадных труб, позволяющие выявить возможное уплотнение на глубине. Бурятся специальные скважины слежения за уплотнением, в которых измерение уплотнения на небольшой глубине ведется с помощью кабельного экстенсометра. На тех нефтяных месторождениях, где предполагается опускание грунта, проводятся постоянный контроль и обработка полученных данных, предпринимаются оперативные меры — заводнение, когда необходимо предупредить опускание.

Как и при добыче углеводородов, отбор грунтовых вод также может привести к образованию аномально-низких давлений и к опусканию грунта. Например, было проведено всестороннее изучение феномена опускания в районе дельты р. По, Италия [Caloi, 1967]; оно показало необходимость закрытия нескольких тысяч скважин для извлечения метаноносных вод, так как почти все грандиозные опускания грунта в районе дельты были отнесены на счет этих скважин.

Влияние отбора грунтовых вод также хорошо известно в районе побережья Мексиканского залива США [Gabrysch, 1967]. В водоносных горизонтах с пресной водой, которые были вскрыты несколькими тысячами скважин в прибрежном поясе равнины побережья Мексиканского залива, уровень на больших площадях снизился на десятки метров. Крупнейшей такой площадью является район Хьюстон в Техасе, где общая площадь заметного снижения уровня воды составляет приблизительно 12 950 км². Около 22 % воды, добытой с помощью

насосов в районе Кейти—Хьюстон—Пасадена—Бэйтаун в период 1954—1959 гг., было получено за счет уплотнения осадочных отложений в интервале интенсивной откачки [Winslow and Wood, 1959]. Полагают, что вода, содержавшаяся в глинистых прослоях между водоносными горизонтами, сложными песчаными отложениями, стала поступать в водоносные горизонты, когда напор воды уменьшился в результате откачки.

На площадях района Панхандл в штате Техас градиенты аномально-низкого пластового давления составляют 0,083—0,090 кгс/(см²·м). Особый случай в промышленной практике известен на месторождении Амарильо-Техас-Панхандл в северо-западном Техасе, где измеренные градиенты пластового давления оказались равными примерно половине градиента гидростатического давления [Levorsen, 1967]. Возможная причина этого заключается в том, что продуктивная свита Гранит-Уош обнажается на поверхности к востоку, в горах Уичито в штате Оклахома на высоте около 304,8 м выше уровня моря. Это приблизительно соответствует потенциометрической поверхности продуктивной свиты месторождения Амарильо.

Аналогичные условия аномально-низкого давления были встречены при бурении в полупустынных и пустынных районах, где уровень грунтовых вод очень низок. Например, при поисково-разведочном бурении на Ближнем и Среднем востоке зеркало грунтовых вод обнаружено на глубине несколько десятков или даже несколько сотен метров ниже поверхности земли — ситуация, требующая соответствующего планирования скважин. В таких условиях нормальный градиент гидростатического давления начинает появляться только на уровне зеркала грунтовых вод.

Исследования, проведенные геологической службой Алабамы и геологической службой США в Алабаме, показывают, что многие площади, подстилаемые карбонатными породами, имеют тенденцию к опусканию грунта. Обрушения пород с образованием воронок опускания связаны с такими природными явлениями, как сильные ливни, сезонные колебания уровня грунтовых вод, землетрясения или другие изменения гидрогеологического режима, оказывающие влияние на устойчивость пород, и последствиями деятельности человека: искусственный дренаж, осушение, сейсмические толчки, разрывы водопродных или канализационных труб.

Образование воронок опускания часто происходит в результате обрушения каверн в остаточных глинах, что обусловлено постепенным дроблением или движением вниз глин через отверстия в подстилающих карбонатных породах. Постепенное дробление и осыпание глин и образование каверн могут быть вызваны или ускорены понижением уровня грунтовых вод, в результате чего залегающие над отверстиями в коренной породе глины лишаются опоры, а также колебаниями уровня грун-

товых вод относительно подошвы остаточных глин, нисходящим движением поверхностных вод через отверстия в глинах или увеличением скорости воды в депрессионных воронках до точек разгрузки. Обрушения происходят там, где процесс постепенного дробления и осыпания с соответствующим расширением каверн развивается снизу вверх до тех пор, пока перекрывающие глины оказываются не в состоянии поддерживать свой собственный вес, и там, где достаточной силы вибрация, толчок или нагрузка над кавернами вызывают разрыхление глин в результате сотрясения либо их опускание под воздействием давления.

В другом интересном исследовании рассмотрены преимущественно линзовидные допенсильванские породы-коллекторы Аппалачского региона [Russel, 1972]. На многих газовых месторождениях давления флюидов в этих продуктивных горизонтах ниже нормальных, однако в некоторых случаях встречаются нормальные давления, а иногда и более высокие по сравнению с нормальными. Каждый продуктивный горизонт в пределах больших площадей имеет характерное отклонение средних значений давлений флюидов от нормальных. Аномально-низкие пластовые давления, как правило, встречаются в линзовидных продуктивных пластах, тесно связанных с глинистыми сланцами, в районах, подвергшихся эрозии. Возможное объяснение этого факта заключается в том, что эрозия вызывает уменьшение давления флюидов в поровом пространстве глинистых сланцев и это уменьшение передается тесно связанным с ними породам-коллекторам. Понижение давления в глинистых сланцах может быть следствием возрастания порового объема и адсорбции воды в глинистых минералах по мере того, как давление вышележащих слоев уменьшается, а также следствием адсорбции воды в процессе минералогических преобразований, которые происходят в результате понижения температуры.

При исследованиях пластовых давлений в штате Оклахома было изучено несколько случаев аномально-низких давлений, которые являются существенной особенностью некоторых газовых месторождений Оклахомы с залежами в пермских и допермских породах-коллекторах. Например, Дж. Г. Флорес [Flores, 1967] изучил условия аномально-низких давлений на газовом месторождении Киз, расположенном в округе Симаррон, штат Оклахома, путем успешного применения параметров электрического каротажа для выявления и оценки этих аномальных давлений. Использовались методы изменений удельного сопротивления пластовой воды, спонтанной поляризации (ПС) и пластового коэффициента, предложенный Дж. Фостером и Х. Уэйленом [Foster and Whalen, 1966] для количественной оценки пластового давления (рис. 1.3). Принципы этих методов рассмотрены в главе 5. Градиент давления $0,043 \text{ кгс}/(\text{см}^2 \times \text{М})$, приводимый для газового месторождения Киз, является

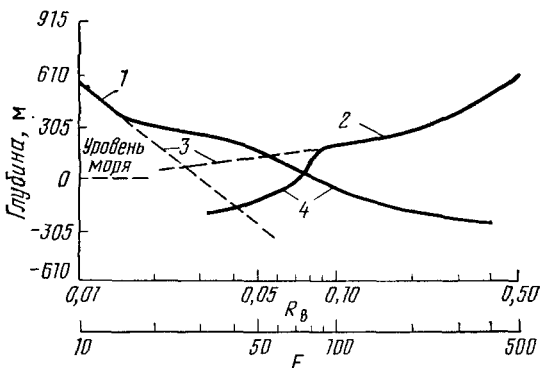


РИС. 13. Соотношение удельного сопротивления пластовой воды R_v и пластового коэффициента F в зависимости от глубины на месторождении Киз, округ Симаррон, Оклахома, США, характеризующемся низкими пластовыми давлениями (по Дж. Г. Флоресу, 1967).

1 — тенденция изменения F , 2 — тенденция изменения R_v , 3 — нормальная тенденция; 4 — наблюдаемая тенденция

одним из самых низких когда-либо встреченных градиентов.

Позже А. Бриз [Breeze, 1970] также исследовал видимые соотношения пластовых давлений в песках Морроу северо-западной Оклахомы. В этом районе свита Морроу определяется как геологический интервал разреза между свитой Атока и предмиссисипским несогласием; пески Морроу, представляющие проницаемые фации в пределах интервала Морроу, слагают трансгрессивные линзовидные тела, из которых добываются главным образом газ и газоконденсат. Интересная работа А. Бриза фокусирует внимание на региональном переходе от аномально-низких пластовых давлений к аномально-высоким (аномально-низкие → гидростатические → аномально-высокие давления).

На рис. 1.4 и 1.5 показаны полученные этим автором результаты в виде схемы изменения пластовых давлений, которая наложена на карту изопахит свиты Морроу и структурную карту по кровле этой свиты. А. Бриз предположил, что, «Поскольку контраст солености и развитие линзовидных песков весьма благоприятны для осмотического процесса, существует большая вероятность того, что осмос является одним из факторов в распределении давлений. Подобный процесс мог бы объяснить равномерный, постепенный переход от аномально-высоких к аномально-низким давлениям».

Так как это объяснение наблюдаемых изменений давлений может быть поставлено под сомнение, в другом исследовании того же района [Ferran, 1973] было рассмотрено возможное

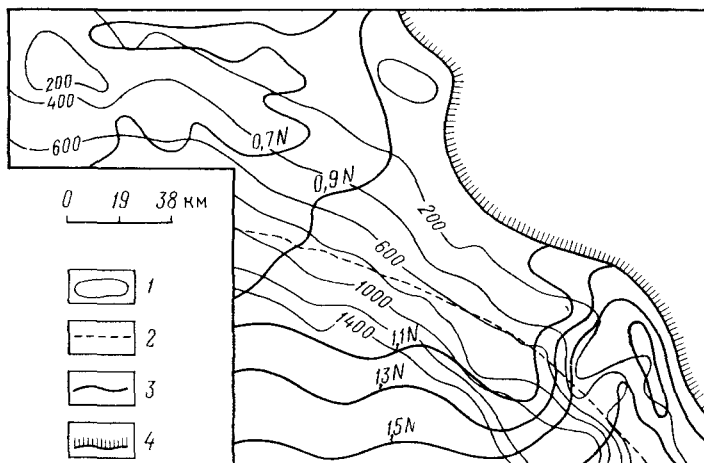


РИС. 1.4. Карта изопакит свиты Морроу и распределение пластовых давлений в северо-западной Оклахоме (с изменениями; по А. Ф. Бризу, 1970).

1 — изопакиты, сечение через 200 футов (61 м); 2 — шарнирная линия; 3 — изобары; 4 — граница распространения свиты Морроу; N — гидростатическое давление

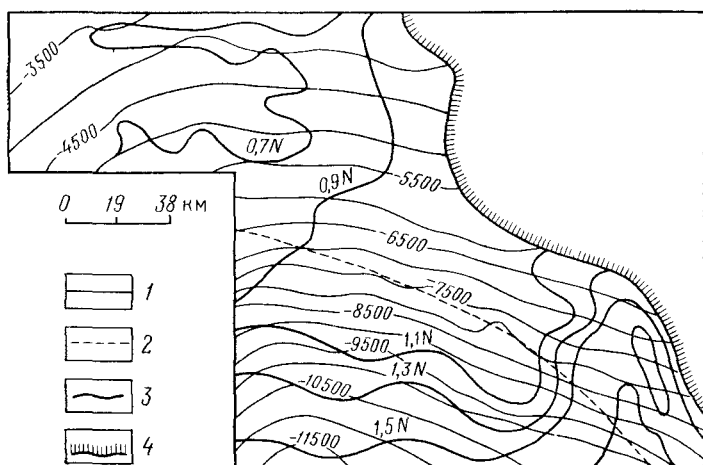


РИС. 1.5. Структурная карта кровли свиты Морроу и распределение давлений в северо-западной Оклахоме (с изменениями; по А. Ф. Бризу, 1970).

1 — изогонисы, сечение через 500 футов (151,5 м); 2 — шарнирная линия; 3 — изобары, 4 — граница распространения свиты Морроу; N — гидростатическое давление

влияние поднятия и эрозии («декомпрессионного расширения») и ассоциированного уменьшения температуры, вызванного изменениями осадочных отложений на глубине. Суммарное влияние указанных процессов может привести к падению давления, выраженному таким дифференциальным уравнением:

$$dp = \left(\frac{\partial p}{\partial S_B} \right)_{t, V} dS_B + \left(\frac{\partial p}{\partial t} \right)_{V, S_B} dt + \left(\frac{\partial p}{\partial V} \right)_{t, S_B} dV, \quad (1.5)$$

где dp — общее изменение пластового давления в породе-коллекторе; $\left(\frac{\partial p}{\partial S_B} \right)_{t, V} dS_B$ — частичное изменение порового давления в песчаном пласте-коллекторе в зависимости от любого изменения водонасыщенности. Такое уменьшение водонасыщенности, т. е. движение воды из песка в прилегающие глинистые сланцы, происходит вследствие декомпрессионного расширения этих глинистых сланцев, вызванного снятием напряжения за счет воздымания и последующего частичного удаления вышележащих слоев в результате эрозии (рис. 1.6). Величина эффекта «расширения» (расширения пород в результате уменьшения нагрузки) будет зависеть от типа пород, дифференциальных изменений веса вышележащих слоев, подземного геотермального режима и прошедшего геологического времени. В формуле (1.5) $\left(\frac{\partial p}{\partial V} \right)_{t, S_B} dV$ — частичное изменение порового давления в зависимости от изменения порового объема за счет эффекта расширения в песчаных пластах-коллекторах. Л. Ферран (1973) считал этот член уравнения ничтожно малым. Величина $\left(\frac{\partial p}{\partial t} \right)_{V, S_B} dt$ — частичное изменение порового давления в зависимости от уменьшения температуры в условиях неизменяющихся объема и флюидонасыщенности. Принимается, что объем порового пространства и насыщенность флюидами остаются постоянными.

В переходных зонах от нормальных условий давлений к условиям аномальных давлений часто наблюдается увеличение температуры, превышающее нормальный геотермический градиент. Аналогичные условия отмечаются также в продуктивных скважинах, пробуренных на пески Морроу с аномально-низкими и аномально-высокими давлениями (рис. 1.7). Следует отметить в целом меньшее увеличение температуры в скважинах с аномально-низкими давлениями. Если принять, что в начальных условиях свита Морроу характеризовалась повышенной температурой и недостаточной уплотненностью, то любое охлаждение пластов вследствие поднятия и эрозии должно было бы повлечь уменьшение порового давления.

Такое предствление может быть подтверждено и иллюстрировано графиком зависимости плотности воды от давления и температуры [Barker, 1972], приведенным на рис. 1.8. Следует заметить, что при охлаждении изолированной системы флюидов, которое, например, может быть вызвано поднятием и (или)

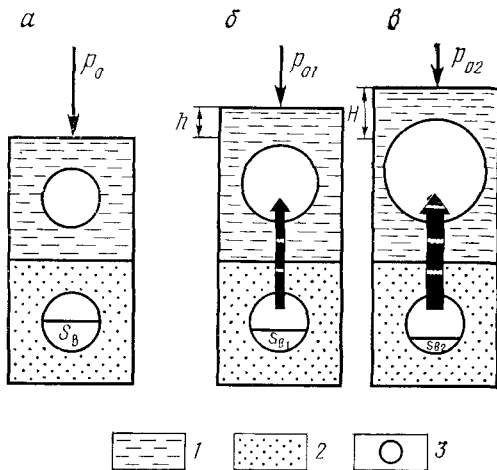


РИС. 1.6. Модель, представляющая систему песков и глинистых сланцев, испытывающую уменьшение давления высвележащих слоев.

a — начальная стадия; расширение: *b* — стадия I, *v* — стадия II; 1 — глинистые сланцы; 2 — песок; 3 — поровое пространство; S_B — содержание воды в поровом пространстве, %; $p_0 > p_{01} > p_{02}$; $S_B > S_{B1} > S_{B2}$

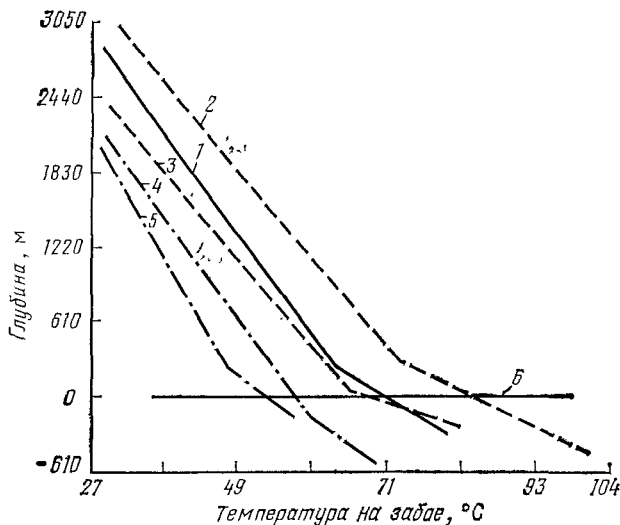


РИС. 1.7. Геотермические градиенты в скважинах, пробуренных на пески Морроу с аномально-низкими и аномально-высокими давлениями, в северо-западной Оклахоме (по А. Ф. Бризу, 1970).

1 — скв. Пол 1, 1,0 N; 2 — скв. Мак-Нили-Фал 1, 1,5 N; 3 — скв. Шайенн-Арапахо 1, 1,1 N; 4 — скв. Фергесон 1, 0,9 N; 5 — скв. Хилл 1, 0,7 N; 6 — уровень отсчета, кровля свиты Морроу; N — нормальное гидростатическое давление

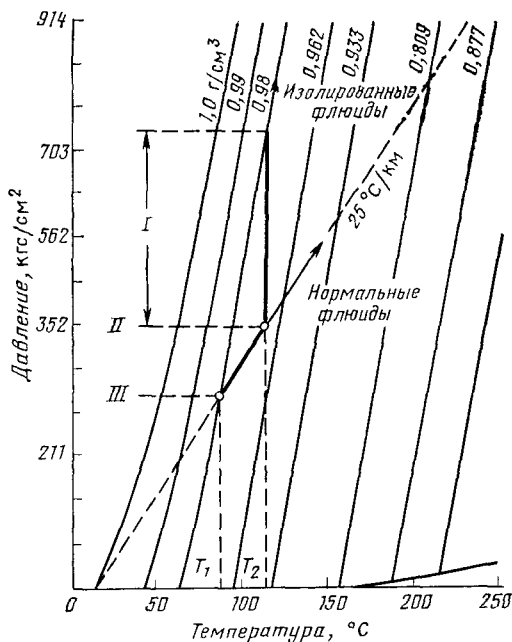


РИС. 18. Графики зависимости плотности воды от давления и температуры (по К. Баркеру, 1972).

Давление повышается за счет увеличения температуры от T_1 до T_2 ; I — повышенное давление; II — глубина 2; III — глубина 1

эрозией, давление в изолированном объеме будет уменьшаться до значений ниже нормального гидростатического давления. Аналогичным образом, подобное понижение температуры может вызвать падение давления в изолированных газоносных зонах, причем величина уменьшения давления зависит от величины изменения температуры и состава газа.

Поскольку обширное бурение в бассейне Анадарко, штат Оклахома, привело к выявлению аномально-низких давлений в пластах пермского, пенсильванского, миссисипского и даже девонского возрастов, некоторые из данных, приведенных К. А. Муром [Mooge, 1971], нанесены автором данной работы на рис. 1.9 и 1.10.

Другое весьма интересное наблюдение аномально-низких давлений и искусственного землетрясения, вызванного закачкой воды, было сделано в скважине Арсенал в Скалистых горах [Evans, 1966]. Эта скважина для сброса промышленных отработанных вод химических предприятий была пробурена к северо-востоку от г. Денвер в бассейне Денвер-Джулесбург до

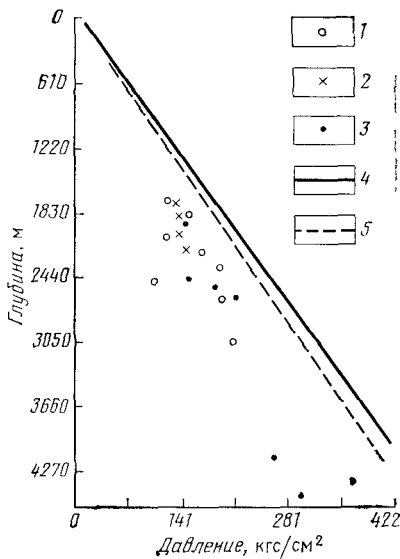
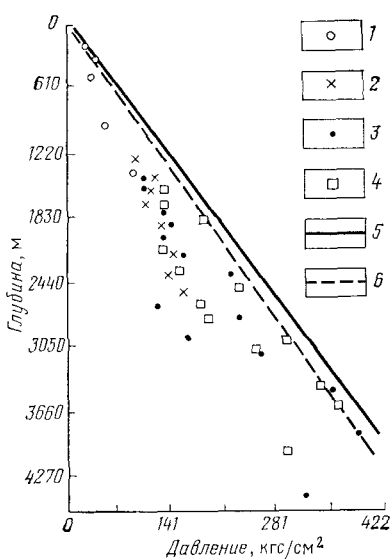


РИС. 1.9. Аномально-низкие пластовые давления в бассейне Анадарко, штат Оклахома.

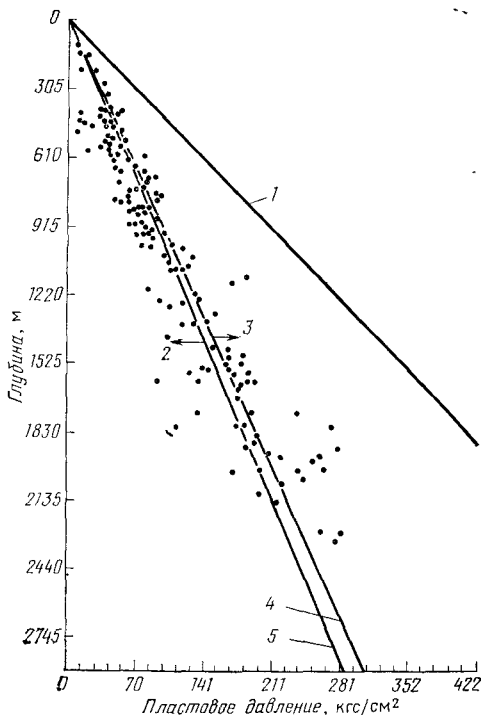
1 — пермь; 2 — верхний пенсильванский; 3 — средний пенсильванский; 4 — нижний пенсильванский; 5, 6 — гидростатические давления с градиентами соответственно 0,1074 и 0,10 кгс/(см² × м)

РИС. 1.10. Аномально-низкие пластовые давления в бассейне Анадарко, штат Оклахома.

1 — верхний миссисипий; 2 — средний миссисипий; 3 — карбонаты Хантон; 4, 5 — гидростатические давления с градиентами соответственно 0,1074 и 0,10 кгс/(см² · м)

РИС. 1.11. Аномальные пластовые давления в третичных отложениях СССР (по У. Х. Ферлю, 1971). С разрешения The Society of Petroleum Engineers of AIME.

1 — градиент давления вышележащих слоев, равный 0,231 кгс/(см² × м); 2 — аномально-низкие давления; 3 — аномально-высокие давления; 4, 5 — градиенты гидростатического давления, равные соответственно 0,1074 и 0,10 кгс/(см² · м)



глубины 3671 м и остановлена в докембрийских гнейсах. При испытаниях скважины, проведенных на глубине 3353 м, определили, что поровое давление равно 290 кгс/см². Это указывало на аномально-низкое давление. Д. М. Ивэнс [Evans, 1966] предположил, что «Сильно трещиноватые породы коллектора покоятся на крутых склонах в условиях давления флюидов ниже гидростатического. По мере того как давление флюидов в пределах пласта-коллектора повышается, сопротивление трения вдоль плоскостей трещины уменьшается и, в конце концов, происходит движение пород. Выделившаяся энергия упругой волны регистрируется как землетрясение».

Аномально-низкие пластовые давления встречены также в СССР в ряде нефтяных и газовых продуктивных пластов третичного возраста. Они часто встречаются в породах-коллекторах среднего миоцена, особенно в чокракских и караганских отложениях. Однако число случаев обнаружения аномально-низких давлений уменьшается с увеличением глубины залегания этих продуктивных пластов (рис. 1.11). Советские исследователи объясняли такие условия как результат различий плотности минералов, слагающих геологический разрез.

АНОМАЛЬНО-ВЫСОКИЕ (ПОВЫШЕННЫЕ) ПЛАСТОВЫЕ ДАВЛЕНИЯ

Аномально-высокие давления поровых флюидов встречены повсюду в мире в отложениях, имеющих возраст от кайнозойского (плейстоценового) до палеозойского (кембрийского). Геологические условия нормального гидростатического давления могут быть представлены как гидравлически «открытая» система, т. е. проницаемые отложения с сообщающимися флюидами позволяют гидростатическим условиям установиться и (или) восстановиться. В противоположность этому системы с аномально-высокими пластовыми давлениями, по существу, являются «закрытыми», препятствующими сообщению флюидов, или, по крайней мере, сильно его ограничивающими. В таком случае давление, обусловленное весом вышележащих слоев, частично поддерживается пластовыми флюидами в поровом пространстве.

БАРЬЕРЫ ДАВЛЕНИЯ

Нормальные и аномальные пластовые давления сосуществуют только в том случае, если они разделены барьером проницаемости, который действует одновременно как барьер давления. Теоретически таким запечатывающим барьером может быть любой материал или сочетание материалов в земной коре, которые ограничивают либо препятствуют движению и прохождению через них значительных объемов флюидов. Барьер дав-

Таблица 111

Предполагаемые типы барьеров пластового давления

Тип барьера	Характер ловушки	Примеры
Вертикальный	Массивные глинистые сланцы и алевролиты Массивные соли Ангидрит, гипс, известняк, мергель, мел, доломит	Побережье Мексиканского залива США Цехштейн, северная часть ФРГ Северное море, Ближний и Средний Восток, США, СССР
Поперечный	Сбросы, соляные и глиняные, диапирсы	Повсюду в мире
Сочетание вертикального и поперечного	—	То же

ления может быть физического, химического происхождения или результатом сочетания того и другого [Louden, 1972]. Поскольку характер и происхождение таких барьеров могут быть разнообразными, возможные их типы перечислены в табл. 1.11 [Fertl and Timko, 1972].

Из этой сводки видно, что проблемы барьеров давления разрешаются при ответе на три основных вопроса: «Что?» «Когда?», «Как?». «Что?» включает описание имеющегося изолирующего материала, «Когда?» касается стадий диагенеза пород, в течение которых произошло запечатывание, а «Как?» относится к химическому составу перекрывающей породы, типу флюидов водоносного пласта, из которых происходит выпадение в осадок минералов, преобладающим условиям давления и температуры.

Существование любого минерала есть функция поля устойчивости данного минерального вида. Поле устойчивости, в свою очередь, зависит от температуры, давления, концентрации растворов, состава растворов и т. п. Это поле устойчивости определяет также, останется ли минерал в состоянии равновесия с окружающей средой, будет расти или растворяться.

Вообще образование барьера давления зависит от многих факторов, включая чрезвычайно сложный комплекс явлений реакции деформации глинистых минералов на приложенные физические нагрузки (такие, как вес вышележащих слоев), поведение глин и глинистых сланцев в качестве полупроницаемых мембран, тип и количество присутствующих глинистых минералов, чрезвычайно низкую проницаемость глинистых сланцев (10^{-4} — 10^{-6} мД), неньютоновское поведение воды в более узких каналах порового пространства глинистых осадков, взаимодействие с выделяющимися газами и органическими кислотами, тип, концентрацию и собственную диффузию катионов, выпадение в осадок растворенных твердых минералов

(например, кальцита, кремнезема, полевого шпата, пирита, сидерита и т. п.), состав и возможное смещение рассолов, резкие изменения подземных давлений и температуры.

Каждый из этих факторов или любое их сочетание с учетом дополнительного фактора геологического времени может изменить физико-химические условия, обусловив медленные литологические изменения в образовании этих перекрывающих изолирующих пород как барьеров давления. Затем, поскольку флюиды и газы не могут больше двигаться через этот изолирующий слой в больших количествах, дальнейшее выпадение в осадок кальцита, кремнезема и т. п. и цементация ими породы будут замедлены и в конце концов фактически прекратятся.

Хотя такие глинистые сланцы затвердевают в результате литификации, они должны сохранять известную гибкость (пластичность), что позволяет барьеру давления «подаваться» во время небольших движений земной коры. Однако более сильные тектонические движения разрушат этот барьер за счет образования трещин и разломов. Вследствие этого может происходить расформирование, аномальных пластовых давлений или их перераспределение *in situ* как в сторону уменьшения, так и в сторону возрастания, в зависимости от характера последующих пород-покрышек.

Верхний предел таких аномально-высоких давлений обычно предполагается равным общему весу вышележащих слоев, для них обычно принимается эквивалентным градиент $0,231 \text{ кгс}/(\text{см}^2 \cdot \text{м})$. В региональном масштабе аномально-высокие давления могут приближаться к величине нагрузки вышележащих слоев, которую, по соображениям устойчивости, они не могут превзойти. Однако опыт показывает, что в некоторых районах, например в Пакистане, Иране, Папуа и в СССР, на ограниченных, локальных участках могут быть встречены даже еще более высокие градиенты давления. Известны градиенты давления поровых флюидов, превышающие градиент давления вышележащих слоев на величину, достигающую 40%. Такие сверхвысокие давления, по-видимому, могут локально существовать в присутствии «моста давлений» (рис. 1.12). Внутренняя прочность породы, перекрывающей зоны повышенных давлений, помогает нагрузке вышележащих пород локально сдерживать эти огромные силы, направленные вверх.

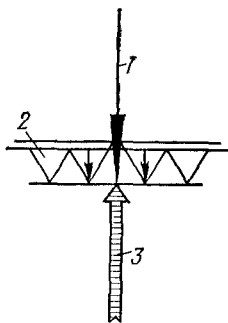


РИС 1.12 Схема действия «моста давлений» (по У. Х. Фергю, 1971). С разрешения The Society of Petroleum Engineers of AIME.

1 — вес вышележащих слоев или геостатическое давление; 2 — «мост давлений»; 3 — сверхвысокие давления

ПРЕДСТАВЛЕНИЯ О ПРОИСХОЖДЕНИИ АНОМАЛЬНЫХ ПЛАСТОВЫХ ДАВЛЕНИЙ

Причиной аномальных давлений поровых флюидов может быть несколько, а часто и множество факторов. Они связаны с геологическими, физическими, геохимическими и механическими процессами. Нередко бывает трудно или даже невозможно выяснить относительную роль каждого отдельного фактора для данных условий аномально-высокого давления в конкретном геологическом районе. Например, аномальные пластовые давления в бассейне побережья Мексиканского залива США рассматривались К. Л. Харкинсом и Дж. В. Богером [Harkins and Vaughan, 1969] как прямой результат истории структурного развития и осадконакопления. Генезис аномально-высоких давлений в течение геологического времени контролировался условиями седиментации на палеоконтинентальных шельфе и склоне, формой и литологией осадков, региональным и локальным сбросообразованием, шарнирными линиями бассейна, захоронением и уплотнением, а также последующей структурной деформацией.

По мнению П. Х. Джонса [Jones, 1969], причиной аномально-высоких давлений вдоль побережья Мексиканского залива США может быть следующее сочетание факторов: «Неогеновые дельтовые и прибрежно-морские отложения в северной части бассейна Мексиканского залива образуют региональные водоносные системы, в которых поровые давления, концентрации солей и температуры не сравнимы с этими же параметрами в более древних седиментационных бассейнах. Быстро захороненные песчаные и глинистые толщи, изолированные конседиментационными сбросами, остаются недостаточно уплотненными и характеризуются аномально-высокими давлениями флюидов (достигающими 0,95 от давления вышележащих слоев). Такие высокие давления заставляют соленую пластовую воду двигаться вверх в направлении водоносных горизонтов с нормальным давлением. Промежуточные пласты глин действуют как мембранные фильтры, опресняющие воду, которая впоследствии разбавляет воды принимающего водоносного горизонта. Высокие давления и накопленное радиогенное тепло обуславливают диагенез монтмориллонита с переходом в иллит. Выделившаяся при этом пресная кристаллизационная вода либо остается в измененной глине под высоким давлением, если прилегающие песчаные слои уже находятся в условиях аномально-высокого давления, либо двигаются в водоносные горизонты с нормальным давлением и разбавляют их воды. Осмотические давления, которые генерируются действующими как мембраны глинами и могут задержать или даже повернуть вспять эти потоки, рассматриваются как доминирующий фактор сохранения аномально-высоких давлений».

Результаты великолепного исследования высоких пластовых давлений в Береговых хребтах Калифорнии и связь этих давлений с тектоникой подытожены Ф. А. Берри [Веггу, 1973] следующим образом: «Аномально-высокие потенциалы флюидов существуют в разрезе миогеосинклинальной толщи Грейт-Валли и эвгеосинклинальной Францисканской юрско-мелового возраста в пределах Береговых хребтов и на глубине в западной части Центральной долины, Калифорния. Эти породы представлены преимущественно аргиллитами с низкой проницаемостью для флюидов.

В отношении возможного регионального распределения этих высоких потенциалов флюидов существуют определенные проблемы. Районы низкого потенциала флюидов, как геотермальный район Гейзеры, имеются в Францисканской серии северной Калифорнии в пределах области, в целом характеризующейся высокими потенциалами флюидов. Районы низких потенциалов связаны с разломными зонами с течением типа течения по каналу, где параметры переноса флюидом превышают аналогичные параметры межгранулярного потока. Сделано заключение, что Францисканские отложения северной Калифорнии, по-видимому, регионально характеризуются давлениями, близкими к литостатическим давлениям флюидов на глубине, однако на различной глубине от поверхности, вероятно, существуют разломные зоны как с низкими (т. е. близкими к гидростатическому), так и с высокими (т. е. близкими к литостатическому) потенциалами флюидов. Выход сухого пара в районе гейзеров рассматривается как разломная зона с низкими потенциалами флюидов за счет ухудшения параметров переноса флюидов разломной системы с глубиной, в локальной области высокого теплового потока, обусловленного, возможно, существованием на глубине магматического очага.

Большое количество прямых замеров давлений флюидов в пределах разреза Грейт-Валли в долине Сакраменто показывает существование высоких потенциалов флюидов. Единственное непосредственное измерение давления флюидов, которое было сделано в пределах разреза Грейт-Валли в центральной или в южной частях долины Сан-Хоакин, также указывает на высокие потенциалы флюидов. Региональный химический состав нижнетретичных вод долины Сан-Хоакин (тип вод, прошедших через мембрану) позволяет предположить, что эти воды были отжаты из широко распространенных толщ аргиллитов и других пород, подвергающихся уплотнению. Предполагаемый источник поступления вод в эту широко распространенную уплотняющую толщу — подстилающие отложения Грейт-Валли с их предположительно высокими потенциалами флюидов.

Сделано заключение, что аномально-высокие потенциалы флюидов в третичных породах в пределах складок на западном борту долины Сан-Хоакин косвенно отражают присутствие на

глубине высоких потенциалов флюидов в подстилающем разрезе Грейт-Валли. Образование складок относится за счет динамического тектонического сжатия, вызванного протекающим связанным линейным диапиризмом аргиллитов Грейт-Валли и связанных с ними пород, которые обладают почти совершенными пластическими свойствами, вследствие давлений флюидов, близких к литостатическим. Замкнутый гравитационный минимум над южным концом антиклинали Саут Доум-Лост Хиллс интерпретируется как результат внедрения диапира, сложенного серпентином или аналогичным материалом.

Допускается, что сбросовая зона, именуемая здесь разломом Западного борта, вероятно, существует на глубине вдоль западного борта Центральной долины. Этот погребенный разлом, как полагают, не прослеживается повсеместно в форме сбросов вблизи поверхности, как сброс Мидленд, или протяженных линейных складок, как складки Кеттлмен. Диапиризм вдоль указанного разлома предположительно является причиной этих складок.

Опускание вдоль сброса Западного борта происходило, как полагают, одновременно с отложением толщи Грейт-Валли и, таким образом, привело к образованию локального прогиба, в котором накопилась мощная (максимальная мощность 18 288 м) толща Грейт-Валли. Барьер между областями отложения толщ Францисканской и Грейт-Валли предполагается в виде зоны серпентинитово-ультраосновных пород, внедрение которых совершалось с перерывами и привело к образованию седиментационной ловушки на континентальном склоне, существовавшем на протяжении юрско-мелового периода геосинклинального осадконакопления.

Сделано окончательное заключение, что имеется обширная географическая зона, в пределах которой давления поровых флюидов в мощных геосинклинальных отложениях Францисканских и Грейт-Валли достигают значений, почти равных литостатическим. Эта зона имеет длину 644—805 км и ширину 40—129 км; она ограничена на западе разломом Сан-Андреас и гранитным блоком Салинас, на востоке — погребенным разломом Западного борта и гранитным блоком Сьерра-Клават, на юге — гранитным блоком Сан-Эмилио-Сьерра; северная граница интерпретируется как северное окончание сброса Сан-Андреас в районе Кейп Мендосино. Структурная деформация этой зоны за счет диапиризма и надвигов облегчается пластичностью пород, обусловленной высокими давлениями флюидов. Известные случаи диапиризма, надвигообразования и предположительно диапировой складчатости дают основание предполагать позднекайнозойский возраст развития высоких потенциалов флюидов.

Образование аномальных давлений флюидов вдоль разлома Сан-Андреас относится за счет сжатия между гранитными

блоками Сьерра-Клават и Салинас в результате позднекайнозойского растяжения центральной части Большого бассейна в штатах Невада и Юта. Сан-Андреас представляет собой трансформный разлом, который отделяет независимое поле напряжений Тихоокеанской плиты (блок Салинас), двигающейся в северо-западном направлении относительно Северо-американской плиты (блок Сьерра-Клават и отложения Грейт-Валли — Францисканские). Блок Сьерра-Клават также продвигается к западу или к юго-западу в результате продолжающегося позднекайнозойского расширения центральной части Большого бассейна; это движение к западу определяется по сжатию пород по обеим сторонам разлома Сан-Андреас. Сжатие оказывает наибольшее влияние на массы глинистых сланцев в пределах разреза отложений Францисканских и Грейт-Валли непосредственно к востоку от разлома, это влияние сильно уменьшается в пределах гранитного фундамента и перекрывающихся отложений блока Салинас к западу от разлома, однако служит причиной складкообразования в осадочном покрове. Высокие потенциалы флюидов обусловлены сжатием этого пояса обладающих высокой степенью сжимаемости глинистых сланцев к востоку от разлома Сан-Андреас в тисках, образованных относительно несжимаемыми гранитами; указанные аномальные потенциалы флюидов рассматриваются как позднекайнозойские явления, характеризующиеся современной динамической активностью.

В пределах этого пояса высоких потенциалов флюидов диапиризм и диапировая складчатость являются предпочтительными формами позднекайнозойской структурной деформации вместо надвигообразования. Преобладание диапиризма обусловлено ограниченным сокращением земной коры и связано с развитием такого поля сжатия в противоположность широкому распространению скалывающих напряжений, которые вызваны движениями плит по обеим сторонам разлома Сан-Андреас. В будущем могут развиваться диапиризм и более ограниченное надвигообразование в связи с современной генерацией высоких потенциалов флюидов.

Среди возможных последствий существования этой предполагаемой обширной зоны близких к литостатическим давлений флюидов — мелкофокусные землетрясения и многочисленные афтершоки вдоль разлома Сан-Андреас. Почти непрерывное оползание пород вдоль разлома Сан-Андреас и связанных с ним сбросов Калверас и Хейвард также может быть результатом постулируемых высоких давлений поровых флюидов в породах, прилегающих к указанным сбросам.

Важным аспектом этой статьи является демонстрация того факта, что давления флюидов, заключенных в породах, могут служить в качестве чрезвычайно чувствительных и своеобразных измерителей деформации для выявления локальных или региональных структурных движений».

Причины аномальных пластовых давлений будут различными также для песчано-глинистых разрезов, таких, какие развиты в районах побережья Мексиканского залива США, массивных карбонатных разрезов на Ближнем и Среднем Востоке, или условий, встреченных в районах Северного и Южно-Китайского морей. Иными словами, происхождение аномально-высоких пластовых давлений может иметь много причин и часто обусловлено сочетанием наложенных факторов, включая перечисленные ниже.

ПЬЕЗОМЕТРИЧЕСКИЙ УРОВЕНЬ ФЛЮИДОВ

Влияние региональной потенциметрической поверхности, имеющей аномально-высокий уровень, может быть причиной повышенных давлений. Классическим примером является артезианская водная система. В общем случае артезианские давления существуют при следующих условиях: 1) пористые и проницаемые водоносные горизонты заключены между непроницаемыми пластами, такими как глинистые сланцы; 2) эти водоносные горизонты деформированы таким образом, что область питания расположена на высоте, обеспечивающей необходимый гидравлический напор.

В подобных системах образующиеся повышенные давления могут быть от небольших до умеренных, как, например, в Артезианском бассейне во Флориде [Leve and Goolsby, 1967] или в Большом Артезианском бассейне в Квинсленде, Австралия, занимающем более 1,5 млн. км² [Slatyer and Mabutt, 1964]. Однако иногда артезианские давления достигают значительных величин, как в бассейне Северной Дакоты [Meinzer, 1928].

СТРУКТУРА ПЛАСТА-КОЛЛЕКТОРА

В запечатанных породах-коллекторах, таких как линзовидные пласты, отложения с региональным уклоном и смятые в антиклинали, пластовые давления — нормальные в самой глубокой части зоны — будут передаваться в менее глубоководную часть, где создадутся условия аномальных давлений (рис. 1.13, 1.14). При наличии в антиклиналях углеводородов аномальные пластовые давления встречаются в потенциально-продуктивной части разреза, тогда как на водонефтяном контакте и ниже него все еще могут существовать условия нормальных гидростатических давлений.

В очень крупных структурах, какие встречаются на Ближнем и Среднем Востоке и в некоторых других районах, известны повышенные давления, возникающие за счет разности плотностей в нефте-водяных и особенно в газо-водяных системах, которые достигают величины гидростатического давления вышележащих слоев. По данным М. К. Хабберта и В. В. Руби [Hubbert

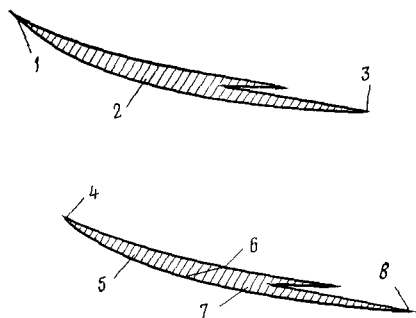


РИС. 1.13. Влияние структуры на градиенты давления в песках, содержащих флюиды с аномальным давлением (по Г. Дикинсону, 1953). С разрешения The American Association of Petroleum Geologists

1 — давление 572 кгс/см² на глубине 3050 м, градиент давления 0,189 кгс/(см²·м), 2 — песок с соленой водой, 3 — давление 735 кгс/см² на глубине 4575 м, градиент давления 0,16 кгс/(см²·м), 4 — давление 633,5 кгс/см² на глубине 3050 м, градиент давления 0,209 кгс/(см²·м); 5 — газонасыщенный песок; 6 — давление 653,8 кгс/см² на глубине 3812 м, градиент давления 0,175 кгс/(см²·м); 7 — песок с соленой водой, 8 — давление 735 кгс/см² на глубине 4575 м, градиент давления 0,16 кгс/(см²·м)

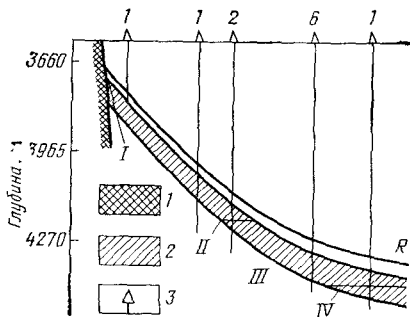


РИС. 1.14. Схематический разрез, иллюстрирующий аномальное давление, обусловленное структурным поднятием пласта, на месторождении Уикс-Айленд, округ Айбирия, штат Луизиана (по Г. Дикинсону, 1953). С разрешения The American Association of Petroleum Geologists.

1 — соль; 2 — песок; 3 — скважина; I — оценываемое давление 441 кгс/см², градиент давления 0,15 кгс/(см²·м); II — ГНК, 4194 м; III — давление 450 кгс/см² на глубине 4209 м, градиент давления 0,109 кгс/(см²·м); IV — ВНК, 4408 м, нормальное гидростатическое давление

and Rubey, 1959], на одном иранском нефтяном месторождении необходимо было применение промывочной жидкости с удельным весом 2,08 гс/см³ на глубине 195 м, что соответствует градиенту давления 0,208 кгс/(см²·м).

ПОДЪЕМ ДАВЛЕНИЯ В ПОРОДЕ-КОЛЛЕКТОРЕ

В породах-коллекторах с нормальным или низким давлением особенно на небольшой глубине, содержащих пластовую воду и(или) углеводороды, давление иногда может быть повышено и(или) восстановлено за счет гидравлической связи с глубоководными отложениями, которые имеют более высокое давление. Такое сообщение флюидов возможно: 1) позади обсадной колонны в старых скважинах с дефектами цементирования, 2) вдоль «приоткрытых» сбросовых зон, 3) в результате негерметичности обсадных колонн в старых скважинах, 4) в процессе бурения разреза проницаемых отложений с резко различными давлениями поровых флюидов (что вызывает переток соленых вод).

Бурение таких неглубоководных зон с подтоком вод высокого давления иногда требует применения промывочной жидкости с удельным весом до 2,275 гс/см³.

**СКОРОСТЬ СЕДИМЕНТАЦИИ
И УСЛОВИЯ ОСАДКОАКОПЛЕНИЯ**

П. Х. Джонс [Jones, 1969] высказал предположение, что «гипотеза Г. Дикинсона [Dickinson, 1953] о том, что аномально-высокие давления флюидов обусловлены весом вышележащих слоев и условиями запечатывания флюидов, должна быть расширена за счет включения нескольких других факторов, важнейшим из которых, вероятно, является скорость седиментации». Ранее такое предположение было высказано М. К. Хаббертом и В. В. Руби [Hubbert and Rubey, 1959], когда они перечисляли условия, благоприятные для развития повышенных давлений: 1) большая общая мощность осадков, 2) присутствие глинистых пород, 3) наличие прослоев песчаников, 4) быстрое увеличение нагрузки, 5) геосинклинальные условия в целом. У. Х. Фертль и Д. Дж. Тимко [Fertl and Timko, 1972] также констатировали, что быстрое отложение в осадок преимущественно глин с некоторым количеством песка (т. е. высокое значение отношения глины/песок), превышающее скорость структурного прогибания, может привести к возникновению аномальных давлений.

Данные табл. I. III позволяют сделать заключение, что скорости седиментации в районе побережья Мексиканского залива в Техасе и Луизиане были очень высокими с начала плейстоцена [Jones, 1969].

По мнению Р. В. Рочона [Rochon, 1967], зона и пласты-коллекторы, имеющие повышенные давления, связаны с периодом быстрого осадконакопления, когда гидравлическое равновесие, сопровождающее нормальное уплотнение, нарушается за счет возникновения препятствий, мешающих вытеснению воды (возникновение запечатывающего слоя, который представляет собой зону высокой минерализации, образующуюся в результате цементирования глинистых сланцев и пе-

Таблица I III

Скорости осадконакопления в районах наибольших мощностей осадочных отложений, штаты Луизиана и Техас, побережье Мексиканского залива США (по П. Х. Джонсу, 1969)

Возраст	Продолжительность осадконакопления, млн. лет	Мощность, м		Скорость осадконакопления, см/1000 лет	
		Луизиана	Техас	Луизиана	Техас
Голоцен, плейстоцен	2	2400	600	120	30
Плиоцен	12	2400	900	20	7,5
Миоцен	12	7500	3000	62,5	25
Анахуак, Фрио и Виксберг	11	5300	4800	48,5	43,5

сков солью, кальцитом, ангидритом и т. п.). Аналогичные представления были высказаны Дж. Б. Бридхейфом и Б. Б. Хэншоу [Bredehoeft and Hanshaw, 1968], К. Магара [Magara, 1971] и Дж. Е. Смитом [Smith, 1973], утверждавшими, что возникновение и сохранение аномальных давлений зависит в большой степени от гидравлической проводимости геологической системы.

К. Л. Харкинс и Дж. В. Богер [Harkins and Vaugher, 1969]

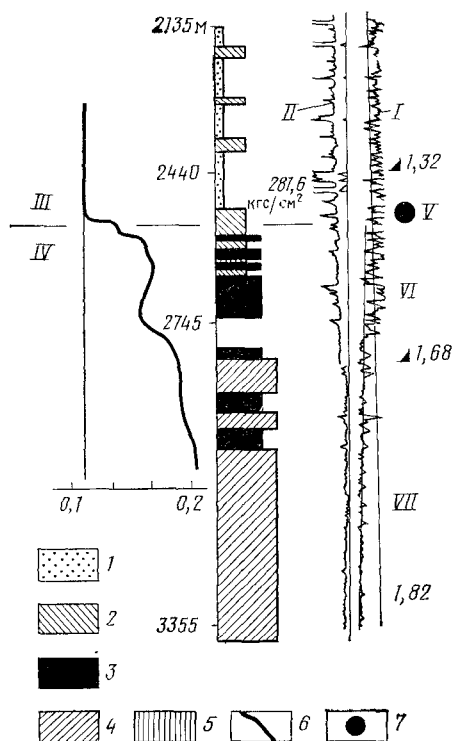


РИС. 1.15. Условия осадконакопления и наличие аномально-высоких давлений (по Г. Б. Мартину, 1972). С разрешения The Society of Petroleum Engineers of AIME.

Условия осадконакопления. 1 — неморские (аллювиальные, озерные, дельтовой равнины, континентальные осадки), 2 — внутренней неритовой зоны (включает осадки солончатоводные и открыто-океанического пляжа), 3 — средней неритовой зоны, 4 — открытой неритовой зоны, 5 — батинальные; 6 — кривая ГПД; 7 — продуктивная зона; I — кривая индукционного каротажа; II — палеогеологическая кривая III — зона нормального давления; IV — зона аномально высокого давления; V — Техас селнджи; VI — Аномалина, VI — Виксберг. справа приведены удельные веса промысловочной жидкости в $гс/см^3$

при изучении геологического значения аномальных пластовых давлений предположили, что «аномально-высокие пластовые давления — обычное явление в постмеловых осадочных отложениях бассейна Мексиканского залива, особенно в южной части и на акватории Луизианы. Повсюду, где происходит быстрое отложение в осадок мощных глин, как в бассейне Мексиканского залива, поровая вода, вероятно, запечатывается ими внутри осадка и изолируется от сообщения с поверхностью. В такой ситуации осадок не может уплотняться, и содержащаяся в нем вода подвергается действию не только гидростатических сил, но также и веса вновь отложенного осадка. Это приводит к образованию пород с аномальными давлениями флюидов.

Еще одним фактором, который, вероятно, оказывает влияние на развитие аномального давления при определенных глубинах воды, является скорость осадконакопления. Например, очень низкая скорость осадконакопления в условиях континентального склона может не привести к развитию аномальных давлений

даже в том случае, если бы отлагающиеся осадки имели очень низкое содержание песка».

Обстановка осадконакопления, благоприятная для образования аномально-высоких давлений, была рассмотрена несколькими исследователями [Dickinson, 1953; Dickey, Shriram and Paine, 1968; Harkins and Baugher, 1969; Martin, 1972]. Г. Б. Мартин [Martin, 1972] отметил очевидную связь обстановки осадконакопления с существованием аномально-высоких давлений флюидов в песчано-глинистом разрезе не выходящих на поверхность олигоценых отложений южного Техаса. Аномально-высокие давления обычно встречаются в развитых вниз по региональному падению фациях, которые состоят из дельтовых осадков, отложенных поочередно в обстановках внутренней неритовой (включают солоновато-водные и прибрежно-морские осадки) и средней неритовой (мелководные морские осадки) зон. «Наблюдается резкая смена условий осадконакопления, которая, по-видимому, совпадает с кровлей зоны с аномально-высокими давлениями» [Martin, 1972].

На рис. 1.15 приведены кривые палеозоологическая, индукционного электрического каротажа и градиента пластового давления (ГПД) в скважине с аномально-высоким давлением на месторождении Петронилла, округ Ньюэйсес, Техас.

ПАЛЕОДАВЛЕНИЯ

Такие аномальные пластовые давления могут существовать только в таких древних породах, которые полностью окружены массивными, плотными и практически непроницаемыми породами, или в полностью запечатанных пластах, поднятых на более высокий уровень.

ТЕКТОНИЧЕСКИЕ ДВИЖЕНИЯ

Аномально-высокие давления поровых флюидов могут возникнуть в результате локальных и региональных сбросообразований, складчатости, латерального скольжения и оползания, выжимания, вызванного опусканием разделенных сбросами блоков, диапировыми движениями соли и (или) глинистых сланцев, землетрясениями и др.

Сбросы. Много было написано о важной роли различных типов сбросов в связи с условиями существования аномальных давлений [Dickinson, 1953; Murrey, 1961; Carver, 1968; Classen, 1968; Dickey et al., 1968; Harkins and Baugher, 1969; Meyers, 1968; Jones, 1969; Fowler, 1970]. Повышенные давления, обусловленные сбросами, иллюстрируются рис. 1.16. Схематический же разрез на рис. 1.17 показывает подъем области аномального давления вверх по стратиграфическому разрезу в связи с продвижением осадконакопления по площади в сочетании с консолидационными «сбросами роста»



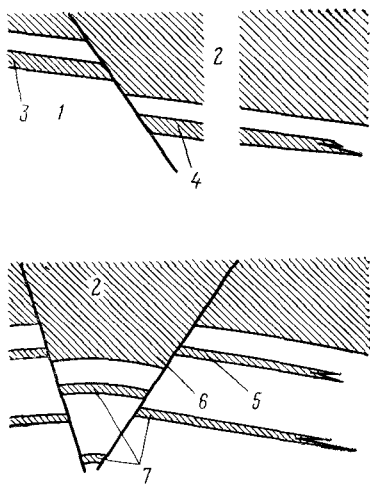


РИС. 1.16. Типы экранирования сбросами, необходимые для сохранения условий существования аномальных давлений (по Г. Дикин-сону, 1953). С разрешения The American Association of Petroleum Geologists.

Контакт по сбросу песка с песком приводит к развитию нормальных давлений, тогда как изолированные песчаные пласты (т. е. контакт по сбросу песка с глинистыми сланцами) имеют повышенные давления, 1 — основная толща глинистых сланцев; 2 — основная песчаная толща с нормальным гидростатическим давлением; 3 — пласт с нормальным давлением; 4 — пласт с аномально-высоким давлением; 5 — песчаный пласт с нормальным давлением; 6 — выравнивание давления при контакте с основной песчаной толщей; 7 — песчаные пласты с аномальными давлениями

По мнению П. А. Дики и др. [Dickey et al., 1968], размещение зон высокого давления, по-видимому, связано со своеобразным размещением сбросов, одновременных с осадконакоплением, которые характерны для побережья Мексиканского залива США, причем сложные с опусканием в сторону бассейна сбросы роста [Osamb, 1961; Thorsen, 1963] южной Луизианы, очевидно, обусловлены оползанием осадков вдоль края континентального шельфа в процессе седиментации.

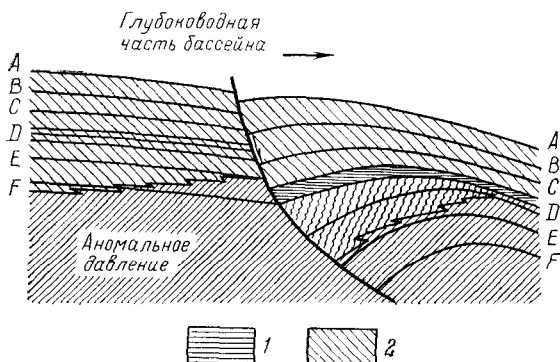


РИС. 1.17. Схематический разрез, показывающий подъем по стратиграфическому разрезу области повышенных давлений в связи с продвижением по площади осадконакопления, в сочетании со сбросами роста (по К. Л. Харкинсу и Дж. В. Боргеру, 1969). С разрешения The Society of Petroleum Engineers of AIME.

1 — глинистый сланец «х»; 2 — песчаный разрез, накапливающийся с продвижением по площади

Сбросовые движения, происходящие во время седиментации, называются конседиментационными сбросами [Hardin and Hardin, 1961]. Р. Е. Карвер [Carver, 1968] выдвинул несколько причин образования региональных конседиментационных сбросов, наиболее важные из которых — тектоника фундамента, глубинное движение соли или глинистых сланцев, оползни вдоль флексур, оползни вдоль края шельфа, дифференциальное уплотнение, реакция коры на нагрузку за счет веса осадков или сочетание этих факторов. Недавно В. Ф. Бишоп [Bishop, 1973] изучил такие сбросы в северной Луизиане и южном Арканзасе и пришел к заключению, что «юрские конседиментационные сбросы обычно параллельны региональному структурному и седиментационному простираниям и несколько моложе в направлении центральной части бассейна (к югу). У большинства опущенные крылья обращены в сторону бассейна, однако локально и в одном месте регионально развиты компенсационные сбросы с опусканием к северу. Пласты на опущенных крыльях сильно увеличены в мощности, корреляция отдельных пачек обычно невозможна, и амплитуда сброса увеличивается с глубиной. Поскольку опущенные блоки наклонены, осадки имеют наибольшую мощность вблизи сброса. Предполагается, что плоскости сбрасывателя изогнуты, и хотя они имеют крутые (60—70°) углы наклона вблизи вершины, они могут выполаживаться с глубиной. В результате этого выполаживания наряду с оттоком подстилающей юрской соли от опущенных блоков распространение сбросов ниже соли неизвестно. Эти сбросы не пересекают пласты моложе юрских и затухают вверх по разрезу в согласно залегающих слоях».

Механизм развития региональных конседиментационных сбросов, соответствующих деформации глинистых сланцев и связанных с ними осадков с повышенными давлениями, подытожен К. Х. Брюсом [Bruce, 1973] следующим образом: «Региональные конседиментационные сбросы прибрежного района Техаса сформировались на обращенных к морю крыльях глубокопогребенных линейных масс глинистых сланцев, характеризующихся низкой объемной плотностью и высоким давлением флюидов. Судя по сейсмическим данным, эти массы длиной обычно в десятки километров имели наблюдаемые размеры до 40 км в ширину и 3050 м по вертикали. Эти образования, вытянутые субпараллельно побережью, представляют остаточные массы неуплотненных осадков между осевыми зонами осадконакопления песчаников и глинистых сланцев, где произошло большее уплотнение. Большинство систем региональных конседиментационных сбросов в прибрежном районе Техаса состоит из сравнительно простых сбросов с опусканием в сторону центральной части бассейна, которые сформировались во время отступления береговой линии, когда периоды развития сбросов были относительно короткими. Если посмотреть

в разрезе, сбросы в этих системах на глубине выполаживаются, сходятся к плоскостям, связанным с давлением флюидов, и образуют обращенные к морю крылья подстилающих масс глинистых сланцев. Имеющиеся данные показывают, что сбросы, образованные в течение регрессивных фаз, развивались в первую очередь как результат дифференциального уплотнения прилегающих осадочных масс. Эти сбросы затухают на глубине вблизи осевых зон осадконакопления толщ, представленных песчаниками и глинистыми сланцами.

В тех случаях, когда скорость опускания превышала скорость осадконакопления, развивались гравитационные сбросы на тех участках площади осадконакопления, где устанавливался наклон морского дна в сторону центральной части бассейна. Некоторые из этих сбросов стали сбросами по напластованию, когда наклон регионально падающих в сторону бассейна пластов становился равным критическому углу наклона для гравитационного оползания. Системы сбросов, развившихся таким образом, сравнительно сложные и состоят из одного или более гравитационных сбросов с многочисленными антитетическими сбросами и связанными с ними блоками вращения.

Постседиментационные сбросы обычно развиты на обращенных к суше крыльях глубокопогребенных линейных масс глинистых сланцев. Многие из этих сбросов имеют падение в сторону моря и пересекают подстилающие глинистые сланцы, имеющие низкую плотность под сравнительно крутыми углами.

Выводы, сделанные на основании этих наблюдений, поддерживают представление о развитии региональных конседиментационных сбросов в результате процессов осадконакопления там, где присутствуют мощные массы глинистых сланцев

и где влияние глубинной тектоники минимально».

На рис. 1.18 приведен схематический разрез по падению слоев через залив Рио-Гранде, штат Техас, иллюстрирующий увеличение мощности слоев в опущенных частях сбросов роста [Murray, 1961]. На рис. 1.19 представлены три основных типа таких региональных конседиментационных сбросов [Bruce, 1973] с подразделением, основанным на скоростях отложения песчаных осадков на поверхностях некогнелированных глин. По данным К. Х. Брюса [Bruce, 1973], «считается, что два из

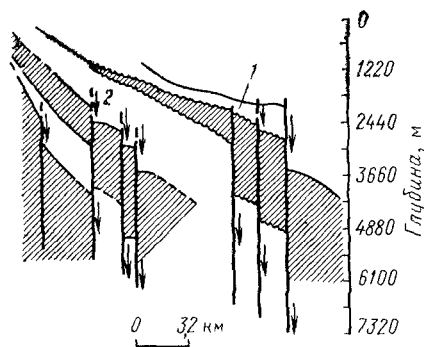


РИС. 1.18. Увеличение мощности слоев на опущенных крыльях сбросов роста в заливе Рио-Гранде, Техас (по Г. Е. Меррею, 1961).

1 — кровля свиты Анахуак; 2 — подошва миоцена (свита Фрио); указана глубина ниже среднего уровня моря

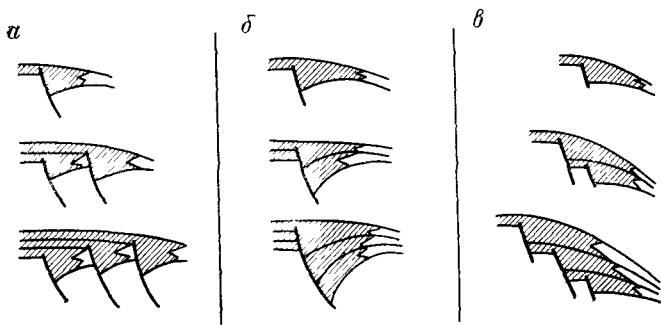


РИС. 1.19. Развитие трех типов систем конседиментационных сбросов (по К. Х. Брюсу, 1973). С разрешения The American Association of Petroleum Geologists.

а — осадконакопление больше опускания; *б* — осадконакопление равно опусканию; *в* — осадконакопление меньше опускания

этих типов связаны с морским дном, которое было относительно горизонтальным во время отложения осадка, а третий, по-видимому, формировался в условиях участков склона, где опускание морского дна превышало скорость осадконакопления.

Первый пример (см. рис. 19, *а*) представляет сбросы, образовавшиеся во время отложения регрессивной толщи осадков (с локальным увеличением площади их распространения), когда количество осадков, которые могли отложиться, было больше пространства для их аккумуляции. В таких условиях каждая последующая зона максимального осадконакопления формировалась дальше в сторону моря по сравнению с зоной, аналогичной соседней подстилающей пачки. Падение, обратное региональному, развитое вблизи опущенных крыльев этих сбросов, изменяется в зависимости от количества отложенных осадков. На участках, где преобладали равновесные условия осадконакопления, скорость образования сбросов была достаточной для того, чтобы принять все поступающие осадки (см. рис. 19, *б*). На этих участках развился сильный обратный региональному наклон, увеличивавшийся со временем и глубиной. Конседиментационные сбросы, сформировавшиеся в течение стабильных и регрессивных фаз осадконакопления, широко распространены в южном Техасе и рассматриваются как сбросы, которые образовались главным образом в результате дифференциального уплотнения, в условиях относительно горизонтального морского дна.

В южном Техасе имеются также сбросы, образовавшиеся в течение трансгрессивных фаз осадконакопления; однако они менее распространены, чем две другие формы. Считается, что там, где опускание превышало скорость осадконакопления (см. рис. 1,19 *в*), морское дно имело наклон в сторону

центральной части бассейна под углом, зависящим от скорости опускания. Основная причина опускания и образования наклона морского дна не зависела от дифференциального уплотнения и дифференциальной нагрузки, как это указывалось для сбросов, образовавшихся в течение регрессивной и стабильной фаз осадконакопления, а контролировалась силами, которые действовали на глубине или за пределами площади осадконакопления. Эти силы могли быть связаны либо с движением соли, либо с тектоническими подвижками фундамента. Другие проявления конседиментационных сбросов могут быть объяснены, если рассматривать наклон морского дна и падение слоев в сторону центральной части бассейна совместно со скоростями осадконакопления. Наиболее значительные из них — сбросы гравитационного оползания, многие из которых на глубине становятся сбросами по плоскостям напластования».

Недавно Дж. Хосперс [Hospers, 1971] высказал предположение, что район дельты Нигера в Нигерии, Африка, имеет сложенное глинистыми породами основание значительной мощности. Хорошо известно, что в районе дельты встречаются повышенные давления. Известно также, что детальная подземная структура дельты характеризуется типичными сбросами роста с ассоциированными структурами «обратного волочения», которые интерпретируются как структуры, образованные под действием гравитационных сил.

На основании гипотезы М. К. Хабберта и В. В. Руби [Hubbert and Rubey, 1959] о давлении поровых флюидов было рассмотрено несколько тектонических гипотез и сделаны некоторые заключения [Roberts, 1972]. По мнению Дж. Л. Робертса, надвиги не могут развиться, если надвиговая пластина не подстилается более слабым слоем, или когда аномальные давления поровых флюидов не приурочены только к этому слою. Механизм нарушения сплошности слоев, трактуемый в гипотезе Хабберта—Руби, показывает, что оба требования удовлетворяются, если создаются условия, препятствующие легкому поступлению в пласт и выходу из него порового флюида в период, который непосредственно предшествует образованию сколового нарушения. При таких обстоятельствах осадки, способные к дальнейшему уплотнению, испытывают увеличение пластового давления, так что эффективное значение λ (т. е. отношение давления флюидов к давлению вышележащих слоев) в момент нарушения равно единице. Подобное поведение типично для горизонтов глинистых сланцев, которые служат местом развития надвигов, тогда как промежуточные горизонты песчаников или известняков испытывают затвердение в результате изменения объема и, в свою очередь, образуют надвиговые пластины. Как только сколовое нарушение произошло, дальнейшее движение происходит практически без трения до тех пор, пока сохраняются избыточные (повышенные) поровые давления.

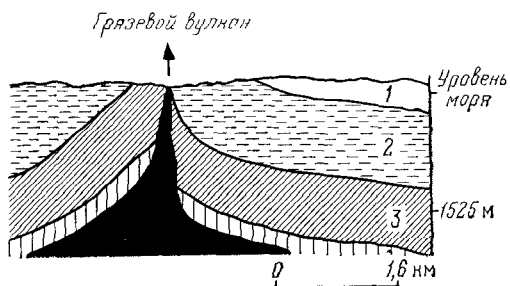


РИС. 120 Схематическое изображение грязевого вулкана (с изменениями; по М. Ф. Ридду, 1970).

1 — верхний миоцен, 2 — средний миоцен, 3 — нижний миоцен

Глиняный диапиризм (глиняные бугры, грязевые вулканы). Условием, необходимым для диапиризма, является инверсия плотности, включая материал с низким сопротивлением сдвигу; такая ситуация может создаваться, когда пласт низкой проницаемости испытывает быстро увеличивающуюся нагрузку и центры осадконакопления смещаются в короткий срок [Gretener, 1969]. Подобные условия обнаружены в дельтах крупных рек, таких как Миссисипи, Нигер, Нил, Дунай, Амазонка и др. Высокопористые (с высоким содержанием воды) глинистые сланцы, имеющие низкое сопротивление сдвигу, испытывают быстро увеличивающуюся нагрузку за счет перекрывающих песков, что вызывает образование небольших глиняных диапиров, названных глиняными буграми [Morgan, 1952; Murray, 1961].

Таким образом, диапиризм в малом масштабе приводит к образованию глиняных бугров, тогда как в большом масштабе его результатом являются грязевые вулканы.

Грязевой вулканизм представляет собой явление, связанное с повышенными давлениями, которое обусловлено внедрением с глубины грязи или смеси грязи с более твердым материалом (рис. 1.20). Одна из трудностей состоит в том, чтобы отличить материал, который был вынесен на поверхность земли, от материала, внедрившегося в виде диапира и в настоящее время обнажающегося на поверхности в результате эрозии более древних вмещающих пород. И тот, и другой представляют собой то, что Х. Х. Сутер [Suter, 1960] назвал «диапировыми породами», и включаются в термин «осадочный вулканизм», использованный, например, Х. Г. Куглером [Kugler, 1933, 1938], чтобы подчеркнуть немагматическую природу явления. Другая трудность заключается в том, чтобы провести различие между аккреционными конусами спокойно извергающейся грязи, сопровождаемой газом и водой, и высачиваниями

на поверхность газа, сопровождаемого более или менее грязе-содержащей водой, которые не имеют, однако, грязевых конусов [Ridd, 1970].

Повсюду в мире, где встречены грязевые вулканы, происходило быстрое третичное и (или) позднемиоценовое осадконакопление, и там, где могут быть получены данные о давлениях, давления поровых флюидов оказались аномально-высокими. Например, вокруг грязевых вулканов на Апшеронском полуострове в Азербайджане, СССР, были определены градиенты давления, составляющие $0,208 \text{ кгс}/(\text{см}^2 \cdot \text{м})$. Следует напомнить, что породе с градиентом давления поровых флюидов, равным или превышающим $0,185 \text{ кгс}/(\text{см}^2 \cdot \text{м})$, свойственно расширение во время структурной деформации [Handin et al., 1963].

В геологии редко можно встретить явление, связанное лишь с породами одного определенного возраста; однако геологическое время является фактором, играющим роль в исчезновении аномально-высоких давлений поровых флюидов [Ridd, 1970]. Тем не менее, грязевые вулканы могли существовать в геологическом прошлом в ассоциации с более древними осадочными породами и их остатки могли быть «фоссилизированы». Например, Дж. В. Шелтон [Shelton, 1967] рассмотрел диапиризм миссисипско-пенсильванской группы Спрингер в Оклахоме, сформировавшийся в то время, когда глинистые сланцы находились в условиях повышенного давления и в состоянии недоуплотненности.

Спокойная деятельность грязевого вулкана, как полагают, является также следствием аномального давления флюидов с той разницей, что вместо постепенного увеличения давления, приводящего к извержению, грязь спокойно изливается на поверхность через трещины. Если разрядка давления за счет такого спокойного высачивания недостаточна, могут происходить извержения типа лароксизма [Ridd, 1970].

Многими исследователями было высказано предположение, что движущим механизмом деятельности грязевых вулканов является находящийся под давлением подземный газ [Kugler, 1933, 1938; Wilson and Birchwood, 1965; Горкун, Сырык, 1967], однако известны исключения [Richard, 1945]. А. Ганссер [Gansser, 1960] в своей всемирно известной работе перечислил следующие критерии, общие для всех грязевых вулканов:

- 1) вулканы обычно ассоциируют с третичными (и верхнемиоценовыми) осадочными слоями;
- 2) осадочные слои имеют морское происхождение;
- 3) преобладают пластичные пелитовые пласты;
- 4) неизменно присутствуют газ и погребенная соленая вода;
- 5) пластичные слои перекрыты более компетентными осадками;
- 6) широкие синклинали разделены узкими, крутыми антиклиналями, в которых более глубокозалегающие пластичные осадки выталкиваются вверх;

7) увеличивающееся напряжение приводит в движение пластичную глину в ядрах антиклиналей вместе с соленой водой, газом и во многих местах с нефтью; образующаяся в результате грязь под давлением выжимается вверх подобно магме и, если нарушено состояние равновесия на поверхности, она извергается и образует грязевой вулкан;

8) большая часть эруптивных центров состоит из нескольких вулканических конусов;

9) невысокие пологие конусы и конусы с крутыми склонами могут присутствовать вместе;

10) извержения отчасти бывают периодическими, однако, как правило, они нерегулярны; многие крупные извержения происходили после длительных периодов покоя;

11) наряду с грязью обычно присутствуют небольшие и крупные обломки пород, источником которых являются, как правило, более древние слои;

12) период жизни отдельного эруптивного центра часто является коротким;

13) диапировые зоны с грязевыми вулканами обычно совпадают с областями отрицательных гравитационных аномалий.

Масштаб сил, иногда ассоциированных с извержением грязевых вулканов, иллюстрируется недавним полевым наблюдением в Азербайджане, СССР [Якубов и др., 1973]: «После 13 лет бездеятельности произошло извержение крупнейшего в Азербайджане грязевого вулкана Локбатан, длившееся почти 6 ч. В период извержения вулкан выбросил 125 000 м³ брекчии в форме двух гигантских языков, каждый примерно 200 м в длину и 60 м в ширину. В период извержения пламя газа (1000—1200 °С) поднималось до высоты 500 м».

В нескольких районах, таких как Кавказ и Центральная Азия, изучение грязевых вулканов привело к получению важной информации относительно состава и количества встречающихся в недрах углеводородов, условий их нахождения и миграции [Калинко, 1967]. Как правило, крупные газовые залежи в источниках вулканов отсутствовали. Вместо этого там были обнаружены небольшие газовые скопления, характеризовавшиеся пластовыми давлениями, намного более высокими по сравнению с нормальными, и постоянным подтоком газа из более глубоких частей бассейна. В таких случаях потенциальные запасы газа должны включать также мигрирующий газ. По мнению М. К. Калинко (1967), экономически выгодно эксплуатировать такие залежи с помощью одной или двух скважин.

Соляной диапиризм. Известно, что соль ведет себя как пластичный материал. В процессе кратковременных испытаний при повышенных температурах отдельные кристаллы галита продолжали течь без дальнейшего увеличения напряжения после того, как было достигнуто напряжение начала течения [Handin and Hager, 1958]. На основании полевых наблюдений

ний установлено, что соль может быть пластичной длительный период времени при более низких температурах и напряжениях, чем требовалось в течение коротких периодов испытаний в лаборатории [Muehleberger, 1959; Trusheim, 1960].

Аномалии пластового давления, ассоциирующиеся с соляными куполами, показаны на рис. 1.21. Следует обратить внимание на быстрый подъем границы давления, отражающий более древнюю топографию, и последовательно трансгрессивно налегающие на эту поверхность песчаные пласты, ассоциированные с первоначальными поднятиями [Harkins and Baugher, 1969].

Диapiroвое движение соли часто сопровождается или предворяется диапировыми движениями глинистых сланцев [Atwater and Forman, 1959]. Движение соли происходит в результате одновременного с ним сбросообразования над соляными антиклиналями средней или большой амплитуды [Hughes, 1968]. Важная роль веса вышележащих пород в генерации и продолжении развития таких сбросов в связи с локальными структурами в районе побережья Мексиканского залива США была подчеркнута Ф. Р. Хардином и Г. К. Хардином [Hardin and Hardin, 1961]. По данным М. Т. Хэлбути [Halbouty, 1967], во время бурения на нефть и газ в бассейне Мексиканского залива США было встречено 409 таких соляных куполов.

Недавно Х. А. Джонсон и Д. Х. Бредсон [Johnson and Bredson, 1971] изучили структурное развитие нескольких соляных куполов в миоценовом продуктивном поясе штата Луизиана. На рис. 1.22 показан геологический разрез соляного купола

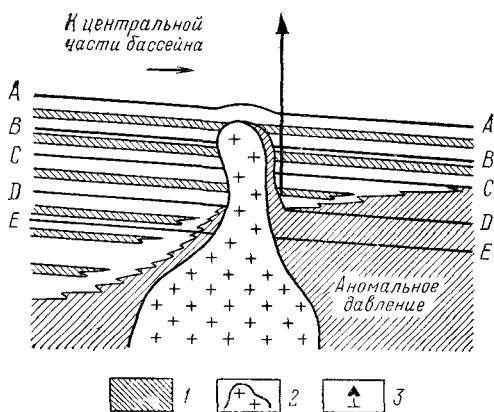


РИС. 1.21. Соляной купол протыкания; показано изменение границы аномального давления (по К. Л. Харкинсу и Дж. В. Богеру, 1969). С разрешения The Society of Petroleum Engineers of AIME.

1 — песок; 2 — соль; 3 — скважина

Уикс-Айленд, типичного для шести изученных месторождений. Авторы подытожили свои результаты исследований следующим образом: «Было проведено изучение шести неглубоких соляных куполов в миоценовом продуктивном поясе прибрежной части Луизианы с целью выяснения структурной истории в период отложения осадков, пройденных бурением. Были изучены купола Кловелли, Кот-Бланч, Лейк-Вашингтон, Наполеонвилль, Уикс Айленд и Уайт-Касл.

Структурный рост соляных куполов происходил одновременно с отложением осадков. Известный стратиграфический разрез на куполах состоит примерно из 4570-м толщи переслаивающихся песчаников и глинистых сланцев, подстилаемых преимущественно глинистым разрезом с аномально-высокими поровыми давлениями. Физические свойства и различия в физических свойствах толщи

песчаников и глинистых сланцев, преимущественно ее глинистого интервала, и соли этих солянокупольных структур частично обуславливают форму структур. Детали и особенности структуры, изученные в попытке понять историю развития соляных структур, включали конфигурацию «футляра», признаки поднятия и дифференциального опускания, развитие окаймляющих синклиналей, сбросов и особенностей их размещения.

Большая часть осадочных пород, развитых на крыльях куполов, была или отложена возле ядра структуры, или «проткнута» ядром вскоре после отложения. Ядро структур сложено солью или сочетанием соли с глинистыми сланцами из интервала с высокими поровыми давлениями, который подстилает залегающую

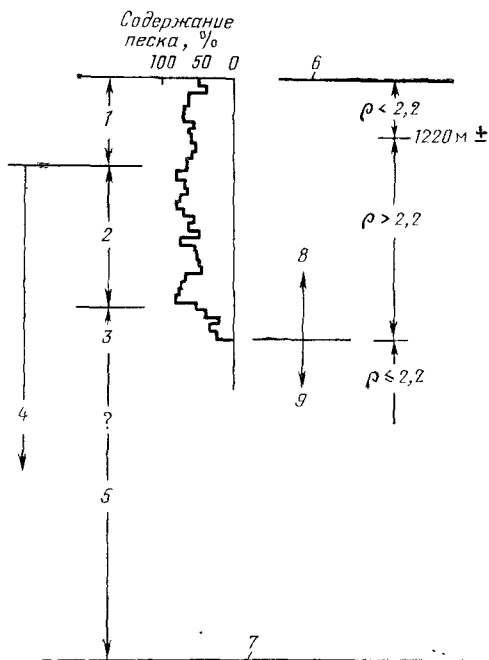


РИС. 1.22. Схематический разрез соляного купола Уикс Айленд (по Х. А. Джонсону и Д. Х. Бредсону, 1971). С разрешения The American Association of Petroleum Geologists.

1 — преимущественно континентальные отложения; 2 — переслаивание переходных и мелководноморских отложений; 3 — глубоководные морские отложения; 4 — интервал, оптимальный для добычи; 5 — разрез неизвестен; 6 — поверхность; 7 — оценочная глубина до материнской соли, равная 7625—12 200 м; 8 — пески с нормальным давлением; 9 — высокое поровое давление; ρ — плотность в г/см³

ближе к поверхности толщу песчаников и глинистых сланцев. Глинистые сланцы ядра двигались и заняли свое современное положение в качестве «футляра» в результате складчатости или сочетания складчатости и сбросообразования. Форма ядра контролировала радиус и степень отклонения интервалов осадочных отложений по направлению от ядра. Если склон ядра имеет падение под углом примерно до 60° , то контуры основных сбросов в развитых на крыльях осадочных породах изгибаются по касательной к ядру».

Соляные купола и ассоциированные повышенные давления были встречены при бурении скважин во всех районах мира, как на суше, так и на акваториях.

Дайки песчаников. Песчаные дайки аналогично глиняному диапиризму представляют собой явления, связанные с повышенными давлениями. Локализованное увеличение нагрузки на песок в условиях его относительной подвижности [Laubscher, 1961] обуславливает высокие давления поровых флюидов, которые уравниваются образованием песчаных даек.

Е. Оомкенс [Oomkens, 1966] рассмотрел это явление, вызванное нагрузкой мигрирующих дюн, которые продвигаются по непроницаемым глинистым поверхностям, тем самым локально увеличивая давление поровых флюидов в подстилающих водоносных песках. В результате образуются небольшие песчаные дайки, внедряющиеся снизу в глинистые отложения.

На основании тех же причин можно предсказать, что пласты осадочных отложений под потоками лавы могут обнаружить чрезвычайно сильную внутреннюю деформацию, так как лавовые потоки представляют почти классический случай быстрого и последовательного увеличения нагрузки [Gretener, 1969]. Это подтверждается полевыми наблюдениями [Walton and O'Sullivan, 1950] даек песчаников, интродуцирующих силл. В качестве движущего механизма авторы приводят аномально-высокие давления поровых флюидов, вызванные нагреванием пластовой воды.

Землетрясения. Землетрясения могут вызвать сжатие подземных пластов, таких как водоносные горизонты и пласты-коллекторы, содержащие углеводороды. Землетрясения, вероятно, служили причиной подобных внезапных изменений давлений поровых флюидов во все периоды времени — как в настоящем, так и в геологическом прошлом.

Очевидное влияние землетрясений проявляется во внезапном подъеме уровня грунтовых вод, что иногда заставляет вновь бить ключи. Такие силы действуют обычно в неглубоких водоносных горизонтах, однако, как показывают наблюдения в нефтегазоносных пластах, иногда встречаются также на большой глубине. Например, землетрясение 1953 г. в Калифорнии привело к тому, что добыча в близлежащем нефтяном месторо-

ждении Маунтин-Вью удвоились в течение нескольких недель после землетрясения.

Землетрясения были зарегистрированы в окрестностях Райнджли, Колорадо, США, после сооружения в 1962 г. сейсмологической обсерватории бассейна Юинта. Закачка воды на нефтяном месторождении Райнджли началась в 1958 г. В 1958 г. поровые давления были ниже нормальных; с тех пор давление пластовых флюидов в некоторых периферических участках месторождения поднялось до $0,139 \text{ кгс}/(\text{см}^2 \cdot \text{м})$. Точная локализация землетрясений осуществляется с сентября 1969 г. сетью из 14 станций. Основная сейсмическая активность приурочена к интервалу глубин 4—7 км вдоль вертикального сброса, который пересекает месторождение. Эпицентры землетрясений расположены на южной окраине и затухают по направлению к внутренней части месторождения, исчезая там, где поровое давление равно или ниже величины нормального гидростатического градиента. Установление фокальных плоскостей указывает на наличие сброса с правосторонним горизонтальным смещением. Моделирование на ЭВМ изменения пластовых давлений показывает, что насосная добыча из четырех скважин в районе гипоцентра может снизить давление до величины, приближающейся к нормальному гидростатическому давлению, в течение одного года на площади, величина которой больше, чем погрешность при определении местоположения гипоцентра [Raleigh et al., 1970].

ОСМОТИЧЕСКИЕ ЯВЛЕНИЯ

Еще в 1748 г. Ноллет описал эксперимент, в котором пузырь животного действовал как полупроницаемая мембрана при наличии разности давлений. Первое детальное количественное изучение осмотического давления можно найти в серии исследований Пфедфера, проведенных в 1887 г.

В сущности осмотическое давление может возникнуть в случае, когда два раствора различной концентрации или чистый растворитель и раствор разделены полупроницаемой мембраной. Независимо от механизма действия полупроницаемой мембраны конечный результат всегда один и тот же. Осмотический поток продолжается до тех пор, пока химический потенциал диффундирующего компонента не станет одинаковым по обе стороны барьера.

Для вопроса о геологических условиях существования аномальных давлений важен тот факт, что, если поток направлен в закрытый объем, давление внутри этого объема неизбежно возрастает до тех пор, пока не будут достигнуты условия равновесия. Любое их нарушение — физическое (тектонические движения) и (или) химическое — приведет к возобновлению

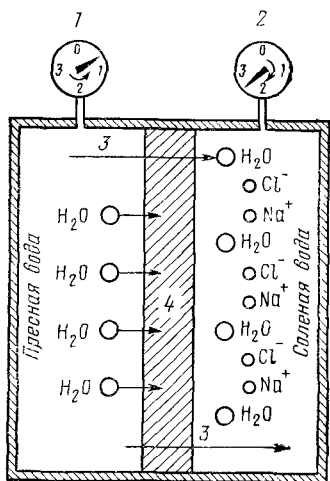


РИС. 1.23. Схема осмотического потока — пресной воды — в направлении соленой воды (по П. Х. Джонсу, 1969).

1 — давление жидкости уменьшается, 2 — давление жидкости увеличивается, 3 — осмотический поток, 4 — мембрана из бентонитовой глины

потока до тех пор, пока условия равновесия не будут восстановлены.

С. Гласстоун [Glasstone, 1946] описал осмос как самопроизвольное течение воды в раствор или как течение из более разбавленного раствора в более концентрированный, когда они отделены друг от друга подходящей мембраной. Схематическое изображение этого процесса показано на рис. 1.23 [Jones, 1969].

Как лабораторные, так и полевые данные позволяют считать, что глинистые сланцы играют роль полупроницаемых мембран. Относительная скорость прохождения различных химических веществ через такую мембрану будет определяться следующими факторами: 1) наличием веществ в растворе, 2) относительной степени диссоциации веществ, 3) неионной адсорбцией, 4) относительной адсорбцией двухвалентных катионов по сравнению с одновалентными в местах катионного обмена, 5) относительной фильтрацией различных ассоциированных веществ с данной химической группой, 6) относительным влиянием эффекта массы на скорости переноса [Berry, 1969].

Для определенного раствора при заданной температуре осмотическое давление почти обратно пропорционально разности концентраций, и для данной разности концентраций осмотическое давление увеличивается с абсолютной температурой [Glasstone, 1946]. Теоретические величины осмотического давления, которые следует ожидать при прохождении через глинистые мембраны (глинистые сланцы), графически представлены на рис. 1.24 [Jones, 1969]. Более того, А. Янг и П. Ф. Лоу [Young and Low, 1965] наблюдали, что тонкозернистые природные осадки, такие как глинистый алевролит нижнемеловой свиты Вайкинг Центральной Альберты, Канада, действуют как эффективные, хотя и несовершенные полупроницаемые мембраны.

П. Х. Джонс [Jones, 1969] высказал предположение, что осмотический поток является доминирующим фактором в гидрогеологии региональной системы водоносных горизонтов северной части бассейна побережья Мексиканского залива США, включая горизонты как с гидростатическим давлением, так и с аномально-высоким. Аналогичные заключения сделаны А. Ф. Бри-

зом [Breeze, 1970] для песков Морроу северо-западной Оклахомы.

П. Х. Джонс [Jones, 1968] утверждает, что «разность давлений по обе стороны обычного глинистого слоя может в естественных условиях превышать 246 кгс/см². В известных продуктивных пластах с аномально-высоким давлением ступенчатое увеличение осмотического давления с глубиной на протяжении серии переслаивающихся пластов песков и глин могло бы, как под действием многоступенчатого насоса, создать любое из пластовых давлений, наблюдаемых в настоящее время в северной части бассейна Мексиканского залива. Можно представить себе, что созданное за счет осмотических явлений давление флюидов может быть равно или превышать давление за счет веса вышележащих слоев, приводя к разрыву пластов и к диапиризму, особенно там, где в результате нагревания уменьшается способность глинистых пластов выдерживать нагрузки».

Другое практическое приложение некоторых из этих представлений (осмотических феноменов) было предложено С. Дж. Пирсоном [Pirson, 1967] и состоит в использовании каротажных диаграмм скважин для локализации осмотических ловушек углеводородов.

Е. А. Зен и Б. Б. Хэншоу [Zen and Hanshaw, 1964] считают осмос важной причиной высокого давления пластовых флюидов, которая может объяснить «плаучесть» надвиговых пластин и известные в литературе аномально-высокие давления до 400 ат выше гидростатического там, где глинистые сланцы разделяют пластовые воды различной солености.

Несколько других региональных исследований явлений осмоса и фильтрации солей глинистыми сланцами и уплотненными глинами также было успешно соотнесено с аномалиями пластовых давлений и химическими аномалиями. Такие аномалии давлений развиты на большей части площади бассейна Сан-Хуан, Нью-Мексико, [Berry, 1959, 1960], встречаются в Западном седиментационном бассейне Канады [Berry and Hanshaw, 1960; Hill et al., 1961; Van Everdingen, 1968] и имеются в некоторых частях долины Сан-Хоакин, штат

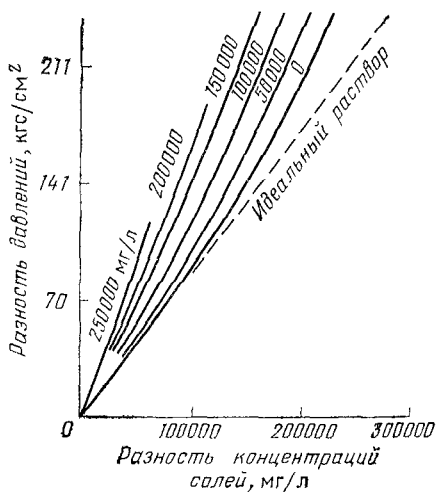


РИС. 1.24. Теоретические значения осмотического давления при прохождении через глинистую мембрану (по П. Х. Джонсу, 1969)

Калифорния [Bailey et al., 1961], на глубине в Иллинойском бассейне [Bredenhoef et al., 1963], в Пермском бассейне [McNeal, 1965], в районе бассейна Парадокс в штатах Юта, Колорадо и Нью-Мексико и во многих других региональных водоносных системах мира.

ЯВЛЕНИЯ ДИАГЕНЕЗА

В сущности, диагенез есть постседиментационное изменение осадка и составляющих его минералов. Процессы диагенеза включают: 1) образование новых минералов, 2) перераспределение и перекристаллизацию веществ в осадках и 3) литификацию.

Диагенез глинистых осадков. В нескольких нефтеносных регионах с глубиной происходит заметное, зависящее от температуры, изменение глинистых минералов от монтмориллонита (разбухающая решетка) через промежуточную смешанно-слоистую фазу к иллиту (неразбухающая решетка). Опубликованные данные по таким изменениям глинистых минералов показывают аналогичные результаты в районе побережья Мексиканского залива США [Burst, 1959; Powers, 1959; Weaver, 1960, 1961; Kerr and Barrington, 1961; Powers, 1967; Burst, 1969; Perry and Hower, 1970; Weaver and Beck, 1971], в верхнемеловых глинистых сланцах Камеруна в Африке [Dupouyer de Segonzac, 1965], в юрских и меловых глинистых сланцах Восточного в бассейне Папуа, юго-восточная Новая Гвинея [Van Moort, 1971], в юрских глинистых сланцах Восточного Кавказа [Теодорович и Конюхов, 1970] и в других районах.

Очевидно, освобождение воды из глубокопогребенных глин может быть частично обусловлено диагенезом. Недавно ранее предложенная [Powers, 1959] двухстадийная модель выделения воды (подземной дегидратации) была видоизменена Дж. Ф. Берстом [Burst, 1969] в трехстадийную систему (рис. 1.25). Согласно Дж. Ф. Берсту, представляется, что «миграция воды основного флюидального компонента осадочного разреза происходит в три отдельные стадии. Вначале под действием давления вышележащих слоев удаляются поровая вода и избыточные (более двух) промежуточные слои кристаллизационной воды глин. Этот начальный поток воды (который в сущности прекращается после захоронения на первые сотни метров) снижает содержание воды осадка примерно до 30 %, большая часть которой находится в форме полутвердого промежуточного слоя. Представляется, что вторая стадия дегидратации происходит, когда теплота, поглощенная захороненным осадком, становится достаточно большой, для того чтобы мобилизовать последний промежуточный слой кристаллизационной воды по схеме $M(H_2O)_x - \Delta H_p = I + xH_2O$:



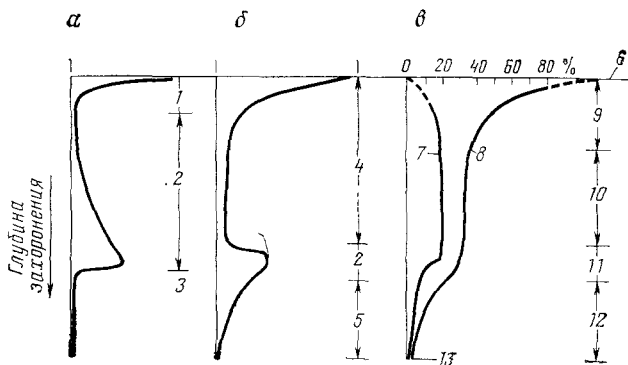


РИС. 1.25. Схема выделения воды из глинистых пород в процессе их преобразования (по М. К. Пауэрсу, 1959; Дж. Ф. Берсту, 1969). С разрешения The American Association of Petroleum Geologists.

а, б — кривые выделения воды (схематически), способной мигрировать, по М. К. Пауэрсу (*а*) и Дж. Ф. Берсту (*б*); *в* — содержание воды в глинистых сланцах; 1 — первая стадия дегидратации, 2 — вторая стадия дегидратации; 3 — уровень отсутствия монтмориллонита; 4 — первая стадия дегидратации и зона стабильности кристаллизационной воды; 5 — третья стадия дегидратации; 6 — поверхность осадка; 7 — вода промежуточных слоев; 8 — поровая вода; 9 — выжимание поровой и избытка кристаллизационной воды; 10 — зона устойчивости кристаллизационной воды; 11 — изоплета воды промежуточных слоев, 12 — потеря воды в результате глубокого захоронения; 13 — уровень отсутствия миграции

где M — гидратированная глинистая решетка; $(H_2O)_x$ — вода, удерживаемая в пределах гидратированной решетки; I — дегидратированная решетка; xH_2O — капиллярная (поровая) вода; ΔH_p — теплота реакции (H отрицательна, следовательно, реакция эндотермическая).

Первая и последняя стадии дегидратации, возможно, не играют важной роли в миграции нефти в районе побережья Мексиканского залива постольку, поскольку они происходят, соответственно, на уровнях слишком мелком и слишком глубоком, чтобы пересечь интервал максимального распространения жидкой нефти. Количество воды, находящейся в движении в течение второй стадии, на уровне, который пересекает этот интервал, составляет 10—15 % от суммарного объема уплотненного осадка и представляет значительное перемещение флюида, способное вызвать перераспределение любого подвижного подземного компонента. В какой степени выделившаяся во вторую стадию вода промежуточных слоев поступила в систему, можно определить по рентгеновским дифрактограммам. Движение, очевидно, происходит в относительно ограниченной, зависящей от глубины зоне температур, где средняя для замеренных точек температура дегидратации составляет 105 °С».

Движение воды в течение второй стадии способно привести к перераспределению любых подвижных подземных компонен-

тов, таких как вода и углеводороды. Это выделение воды, происходящее в крупных масштабах, будет поставлять флюиды с постоянной скоростью в тех геологических условиях, где может произойти реакция. Как таковая эта вода может оказывать влияние на любые условия существования повышенных давлений либо просто в силу своего присутствия в такой замкнутой системе, либо за счет изменений, вызываемых в осмотических реакциях.

Диагенез сульфатов.¹ Диагенез в сульфатных разрезах может способствовать созданию аномально-высоких давлений в результате образования барьеров проницаемости, источника флюидов и (или) изменения объема породы. Б. Б. Хэншоу и Дж. Д. Бридхейфт (Hanshaw and Bredehoeft, 1968) привели в качестве примера источника флюидов на глубине фазовый переход гипса ($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$) в ангидрит (CaSO_4) и воду (H_2O). Если имеется барьер гидравлической проводимости, то давления поровых флюидов будут увеличиваться. Однако если такие горизонты низкопроницаемых пород отсутствуют или редки, мало вероятно, чтобы аномальные давления поровых флюидов могли сохраняться больше мгновения по геологическим масштабам времени.

Аналогичное представление было рассмотрено Х. П. Лаубшером [Laubscher, 1961b] при анализе образования Юрских гор. Автор предположил возможность того, что фазовый переход от гипса к ангидриту и воде способен создать необходимые высокие давления поровых флюидов.

Л. Р. Лауден [Louden, 1972] допускал, что регидратация ангидрита и воды в гипс может быть возможным источником повышенных давлений. В полугидратном состоянии $\{\text{CaSO}_4 \times (\frac{1}{2})\text{H}_2\text{O}\}$ объем породы увеличился бы на 15—20%, тогда как в полностью гидратированном состоянии (т. е. при переходе в гипс) возрастание объема составило бы около 40%. Если бы создались условия для такой регидратации на глубине в замкнутой системе, то могли бы возникнуть огромные давления. Л. Р. Лауден приводит район Миссисипи в качестве типичного примера такой регидратации, наблюдавшейся в полевых условиях. Здесь начало интервала повышенных давлений, встречаемых в свите Бакнер, знаменуется постепенным переходом ангидрита в гипс.

Диагенез вулканического пепла. Необычны аномальные пластовые давления, встреченные вдоль северо-западного побережья США, в районе Южно-Китайского моря (Ява и т. д.) и др. Первоначальные осадки могли быть тонкозернистыми красноцветами или песчаниками с большим количеством вулканического пепла. В течение геологического времени

¹ Сульфаты обычно ассоциируются с карбонатными пластами-коллекторами

диагенез вулканического пепла приводит к образованию следующих основных продуктов: глинистых минералов, метана и углекислого газа. В результате при бурении таких отложений промышленная жидкость подвергается сильному газированию. Однако количество поступающего в эту жидкость газа обычно не связано прямой зависимостью с величиной аномально-высоких давлений [Fertl and Timko, 1972].

Вторичное выпадение в осадок цементирующих материалов. Существование любого минерала есть функция сочетания таких переменных, как температура, давление, концентрация промывочной жидкости и ее состав. Это поле устойчивости определяет также, останется ли тот или иной минерал в равновесии с окружающей средой, будет ли он расти либо растворяться [Garrels and Christ, 1965].

На основании обширных данных анализов воды, имеющихся в целом для района побережья Мексиканского залива США, можно констатировать, что среди множества растворенных химических компонентов, присутствие которых было установлено, возможны: хлорид, сульфат и бикарбонат натрия; хлорид, сульфат и бикарбонат кальция; хлорид и сульфат магния; микроэлементы и др., а также смеси всех этих компонентов. Данные Е. А. Ворошилова и др. (1968) предполагают также большое значение притока и смешения морской воды с пластовыми рассолами в нескольких нефтяных месторождениях СССР (Сураханы и Карачухур), что вызывает выпадение в осадок солей, главным образом карбонатов магния и кальция. Ранее В. Бэк и Б. Б. Хэншоу [Back and Hanshaw, 1965] предполагали, что выпадение в осадок кальцита и других минералов может происходить в результате смешения двух вод, ни одна из которых не способна давать осадок до смешения.

В исследовании, касающемся тех же вопросов, Ю. И. Марьенко и В. Г. Постников (1967) пытались объяснить аномально-высокие пластовые давления в залежах нефтяного Марковского месторождения, СССР, особенностями роста кристаллов каменной соли в пустотах скелета литифицированной породы. Кристаллы соли больше росли у основания залежи, чем в верхней части, постепенно заполняли пустоты в нижней ее части и вытесняли нефть. В результате ничтожно малой сжимаемости нефти давление пород в замкнутой залежи увеличивалось по мере того, как объем порового пространства уменьшался, и достигало аномальных значений. Механизм этого процесса подтверждается простыми расчетами возможного уменьшения порового объема под действием проникающей в него соли. Нефтяные залежи Марковского месторождения в осинском горизонте плотно запечатаны каменной солью, и каждая залежь представляет собой независимую закрытую гидродинамическую систему. Предполагается, что высокие пластовые давления в соленосных карбонатных и сульфатно-карбонатных пластах, содержащих

залежи на других нефтяных месторождениях, могут быть объяснены теми же процессами. Аналогичное увеличение давления поровых флюидов может происходить за счет выпадения в осадок кальцита или кремнезема.

Важным показателем диагенеза является нахождение кварцевых зерен с вторичными каемками (разрастание кварца), что было связано с максимальной глубиной захоронения до аккумуляции углеводородов в породе-коллекторе [Füchtbauer, 1961]. Это подтверждает заключение, сделанное ранее В. Д. Лоури [Lowry, 1956], о том, что в содержащих углеводороды породах погребенной воды недостаточно, для того чтобы продолжались процессы диагенеза. Х. Фюхтбауэр показал также замедляющее действие, которое оказывает содержание глин и карбонатов и различные типы поровых растворов на диагенез кварца. Поскольку в это же время диагенез в водоносных зонах продолжается, такое «диагенетическое окно» может служить основанием для заключений об истории миграции нефти и структурного развития участков, перспективных на нефть. Несколько примеров месторождений, подтверждающих эту точку зрения, было детально рассмотрено Х. Фюхтбауэром [Füchtbauer, 1961] и В. Филиппом [Philipp, 1963].

Источник указанного вторичного кварца не совсем ясен, вероятно, им являются растворение под давлением кремнезема песчаных зерен в точках контакта и (или) постседиментационное преобразование разбухающих глин в иллит.

Наконец, следует вспомнить термодинамическую модель диффузии на границах зерен, вызванную градиентом давления в глубокозалегающих породах, в том виде, как она представлена Р. Л. Грезенсом [Gresens, 1966]. «Сделаны два исходных предположения: 1) диспергированная фаза может рассматриваться как отдельная фаза в целях выяснения условий фазовых равновесий, 2) диспергированная фаза может поддерживать градиент давления. Модель разработана в плане «химического потенциала». Когда составы твердых фаз сохраняются постоянными, диффузия происходит в диспергированной фазе под действием градиентов химического потенциала в пределах этой фазы. Градиент концентрации стабилизируется параллельно градиенту давления по мере того, как система приспособливается к более низкому энергетическому состоянию.

Отсутствие равновесия между твердой и диспергированной фазами может быть увеличено даже несмотря на то обстоятельство, что свободная энергия в системе уменьшена в результате миграции в диспергированной фазе. Когда создаются условия для изменения состава твердых фаз (например, при перекристаллизации под действием напряжения), это может оказать тормозящее влияние на диффузию, однако возможно также и усиление диффузии. В конечном счете градиент состава будет изменяться параллельно гради-

енту давления как в твердой фазе, так и в диспергированной.

Рассмотрение влияния градиента давления на химический потенциал в замкнутой системе проливает свет на возможный результат распространения тех же рассуждений на открытую систему. Те компоненты в диспергированной фазе, которые развивают резкие градиенты химического потенциала и имеют относительно сильную тенденцию к понижению свободной энергии системы за счет миграции, должны стремиться мигрировать первыми. Однако энергия активации, требуемая для миграции, скорость растворения компонентов твердых фаз и перехода их в диспергированную фазу также должны приниматься во внимание. Теоретическая модель предусматривает два возможных результата, влияние которых может быть доступно наблюдению геолога: 1) концентрация и образование ядер роста некоторых компонентов в определенных, наиболее благоприятных структурных участках, 2) систематические изменения состава данного минерала, которые связаны со структурой».

МАССИВНОЕ НАКОПЛЕНИЕ КАМЕННОЙ СОЛИ

Массивное отложение каменной соли встречается на больших площадях. Соль является полностью непроницаемой (а не полупроницаемой, как глинистые сланцы) для флюидов и в отличие от других пород преобразуется под действием псевдопластического движения (эффект перекристаллизации), развивая давление, равное весу вышележащих слоев, во всех направлениях. Подстилающие отложения не имеют возможностей для удаления флюидов и, таким образом, остаются неконсолированными, в них развиваются аномально-высокие давления. Во многих районах аномальные давления часто обнаруживают в зонах, сложенных глинистыми сланцами или алевролитами, непосредственно ниже соли. Например, газоносные пермские коллекторы, залегающие ниже крупных масс каменной соли, найдены в северной части ФРГ. Ассоциированные глинистые сланцы высокого давления несмотря на их пермский возраст сохранили характерные для свежего осадка условия высокой пористости и пластичности, что вызывает сильное разбухание глинистых сланцев при прохождении их буровым долотом [Thomeer and Bottema, 1961]. При поисково-разведочном бурении на углеводороды аналогичные условия были встречены в США, СССР, на Ближнем и Среднем Востоке, в Северной Африке и других районах.

УСЛОВИЯ ВЕЧНОЙ МЕРЗЛОТЫ

Наблюдения в Арктике показывают, что в районах вечной мерзлоты аномально-высокие пластовые давления встречаются как локальные явления. В районах вечной мерзлоты во многих

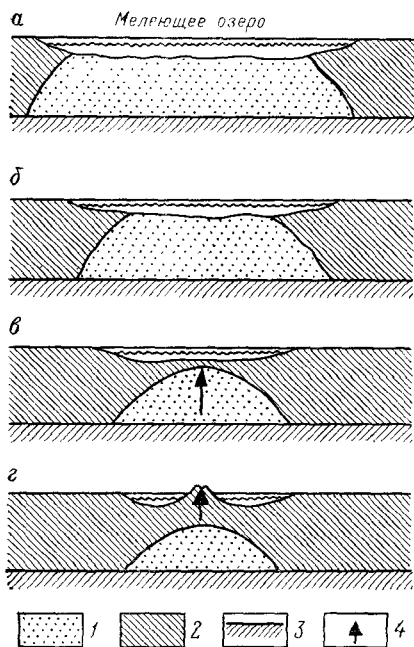


РИС. 1.26. Условия аномальных давлений в районах вечной мерзлоты — образование структур пинго (по П. Е. Гретенеру, 1969). С разрешения Bulletin of Canadian Petroleum Geology.

Стадии образования структур: а — первая, б — вторая, в — третья, г — четвертая; 1 — незамерзший грунт; 2 — вечная мерзлота; 3 — непроницаемый барьер; 4 — лед пинго

мерзают до дна зимой; таким образом, под озером существует незамерзший участок. По мере того, как озеро мелеет, оно в конце концов начинает промерзать до дна, и вечная мерзлота внедряется в пределы незамерзшего участка. При распространении заморозания от поверхности вниз вода оказывается запечатанной в незамерзшем сегменте, и давление воды увеличивается (третья стадия). Такая тонкая крыша из заморозивших пород изгибается вверх, развиваются трещины растяжения, которые заполняются водой. После разрядки (снижения) давления вода немедленно заморозает, образуя ледяной конус и выталкивая вверх самый верхний слой осадка и растительный слой, как видно на рис. 1.26 (четвертая стадия). Механические свойства пород при низких температурах и заморозивших почв были недавно подробно изучены [Chamberlain, 1973; McGinnis et al., 1973; Mellor, 1973; Nakano and Froula, 1973].

местах, например под глубокими озерами, существуют незамерзающие участки (оттаявший грунт). Резкие изменения климата и (или) поверхностных условий вызывают расширение площади вечной мерзлоты, в результате чего незамерзший участок оказывается изолированным и образует практически закрытую систему. По мере того, как заморозание продолжается, в незамерзших участках происходит создание аномально-высоких пластовых давлений. За счет близости к поверхности снижение величины таких давлений может осуществляться довольно резко [Muller, 1947], что приводит к образованию гигантских вздутий мерзлоты на уровне земли. Эти структуры называются пинго, они часто встречаются в северных широтах. Их высота превышает иногда 30 м [Mueller, MacKay, 1963].

Схематическое изображение образования пинго представлено на рис. 1.26 [Gretener, 1969]. На первой стадии озеро достаточно глубоко и не за-

Бурение нефтяных скважин и добыча нефти в Арктике могут привести к таянию вечной мерзлоты на обширных участках, в которых при создании условий для их повторного замерзания могут возникнуть нагрузки, вызывающие смятие обсадных колонн, что следует учитывать в конструкции скважин. Такие нагрузки, приводящие к смятию обсадных колонн, могут возникнуть в результате следующих явлений [Perkins et al., 1973]: во-первых, если флюиды заключены в трубах и там замерзают, то происходящее увеличение давления может вызвать разрушение обсадных труб [Bleakley, 1971], во-вторых, при повторном замерзании оттаявшей вечной мерзлоты или флюидов вне обсадной колонны могут развиваться давления, достаточно высокие, чтобы разрушить обсадную колонну [Goodman and Wood, 1973].

ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИЕ И БИОХИМИЧЕСКИЕ ФАКТОРЫ

Эти процессы могут рассматриваться как составная часть других ранее рассмотренных причин, потому что их влияние присутствует в любой геологической системе. Если система является практически закрытой, то данные факторы дополнительно способствуют созданию аномально-высоких пластовых давлений.

Изменения пластовой температуры также могут изменить давление флюидов, причем последние будут иметь либо локальное значение, либо региональное. График зависимости плотности воды от давления и температуры (см. рис. 1.8) показывает, что давление в изолированном объеме возрастает с повышением температуры быстрее, чем в окружающих флюидах. При более высоких геотермических градиентах требуются меньшие увеличения глубины, чтобы вызвать такое же возрастание давления [Barker, 1972]. Этот механизм создания избыточных давлений может действовать дополнительно наряду с большинством других процессов, которые были рассмотрены ранее, однако конкретное влияние в любом заданном районе будет зависеть от того, насколько хорошо система остается изолированной.

Расщепление молекул углеводородов на более простые соединения увеличивает их объем. Исследования показывают, что такие изменения объема происходят в результате каталитических реакций, радиоактивного распада, бактериальных реакций и (или) температурных изменений. Термический крекинг углеводородов приведет к увеличению объема углеводородов в 2 или 3 раза по сравнению с первоначальным объемом. Однако разложение органического вещества в результате деятельности бактерий приводит к образованию карманов, заполненных метаном с избыточным давлением. Такие условия могут наблюдаться при разбурировании неглубокозалегающих отложений, а также в форме хорошо известных выходов на поверхность газа в болотах или вдоль пляжей.

Действия приливов и отливов в шельфовых областях океанов, цунами (сейсмические волны), вызванные подводными землетрясениями, влияния ураганов и т. п. также могут быть причиной небольших и возможно многочисленных временных изменений пластовых давлений в подстилающих осадках.

О. Е. Майнцер [Meinzer, 1928] наблюдал быстрое увеличение нагрузки и возникающие в результате повышенные давления в водяной скважине вблизи железной дороги. Уровень воды в скважине поднимался, когда мимо шел поезд. При прохождении медленных, тягаче груженных поездов подъем воды был заметнее, чем в случае прохождения более быстрых и легких пассажирских поездов. В то же время один локомотив не оказывал какого-либо заметного влияния на уровень воды.

Еще в 1753 г. путешественники отмечали воздействие на подземные пласты изменяющегося атмосферного давления в районе выходов на поверхность нефти в районе Каспийского моря в России: «Когда атмосфера густая и тяжелая (низкое давление), источники бьют на большую высоту и нефть часто воспламеняется на поверхности. . . при более ясной погоде (высокое атмосферное давление) источники не поднимаются выше 0,6—0,9 м» [Hanway, 1753].

Хотя эти влияния на давления поровых флюидов часто малы, тем не менее они существуют и приводят к созданию аномально-высоких пластовых давлений, сохраняющихся в течение как коротких, так и длительных периодов времени.

БЛАГОДАРНОСТИ

Для изложения сущности гипотез, выдвинутых с целью объяснения природы аномальных давлений, о которых шла речь в этой главе, была привлечена обширная литература по этой проблеме, результаты обсуждения различных вопросов с коллегами, а также использованы данные из промышленной практики автора. К сожалению, практически невозможно упомянуть имена всех тех исследователей, которые внесли значительный вклад в решение этой важной проблемы.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Ворошилов Е. А., Джалилов Т. И., Самедов Н. К. Выпадение солей при изменении химического состава пластовых вод в процессе воздействия.— Азерб. нефт. хозяйство, 1968, № 3, с. 28—30

Горкун В. Н., Сирый И. М. Опыт расчета глубины залегания и объема выбрасываемого газа при извержении грязевых вулканов на Южном Сахалине.— Геология и геофизика, 1967, № 2, с. 30—42.

Калинко М. К. Грязевые вулканы как источник информации о составе углеводородов, их количестве и условиях нахождения.— Сов. геология, 1967, № 7, с. 86—97.

Марьенко Ю. И., Постников В. Г. Причины аномально-высокого пластового давления в залежах нефти осинского горизонта на Марковском месторождении.— Нефтегазовая геология и геофизика, 1967, № 10, с. 10—12.

Теодорович Г. И., Коныхов А. И. Смешаннослойные минералы в осадочных породах как индикаторы глубины их катагенетических изменений.— Докл. АН СССР, т. 191, 1970, с. 1123—1126.

Якубов А. А., Али-Заде А. А., Кастрюлин Н. С. Новое извержение грязевого вулкана Локбатан.— Азерб. нефт. хозяйство, 1973, № 3, с. 5—7.

Allen D. R., 1972. Environmental aspects of oil-producing operations — Long Beach, California. J. Pet. Technol., 24: 125—131.

Atwater G. I. and Forman M. J., 1959. Nature of growth of southern Louisiana salt domes and its effect on petroleum accumulation. Bull. Am. Assoc. Pet. Geol., 43: 2592—2622.

Back W. and Hanshaw B. B., 1965. Chemical geohydrology. In: V. T. Chow (Editor), Advances in Hydrosience, Vol. 2. Academic Press, New York, N. Y., 49—109.

Bailey E. H., Snavely P. D. and White D. E., 1961. Chemical analysis of brines and crude oil, Cymric Field, Kern County, California. U. S. Geol. Surv. Prof. Papers, 398D: 306—309.

Barker C., 1972. Aquathermal pressuring — role of temperature in development of abnormal pressure zones. Bull. Am. Assoc. Pet. Geol., 56: 2068—2071.

Berry F. A. F., 1959. Hydrodynamics and geochemistry of the Jurassic and Cretaceous System in the San Juan Basin, northwestern New Mexico and southwestern Colorado. Ph. D. Thesis, Stanford Univ., Stanford, Calif., 213 p.

Berry F. A. F., 1960. Geologic field evidence suggesting membrane properties of shales. Bull. Am. Assoc. Pet. Geol., 44: 953—954.

Berry F. A. F., 1969. Relative factors influencing membrane filtration effects in geologic environments. Chem. Geol., 4: 295—301.

Berry F. A. F., 1973. High fluid potential in California Coast Ranges and their tectonic significance. Bull. Am. Assoc. Pet. Geol., 57: 1219—1249.

Berry F. A. F. and Hanshaw B. B., 1960. Geologic evidence suggesting membrane properties of shales. 21st Int. Geol. Congr., Copenhagen, Rep. Sess., Norden, p. 209.

Bishop W. F., 1973. Late Jurassic contemporaneous faults in North Louisiana and South Arkansas. Bull. Am. Assoc. Pet. Geol., 57: 858—877.

Bleakley W. B., 1971. North Slope operators tackle production problems. Oil Gas J., 69: 89—92, October 25.

Bredehoeft J. B. and Hanshaw B. B., 1968. On the maintenance of anomalous fluid pressures, I. Thick sedimentary sequences. Geol. Soc. Am. Bull., 79: 1097—1106.

Bredehoeft J. B., Blyth C. R., White W. A. and Maxey G. B., 1963. Possible mechanism for concentration of brines in subsurface formations. Bull. Am. Assoc. Pet. Geol., 47: 257—269.

Breeze A. F., 1970. Abnormal—subnormal relationships in the Morrow sands of northwestern Oklahoma. M. S. Thesis, Univ. of Oklahoma, Tulsa, Okla., 122 pp.

Brighenti G., 1967. Influence of pore pressure decline on the behavior of petroleum reservoir rocks. Proc. 7th World Pet. Congr., Mexico City, 3: 97—107.

Bruce C. H., 1973. Pressured shale and related sediment deformation—mechanism for development of regional contemporaneous faults. Bull. Am. Assoc. Pet. Geol., 57: 878—886.

Burst J. F., 1959. Post-diagenetic clay mineral environmental relationships in the Gulf Coast Eocene. Clays Clay Miner., 6: 327—341.

Burst J. F., 1969. Diagenesis of Gulf Coast clayey sediments and its possible relation to petroleum migration. Bull. Am. Assoc. Pet. Geol., 53: 73—93.

Caloi P., 1967. The phenomenon of abnormal subsidence with particular reference to the Po delta. Ann. Geofis., 20: 331—400.

Carver R. E., 1968. Differential compaction as a cause of regional contemporaneous faults. Bull. Am. Assoc. Pet. Geol., 52: 414—419.

Chamberlain E, 1973 Mechanical properties of frozen ground under high pressure Proc 2nd Int Can Organ Comm U S Planning Comm Permafrost Conf, Yakutsk, U S S R U S Academy of National Sciences, Washington, D C pp 295—305

Classen J S, 1968 Formation pressure—production relationship, Lake Mongoulois Field SPE 2206, 43rd AIME Fall Meet, Houston, Texas, September

Duckey P A, *Shriram C R* and *Paune W R*, 1968 Abnormal pressures in deep wells of southwestern Louisiana Science, 160 608—615

Dickinson G, 1953 Geological aspects of abnormal reservoir pressures in Gulf Coast Louisiana Bull Am Assoc Pet Geol, 37 410—432

Dunoyer de Segonzac G, 1965 Les argiles du Cretace superieur dans le bassin de Douala (Cameroun) problemes de diagenese Bull Serv Carte Geol Alsace Lorraine, 17 287—310

Evans D M, 1966 The Denver area earthquakes and the Rocky Mountain Arsenal well Mt Geol, 3 23—36

Ferran L H, 1973 Evaluation of abnormally high and low pressured Morrow sands in northwestern Oklahoma using well logs and water sample data M S Thesis, Univ of Tulsa, Tulsa, Okla, 110 pp

Fertl W H, 1971 A look at abnormally pressured formations in the U S S R SPE 3613, 46th AIME Fall Meet New Orleans, La, October

Fertl W H and *Timko D J*, 1972 How downhole temperatures, pressures affect drilling, 1 Origin of abnormal formation pressures World Oil, 174(7) 67—71, June

Flores J G, 1967 Study of subnormal formation pressures based on geological and electrical log data, Keyes Field, Cimarron County, Oklahoma M S Thesis, Univ of Oklahoma, Tulsa, Okla, 89 pp

Foster J B and *Whalen H E*, 1966 Estimation of formation pressures from electrical surveys—offshore Louisiana J Pet Technol, 18 165—171

Fowler Jr, W A, 1970 Pressure, hydrocarbon accumulation and salinities—Chocolate Bayou field, Brazoria County, Texas J Pet Technol, 22 411—432

Fuchtbauer H, 1961 Zur Quarzneubildung in Erdoeligerstaetten Erdoel Kohle, 14 167—173

Gabrysch R K, 1967 Development of ground water in the Houston District, Texas, 1961—1965 Texas Water Dev Board, Rep, 63, 79 pp

Gansser A, 1960 Ueber Schlammvulkane und Salzdomes Naturforsch Ges Zuerich Viertelsjahrssch, 105 1—46

Garrels R M and *Christ C K*, 1965 Solutions, Minerals, and Equilibria Harper and Row, New York, N Y, 450 pp

Gilluly J and *Grant U S*, 1949 Subsidence in the Long Beach harbor area, California Bull Am Assoc Pet Geol, 60 461—529

Glasstone S, 1946 Textbook of Physical Chemistry Van Nostrand, Princeton, N J, 557 pp

Goodman M A and *Wood D B*, 1973 A mechanical model for permafrost freezback pressure behavior SPE 4589, 48th AIME Fall Meet, Las Vegas, Nev, October

Gresens R L, 1966 The effect of structurally produced pressure gradients on diffusion in rocks J Geol, 74 307—321

Gretnener P E, 1969 Fluid pressure in porous media—its importance in geology a review Bull Can Pet Geol, 17 255—295

Halbouty M T, 1967 Salt Domes—Gulf Region United States and Mexico Gulf Publishing Co, Houston, Texas, 425 pp

Handin J and *Hager R V*, 1958 Experimental deformation of sedimentary rocks under confining pressure tests at high temperature Bull Am Assoc Pet Geol, 42 2892—2934

Handin J, *Hager R V*, *Friedman M* and *Feather I N*, 1963 Experimental deformation of sedimentary rocks under confining pressure—pore pressure tests Bull Am Assoc Pet Geol, 47 717—755

Hanshaw B B and Bredelhoeft J D, 1968 On the persistence of anomalous fluid pressures from a source layer 49th Annu AGU Meet, Washington, D C, Abstr No T19

Hanway J, 1753 An Historical Account of the British Trade Over the Caspian Sea, Vol 7 London, 121 pp

Hardin F R and Hardin G C, 1961 Contemporaneous normal faults of Gulf Coast and their relation to flexures Bull Am Assoc Pet Geol 45 239-248

Harkins K L and Baugher J W, 1969 Geological significance of abnormal formation pressures J Pet Technol, 21 961-966

Hull G A, Colburn W A and Knight J W, 1961 Reducing oil finding costs by use of hydrodynamic evaluation In Economics of Petroleum Exploration, Development, and Property Evaluation Prentice Hall, Englewood, Calif, 380 pp

Hospers J, 1971 The geology of the Niger delta area Inst Geol Sci, London, Rep, 70 121-142

Hubert M K and Rubey W. W., 1959 Role of fluid pressure in mechanics of overthrust faulting, 1 Mechanics of fluid filled porous solids and its application to overthrust faulting Bull Geol Soc Am, 70 115-166

Hughes D J, 1968 Salt tectonics as related to several Smackover fields along the northeast rim of the Gulf of Mexico Basin Trans Gulf Coast Assoc Geol, Soc, 18 320-330

Johnson H A and Bredeson D H, 1971 Structural development of some shallow salt domes in Louisiana Miocene productive belt Bull Am Assoc Pet Geol, 55 204-226

Jones P H, 1968a Hydrodynamics of geopressures in the northern Gulf of Mexico Basin SPE 2207, 43rd AIME Fall Meet, Houston, Texas, September, also J Pet Technol, 21 802-810, 1969

Jones P H, 1968b Geochemical hydrodynamics, a possible key to the hydrology of certain aquifer systems in the northern part of the Gulf of Mexico Basin Proc 23rd Int Geol Congr, Prague, 2 113-125

Jones P H, 1969 Hydrology of Neogene deposits in the northern Gulf of Mexico Basin La Water Resour Res Inst, Bull, GT-2, Louisiana State Univ, Baton Rouge, La, 105 pp

Kerr P F and Barrington J, 1961 Clays of deep shale zone, Caillou Island, Louisiana Bull Am Assoc Pet Geol, 45 1697-1712

Krynine D P and Judd W R, 1957 Principles of Engineering Geology and Geotechnics McGraw Hill, New York, N Y, 730 pp

Kugler H G, 1933 Contribution to the knowledge of sedimentary volcanism in Trinidad Inst Pet J, 19 743-760

Kugler H G, 1938 Nature and significance of sedimentary volcanism In The Science of Petroleum, Vol 1 Oxford Univ Press, London, pp 297-299

Laubscher H P, 1961a Die Mobilisierung Klastischer Massen, 1 Teil und 2 Teil Eclogae Geol Helv, 54 283-334

Laubscher H P, 1961b Die Fernschubhypothese der Jurafaltung Eclogae Geol Helv, 54 221-282

Leve G W and Goolsby D A, 1967 Test hole in aquifer with many water bearing zones at Jacksonville, Florida Ground Water, 5 18-22

Levorsen A I, 1967 Geology of Petroleum W H Freeman and Co, San Francisco, Calif, 2nd ed, 724 pp

Louden L R, 1972 Origin and maintenance of abnormal pressures SPE 3843, 3rd Symp on Abnormal Subsurface Pore Pressure, Louisiana State Univ, Baton Rouge, La, May

Lowry W D, 1956 Factors in loss of porosity by quartzose sandstones of Virginia Bull Am Assoc Pet Geol, 40 489

MacKay J R, 1963 The Mackenzie delta area, N W T Can Dep Min Tech Sur Geogr Br, Mem, 8, 202 pp

Magara K, 1971 Permeability considerations in generation of abnormal pressures Soc Pet Eng J, 11 236-242

Marsden S. S. and Davis S. N., 1967. Geological subsidence. *Sci. Am.*, 216: 93—100.

Martin G. B., 1972. Abnormal high pressure and environment of deposition. SPE 3846, 3rd Symp. on Abnormal Subsurface Pore Pressure, Louisiana State Univ., Baton Rouge, La., May.

Mayuga M. N. and Allen D. R., 1969. Subsidence in the Wilmington oil field, Long Beach, California, U.S.A. In: *Land Subsidence*, Publ. No. 88. IASH-UNESCO, Gentbrugge.

McGinnis L. D., Clark C. C. and Nakao K., 1973. Geophysical identification of frozen and unfrozen ground, Antarctica. Proc. 2nd Int. Can. Organ. Comm. U. S. Planning Comm. Permafrost Conf., Yakutsk, U.S.S.R. U. S. Academy of National Sciences, Washington, D. C., pp. 136—146.

McNeal R. P., 1965. Hydrodynamics of the Permian Basin. In: A. Young and J. E. Galley (Editors), *Fluids in Subsurface Environments*. American Association of Petroleum Geologists, Tulsa, Okla., pp. 308—326.

Meinzer O. E., 1928. Compressibility and elasticity of artesian aquifers. *Econ. Geol.*, 23: 263—291.

Mellor M., 1973. Mechanical properties of rocks at low temperatures. Proc. 2nd Int. Can. Organ. Comm. U. S. Planning Comm. Permafrost Conf., Yakutsk, U.S.S.R. U. S. Academy of National Sciences, Washington, D. C., pp. 334—344.

Meyers J. D., 1968. Differential pressures: a trapping mechanism in Gulf Coast oil and gas fields. *Trans. Gulf Coast Assoc. Geol. Soc.*, 18: 56—80.

Moore C. A., 1971. Geologic factors which may affect gas occurrence in the Anadarko Basin, Oklahoma. *Annu. AAPG-SEPM Meet.*, Houston, Texas.

Morgan J. P., 1952. Mud lumps at the mouth of the Mississippi River. In: J. W. Johnson et al. (Editors), *Coastal Engineering*. Eng. Foundation, Univ. of California Press, Los Angeles, Calif., pp. 130—144.

Muehlberger W. R., 1959. Internal structure of the Grand Saline salt dome, Van Zandt County, Texas. *Texas Univ. Bur. Econ. Geol. Rep. Invest.*, 38, 18 pp.

Mueller F., 1959. Beobachtungen ueber Pingos. *Medd. Groenl.*, 153: 127.

Muller S. W., 1947. Permafrost or Permanently Frozen Ground and Related Engineering Problems. J. W. Edwards, Ann. Arbor, Mich., 231 pp.

Murray G. E., 1961. Geology of the Atlantic and Gulf Coastal Province of North America. Harper and Brothers, New York, N. Y., 692 pp.

Nakano Y. and Froula N. H., 1973. Sound and shock transmission in frozen soils. Proc. 2nd Int. Can. Organ. Comm. U. S. Planning Comm. Permafrost Conf., Yakutsk, U.S.S.R., pp. 359—369.

Ocamb R. D., 1961. Growth faults of South Louisiana. *Trans. Gulf Coast Assoc. Geol. Soc.*, 11: 139—175.

Oomkens E., 1966. Environmental significance of sand dikes. *Sedimentology*, 7: 145—148.

Perkins T. K., Rochon J. A. and Knowles C. R., 1973. Studies of pressures generated upon refreezing of thawed permafrost around a wellbore. SPE 4588, 48th AIME Fall Meet., Las Vegas, Nev., October.

Perry E. and Hower J., 1970. Burial diagenesis in Gulf Coast pelitic sediments. *Clays Clay Miner.*, 18: 165—177.

Philipp W., 1963. Zur Geschichte der Migration im Gifhorner Trog. *Erdoel Kohle*, 16: 456—468.

Pirson S. J., 1967. How to use well logs to seek hydrodynamically trapped oil. *World Oil*, 164: 100—106, April.

Powers M. C., 1959. Adjustment of clays to chemical change and the concept of the equivalent level. *Clays Clay Miner.*, 6: 309—326.

Powers M. C., 1967. Fluid-release mechanisms in compacting marine mud-rocks and their importance in oil exploration. *Bull. Am' Assoc. Pet. Geol.*, 51: 1240—1254.

Raleigh C. B., Bredehoeft J., Healy J. H. and Bohn J., 1970. Earthquakes and water flooding in the Rangely oil field. *Annu. Jt. Geol. Soc. Am. Allied Soc. Meet.*, 2: 600—661.

Richard J. J., 1945. The mud volcanoes of Moa near Tanga. *Tanganyika Notes Rec.*, 19: 3—8.

- Ridd M. F., 1970. Mud volcanoes in New Zealand. Bull. Am. Assoc. Pet. Geol., 54: 601—616.
- Roberts J. L., 1972. The mechanism of overthrust faulting: a critical review. Proc. 29th Int. Geol. Congr., Montreal, Que., Sect. 3, pp. 593—598.
- Rochon R. W., 1967. Relationship of mineral composition of shales to density. Trans. Gulf Coast Assoc. Geol. Soc., 17: 135—142.
- Rubey W. W. and Hubbert M. K., 1959. Role of fluid pressure in mechanics of overthrust faulting. 2. Overthrust belt in geosynclinal area of western Wyoming in light of fluid pressure hypothesis. Bull. Geol. Soc. Am., 70: 167—206.
- Russel W. L., 1972. Pressure-depth relations in Appalachian region. Bull. Am. Assoc. Pet. Geol., 56: 528—536.
- Shelton J. W., 1967. Deformational pattern in the Springer Group of southeastern Oklahoma. Geol. Soc. Am. South Cent. Sec. Annu. Meet. Program, Norman, Okla. p. 25.
- Slatyer R. O. and Mabutt J. A., 1964. In: V. T. Chow (Editor), Handbook of Applied Hydrology. McGraw-Hill, New York, N. Y., pp. 24—32.
- Smith J. E., 1973. Shale compaction. Soc. Pet. Eng. J., 12: 12—22.
- Suter H. H., 1960. The General and Economic Geology of Trinidad. H. M. Stationary Office, London, 145 pp.
- Thomeer J. H. M. A. and Bottema J. A., 1961. Increasing occurrence of abnormally high reservoir pressures in boreholes, and drilling problems resulting therefrom. Bull. Am. Assoc. Pet. Geol., 45: 1721—1730.
- Thorsen C. E., 1963. Age of growth faulting in southeast Louisiana. Trans. Gulf Coast Assoc. Geol. Soc., 13: 103—110.
- Trusheim F., 1960. Mechanism of salt migration in northern Germany. Bull. Am. Assoc. Pet. Geol., 44: 1519—1540.
- Van der Knaap W. and Van der Vlies A. C., 1967. On the cause of subsidence in oil-producing areas. Proc. 7th World Pet. Congr., Mexico City, 3: 85—97.
- Van Everdingen R. O., 1968. Studies of formation waters in western Canada: geochemistry and hydrodynamics. Can. J. Earth Sci., 5: 523—543.
- Van Moort J. C., 1971. A comparative study of the diagenetic alteration of clay minerals in Mesozoic shales from Papua, New Guinea, and in Tertiary shales from Louisiana. Clays Clay Miner., 19: 1—20.
- Walton M. S. and O'Sullivan R. B., 1950. The intrusive mechanics of a clastic dike. Am. J. Sci., 248: 1—21.
- Weaver C. E., 1960. Possible uses of clay minerals in search for oil. Bull. Am. Assoc. Pet. Geol., 44: 1505—1518.
- Weaver C. E., 1961. Clay mineralogy of the late Cretaceous rocks of the Washakie Basin. Wyo. Geol. Assoc., Guideb., 16th Annu. Field Conf., pp. 148—154.
- Weaver C. E. and Beck K. C., 1971. Clay water diagenesis during burial: how mud becomes gneiss. Geol. Soc. Am., Spec. Paper, 134, 96 pp.
- Wilson C. C. and Birchwood K. M., 1965. The Trinidad sand volcano island of 1964. Proc. Geol. Soc. Lond., 1626: 169—174.
- Winslow A. G. and Wood L. A., 1959. Relation of land subsidence to groundwater withdrawals in the upper Gulf Coast region, Texas. Trans. AIME, 214: 1030—1034.
- Young A. and Low P. F., 1965. Osmosis in argillaceous rocks. Bull. Am. Assoc. Pet. Geol., 49: 1005—1007.
- Zen E. A. and Hanshaw B. B., 1964. Osmotic equilibrium and mechanics of overthrust faultings. Geol. Soc. Am., Annu. Meet. Program, pp. 232—233.

ВВЕДЕНИЕ

В течение последних 25 лет эксплуатация запасов нефти и природного газа, связанных с мощными разрезами очень тонкозернистых пород в третичных бассейнах, имеет все более важное значение для удовлетворения мировых энергетических нужд. Возникли многие проблемы разработки пласта, требующие инженерного решения. Успешное бурение до глубин более 6096 м в этих осадочных бассейнах и количество обнаруженных углеводородов в большой степени зависят от знания основных физических, механических свойств и деформационных характеристик встречаемых отложений, а также от взаимозависимости между различными свойствами пород. Следовательно, очень важно иметь полное представление о том, как аномальные давления флюидов создаются и сохраняются в этих геологически молодых осадочных породах.

Существует значительное расхождение мнений среди инженеров и геологов относительно механизма образования аномально-высоких пластовых давлений в третичных бассейнах. Был выдвинут ряд причин создания и сохранения аномальных давлений флюидов в глинистых осадках: 1) постоянное увеличение нагрузки и неполное гравитационное уплотнение осадков, 2) тектоническое сжатие, 3) сбросообразование, 4) соляной и глиняный диапиризм, 5) фазовые переходы в минералах во время уплотнения и диагенеза, 6) изменение геотермических условий, вызывающие расширение объема флюидов и (или) распад органических соединений, 7) осмотические и диффузионные процессы, 8) вторжение воды, образовавшейся в результате магматических интрузий (Rieke and Chilingarian, 1974).

Уплотнение осадков под влиянием постоянной вертикальной нагрузки издавна известно как хорошо документированное геологическое явление [Sorby, 1908; Hedberg, 1926, 1936]. Этот механизм, по-видимому, является возможной причиной создания такой обстановки, которая приводит к образованию высокой потенциальной энергии флюидов в осадках, имеющих низкую проницаемость. Знание как вертикальной, так и горизонтальной систем орогенических напряжений в бассейне осадконакопления имеет наиважнейшее значение при интерпретации условий аномального давления флюидов и установлении воз-

¹ Глава написана Джорджем В. Чилингаряном и Германом Х. Рике III.

можного местоположения залежей нефти и природного газа. Влияние тектонических сил на механизм уплотнения было рассмотрено М. К. Хаббертом и В. В. Руби [Hubbert and Rubey, 1959], Ф. А. Берри [Berry, 1969], Т. Л. Томпсоном [Thompson, 1973], Ф. Херджертом [Hergert, 1973] и Г. Х. Рике и Дж. В. Чилингаряном [Ricke and Chilingarian, 1974].

Из-за очень тесной взаимосвязи между зернами минералов, отвечающими по размерам глинистой фракции, и водой уменьшение объема порового пространства в осадках пород под действием увеличивающейся нагрузки лучше всего может быть рассмотрено в плане удаления поровых флюидов. Известно, что факторами, влияющими на содержание воды в глинистых осадках под воздействием нагрузки, являются: тип глинистых минералов, размер частиц, адсорбированные катионы, температура рН, Eh и тип поровых растворов электролитов. Общее влияние всех этих факторов, за исключением рН, Eh и температуры, показано на рис. 2.1. Их воздействие, кроме размера частиц, установлено главным образом на основании лабораторных экспериментов по уплотнению осадков, т. е. сжатию мономинеральных глин, смешанных с простыми электролитами.

Недостаточно уплотненные пласты осадочных пород с аномально-высокими давлениями во многих частях мира, вероятно, обязаны своим происхождением быстрой седиментации, при которой вода оказывается заключенной в уплотняющихся глинах, практически не имеющих проницаемости. Как упоминалось ранее, горизонтально ориентированные напряжения тектонического происхождения также могут привести к образованию аномально-высоких пластовых давлений. Однако П. А. Дики [Dickey, 1972] утверждал: «Представляется невероятным, чтобы сравнительно неконсолидированные глинистые породы могли передавать горизонтальные напряжения». К. А. Аникиев (1964) приписывал происхождение высоких давлений в многочисленных пластах с аномально-высокими давлениями новейшим и четвертичным тектоническим движениям. Он считал (с. 108), что гравитационное уплотнение не является вероятной причиной аномально-высоких давлений, так как уплотнение происходило во многих местах, где не встречены пласты с аномально-высокими давлениями. Гравитационное уплотнение не способно также объяснить происхождение высоких давлений в пластах, окруженных галогенными осадками, в трещиноватых известняках и туфах и в хорошо консолидированных палеозойских породах.

Приток высоконапорных дополнительных объемов нефти и газа в коллекторские пласты, имеющие определенный (фиксированный) объем, может явиться причиной образования в них аномально-высоких давлений.

Х. Д. Хедберг [Hedberg, 1974] рассмотрел связь генерации метана с недостаточно уплотненными глинистыми сланцами,

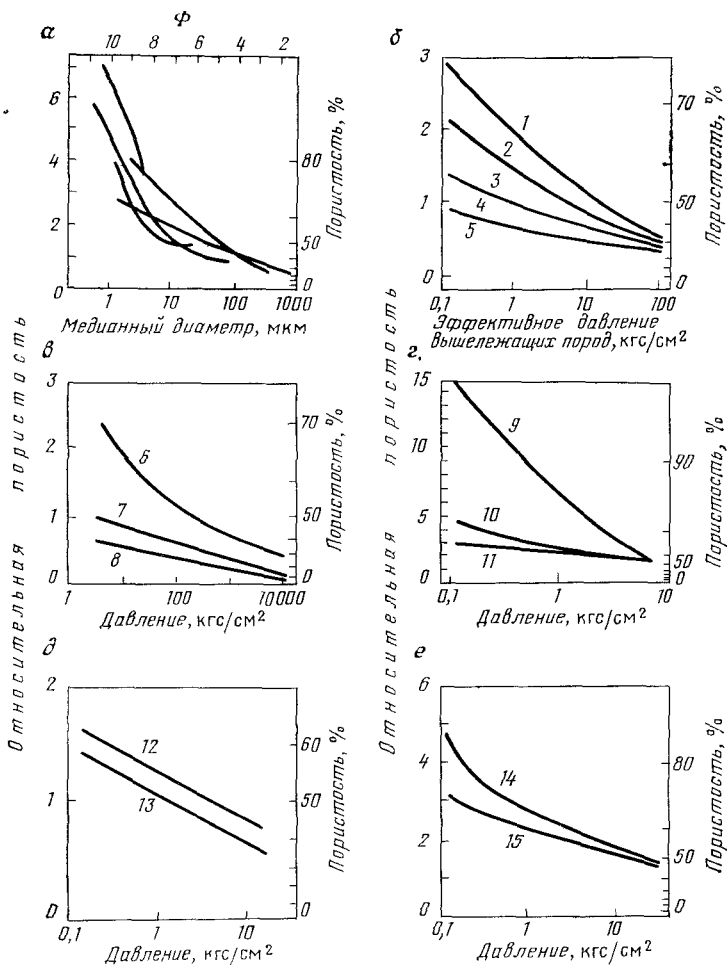


РИС. 2.1. Влияние различных факторов на зависимость между относительной пористостью и давлением в глинистых материалах.

а — зависимость между относительной пористостью и медианным диаметром частиц при давлениях вышележащих пород менее 1 кгс/см² (по Р. Х. Миде, 1964, с. 136); б — схематизированное влияние размера частиц (с изменениями; по А. В. Скемпону, 1953, с. 55); в — влияние видов глинистых минералов (с изменениями, по Дж. В. Чилингару и Л. Нанту, 1960, с. 104); г — влияние катионов, адсорбированных монтмориллонитом (с изменениями, по С. Г. Сэмюэлсу, 1950); д — влияние концентраций NaCl в не разделенном на фракции иллите, примерно 60% которого имеет размер частиц более 2 мкм (с изменениями, по Дж. К. Митчеллу, 1960, рис МЗ); е — влияние концентраций NaCl в иллите с размером зерен менее 0,2 мкм (с изменениями; по Г. Х. Болту, 1956, с. 92) (по Р. Х. Миде, 1968, с. D 4). 1 — высококоллоидная глина; 2 — коллоидная глина; 3 — глина; 4 — алевритистая глина; 5 — алеврит; 6 — монтмориллонит; 7 — иллит; 8 — каолинит; 9 — Na; 10 — Ca; 11 — Al; 12, 14 — 10⁻¹ M NaCl; 13, 15 — 10⁻³ M NaCl

глиняными диапирами и грязевыми вулканами. Органическое вещество, которое составляет значительную часть только что отложенных в осадок илов, разлагается во время диагенеза в результате биохимических и термохимических процессов. Образующийся метановый газ мог бы создать или усилить состояние недоуплотненности и повышенного давления уплотняющихся глинистых осадков следующим образом: 1) путем создания дополнительного внутреннего порового давления, 2) посредством дальнейшего замедления вытеснения поровой межзерновой воды за счет образования второй фазы (газа) во флюиде [Hedberg, 1974]. Присутствие газовых пузырьков, рассеянных в жидкой фазе, приводит к уменьшению проницаемости породы для обеих фаз.

В настоящей главе обсуждаются происхождение аномальных подземных давлений и факторы, являющиеся причиной сохранения этих давлений в течение многих миллионов лет. Представлено также математическое описание седиментации и уплотнения глинистых осадков. Количественный подход к механизму уплотнения основан на зависимости между напряжением за счет веса вышележащих пород, эффективным напряжением, напряжением за счет поровых флюидов и физическими свойствами компетентных и некомпетентных пород. Статистическая модель, которая характеризует механическое поведение уплотняющихся осадков, трактует процесс уплотнения, используя деформируемую одномерную пористую среду (детальный математический анализ приведен в работе [Raghaven and Miller, 1975]).

В большинстве осадочных пород погребенная (реликтовая) вода является преобладающим поровым флюидом. Степень вытеснения воды из порового пространства за счет уплотнения дает основание для установления взаимозависимостей между аномальными пластовыми давлениями, скоростью вытеснения флюида и профилями распределения давлений по всему осадочному разрезу. Некоторые гипотезы относительно того, как свободные и связанные поровые воды наряду с углеводородами вытесняются и перемещаются через пористые породы — в форме эмульсии и (или) газовой фазы, были рассмотрены Дж. В. Чилингаром и Л. Г. Адамсоном [Chilingar and Adamson, 1964], Дж. Е. Смитом и др. [Smith et al., 1971], Г. Н. Пэнди и др. [Pandey et al., 1974].

РАЗРАБОТКА МОДЕЛИ УПЛОТНЕНИЯ

Г. Дикинсон [Dickinson, 1951] провел очень тщательное и всестороннее изучение геологических аспектов, связанных с аномально-высокими давлениями флюидов в третичном бассейне побережья Мексиканского залива США. Зоны высокого давления часто встречаются в изолированных миоценовых и плиоце-

новых пористых песчаных пластах, окруженных мощными толщами глинистых сланцев, которые расположены ниже основных дельтовых песчаных толщ. Размещение флюидов с высокой потенциальной энергией контролируется региональными фаціальными изменениями в бассейне и, по-видимому, не зависит от глубины залегания и геологического возраста отложений.

В условиях осадочных бассейнов, где седиментация происходила быстро, накопление мощных глинистых сланцев и аргиллитов с низкой проницаемостью замедляло вытеснение воды и углеводородов. Эти флюиды не успевали отжиматься и оставались заключенными в породе в виде поровых флюидов. Они должны были нести часть нагрузки, которая в нормальных условиях приходилась бы на контакты между зернами.

Первая основная предпосылка при разработке модели уплотнения состоит в том, что скорость гравитационного уплотнения пород в бассейне осадконакопления ограничена низкой проницаемостью глинистых пачек. Было показано, что в районах быстрого осадконакопления вытеснение воды из тонкозернистых осадков отстает от потери воды песками [Rieke and Chilingarian, 1974].

Осадки можно рассматривать как двухфазную сплошную среду, где зерна находятся в механическом контакте друг с другом, а флюид заполняет поровое пространство, не занятое твердой фазой и смачивает все, за исключением участков межзерновых контактов. Схематическое распределение напряжений в поровом пространстве внутри осадка представлено на рис. 2.2. Предполагается, что каждая фаза (твердая, жидкая) непрерывно занимает определенную часть общего пространства. Это в известной мере аналогично двум газам, совместно занимающим пространство, в котором, как принято считать, они развивают собственное парциальное давление. Поровые флюиды рассматриваются как незначительно сжимаемая гомогенная жидкость, и поровое давление может изменяться от точки к точке. Поровые флюиды будут проходить через поровое пространство под влиянием избыточных поровых давлений.

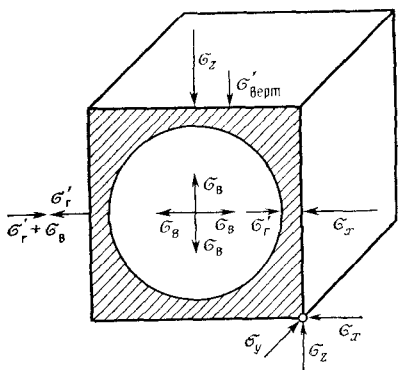


РИС 2.2 Схематическое изображение порового пространства внутри скелета осадочной породы и распределение напряжений в системе

$\sigma'_{\text{верт}}$ — эффективное (межзерновое) напряжение в вертикальном направлении, σ'_g — эффективное горизонтальное напряжение, σ_p — напряжение за счет поровой воды, σ_z — составляющая общего вертикального напряжения, составляющая общего горизонтального напряжения σ_x в направлении x равна $\sigma'_g + \sigma_p$

Если структура осадка остается жесткой во время течения флюидов, будет происходить установившееся высачивание флюида из осадка. Однако, если расположение зерен изменяется, приобретая иной порядок упаковки, то возникает неустановившийся поток. Установившийся поток, который требует жесткой постоянной структуры, может быть легко представлен с математической точки зрения. Неустановившийся поток включает условие изменения эффективного напряжения, что приводит к деформации твердого скелета породы.

МОДЕЛЬ УПЛОТНЕНИЯ КАЦА И ИБРАГИМА

Д. Л. Кацем и М. А. Ибрагимом [Katz and Ibrahim, 1971] представлена механическая модель для объяснения уплотнения и вытеснения флюида из глинистых сланцев (рис. 2.3). Модель основана на простой аналогии поршня и пружины Терцаги (рис. 2.4). Модель Д. Л. Каца и М. А. Ибрагима основана на уплотнении глинистого слоя между двумя проницаемыми песчаными слоями. В модели, предложенной Терцаги, глинистый осадок представлен рядом пружин и перфорированных дисков. Перфорированные диски представляют низкопроницаемые глины, которые ограничивают выход флюидов, а пружины — деформируемый скелет породы. Резкая нагрузка на модели отвечает быстрой скорости седиментации. Вода, содержащаяся в пространстве между перфорированными дисками, является поровым флюидом. Если к системе приложить резкое напряжение, то вода между дисками первоначально будет поддерживать всю нагрузку. После короткого периода времени вода под действием нагрузки будет выжата через перфорационные отверстия в дисках либо вверх, либо вниз в зависимости от относительных величин давления в уплотняющейся системе, без течения в горизонтальном направлении.

По мере того как верхний и нижний диски подвигаются ближе к внутренним дискам, пружины начинают нести часть приложенной нагрузки (см. рис. 2.3). Вследствие этого давление флюида между внешними дисками, уменьшается. Когда данные диски приблизятся друг к другу, поровому флюиду будет все труднее выйти из внутренней части системы. Д. Л. Кац и М. А. Ибрагим (1971) отмечали, что постепенное понижение проницаемости от центра к верхней и нижней частям модели можно было бы представить либо в виде уменьшения числа отверстий в дисках, либо в виде увеличения числа дисков на единицу длины модели. Рис. 2.3 иллюстрирует также распределение давления флюида как функцию времени. Показано, что более высокой потенциальной энергией флюид обладает скорее в центральной части модели, нежели в верхней или нижней ее частях. Это означает, что для флюида в центральной части модели потребуется больше времени, чтобы выйти из системы,

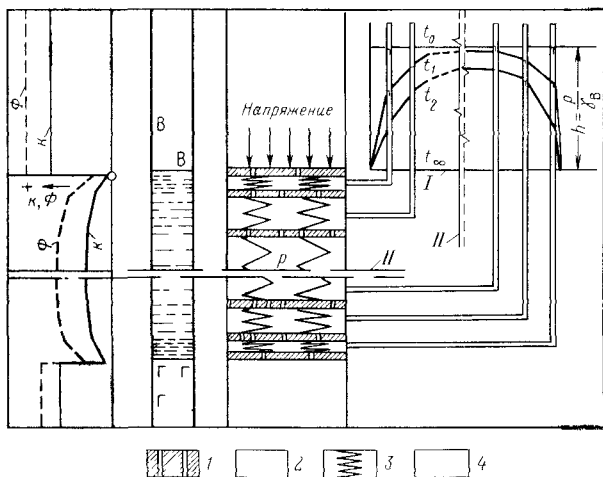


РИС. 2.3. Схематическое изображение уплотнения глин, взаимосвязи пористости и проницаемости и образования anomalно-высоких давлений пластовых флюидов (по Д. Л. Кацу и М. А. Ибрагиму, 1971, рис. 12). С разрешения The Society of Petroleum Engineers of AIME.

I — перфорированные диски (низкая проницаемость), *2* — глинистый сланец; *3* — пружины (аналог глинистых агрегатов); *4* — песок; *I* — уровень отсчета; *II* — плоскость сечения; *k* — проницаемость; ϕ — пористость; *t* — время, *p* — поровое давление; γ_B — удельный вес воды; *h* — высота, до которой поднимается жидкость в трубах, представляющая давление столба жидкости (p/γ_B); *B* — вода; *Г* — газ

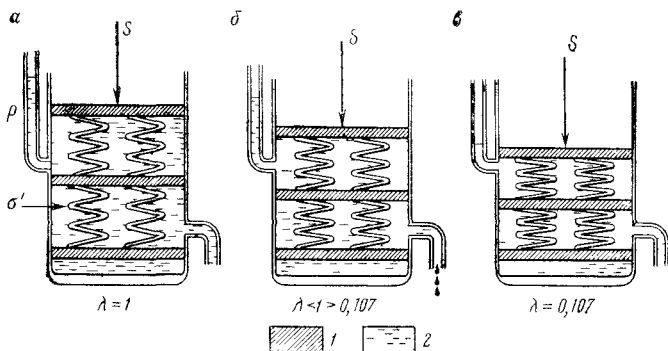


РИС. 2.4. Простое схематическое изображение уплотнения глин (по К Терцаги и Р. П. Пеку, 1948, в работе [Hottman and Johnson, 1965, с. 718]).

Стадии: *a* — система под действием anomalно-высокого давления, вода не может выйти наружу. *b* — вода выходит наружу, пружины несут часть приложенной нагрузки, *в* — равновесие при уплотнении, нагрузка поддерживается совместно пружинами и водой (водяное давление — просто гидростатическое); *1* — перфорированные диски, *2* — вода; σ' — несущее усилие на контакте зерен; *S* — осевая составляющая общего напряжения (давление вышележащих пород); *p* — давление флюида; λ — отношение порового напряжения *p* к общему напряжению *D* [например, 0,1074 кгс/(см² · м)]; $\sigma' = S - p$

чем на ее внешних границах. Распределение проницаемости и пористости в модели также дано на рис. 2.3.

Поведение механической модели Д. Л. Каца и М. А. Ибрагима в целом согласуется с поведением пластов, имеющих аномально-высокие давления, которое наблюдали в районе побережья Мексиканского залива США. Эта модель объясняет причины более высокой пористости недостаточно уплотненных глинистых пород и существования высоких давлений порового флюида, заключенного в глинистых сланцах.

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ ОПИСАНИЕ УПЛОТНЕНИЯ

Математическое описание осадков, подвергающихся уплотнению, чрезвычайно трудно. Вдобавок к тому, что осадки имеют упругие характеристики, они еще могут обладать пластичными, вязкоупругими или тиксотропными свойствами при определенных условиях. Разработка математической модели, которая охватывала бы все эти совокупные характеристики хотя бы в приближении, строго говоря, еще не завершена. Допустимая математическая сложность любого описания осадка ограничена способностью определять граничные условия. Существует множество явлений, связанных с уплотнением осадков, как генезис минералов и нефтяных углеводородов, осмос, обратный осмос, изменения химического состава внутривпорового флюида, диагенез, освобождение связанной воды из минералов и изменения устойчивости минералов, которые все еще не поддаются анализу методом конечных элементов и расчету с помощью ЭВМ.

Суммарный (общий) объем V_c элемента на рис. 2.2

$$V_c = V_{\text{тв}} + V_{\text{пор}}, \quad (2.1)$$

где $V_{\text{тв}}$ — объем твердых зерен, составляющих скелет породы; $V_{\text{пор}}$ — объем пор (пустот) в породе.

Пористость ϕ уплотняющихся осадков

$$\phi = V_{\text{пор}}/V_c. \quad (2.2)$$

Другим параметром, часто используемым при измерении степени уплотнения, является относительная пористость

$$e = V_{\text{пор}}/V_{\text{тв}}, \quad (2.3)$$

Относительная пористость e может быть соотнесена с пористостью ϕ с помощью предыдущих зависимостей [уравнения (2.1) — (2.3)]:

$$e = \frac{V_{\text{пор}}}{V_c - V_{\text{пор}}}. \quad (2.4)$$

Умножая числитель и знаменатель на V_c и делая перегруппировку членов, получаем:

$$e = \frac{V_{\text{пор}}}{V_c} \left(\frac{V_c}{V_c - V_{\text{пор}}} \right); \quad (2.5)$$

$$e = \frac{V_{\text{пор}}}{V_c} \left/ \left(\frac{V_c - V_{\text{пор}}}{V_c} \right) \right.; \quad (2.6)$$

$$e = \frac{V_{\text{пор}}}{V_c} \left/ \left(\frac{V_c}{V_c} - \frac{V_{\text{пор}}}{V_c} \right) \right.; \quad (2.7)$$

$$e = \frac{\varphi}{1 - \varphi}. \quad (2.8)$$

Решаем уравнение относительно пористости φ :

$$\varphi = \frac{e}{1 + e}. \quad (2.9)$$

Е. К. Робертсон [Robertson, 1967] предложил новый параметр уплотнения, называемый относительным содержанием твердых зерен G , который может быть выражен через относительную пористость e и пористость φ следующим образом:

$$G = \frac{\gamma_{\text{с.о}}}{\gamma_{\text{з}}} = \frac{V_{\text{ТВ}}}{V_c} = \frac{1}{1 + e} = 1 - \varphi. \quad (2.10)$$

Относительное содержание твердых зерен, представляющее отношение общего удельного веса сухого осадка $\gamma_{\text{с.о}}$ к удельному весу зерен $\gamma_{\text{з}}$, является линейной мерой приближения общего удельного веса сухого осадка к удельному весу его твер-

дых зерен на любой стадии уплотнения. Относительное содержание твердых зерен служит показателем изменения массы на единицу объема, тогда как относительная пористость — показатель изменения объема в осадке. Е. К. Робертсон (1967) составил график, иллюстрирующий взаимосвязь между G , φ и e (рис. 2.5).

Р. А. Бернер [Berner, 1971] дал упрощенный и очень изящный математический анализ диagenеза и уплотнения. Излагаемый ниже метод расчета скорости уплотнения и общего уплотнения осадков, насыщенных водой, представляет собой модифицированный способ Бернера

Поскольку относительная пористость e определяется как от-

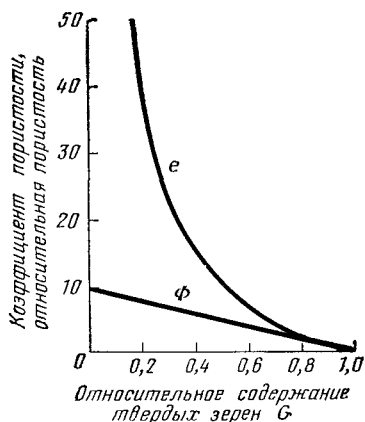


РИС 25 Графики зависимости между относительной пористостью, коэффициентом пористости и относительным содержанием твердых зерен (с изменениями, по Е. К. Робертсону, 1967, рис 1, с 124)

ношение объема пор $V_{\text{пор}}$ к объему твердой фазы $V_{\text{ТВ}}$, а естественная влажность M на базе веса сухого осадка равна весу воды $W_{\text{в}}$, разделенному на вес твердого материала $W_{\text{ТВ}}$, может быть выведено следующее уравнение:

$$e = \frac{V_{\text{пор}}}{V_{\text{ТВ}}} = \frac{W_{\text{в}}/\gamma_{\text{в}}}{W_{\text{ТВ}}/\gamma_{\text{ТВ}}} = M \frac{\gamma_{\text{ТВ}}}{\gamma_{\text{в}}}, \quad (2.11)$$

где $\gamma_{\text{в}}$, $\gamma_{\text{ТВ}}$ — удельные веса соответственно воды и твердого материала.

Естественная влажность M обычно определяется путем измерения потери веса насыщенного водой осадка после высушивания при 100°C [Rieke and Chilingarian, 1974, с. 33, 40]. Объем твердого материала $\bar{V}_{\text{ТВ}}$ в пределах слоя осадка, приходящийся на единицу площади горизонтального сечения, может быть соотнесен со скоростью осадконакопления R_0 , выражаемой весом осадка на единицу площади в год, следующим образом:

$$\bar{V}_{\text{ТВ}} = \frac{R_0 t}{\gamma_{\text{ТВ}}}, \quad (2.12)$$

где t — время в годах, необходимое для отложения в осадок объема $\bar{V}_{\text{ТВ}}$ твердого материала.

Суммарный объем осадка $\bar{V}_{\text{с}}$, приходящийся на единицу площади в год, равен мощности годового слоя осадка $h_{\text{г}}$. Путем комбинации уравнений (2.9), (2.11) и (2.12) может быть получено следующее соотношение:

$$h_{\text{г}} = \frac{R_0}{\gamma_{\text{ТВ}}} \frac{1}{1 - \varphi}. \quad (2.13)$$

Степень уплотнения C может быть выражена так:

$$C = \frac{h_{\text{нач}} - h}{h_{\text{нач}}}, \quad (2.14)$$

где h — современная мощность слоя осадка; $h_{\text{нач}}$ — начальная мощность этого слоя во время осадконакопления.

Если начальную пористость обозначить $\varphi_{\text{нач}}$, а современную пористость φ , то

$$h(1 - \varphi) = h_{\text{нач}}(1 - \varphi_{\text{нач}}), \quad (2.15)$$

так как объем твердого материала для данного слоя принимается постоянным. Таким образом,

$$h_{\text{нач}} = \left(\frac{1 - \varphi}{1 - \varphi_{\text{нач}}} \right) h; \quad (2.16)$$

$$C = \frac{h_{\text{нач}} - h}{h_{\text{нач}}} = \frac{\varphi_{\text{нач}} - \varphi}{1 - \varphi}. \quad (2.17)$$

Скорость уплотнения $d\varphi/dt$ может быть вычислена с помощью следующего дифференциального уравнения в частных

производных, если пористость φ есть функция глубины захоронения D и времени t :

$$d\varphi = \left(\frac{\partial\varphi}{\partial t}\right)_D dt + \left(\frac{\partial\varphi}{\partial D}\right)_t dD. \quad (2.18)$$

Разделим все на dt :

$$\frac{d\varphi}{dt} = \left(\frac{\partial\varphi}{\partial t}\right)_D + \left(\frac{\partial\varphi}{\partial D}\right)_t \left(\frac{dD}{dt}\right) \quad (2.19)$$

и, поскольку dD/dt равно мощности отложений, накопившихся за год (годового слоя), h_r , то

$$\frac{d\varphi}{dt} = \left(\frac{\partial\varphi}{\partial t}\right)_D + \left(\frac{\partial\varphi}{\partial D}\right)_t h_r. \quad (2.20)$$

В случае постоянной скорости уплотнения $(\partial\varphi/\partial t)_D = 0$, следовательно,

$$\frac{d\varphi}{dt} = \left(\frac{\partial\varphi}{\partial D}\right)_t h_r \quad (2.21)$$

или в комбинации с уравнением (2.13)

$$\frac{d\varphi}{dt} = \left(\frac{\partial\varphi}{\partial D}\right)_t \frac{R_0}{\gamma_{TB}} \left(\frac{1}{1-\varphi}\right). \quad (2.22)$$

В уравнении (2.22) член $(d\varphi/dD)_t$ может быть определен на основании кривых изменения пористости с глубиной (например, см. работу [Rieke and Chilingarian 1974]).

Дифференциальные уравнения были выведены несколькими исследователями (например, [Cooper, 1966]) для описания изменений в пространственно-временном континууме для схематической модели. Рассмотрение обычно ограничено движением флюидов в направлениях вверх и вниз из сведенных к одному измерению горизонтальных упругих пористых слоев. Для того чтобы получить решение для процесса уплотнения, включающего компоненты напряжений за счет веса вышележащих пород и тектоники, а также перемещения частиц и флюидов в системе осадка, следует рассмотреть следующие уравнения и условия: 1) уравнения неразрывности, 2) уравнения состояния (конститутивные), 3) уравнения совместности, 4) краевые условия, 5) условия равновесия.

Кроме того, должны быть оценены физико-химические факторы и процессы (например, осмос, обратимый осмос, химический состав внутрипоровых растворов и температура). Дж. Д. Бридхефт и Б. Б. Хэншоу [Bredehoeft and Hanshaw, 1968] включили в свой анализ аномальных потенциалов флюидов рассмотрение термодинамических условий. Среда осадконакопления, которую можно представить себе для модели, есть поверхность уровня бесконечной протяженности. Глубина воды постоянна по всей площади и может изменяться во времени.

Когда верхний слой только что отложенного тонкозернистого осадка подвергается начальному уплотнению на дне моря, внутрипоровый флюид находится в постоянном сообщении с вышележащей морской водой и поровое давление является в сущности гидростатическим (рис. 2.6). Начиная с нулевого момента времени осадок отлагается с однообразной постоянной скоростью, например от 0,1 м/1000 лет до 0,6 м/1000 лет, по всей площади. Физические характеристики свежееотложенного осадка — минералогический состав, пористость, форма упаковки и размер зерен — принимаются постоянными по всей площади. По мере того, как каждый слой осадка подвергается захоронению под отложенными в последующие отрезки времени слоями глинистого ила и песка, происходит постепенное уплотнение. Если скорость седиментации низка, уплотняющийся осадок будет постепенно приспособляться к дополнительной нагрузке за счет вышележащих осадков, и по мере того, как минеральные зерна прижимаются друг к другу под давлением, поровые флюиды выжимаются.

Поскольку глинистые слои имеют высокую пористость и относительно более проницаемые в своем первоначальном состоянии [Rieke and Chilingarian, 1974], вытесняемые флюиды будут двигаться в направлении наименьшего сопротивления, обычно вверх и в пористые песчаные слои. До тех пор, пока флюид может выходить из осадка при нормальных условиях нагрузки и существует сообщение внутри порового пространства, будут встречаться гидростатические давления. Если степень гравитационной нагрузки за счет глинистых и песчаных слоев высока, проницаемость глинистых илов быстро уменьшается, и в результате поровые флюиды не могут выйти из песков через глинистые слои. Эти внутрипоровые флюиды будут помогать выдерживать увеличивающийся вес вышележащих осадков, и дальнейшее уплотнение пласта замедляется или прекращается. Таким образом, пласт оказывается в условиях аномально-высокого давления, так как содержащиеся в нем флюиды подвергаются действию не только гидростатического давления, но также и веса вновь отложенных осадков. Дж. Д. Бридхефт и Б. Б. Хэншоу [Bredehoeft and Hanshaw, 1968] представили

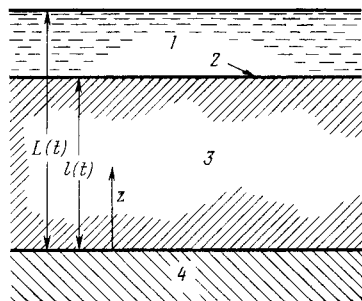


РИС 2.6. Схематическое изображение непрерывного осадконакопления в воде (по Дж. Д. Бридхефту и Б. Б. Хэншоу, 1968, рис. 4, с. 1103) С разрешения „Geological Society of America Bulletin“.

1 — вода; 2 — непрерывное осадконакопление; 3 — осадок; 4 — непроницаемое основание, l — мощность осадка; t — время; z — вертикальная ось координат, L — глубина воды (внутрипоровый флюид находится в постоянном сообщении с вышележащей морской водой)

гидродинамическую модель уплотнения, основанную на непрерывной скорости осадконакопления, которая, возможно, описывает образование высоких давлений (см. также работу [Rieke and Chilingarian 1974]. Р. Е. Джибсон (Gibson, 1958, с. 175) дал следующее уравнение для непрерывного осадконакопления, при котором скорость седиментации $\omega = \partial l / \partial t$ постоянна:

$$\frac{h' \rho_B}{l \rho'} = 1 - \left(\frac{\pi K t}{S_{уд} l^2} \right)^{-\frac{1}{2}} \exp \left[- \left(\frac{z}{l} \right)^2 \frac{S_{уд} l^2}{4 K t} \right] \times \\ \times \int_0^{\infty} \xi' \operatorname{th} \left(\frac{\xi' S_{уд} l^2}{2 K t} \right) \operatorname{ch} \left[\left(\frac{z}{l} \right) \frac{\xi' S_{уд} l^2}{2 K t} \right] \exp \left(- \frac{\xi' S_{уд} l^2}{4 K t} \right) d\xi'. \quad (2.23)$$

Здесь h' — избыточный напор флюида, который равен $p_a / \rho_B g$ (p_a — поровое давление на определенный момент, которое превышает нормальное гидростатическое давление, существовавшее в первоначальный момент); h — напор флюида, равный $[h' + L(t)]$, где L — глубина воды, t — время; z — вертикальная координата; $S_{уд}$ — удельная емкость, определяемая как объем воды, принятой или отданной единицей объема на единицу изменения напора, $S_{уд} = \rho_B g [(1/E_{ск}) + (\phi/E_B)]$, где $\rho_B g$ — вес единицы объема воды, ρ_B — плотность воды, $E_{ск}$ — модуль сжатия скелета осадка, заключенного *in situ* (равен σ_z / ϵ_z , т. е. отношению вертикального напряжения к вертикальной деформации), ϕ — пористость, E_B — объемный модуль упругости воды; K — гидравлическая проводимость, которая равна $(k \rho_B / \mu) g$, где k — проницаемость, g — ускорение силы тяжести, μ — вязкость флюида; $\rho' = \rho_o - \rho_B$, т. е. разность между плотностью ρ_o осадка и плотностью порового флюида ρ_B ; l — мощность осадка; $\xi' = z / l(t)$. Дж. Д. Бридхейт и Б. Б. Хэншоу (1968) представили рис. 5 (с. 1104), который позволяет решить (в безразмерной форме) вышеприведенное уравнение (см. также работу [Rieke and Chilingarian, 1974, рис. 168, с. 317]). Р. Е. Джибсон [Gibson, 1958, с. 171] утверждал, однако, маловероятность того, чтобы для произвольно выбранных скоростей отложения осадка были получены окончательные решения. Вдобавок уравнение Р. Е. Джибсона не принимает во внимание подвижные координаты.

Разработка модели уплотнения зависит от некоторых основополагающих концепций и от нескольких основных зависимостей, которые должны быть изложены в самом начале, чтобы любой вывод математического выражения мог производиться с минимальными перерывами для дополнительных пояснений. Поскольку уравнения состояния могут описать идеальный геологический материал, не может быть никакого прогресса в описании свойств осадка без предварительного знания его поведения в условиях внешнего напряжения. Гипотеза состояния имеет целью лишь описание ограниченного числа физических

свойств, которые приписываются с самого начала данному материалу.

Постулировано, что уплотнение связано принятой зависимостью со следующими параметрами и функционально представлено в форме

$$C = f(\sigma, v, \rho, V, \varphi, k, D, t, c), \quad (2.24)$$

где C — уплотнение; σ — напряжение, приложенное к системе; v — параметр скорости для твердого материала и внутрипоровых флюидов в системе; ρ — плотность; V — объемные соотношения; φ — пористость; k — проницаемость системы; D — глубина захоронения; t — время; c — соотношения сжимаемости.

Рис. 2.7 показывает пространственные соотношения уплотняющегося осадка и системы координат, принятые Дж. Е. Смитом [Smith, 1971b]. В этой системе положение дифференциального элемента твердого материала или порового флюида измеряется как вертикальное расстояние z в направлении вверх (положительном) от основания глинистого осадка. Дифференциальный элемент имеет отрицательную скорость, если материал движется вниз, и положительную скорость, когда он движется вверх относительно основания элементарного объема осадка. Внутрипоровая вода в сечении элементарного объема между z и $z+dz$ (см. рис. 2.7) имеет среднюю скорость v_B , которая является функцией времени t , расстояния z , а также истории осадконакопления и краевых условий:

$$v_B = v_B(z, t). \quad (2.25)$$

Аналогичным образом средняя скорость материала твердого скелета осадка между z и $z+dz$

$$v_{TB} = v_{TB}(z, t). \quad (2.26)$$

На основании закона сохранения массы увеличение массы в пределах удельного приращения объема между z и $z+dz$ в течение дифференциального приращения времени dt равно: (масса, входящая в точке z) — [масса, выходящая в точке

$$(z+dz)] = (\rho_B v_B \varphi)_z dt - (\rho_B v_B \varphi)_{z+dz} dt = \left(-\frac{\partial \rho_B \varphi}{\partial t} \right) dz dt \quad (2.27)$$

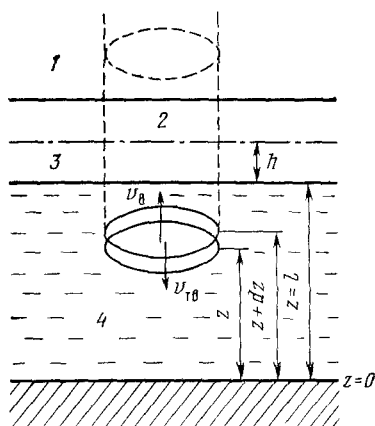


РИС. 2.7. Пространственные соотношения уплотняющегося осадка и системы координат (с изменениями; по Дж. Е. Смит, 1971, b, рис. 1, с. 242).

1 — воздух; 2 — вода; 3 — другие осадки; 4 — глинистые сланцы, средняя скорость v_B — воды, v_{TB} — скелета твердого осадка

или

$$\frac{\partial \rho_{\text{в}} v_{\text{в}} \varphi}{\partial z} = - \frac{\partial \rho_{\text{в}} \varphi}{\partial t}. \quad (2.28)$$

Аналогичным образом Д. Е. Смит [Smith, 1971, с. 243] вывел уравнение для твердого скелета осадка:

$$\frac{\partial \rho_{\text{ТВ}} v_{\text{ТВ}} (1 - \varphi)}{\partial z} = - \frac{\partial \rho_{\text{ТВ}} (1 - \varphi)}{\partial t}, \quad (2.29)$$

где $\rho_{\text{ТВ}}$ — плотность твердых зерен.

Детальный вывод уравнения, относящегося к тонкозернистым осадкам, читатель может найти в работе [Smith, 1971b].

ТЕЧЕНИЕ ФЛЮИДОВ ЧЕРЕЗ ПОРИСТУЮ СРЕДУ

Дж. Бир и др. [Bear et al., 1968] определили пористую среду как пространство, занятое многофазным веществом, в котором одна фаза или более не являются твердыми. Твердая фаза названа твердым скелетом осадка, а пространство внутри пористой среды, которое не является частью твердого скелета, — поровым пространством. Твердый скелет должен быть распределен по всей пористой среде в пределах пространства, занятого этой средой. Большинство пор должно быть взаимосвязано, если происходит течение флюида; однако не связанные между собой поры могут рассматриваться как часть твердого скелета.

А. Дарси исследовал течение воды в вертикальных однородных песчаных фильтрах в 1856 г. На основании этих исследований А. Дарси сделал заключение, что объемная скорость потока q может быть выражена так:

$$q = \frac{kA \Delta p}{L}, \quad (2.30)$$

где A — площадь поперечного сечения осадка; Δp — разность давления флюидов на концах колонки осадка, имеющей длину L .

Уравнение (2.30) было преобразовано в общую форму, которая учитывает вязкость μ любого флюида в недеформирующейся пористой среде:

$$q = \frac{kA \Delta p}{L\mu}. \quad (2.31)$$

Потенциал Φ , обуславливающий течение флюида,

$$\Phi = g(z - z_0) + \int_{p_0}^p \frac{dp}{\rho_{\text{фл}}}, \quad (2.32)$$

где g — ускорение силы тяжести; z — превышение над произвольно выбранным уровнем отсчета z_0 ; z_0 — уровень точки, где

$\Phi = 0$; p_0 — давление в точке, где $z = z_0(\Phi = 0)$; $\rho_{\text{фл}}$ — плотность флюида.

Скорость потока флюида может быть представлена в обобщенной форме как макроскопическая скорость потока $v_{\text{макр}}$ [Hubbert, 1940]:

$$v_{\text{макр}} = - \left(\frac{k\rho_{\text{фл}}}{\mu} \right) \nabla \Phi. \quad (2.33)$$

Макроскопическая скорость не является, однако истинной скоростью жидкости в какой-либо определенной точке. Дж. Бир [Beag, 1972] указывал, что сложность геометрии пористой среды не позволяет использовать истинную скорость движущегося флюида в какой-либо определенной точке. Но статистически средняя микроскопическая скорость $v_{\text{микр}}$ может быть рассчитана, если известна средняя пористость ϕ пласта

$$v_{\text{микр}} = - \left(\frac{k\rho_{\text{фл}}}{\mu\phi} \right) \nabla \Phi. \quad (2.34)$$

Понятия микроскопической и макроскопической скоростей, представленные выше, справедливы в стационарной системе координат. М. К. Хабберт [Hubbert, 1940] подробно рассмотрел эти соотношения для недеформируемой среды, и читатель может обратиться к его работе.

Уравнение (2.34) не показывает, что пористая среда, подвергающаяся уплотнению, является сжимаемой и что в системе происходит относительное перемещение твердых частиц. Закон Дарси предполагает, что скорость флюида измеряется в отношении фиксированной системы координат вне твердого скелета породы и что скелет не движется и не деформируется. Только при этих условиях уравнение (2.33) может быть справедливым. Следовательно, это уравнение должно быть приведено к общему виду, так как закон Дарси применим только к потоку относительно твердого скелета:

$$v_{\text{макр тв}} = - \left(\frac{k\rho_{\text{фл}}}{\mu} \right) \nabla \Phi, \quad (2.35)$$

где $v_{\text{макр тв}}$ — макроскопическая скорость относительно движения твердых частиц. Значение вычисленной проницаемости не будет иметь смысла, если скорость течения не измеряется относительно твердого скелета. Р. Рэгхвен [Raghaven, 1974] детально рассмотрел эту проблему.

Дифференциальное уравнение, описывающее неустановившееся трехмерное течение воды в упругом водоносном пласте, было выведено К. Е. Джекобом [Jakob, 1940, 1950]. Р. Дж. Де Вист [De Wiest, 1966] поставил под сомнение правильность выводов К. Е. Джекоба [см. уравнение (2.40)] на основании того факта, что в одной части уравнения эффективный приток массы, направленный внутрь, был рассчитан для элементарного

объема без учета его деформаций, тогда как в другой части уравнения, для того чтобы вычислить скорость изменения массы внутри элементарного объема, этот объем считался деформированным. В решении Р. Дж. Де Виста [De Wiest, 1966] не делается различия между скоростью течения относительно движущихся зерен среды и скоростью течения через фиксированные границы его контрольного объема в течение времени деформации материала:

$$\nabla^2 h - 2\rho g \beta \frac{\partial h}{\partial z} = - S^* \frac{\partial h}{\partial t}, \quad (2.36)$$

где удельная емкость $S^* = \rho g [(1-\varphi)\alpha + \varphi\beta]$ и имеет размерность $1/L$; ρ — плотность флюида (M/L^3); β — сжимаемость жидкости (LT^2/M); g — ускорение силы тяжести (L/T^2); $h = z + 1/g \int_{p_0}^p dp/\rho(p)$ — высота столба жидкости выше общего уровня отсчета (L); z — фиксированная пространственная координата (L); t — время (T); α — сжимаемость среды (LT^2/M); φ — пористость среды (безразмерная величина).

Х. Х. Купер [Cooper, 1966] указал, что первый из этих двух потоков подчиняется закону Дарси, тогда как второй ему не подчиняется. Х. Х. Купер (1966) вывел следующие различные формы уравнения течения для сжимаемой жидкости в упругой пористой среде, исходя из сохранения массы: 1) в контрольном объеме, границы которого фиксированы в пространстве (стационарные координаты Эйлера); 2) в контрольном объеме, который деформируется и движется в пространстве (подвижные координаты Лагранжа), когда материал деформируется,

$$\nabla^2 h - 2\rho g \beta \frac{\partial h}{\partial z} = \frac{\rho g}{K} (\alpha + \varphi\beta) \left(\frac{\partial h}{\partial t} - \omega_3 \right) \quad (2.37)$$

в случае фиксированных координат и

$$\nabla'^2 h - 2\rho g \beta \frac{\partial h}{\partial z'} = \frac{\rho g}{K} (\alpha + \varphi\beta) \frac{\partial h}{\partial t} \quad (2.38)$$

в случае подвижных (деформирующихся) координат.

Здесь ω_3 — вертикальная составляющая скорости зерен среды (L/T); K — проводимость флюида (L/T); z' — подвижная пространственная координата (L).

Обычно второй член в уравнении (2.38) ничтожно мал, и поэтому уравнение очень близко аппроксимируется выражением

$$\nabla'^2 h = \frac{S_{уд}}{K} \frac{\partial h}{\partial t}, \quad (2.39)$$

где $S_{уд} = \rho g (\alpha + \varphi\beta)$.

Уравнение (2.39) показывает, что выражение Джекоба [уравнение (2.40)] для параметра, который в терминологии по

грунтовым водам именуется удельной емкостью, в сущности правильно для использования в подвижной системе координат. Уравнение Джеккоба имеет вид

$$\frac{\partial^2 h}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 h}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 h}{\partial z^2} = \frac{S_{уд}}{K} \frac{\partial h}{\partial t}, \quad (2.40)$$

где h — потенциальная высота столба жидкости выше общего уровня отсчета; K — проводимость флюида; t — время; $S_{уд}$ — удельная емкость [Rieke and Chilingarian, 1974, с. 144]. Удельная емкость $S_{уд}$ представляет собой объем воды, который освобождается из единицы объема пласта при уменьшении напора на единицу высоты столба воды. Она соотносится с коэффициентом емкости Тейса S (безразмерной величиной) следующим образом:

$$S = b S_{уд}, \quad (2.41)$$

где b — мощность пласта.

Как было указано Х. Х. Купером [Cooper, 1966], помимо преимуществ устранения скорости зерен из уравнения течения, еще несколько факторов свидетельствуют в пользу подвижных координат в случае неустановившегося потока в упругой среде, т. е. использование z' вместо z дает несколько лучшее приближение к закону Дарси. Говоря языком статистики, вертикальная линия потока через деформирующийся элементарный объем $\Delta x \Delta y \Delta z'$ пересечет такое же число пор независимо от деформации. Линии потока через неподвижный элемент $\Delta x \Delta y \Delta z$ пересекут большее или меньшее число пор, когда осадок деформируется.

Вертикальная составляющая потока через единицу площади относительно зерен среды $w' = K \partial h / \partial z'$, следовательно, она в большей степени пропорциональна дифференциалу напора на участке $\Delta z'$, чем на участке фиксированного элемента Δz [Cooper, 1969, с. 4790]. Таким образом, K больше приближается к постоянной величине, когда закон Дарси аппроксимируется с помощью подвижной координаты z' .

Извилистость каналов в глинистых осадках играет важную роль в уплотнении, более важную, чем в значительнее грубозернистых обломочных породах. Возникает вопрос относительно того, действителен ли вообще закон Дарси для течения флюидов в насыщенных глинах и глинистых осадках или нет. Для того чтобы уравнение Дарси было справедливо для глин, необходимо выполнение следующих главных критериев: 1) межзерновой флюид в порах должен вести себя как ньютоновская жидкость, 2) частицы глин должны быть расположены в виде жесткой структуры так, чтобы процесс движения флюида не изменял геометрии пор. Подвижная система координат нарушает второе условие в силу изменения извилистости каналов подвижным скелетом. Вдобавок в процессе течения воды через

глинистые осадки приходят в действие различные электрокинетические силы из-за наличия неподвижных и подвижных двойных слоев, что делает уравнение Дарси недействительным. Наличие таких явлений, как осмос, обратный осмос и фильтрация через глинистые мембраны, еще больше осложняет картину.

ПОТЕНЦИАЛЬНАЯ ЭНЕРГИЯ ВЫШЕЛЕЖАЩИХ ПОРОД

Дж. Р. Филип [Philip, 1969a] считал потенциал (потенциальную энергию) вышележащих пород состоящим из следующих компонент: 1) механического напряжения σ на колонку пород, для преодоления которого должна быть выполнена работа, если колонка деформируется; 2) работы, которая должна быть произведена в любой точке, где к пористой среде добавляется жидкость, поскольку пористая среда способна деформироваться, а добавление флюида приводит к увеличению суммарного объема.

При изучении разбухающих грунтов Дж. Р. Филип [Philip, 1969a] вывел формулу для величины θ , которая определяется как объем жидкой воды на единицу объема частиц осадка. Эта величина, названа Дж. Р. Филипом [Philip, 1969a] относительным влагосодержанием;

$$\theta = (1 + e)\varphi. \quad (2.42)$$

Объем пустот

$$V_n = V_v + V_g, \quad (2.43)$$

где V_v — объем содержащегося в породах флюида; V_g — объем свободного газа в порах.

Если принять, что поры полностью насыщены внутрипоровой жидкостью, то уравнение (2.42) будет иметь вид

$$\theta = e \quad (2.44)$$

при замене φ выражением $e/(1+e)$.

В вертикальной колонке глинистых осадков, где на поверхности ничто не препятствует движению и движение минеральных зерен затруднено лишь у основания, необходимое движение вверх как внутрипорового флюида, так и твердых частиц выше той точки, где происходит добавление внутрипорового флюида к системе (латеральная или вертикальная миграция из прилегающих пластов), требует, чтобы была произведена работа против гравитационного поля. Нагрузка на поверхность вертикальной колонки осадков также требует, чтобы эта нагрузка была преодолена. Составляющая общего потенциала, которая возникает подобным образом, получила название потенциала (потенциальной энергии) вышележащих пород. По-

тенциал вышележащих пород Ω в разбухающих грунтах [Philip, 1969a]

$$\Omega = -\frac{de}{d\theta} \left[\sigma(z) + \int_{z_0}^z \rho_{\text{вл.о}} dz \right], \quad (2.45)$$

где $\rho_{\text{вл.о}}$ — кажущаяся плотность (равная удельному весу) влажного осадка; $\sigma(z)$ — общая нагрузка, испытываемая колонкой пород на некоторой удобной для рассмотрения плоскости z , которая может быть верхней поверхностью колонки.

Дж. Р. Филип [Philip, 1969a] определил $\rho_{\text{вл.о}}$ следующим образом:

$$\rho_{\text{вл.о}} = \frac{\theta + (\rho_{\text{ск}}/\rho_{\text{фл}})}{1 + e}, \quad (2.46)$$

где $\rho_{\text{ск}}$ — плотность скелета осадка; $\rho_{\text{фл}}$ — плотность внутрипорового флюида.

Подстановка $(1+e)\varphi$ вместо θ [уравнение (2.42)] в выражение (2.46) даст следующее уравнение:

$$\rho_{\text{вл.о}} = \varphi + \left(\frac{\rho_{\text{ск}}}{\rho_{\text{фл}}} \right) \left(\frac{1}{1+e} \right). \quad (2.47)$$

Используя зависимости для относительного содержания твердых зерен, установленные Е. К. Робертсоном в уравнении (2.10), получим:

$$\rho_{\text{вл.о}} = \left[\varphi + \left(\frac{\rho_{\text{ск}}}{\rho_{\text{фл}}} \right) (1 - \varphi) \right] \quad (2.48)$$

или

$$\rho_{\text{вл.о}} = \left[\varphi + \left(\frac{\rho_{\text{ск}}}{\rho_{\text{фл}}} \right) (G) \right]. \quad (2.49)$$

ВЛИЯНИЕ УПЛОТНЕНИЯ НА ХИМИЧЕСКИЙ СОСТАВ ВНУТРИПОРОВЫХ РАСТВОРОВ

ХИМИЧЕСКИЙ СОСТАВ ВНУТРИПОРОВЫХ РАСТВОРОВ

Химические свойства внутрипоровых флюидов, ассоциированных с осадками, которые имеют аномальные и нормальные давления, были рассмотрены в очень небольшом числе исследований, посвященных аномальным давлениям. Большинство исследователей игнорировали поровые флюиды, связанные с малопроницаемыми глинистыми сланцами. Одна из причин этого заключалась в следующем. Проницаемость глинистых сланцев столь низка, что сложные глинистыми сланцами интервалы, вскрытые в нефтяных скважинах, редко дают притоки флюидов в измеримых количествах. Вдобавок, получаемая

из них вода большей частью не представительна для внутрипорового флюида из-за загрязнения. Концентрация флюидов *in situ* может быть обусловлена присутствующими рядом отложениями солей или загрязнение может произойти в процессе бурения и эксплуатации нефтяной скважины. Промывочные жидкости могут вызвать разбавление внутрипоровых флюидов, обычным является также смещение флюидов из нескольких различных горизонтов. К. Е. Хоттман и Р. К. Джонсон [Hottman and Johnson, 1965] пытались определить соленость внутрипоровых флюидов путем использования расчетов на основе электрокаротажных диаграмм. Анализ растворимых в воде компонентов, выщелоченных или выжатых из образцов глинистых сланцев и глин, был выполнен рядом исследователей [Von Engelhardt and Gaida, 1963; Hedberg, 1967; Weaver and Beck, 1969; Chilingarian and Rieke, 1968; Manheim and Sayles, 1970; Long et al., 1970; Schmidt, 1973].

Одним из способов получения данных о внутрипоровых флюидах в глинистых сланцах является анализ зерна. Поровый флюид может быть получен из зерна путем вытяжки или перегонки, если позволяет проницаемость, либо зерно может быть измельчено в порошок и затем выщелочено дистиллированной водой, чтобы получить растворимые соли. Однако последний способ не даст истинного состава солей, содержащихся в поровом флюиде, так как наряду с солями там будут находиться растворимые минералы, присутствующие в породе. В. Фон Энгельгард и К. Х. Гайда [Von Engelhardt and Gaida, 1963] выщелачивали соли внутрипоровых растворов из образцов зерна юрских аргиллитов и глинистых сланцев. Они полагают, что достаточно сделать анализ лишь на содержание хлорида в выщелоченном растворе, так как весьма вероятно, что он будет поступать только из порового флюида. Относительные содержания ионов кальция, магния и натрия могут быть изменены за счет катионного обмена глин. Авторы пришли также к заключению, что содержание иона хлора в поровых водах глинистых сланцев такое же, как и в ассоциированных проницаемых пластах. Другими исследователями, как будет рассмотрено ниже, это ставилось под сомнение. Возможно, в будущем каротажную технику исследования пластов (электрический, радиоактивный каротаж и др.) удастся усовершенствовать до такой степени, что химический состав флюидов в глинистых сланцах можно будет определить непосредственно, без помощи выщелачивания или других операций.

В настоящей главе представлены изменения концентрации внутрипоровых флюидов в процессе уплотнения по данным различных исследователей, которые сопоставлены с промышленными материалами, взятыми из разных источников. С целью получения надежных новых данных относительно состава внутрипоровых вод в глинистых сланцах Г. В. Шмидт [Schmidt,

1973] проанализировал образцы керна, отобранного боковым грунтоносом из интервала глинистых сланцев скважины в округе Калкашу, Луизиана, США. Анализ этого керна проводился для определения: 1) концентрации различных катионов и анионов; 2) способности глин к катионному обмену; 3) обменных катионов глин; 4) минералогического состава глин. Дополнительно использованная информация включала электрокаротажные диаграммы из ряда выбранных скважин, измерения подземных температуры, давления, плотности глинистых сланцев, а также анализы добытой воды.

В настоящее время нет ясного представления о процессах образования растворов хлористого натрия в породах, залегающих на глубине. Проблемы, связанные с происхождением подземных флюидов, все еще находятся в области противоречивых научных воззрений. Было предложено несколько объяснений генезиса подземных концентраций солей, превышающих соленость морской воды. Они включают: 1) фильтрацию ионов; 2) испарение воды; 3) диффузию солей из расположенных поблизости отложений эвапоритов; 4) гравитационное разделение [Dickey et al, 1968]. При наличии соляных куполов или соляных пластов высокоминерализованные рассолы в окружающих пластах в значительной мере обязаны своим происхождением растворению имеющейся соли. Однако пластовые воды с высокой соленостью встречаются также в осадочных породах, которые не связаны с отложениями солей. Представляется вероятным, что при определенных условиях гравитационное уплотнение действует как главный механизм образования концентрированных растворов солей.

В геосинклиналях, где скорость осадконакопления велика, большие количества воды непрерывно изымаются из гидросферы в процессе седиментации. Современные илы, например, могут содержать примерно 80 % и больше воды по объему [Degens and Chilingar, 1967, с. 478]. Внутрипоровые флюиды занимают поровое пространство большинства захороненных осадков. После уплотнения пород погребенные (реликтовые) воды, как иногда именуют внутрипоровые флюиды, выжимаются в ассоциированные песчаники. Скорость, с которой вода выжимается из первоначального положения в глинистых осадках, зависит не только от давления вышележащих пород, но также и от текстуры, структуры и минералогического состава осадка (см. рис. 2.1).

Состав флюидов, содержащихся в поровом пространстве проницаемых осадков на глубине, известен по многочисленным анализам пластовых вод, полученным из буровых скважин, в том числе из эксплуатационных нефтяных скважин. Во многих осадочных бассейнах соленость флюидов возрастает с увеличением глубины особенно в случае, когда флюиды ассоциированы с бассейнами древнее третичных. Эти флюиды сильно от-

личаются по своему химическому составу от морской воды. Полагают, что запечатанные в осадках флюиды подверглись химическому изменению, которое является функцией времени, температуры и давления. При изучении этих флюидов в качестве основной предпосылки принимается, что соленость и ионный состав морской воды особенно с мезозойского времени оставались такими же, как сегодня. Первоначальная вода, вытесненная в результате уплотнения, постепенно замещалась атмосферной водой или смешивалась с ней, особенно если осадки были подняты или выведены на поверхность земли тектоническими движениями либо эрозионными процессами. Большинство проанализированных флюидов из этих осадков было получено из проницаемых слоев.

СОСТАВ ВНУТРИПОРОВЫХ РАСТВОРОВ ПО СРАВНЕНИЮ С МОРСКОЙ ВОДОЙ

Внутрипоровые растворы могут быть классифицированы как сингенетические (образовавшиеся в то же время, что и вмещающие породы) и эпигенетические (обязанные своим происхождением последующей инфильтрации атмосферных и других вод в уже сформировавшиеся породы). Основными процессами, изменяющими химический состав захороненных вод, являются: 1) физические (уплотнение); 2) химические (реакции, в которых участвуют минералы горных пород, органическое вещество, внутрипоровые растворы и т. п.); 3) физико-химические (фильтрация через эффективно заряженные глинистые мембраны, адсорбция и катионообмен и т. п.); 4) электрохимические и 5) биохимические.

Е. Т. Дедженс и др. [Degens et al., 1964] при анализе изотопного состава кислорода некоторых погребенных вод, охватывающих возрастной интервал от кембрийских до третичных, установили, что значения $\delta^{18}\text{O}$ высокоминерализованных рассолов нефтяных месторождений не обнаруживают существенных отклонений от величин $\delta^{18}\text{O}$ современной морской воды (см. также [Degens and Chilingar, 1967]). Отклонение от среднего значения $\delta^{18}\text{O}$ в некоторых из образцов в сторону отрицательного диапазона этих величин всегда хорошо коррелируется с уменьшением солености. Такая особенность может быть объяснена влиянием разбавления рассолов атмосферными водами в процессе миграции рассолов, или последующей инфильтрацией, вызванной изменением геологических условий в результате поднятия, денудации и сбросообразования. Сходство между изотопными характеристиками рассолов и современной морской водой дает основание предполагать, что концентрация неорганических солей не была результатом сингенетического испарения в большинстве изученных случаев. Большие отклонения в сторону положительного диапазона

значений $\delta^{18}\text{O}$ в некоторых изученных образцах могли быть обусловлены первоначальным испарением в поверхностных условиях или установлением изотопного равновесия с окружающим минеральным веществом в течение миллионов лет [Degens and Epstein, 1962].

Концентрация аминокислот в высокоминерализованных водах нефтяных месторождений есть функция солености [Degens et al., 1964], т. е. содержание аминокислот возрастает с увеличением концентраций солей. При сопоставлении солености высокоминерализованных вод с соленостью современных океанов и применении тех же расчетных коэффициентов к первоначальным значениям аминокислот отчетливо проявляется сходство между спектрами аминокислот в антропогеновых морских водах и ископаемых рассолах [Rieke and Chilingarian, 1974, рис. 116, с. 222].

Существуют систематические различия (как количественные, так и качественные) в химическом составе между древними и современными погребенными водами. Магний, содержащийся в избытке в морской воде, присутствует лишь в подчиненных количествах в водах нефтяных месторождений, тогда как для кальция справедлива обратная закономерность. Хлоркальциевые воды, которые не образуются в поверхностных условиях, широко распространены среди рассолов нефтяных месторождений. Эта особенность, возможно, связана с процессом доломитизации.

Магний может также замещать различные катионы в хлоритах и глинистых минералах. Явлениями адсорбции и ионного обмена могут быть объяснены колебания относительных содержаний K/Na и Ca/Na в ископаемых и современных внутрипоровых растворах; первое соотношение зависит, по-видимому, также от температуры [White, 1965, с. 359]. Однако следует помнить, что величина катионного обмена уменьшается с глубиной, и, следовательно, этот процесс не может обусловить образование глубокопогребенных хлоркальциевых вод. Д. Л. Граф и др. [Graf et al., 1966] отмечали, что содержание кальция в рассолах Мичиганского бассейна очень высоко, выше, чем содержание натрия в некоторых образцах флюидов, и оно увеличивается пропорционально возрастанию общей минерализации. По-видимому, существует взаимосвязь между концентрацией кальция и общим содержанием минеральных солей в рассолах нефтяных месторождений различного геологического возраста (рис. 2.8, 2.9). Д. Л. Граф и др. [Graf, 1966] полагают, что наиболее очевидные геологические процессы не могут удовлетворительно объяснить происхождение концентрированных хлоркальциевых рассолов, которые встречаются в геосинклиналях, не испытавших сильного орогенеза. Для образования такого состава рассолов ими были предложены два простых процесса: 1) ультрафильтрация глинистыми сланцами растворенных

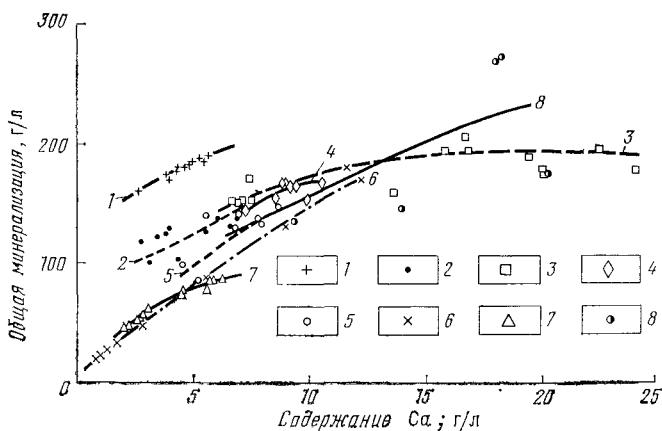


РИС. 2.8. Графики зависимости между содержанием кальция и общей минерализацией в водах различных нефтяных месторождений (по К. Г Роллу и Дж. Райту, 1953; Дж. Райту и др., 1957; М. Е Хокинсу и др., 1963а, б).

Месторождения, интервал отбора проб и геологический возраст 1 — Эльдорадо, штат Арканзас, 655—967 м, верхний мел; 2 — Тинсли, штат Миссисипи, 1462—1759 м, верхний мел; 3 — Пистол-Ридж, штат Миссисипи, 2263—3342 м, верхний мел; 4 — Сент-Луис, штат Оклахома, 796—967 м, ордовик—пенсильваний; 5 — Бартлсвилл Дивей, штат Оклахома, 378—779 м, кембрий—пенсильваний; 6 — Холл-Герни, штат Канзас, 796—1004 м, ордовик—пенсильваний; 7 — Уэссон, штат Арканзас, 650—1099 м, нижний мел—верхний мел; 8 — Сосо, штат Миссисипи, 1981—3671 м, нижний мел—верхний мел

минеральных солей, содержащихся в первоначальной морской воде, 2) смешение пресной и морской воды в различных порциях.

На рис. 2.10 представлены промысловые данные для различных геологических формаций, показывающие зависимости между отношением Na/Ca и общей минерализацией. Зависимости для рассолов из отложений древнее плиоцена выражаются точками, располагающимися в целом параллельно оси y (общая минерализация), тогда как для рассолов из более молодых отложений или морских осадков — точками, размещенными более или менее параллельно оси x (отношение Na/Ca). В некоторых случаях наблюдается тенденция увеличения отношения Na/Ca с возрастанием общей минерализации (обычно в более древних отложениях), в то же время иногда (в более молодых отложениях) справедлива обратная тенденция. Интересно заметить, что внутриворонковые воды свиты Сесп имеют более близкое сродство со «стабилизированными» рассолами, чем внутриворонковые воды из более молодой свиты Пайко; расстояние между свитами Сесп и Пайко по стратиграфическому разрезу в округе Вентура, Калифорния, составляет приблизительно 6096 м.

На распределение Cl^- по глубине может оказывать влияние близость соли, которая должна способствовать образованию более высоких концентраций солей и в поровых флюидах.

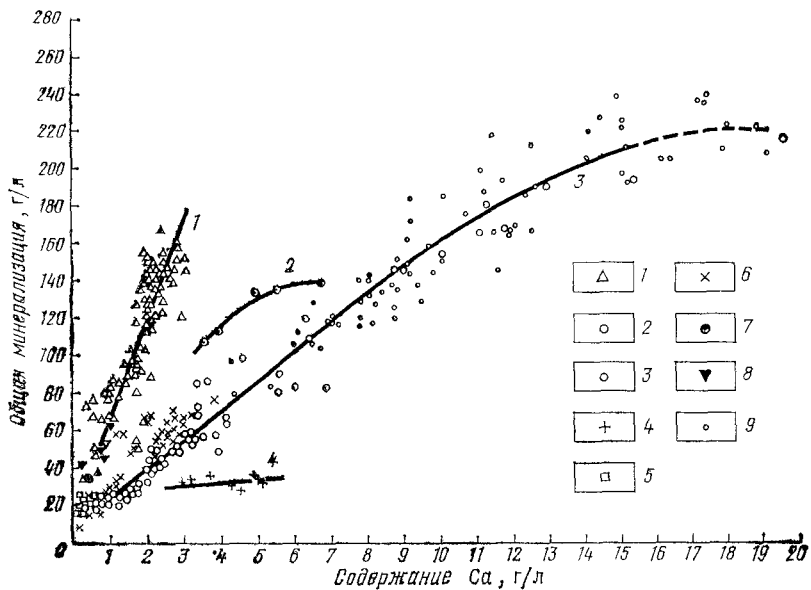


РИС. 2.9. Графики зависимости между содержанием кальция и общей минерализацией в рассолах различных нефтяных месторождений; каждая кривая, за исключением кривой 3, представляет отдельную свиту (по К. Г. Роллу и Дж. Райту, 1953; Дж. Райту и др., 1957; Д. М. Галликсону и др., 1961; М. Е. Хокинсу и др., 1963а, б, 1964; Д. Л. Графу и др., 1966).

1 — свита Уилкоккс, зоцен, побережье Мексиканского залива; 2 — известняк Сент-Женевив, миссисипий, Иллинойский бассейн; 3 — известняк Арбакл, кембрю-ордовик; 4 — песчаник Бартлсвилл пенсильваний, штат Оклахома; 5 — свита Сесп, олигоцен, штат Калифорния; 6 — свита Пайко, плиоцен, штат Калифорния; 7 — песчанник Накаточ, мел, штаты Техас—Луизиана; 8 — морская вода; 9 — лабораторные данные, полученные авторами данной главы во время экспериментов по уплотнению осадков

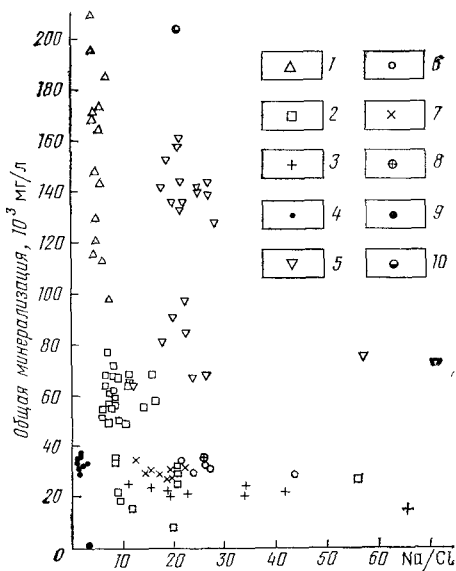


РИС. 2.10. Зависимость между массовым отношением Na/Ca и общей минерализацией в рассолах нефтяных месторождений.

1 — песчаник Бартлсвилл, пенсильваний, штат Оклахома; 2 — свита Накаточ, верхний мел, штаты Техас—Луизиана; 3 — свита Пайко, плиоцен, штат Калифорния; 4 — свита Сесп, олигоцен, штат Калифорния; 5 — свита Уилкоккс зоцен, побережье Мексиканского залива, США; 6 — современные морские осадки (по Р. Сиверу и др., 1965); 7 — нефтяное месторождение Уилмингтон, штат Калифорния (по Дж. Райту и др., 1957; Д. М. Галликсону и др., 1961; М. Е. Хокинсу и др., 1963а, 1964); 8 — морская вода; 9 — речная вода; 10 — Большое Соленое озеро (по Ю. К. Вентору, 1961)

Например, Ф. Т. Манхайм и Ф. Л. Сейлс [Manheim and Sayles, 1970] наблюдали заметное увеличение солености внутриводных вод в двух буровых скважинах, расположенных в Мексиканском заливе при глубине воды более 3500 м. Они отнесли это увеличение солености за счет диффузии соли из погребенных эвапоритов. Однако в одной скважине после вскрытия пропитанного нефтью кепрока соляного купола была встречена пресная вода, которая могла образоваться в процессе окисления нефтяных углеводородов и разложения гипса с образованием природной серы.

Е. В. Посохов (1966) подробно рассмотрел следующие факторы, влияющие на химический состав подземных вод: 1) физико-географические, 2) геологические, 3) гидрогеологические, 4) биологические, 5) физические, 6) физико-химические. В числе физико-химических факторов Е. В. Посоховым рассмотрены: а) условия окисления — восстановления подземных вод, б) растворимость солей, в) диффузия, г) осмос, д) гравитационная дифференциация, е) смешение различных вод, ж) обмен оснований.

ИЗМЕНЕНИЯ В ХИМИЧЕСКОМ СОСТАВЕ РАСТВОРОВ, ВЫЖИМАЕМЫХ ПРИ РАЗЛИЧНЫХ ДАВЛЕНИЯХ ВЫШЕЛЕЖАЩИХ ОСАДКОВ

Большая часть растворенных солей, содержащихся в поровых флюидах, которые оказываются запечатанными во время осадконакопления, выжимаются вместе с флюидами в течение начальных стадий уплотнения. Результаты лабораторных исследований [Крюков, 1971] показали, что минерализация выжатых растворов последовательно уменьшается с увеличением давления вышележащих отложений. Эти данные экспериментов привели исследователей к заключению, что концентрации внутриводных растворов в глинистых сланцах должны быть ниже, чем в ассоциированных песчаниках [Chilingar et al., 1969]. Из этой предпосылки также вытекает, что растворы, выжатые в начале уплотнения, должны иметь более высокие концентрации, чем внутриводные растворы, первоначально находившиеся в глинистых осадках.

Г. Х. Рике и др. [Rieke et al., 1964] определили увеличение (в процентах) удельного сопротивления выжатых растворов из морских глинистых илов с повышением давления вышележащих осадков. Глинистый ил был получен из бассейна Санта-Крус у берегов Южной Калифорнии. Результаты этих исследователей показывают, что минерализация выжатых растворов уменьшается с возрастанием давления. В некоторых экспериментах, проведенных Г. Х. Рике и др. [Rieke et al., 1964], понижение концентраций (в процентах) основных катионов и анионов с увеличением давления было примерно одинаковым. Эти резуль-

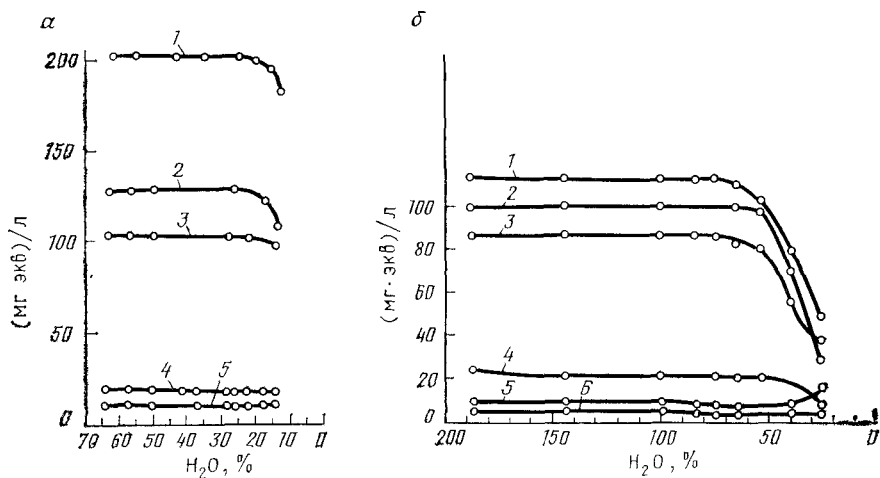


РИС. 2.11. Изменения в составе растворов (по П. А. Крюкову, А. А. Жучковой, 1963).

α — выжатых из каолиновой глины: 1 — Na^+ , 2 — SO_4^{2-} , 3 — Cl^- , 4 — Ca^{2+} , 5 — Mg^{2+} ;
 β — выжатых из бентонита. 1 — $k \times 10^4$, удельная проводимость раствора, 2 — Na^+ , 3 — Cl^- ,
 4 — SO_4^{2-} , 5 — Mg^{2+} , 6 — Ca^{2+}

таты дают основание предполагать, что удаляемые ионы представляют внутрипоровый раствор электролита и не включают адсорбированные катионы и что анализ на содержание одного какого-либо иона в выжимаемом растворе (например, Cl^-) может дать столько же информации по данному вопросу, сколько анализ на содержание всех ионов.

Результаты П. А. Крюкова и А. А. Жучковой (1963) показывают, что последние порции воды (адсорбированной?), отжатые из осадков, бедны электролитами (рис. 2.11). По данным Ф. Т. Манхайма [Manheim, 1966], пороговое давление для аниона хлора в 0,86 н. растворе $NaCl$ составляло около 1410 кгс/см^2 (то же для Na бентонита), тогда как в более пресных водах влияние давления на состав отмечалось при значениях ниже указанного. (Пороговое давление представляет собой давление уплотнения, при котором состав выжимаемых внутрипоровых растворов начинает изменяться). П. А. Крюков и А. А. Жучкова указали, что для обычных осадков пороговая величина давления, при которой оно оказывает влияние на состав воды, сдвигается в сторону более высоких значений. По данным Дж. В. Чилингаряна и Г. Х. Рике [Chilingarian and Rieke, 1968], химический состав выжатых растворов начинает ощутимо изменяться, когда остаточная влажность составляет около 20—25 % для каолинита и около 50—70 % для монтмориллонитовой глины.

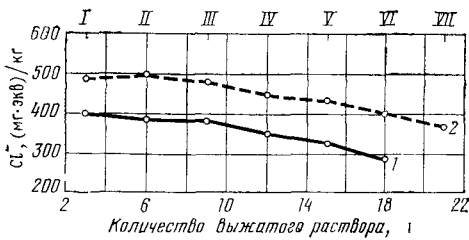


РИС 2.12 Изменение содержания хлора в последовательных фракциях I—VII выжатых внутрипоровых растворов; майкопские глины, площадь Дивное, Восточное Предкавказье, СССР (по Е. А. Казинцеву, 1968, с. 186).

Глубина 1 — 42 м, 2 — 158 м

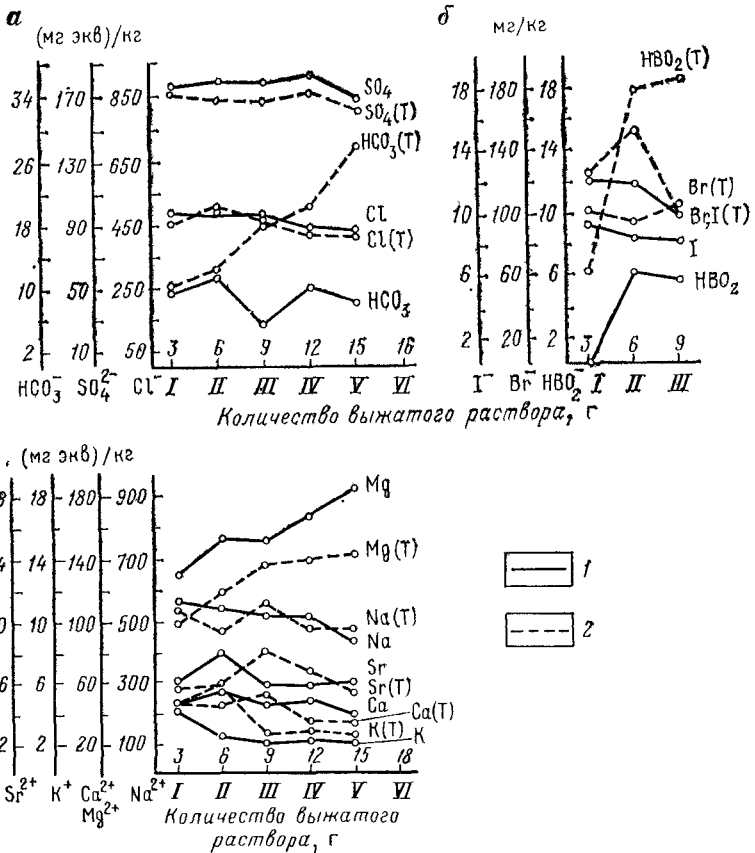


РИС. 2.13 Изменения концентрации анионов, катионов и микрокомпонентов с увеличением уплотнения в последовательных фракциях I—VI выжатых внутрипоровых растворов; майкопские глины, глубина 158 м, площадь Дивное, Восточное Предкавказье, СССР (по Е. А. Казинцеву, 1968, с. 188)

1 — комнатная температура; 2 — нагревание до 80 °С

Е. А. Казинцев (1968, с. 186) наблюдал в лабораторных экспериментах постепенное уменьшение концентрации хлора при выжимании образцов майкопских глин (восточное Предкавказье), имевших первоначальную влажность 20 и 25 % (рис. 2.12). Конечная влажность после уплотнения составляла соответственно 8,83 и 10,88 %. Им определено также влияние температуры (нагревание до 80 °С) на концентрацию различных ионов в выжатых растворах (рис. 2.13). Концентрация Cl^- и Na^+ понижается с увеличением давления, а температура, по-видимому, не оказывает какого-либо ощутимого влияния. Концентрация иона Mg^{2+} возрастает примерно в 1,5 раза с увеличением давления, однако абсолютные ее значения при высоких температурах меньше, чем при низких температурах. Концентрация иона K^+ уменьшается с давлением. Концентрация ионов K^+ , Li^+ и I^- — выше в растворах, выжатых при более высоких температурах, тогда как концентрация SO_4^{2-} — ниже.

В. В. Красинцева и В. В. Корюнова (1968) изучали изменения химического состава растворов, отжатых из нелигифицированных морских глинистых илов из Черного моря. При комнатной температуре концентрация хлора отчетливо уменьшается с повышением давления, тогда как концентрации некоторых других компонентов достигают максимума при давлениях 500—1000 кгс/см², после чего начинают понижаться (рис. 2.14). Содержания Br^- и V^{3+} увеличиваются с возрастанием давления уплотнения. В. В. Красинцева и В. В. Корюнова установили также зависимость между концентрацией различных ионов и давлением уплотнения при 80 °С. Повышение температуры, по-видимому, приводит к уменьшению количества катиона Mg^{2+} в выжимаемых растворах (рис. 2.15).

Некоторые исследователи, однако, не согласны с приведенными выше результатами. Например, исследование, проведенное Ф. Т. Манхаймом [Manheim, 1966], применившим давления в интервале 41—844 кгс/см², показывает, что давление не оказывает заметного влияния на состав отжатых вод. О. В. Шишкина (1968), изучавшая внутриводные растворы в морских илах из Атлантического, Тихого океанов и Черного моря, не наблюдала каких-либо заметных изменений в химическом составе выжатых растворов вплоть до давления 1260 кгс/см² в некоторых образцах и до 3000 кгс/см² — в других. Отмечалось некоторое увеличение концентрации Ca^{2+} в интервале давлений 675—1080 кгс/см², после чего следовало ее уменьшение при более высоких давлениях. О. В. Шишкина (1968) установила, что при давлениях уплотнения, когда 80—85 % внутриводной воды выжато, изменений в концентрации не происходит. Очевидно, химический состав остальных 20—15 % внутриводного флюида также представляет большой интерес и должен определяться в большинстве исследований.

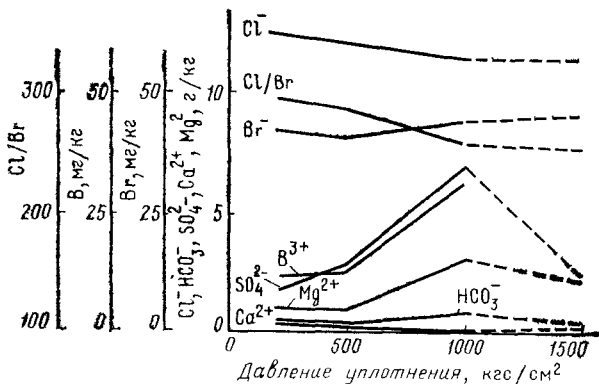


РИС. 2.14 Графики зависимости между концентрацией различных ионов в поровых растворах, выжатых из морского ила, и давлением уплотнения при комнатной температуре (по В. В. Красинцевой, В. В. Коруновой, 1968, с. 195)

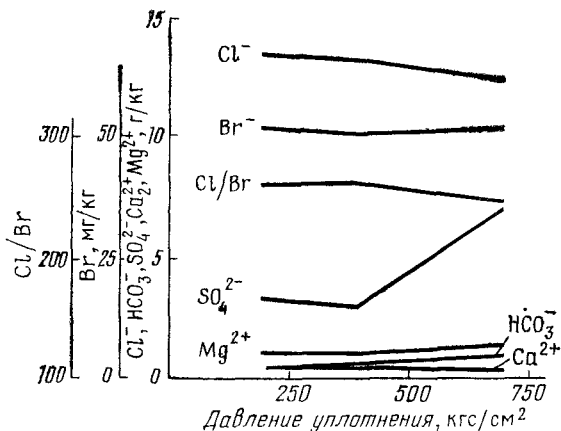


РИС. 2.15. Изменения концентрации различных ионов в поровых растворах, выжатых из морского ила, с увеличением давления при 80 °С (по В. В. Красинцевой, В. В. Коруновой, 1968, с. 196)

В. Фон Энгельгардт и К. Х. Гайда [Von Engelhardt and Gaida, 1963] подвергали уплотнению чистые монтмориллонитовые и каолинитовые глинистые илы, насыщенные растворами с различными концентрациями NaCl и CaCl_2 , при различных давлениях в диапазоне 30—3200 кгс/см². Их результаты показывают, что для данной глины равновесная пористость, которая достигается при определенном давлении вышележащих осадков, не зависит от концентрации электролита. Когда давления составляют 30—800 кгс/см², концентрация электролита в поровых флюидах монтмориллонитовой глины уменьшается с повышением уплотнения. В. Фон Энгельгардт и К. Х. Гайда (1963) объясняли это электрохимическими свойствами глин, способных к катионному обмену. Если поровые флюиды содержат электролит, то жидкость, непосредственно окружающая глинистую частицу, будет содержать меньше электролита, чем флюиды, расположенные дальше от двойного слоя. Способные к катионному обмену глины, суспендированные в растворе электролита, адсорбируют определенное количество чистой воды, которая связана в двойных слоях вокруг каждой глинистой частицы [Von Engelhardt and Gaida, 1963, с. 929]. В процессе сжатия богатый электролитом раствор удаляется, а флюид двойных слоев с малым содержанием электролита остается. При более высоких давлениях вышележащих осадков (800—3200 кгс/см²) увеличение концентрации солей в оставшейся поровой воде может быть обусловлено включением маленьких капелек флюида в глины, которые сжаты в высокой степени и действуют как барьер для движения ионов. Прохождение анионов через двойной слой замедляется неподвижными отрицательными поверхностными зарядами на глинистых частицах. Блокировка ионов увеличивает ионообменную способность и сжатие глины. Очевидно, блокировка ионов больше для разбавленных растворов, чем для концентрированных.

Дж. В. Чилингарян и др. [Chilingarian et al., 1973b] провели эксперименты с образцом монтмориллонитовой глины, насыщенным морской водой в течение семи дней (объем морской воды превышал объем твердого материала глины). Образец интенсивно встряхивался 2 раза в день. Затем всплывающая на поверхность жидкость, которая считалась имеющей тот же состав, что и свободная внутривпоровая вода, удалялась и анализировалась. Оставшийся насыщенный образец помещался в аппарат гидростатического сжатия, и последовательные порции отжимавшихся растворов подвергались анализу. Конечная остаточная влажность составляла примерно 62 % что соответствовало давлению вышележащих пород около 35 кгс/см². В табл. 2.1 показаны изменения концентрации различных ионов. Изменение общего содержания растворенных солей в последовательных фракциях выжатых растворов показывает, что концентрация растворов, выжатых в начальной стадии уплот-

Таблица 2.I

Изменения концентрации различных компонентов в растворах, выжатых из монтмориллонитовой глины, которая насыщена морской водой (по Дж. В. Чилингаряну и др., 1973b)

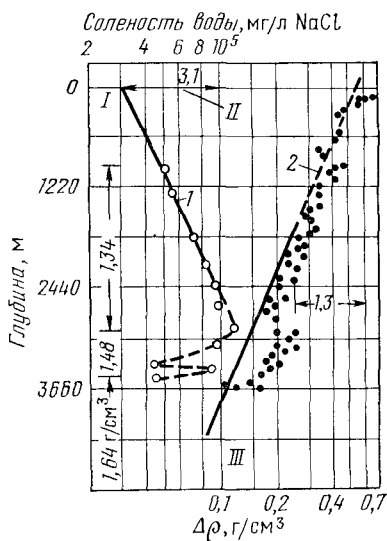
Ионы	Концентрация, мг/л						
	Морская вода	Всплывающая на поверхность жидкость	Выжатые растворы (номер фракции и накопленный объем, см ³)				
			I 16,5	II 25,5	III 34,5	IV 49,5	V 59,0
Ca ²⁺	690	560	460	560	580	620	560
Mg ²⁺	1 189	572	644	557	669	657	754
Na ⁺	10 116	13 400	13 300	13 200	13 400	13 200	12 800
K ⁺	400	210	226	216	206	206	160
HCO ₃ ⁻	520	165	262	165	189	165	128
SO ₄ ²⁻	2 759	4 610	5 350	5 840	5 270	4 610	5 180
Cl ⁻	18 929	19 310	19 030	19 200	19 170	19 170	18 990
F ⁻	3	20	20	20	< 20	< 20	40
NO ₃ ⁻	34	3	0	0	0,5	0	0
CaCO ₃	6 612	3 750	3 800	4 100	4 200	4 250	4 500
Fe ²⁺	—	24	36	56	28	28	64
Mn ²⁺	—	5	< 5	< 5	< 5	< 5	< 5
SiO ₂	43	15	5	0	5	10	20
B ³⁺	4	14	21	14	17	4	0
Общее содержание растворенных солей	34 423	38 804	39 216	39 844	39 433	38 576	38 611

нения, несколько выше, чем концентрации внутрипорового раствора, первоначально находившегося в монтмориллонитовой глине, насыщенной морской водой. Следовательно, концентрации выжатых растворов проходят через максимум (пик) или, по крайней мере, остаются постоянными, прежде чем начинают уменьшаться с повышением давления вышележащих осадков.

Как было рассмотрено выше, по данным многих исследователей, соленость выжатых растворов последовательно понижается с увеличением давления вышележащих осадков. Следовательно, соленость поровых растворов в образцах глинистых сланцев, возможно, меньше, чем соленость вод в образцах ассоциированных песчаников, так как практически все внутрипоровые флюиды были выжаты во многих лабораторных экспериментах. Было также замечено, что во время добычи нефти

РИС 2.16. Графики зависимости между соленостью поровой воды — глубиной и пористостью глинистых сланцев — глубиной в скважине, округ Террбони, площадь Шип Шоул, побережье Мексиканского залива, США (по Х. Л. Овертону и Д. Дж. Тимко, 1969, с. 116).

1 — соленость, 2 — пористость глинистых сланцев, I — морская вода, II — диапазон изменения, III — песок с гидродинамической связью с глинистыми сланцами, $\Delta\rho = 2,55 - \rho_{\text{гл. сл.}}$ где 2,55 — плотность скелета породы в г/см^3 , $\rho_{\text{гл. сл.}}$ — плотность глинистых сланцев, пористость глинистых сланцев $\Phi_{\text{гл. сл.}}$ равна $(2,55 - \rho_{\text{гл. сл.}}) / (2,55 - \rho_{\text{в}})$ или $(2,55 - \rho_{\text{гл. сл.}}) / 1,5$, поскольку плотность воды $\rho_{\text{в}}$ может быть принята равной единице, значения 1,34, 1,48 и 1,64 г/см^3 — удельный вес промывочной жидкости, использованной при бурении



из песчаников, окруженных мощными толщами глинистых сланцев, соленость добываемой воды постепенно уменьшается со временем, может быть, за счет притока более пресной воды из ассоциированных глинистых сланцев.

Минерализация растворов, движущихся вверх через мощный разрез глинистых сланцев в результате уплотнения, будет, всроятно, последовательно возрастать. Следует помнить, однако, что, если вода из пласта песчаников движется через слой глинистых сланцев в другой пласт песчаника, то вода в последнем может быть менее минерализованной из-за фильтрации сквозь эффективно заряженную мембрану.

Х. Л. Овертон и Д. Дж. Тимко [Overton and Timko, 1969] изучали химический состав внутрипоровых растворов в подземных пластах (песках и глинистых сланцах) района побережья Мексиканского залива. Рис. 2.16 и 2.17, основанные на данных этих авторов, показывают в полупологарифмическом масштабе зависимости между соленостью поровой воды в песчаниках и глубиной, а также между пористостью глинистых сланцев и глубиной. Х. Л. Овертон и Д. Дж. Тимко вычислили соленость поровой воды на основании кривой ПС при допущении, что соленость вод в песчаниках находится в равновесии с соленостью вод в прилегающих глинистых сланцах. Рис. 2.16 и 2.17 позволяют предположить, что в нормально уплотненных зонах пористость глинистых сланцев и соленость поровой воды находятся в обратной зависимости. В этих примерах нормально уплотненными зонами являются интервалы выше глубины 2743 м. Х. Л. Овертон и Д. Дж. Тимко (1969) констатировали: «По мере того, как глинистые сланцы сжимаются до половины

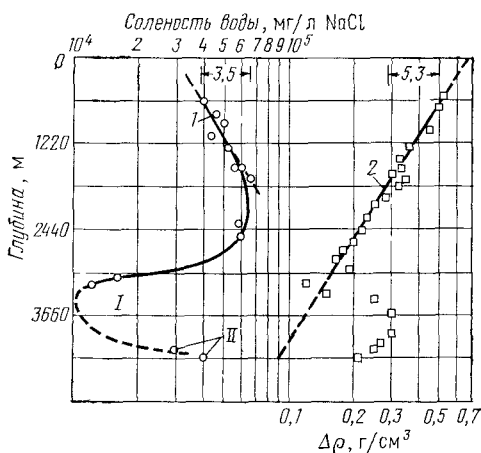


РИС 217 Графики зависимости между соленостью поровой воды — глубиной и пористостью глинистых сланцев — глубиной в скважине, Гранд-Айл, побережье Мексиканского залива (по Х. Л. Овертону и Д. Дж. Тимко, 1969, с. 116).

1 — соленость; 2 — содержание воды в глинистых сланцах в долях от общего объема, $S = 86,37 \cdot 10^5 \text{ см}^3/\text{кгс}$, I — высокое давление; II — чистые пески, $\Delta\rho = 2,55 - \rho_{\text{р.д.}}$, с.л (см. объяснении к рис. 2.16); С — коэффициент уплотнения

лении песчаных пластов из-за более высокой пористости центральных зон глин, подвергающихся уплотнению. Однако эти заключения, по-видимому, не подтверждаются лабораторными экспериментами, рассмотренными выше. Вдобавок, как указывали Г. Х. Рике и Дж. В. Чилингарян [Rieke and Chilingarian, 1974], эффект полупроницаемой мембраны начинает действовать только при определенной минимальной относительной пористости в случае довольно высокого давления вышележащих пород, например 773 кгс/см^2 .

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ СОЛЕННОСТИ ПЛАСТОВЫХ ВОД В ПЕСЧАНИКАХ И В СВЯЗАННЫХ С НИМИ ГЛИНИСТЫХ СЛАНЦАХ

В 1947 г. Л. У. Де Ситтер [De Sitter, 1947] сообщил, что соленость пластовых вод в песчаниках колеблется в пределах от значений для пресной воды до десятикратной величины для морской воды. Распределение солености внутрипоровых вод в молодых геосинклинальных осадочных отложениях вдоль побережья Мексиканского залива США хорошо документировано Б. К. Тиммом и Дж. Дж. Маричелли [Timm and Maricelli,

величины своей первоначальной пористости, вода выжимается, оставляя соль, концентрация которой увеличивается вдвое». У. Х. Фертль (личное сообщение, 1974 г.) наблюдал, однако, что во многих случаях недоуплотненные глинистые сланцы содержат более соленую воду, чем сопоставимые хорошо уплотненные сланцы (см. также [Rieke and Chilingarian, 1974, с. 25]). К Магара [Magara, 1974, с. 283] утверждал, что распределение солености в глинистых сланцах должно быть обратное пористости за счет эффекта фильтрации ноннов глинами и соленость в глинистых сланцах должна иметь тенденцию к увеличению в направ-

1953], Л. Л. Майерсом [Myers, 1963] и В. А. Фаулером [Fowler, 1968].

Б. К. Тимм и Дж. Дж. Маричелли (1953, с. 394) констатировали, что высокие значения солености, до 4,5 раза превышающие величины нормальной солености морской воды, характеризуют внутрипоровые растворы в миоцен-плиоценовых осадках, где относительное содержание незначительное. В эоцен-олигоценных породах, где относительное содержание глинистых сланцев велико и степень их уплотнения высока, внутрипоровые растворы имеют низкие значения солености — в 2 раза меньше величины нормальной солености морской воды. Рис. 2.18 иллюстрирует их представление, согласно которому пластовые воды в расположенных вниз по падению слоев клинообразно переслаивающихся морских песчаных пачках с пропорционально меньшим объемом, чем ассоциированные массивные глинистые сланцы, имеют значения солености ниже, чем у морской воды. Более массивные пески вверх по восстанию слоев обладают большими величинами солености, чем у морской воды, из-за отсутствия притока более пресных вод из глинистых сланцев. Соленость определялась с помощью методов удельного электрического сопротивления, полного химического анализа и титрования [Gullikson et al., 1961].

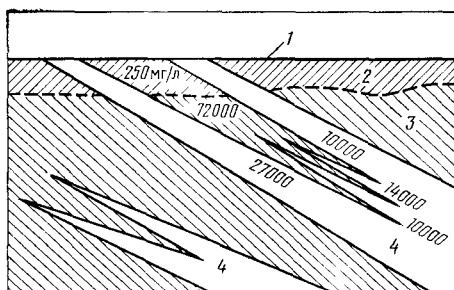


РИС. 2.18. Схематизированный типичный поперечный разрез некоторых песков и глинистых сланцев в юго-западной Луизиане, показывающий общие соотношения солености (с изменениями по Б. К. Тимму и Дж. Дж. Маричелли, 1953, с. 396, 397, 408). С разрешения The American Association of Petroleum Geologists.

1 — уровень моря; 2 — пресная вода, 3 — соленая вода; 4 — глинистые сланцы

Л. Л. Майерс [Myers, 1963] изучал химические свойства пластовых вод до глубины 3780 м в четырех продуктивных нефтяных скважинах в округе Матагорда, штат Техас. В каждой из четырех скважин были обнаружены значения солености в диапазоне 5000—12 500 мг/л ниже глубины 3048 м по сравнению с величинами около 70 000 мг/л выше этой глубины. Л. Л. Майерс пояснил, что в более глубокой части разреза относительное содержание массивных глинистых сланцев велико, а пески находятся вблизи своих границ распространения вниз по

Л. Л. Майерс [Myers, 1963] изучал химические свойства пластовых вод до глубины 3780 м в четырех продуктивных нефтяных скважинах в округе Матагорда, штат Техас. В каждой из четырех скважин были обнаружены значения солености в диапазоне 5000—12 500 мг/л ниже глубины 3048 м по сравнению с величинами около 70 000 мг/л выше этой глубины. Л. Л. Майерс пояснил, что в более глубокой части разреза относительное содержание массивных глинистых сланцев велико, а пески находятся вблизи своих границ распространения вниз по

падению (уменьшаются в мощности). Эти результаты близки к данным Б. К. Тимма и Дж. Дж. Маричелли (1953).

Некоторые исследователи, включая К. Е. Хоттмана и Р. К. Джонсона [Hottman and Johnson, 1965], наблюдали, что песчаники с аномально-высокими давлениями поровых вод ассоциированы с недостаточно уплотненными глинистыми сланцами, имеющими очень высокую пористость. П. А. Дики и др. [Dickey et al., 1968] в своей превосходной работе отмечали, что сбросы, которые пересекают нефтяные залежи, образуют барьеры, разделяющие зоны с различным давлением, и служат экранами для зон с высоким давлением флюидов в течение длительных периодов времени. Большая пористость глинистых сланцев в таких зонах отражается высокими значениями их проводимости. Глубина, отмечающая начало аномально-высоких давлений флюидов в песчаниках, совпадает с глубиной аномального увеличения проводимости ассоциированных недоуплотненных глинистых сланцев [Wallace, 1965; Williams et al., 1965]. Однако произведенные авторами расчеты показывают, что только одна высокая пористость глинистых сланцев, возможно, недостаточна для объяснения этого аномального увеличения проводимости; важным фактором представляется также соленость внутриводовых вод.

Хотя процесс уплотнения глин идет непрерывно до полной (?) их литификации, объем флюидов, выжимаемых в породы-коллекторы, постоянно уменьшается. Следовательно, происходит постепенное уменьшение избыточного давления поровой воды в высокопроницаемых горизонтах в глубоких частях бассейна до тех пор, пока, наконец, оно не станет равным гидростатическому давлению. После этого теоретически вода движется в обратном направлении, от периферии бассейна (областей питания). Вся гидродинамическая система стремится достигнуть равновесия, которое контролируется распределением по площади и размерами областей питания и разгрузки.

Результаты, полученные А. А. Фаулером [Fowler, 1968] для месторождения Чоколит-Байю, округ Бразория, штат Техас, по-видимому, позволяют авторам настоящей работы предположить, что соленость воды в недоуплотненных глинистых сланцах выше, чем в хорошо уплотненных. В. А. Фаулер обнаружил отчетливую корреляцию между высокой соленостью поровых вод и аномально-высокими давлениями. Это, возможно, обусловлено тем фактором, что недоуплотненные глинистые сланцы не имели возможности отдать свои более пресные воды ассоциированным песчаникам. Кроме того, В. А. Фаулер изучил изменение солености добываемой воды со временем. Типичной тенденцией является уменьшение солености со временем, и самая пресная вода обнаружена в песках, получающих большую ее часть из ассоциированных глинистых сланцев. Это согласуется с рассмотренными раньше экспериментальными результа-

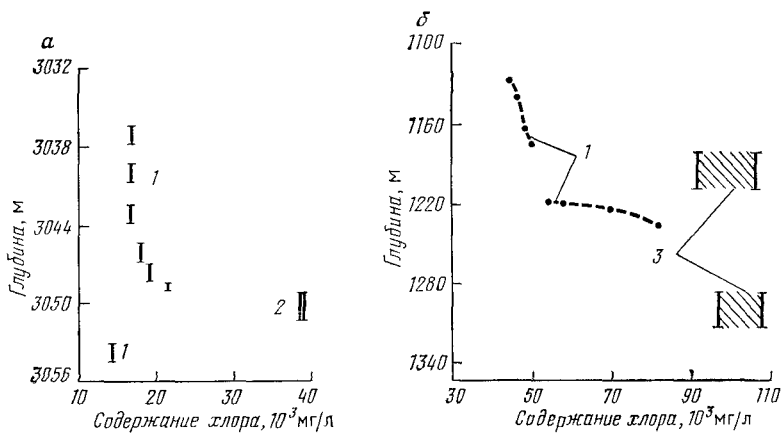


РИС 2.19. Концентрации иона хлора в глинистых сланцах и песках (в работе [У. Х. Фертля и Д. Дж. Тимко, 1970а, рис 4, с 15] на основании данных Х. Д. Хедберга, 1967).

1 — глинистые сланцы, 2 — пески; 3 — диапазон значения в песках

тами других исследователей, которые показывают, что соленость вод в глинистых сланцах должна быть меньше, чем в ассоциированных песках.

Величины солености поровой воды в глинистых сланцах и в ассоциированных песчаниках сравниваются на рис. 2.19. Примеры включают результаты промысловых исследований на Ближнем и Среднем Востоке и в штате Техас. Некоторые данные по морским скважинам в Луизиане были даны У. Х. Фертлем и Д. Дж. Тимко [Fertl and Timko, 1970].

Исследование Г. В. Шмидта [Schmidt, 1973] показало, что состав внутриводных вод в глинистых сланцах и песчаниках различен. Проанализированные им боковые керны глинистых сланцев были отобраны через каждые 152 м в интервале глубин 914—4257 м в скважине в округе Калкашу, штат Луизиана. Аномально-высокие давления флюидов встречены непосредственно ниже глубины 3048 м. Автор отметил существенные различия между общими концентрациями растворенных минеральных солей в водах из песчаников с нормальными давлениями (600—180 000 мг/л) и из песчаников с высокими давлениями (16 000—26 000 мг/л). Соленость воды в глинистых сланцах ниже, чем в прилегающих песчаниках с нормальным давлением. Однако было обнаружено, что концентрации солей более близки в зоне высокого давления. Г. В. Шмидт установил, что в поровой воде глинистых сланцев концентрации в целом имеют порядок убывания $SO_4^{2-} > HCO_3^- > Cl^-$, тогда как в поровой воде песчаников с нормальным давлением — обратный порядок. Во всех случаях было найдено, что значения

солености внутривпоровых флюидов в глинистых сланцах значительно ниже, чем в ассоциированных песчаниках. Г. Х. Рике и другие исследователи указали на это соотношение в 1964 г.

НАПРЯЖЕНИЯ В ОСАДКАХ

ГИДРОСТАТИЧЕСКОЕ НАПРЯЖЕНИЕ

Л. Юргенсон [Jürgenson, 1973] рекомендовал внести ясность в термин «гидростатическое напряжение». Это необходимо для того, чтобы правильно применять его к зависимостям состояния. Термин «гидростатическое напряжение» обычно определяется как давление флюида, оказываемое находящейся в покое жидкостью, которое в данной точке действует с равной интенсивностью во всех направлениях. Погруженное в жидкость твердое тело подвергается равному давлению со всех сторон. Для практических целей принимается, что гидростатическое напряжение, вызываемое водой, не влияет на трение между зернами и не увеличивает прочность (сопротивление сдвигу) осадочного тела.

М. К. Хабберт и В. В. Руби [Hubbert and Rubey, 1959, с. 129] установили, что на глубине 1—2 км давление воды, как функция глубины может быть аппроксимировано уравнением

$$p_v = \rho_v g D, \quad (2.50)$$

где p_v — гидростатическое давление столба воды от поверхности земли до глубины D в пределах пористого разреза; ρ_v — плотность воды; g — ускорение силы тяжести.

Удельный вес любого флюида

$$\gamma_{фл} = \rho_{фл} g; \quad (2.51)$$

$$\rho_{фл} = \gamma_{фл} / g. \quad (2.52)$$

Гидростатическое давление $p_{фл}$ на глубине D

$$p_{фл} = \gamma_{фл} D. \quad (2.53)$$

Удельный вес SG

$$SG = \gamma_{фл} / \gamma_v; \quad (2.54)$$

$$\gamma_{фл} = SG \gamma_v, \quad (2.55)$$

где γ_v — удельный вес воды.

После объединения уравнений (2.53) и (2.55) получим¹:

$$p_{фл} = SG \gamma_v D. \quad (2.56)$$

¹ Если γ_v выражена в килограмм-сила на кубический метр и D в метрах, то $p_{фл}$ будет в килограмм-сила на квадратный метр. Градиент давления $p_{фл}/D$ для чистой воды ($\gamma_v = 1000$ кгс/м³ или 1 кгс/дм³) равен 0,1 кгс/(см²·м). (Прим. перев.)

РАЗЛОЖЕНИЕ ОБЩЕГО ПОЛЯ НАПРЯЖЕНИЙ

Тензор напряжений для пористого, гомогенного, изотропного осадочного тела может быть записан в обычной форме:

$$S \equiv \begin{bmatrix} \sigma_x & \tau_{xy} & \tau_{xz} \\ \tau_{yx} & \sigma_y & \tau_{yz} \\ \tau_{zx} & \tau_{zy} & \sigma_z \end{bmatrix}, \quad (2.57)$$

где S — симметричный тензор общего напряжения; σ_i , τ_{ij} — соответственно нормальные и скалывающие составляющие силы, действующие на грани элементарного объема осадка (рис. 2.20). Моменты могут быть взяты относительно точки O на рис. 2.20. Тангенциальное напряжение τ_{xy} , умноженное на площадь, на которую оно действует, дает силу $\tau_{xy} dz dy$. Если эту силу умножить на dx , то получим момент вращения по часовой стрелке вокруг точки O . Напряжение τ_{yx} , умноженное на площадь, дает силу $\tau_{yx} dx dz$, а последнее при умножении на dy — момент вращения $\tau_{yx} dx dz dy$ против часовой стрелки. В состоянии равновесия моменты уравнивают друг друга:

$$\tau_{xy} dz dy dx = \tau_{yx} dx dz dy \quad (2.58)$$

или

$$\tau_{xy} = \tau_{yx}. \quad (2.59)$$

Затем следует, что

$$\tau_{xz} = \tau_{zx}; \quad (2.60)$$

$$\tau_{yz} = \tau_{zy}. \quad (2.61)$$

Общая система напряжений для точки в испытываемом уплотнение цилиндрическом теле, какие изучались в лаборато-

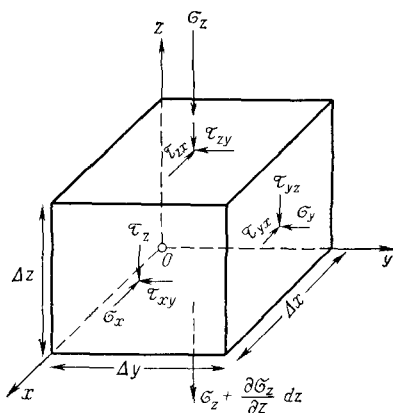


РИС 2.20 Схематическое обозначение напряжений в кубике глинистой породы.

σ_z — нормальная составляющая напряжения, действующего на плоскость, перпендикулярную к оси z , τ_{zx} , τ_{zy} — скалывающие составляющие напряжения в плоскости, перпендикулярной к оси z , и действующие в направлениях соответственно x и y , точка O находится в равновесии по отношению к силам, действующим в направлениях x и y , $\sigma_z + (\partial \sigma_z / \partial z) dz$ — бесконечно малое изменение вертикального напряжения в свободном теле

рии многочисленными исследователями, может быть описана в цилиндрических координатах r , θ и z :

$$S \equiv \begin{bmatrix} \sigma_r & \tau_{r\theta} & \tau_{rz} \\ \tau_{\theta r} & \sigma_\theta & \tau_{\theta z} \\ \tau_{zr} & \tau_{z\theta} & \sigma_z \end{bmatrix}. \quad (2.62)$$

Чтобы более ясно представить себе способность осадочных отложений нести нагрузку вышележащих пород, для тела, находящегося в равновесии, тензор общего напряжения разлагается на следующие отчетливые части: 1) тензор «гидростатического напряжения», которое по аналогии с давлением в воде равно во всех направлениях; 2) девиаторную составляющую напряжения, которая не равна во всех направлениях. Исползованный выше термин «гидростатическое напряжение» не означает давления, действующего в воде.

Л. Юргенсон [Jürgenson, 1973] указывал, что в теории упругости это «гидростатическое напряжение», которое дает такое же объемное напряжение, как и фактически рассматриваемое, в численном выражении равно октаэдральному нормальному напряжению ($1/3$) ($\sigma_1 + \sigma_2 + \sigma_3$). В случае осадка обычно понимается, что оно включает поровое давление, т. е. истинное гидростатическое давление. Таким образом, существует двойное затруднение. «Гидростатическое напряжение» оказывает межгранулярное давление и способствует увеличению прочности, чего истинное гидростатическое напряжение сделать не может. Вдобавок, одной из составляющих «гидростатического напряжения» является истинное гидростатическое напряжение. Следовательно, «гидростатическое напряжение» является просто математической величиной и не существует физически как всестороннее давление [Jürgenson, 1973, с. 448].

По-видимому, термин «гидростатическое» следует сохранить в его истинном значении напряжения, действующего в жидкости в состоянии покоя. Совершенно иной термин должен быть использован для всестороннего напряжения, вызывающего эквивалентную величину объемного напряжения. По предложению Л. Юргенсона (1973), наиболее подходящим был бы термин объемное напряжение. Величина объемного напряжения колеблется в пределах от ($1/3$) ($\sigma_1 + 2\sigma_2$) до ($1/2$) ($2\sigma_1 + \sigma_3$). Девиаторная составляющая, представляющая довольно сложное понятие, определяется как $(\sigma - \sigma_3)$, где σ_3 — сферическое напряжение, которое равно во всех направлениях.

Приведенное выше разделение на составляющие очень полезно при объяснении изменения прочности осадков, испытывающих уплотнение, т. е. способности осадков сопротивляться сдвигу. Сферическая составляющая, будучи равной во всех направлениях в пределах осадочного тела, не вызывает скалывающих напряжений. Когда минеральные зерна прижимаются под

давлением друг к другу, развивается сопротивление трения, которое равно во всех направлениях. Как было указано Л. Юргенсоном (1973, с. 450), межгранулярное давление, а следовательно, прочность материала повышается также за счет девiatorного давления, но в неравных степенях в различных плоскостях.

СОСТОЯНИЕ СФЕРИЧЕСКОГО НАПРЯЖЕНИЯ

Составляющая σ_w , относимая за счет внутривещного флюида, представляет собой гидростатическое напряжение (давление), которое может рассматриваться как непрерывное по всей среде. Нормальную и скальвающую составляющие напряжения можно представить выражением

$$P \equiv \begin{bmatrix} \sigma_{wx} & \tau_{wxy} & \tau_{wxz} \\ \tau_{wyx} & \sigma_{wy} & \tau_{wyz} \\ \tau_{wzx} & \tau_{wzy} & \sigma_{wz} \end{bmatrix}, \quad (2.63)$$

где P — тензор сферического напряжения.

Можно уверенно принять, что в гидростатических условиях никаких скальвающих напряжений в поровом флюиде не существует. По сути дела и согласно определению флюид есть субстанция, которая не может выдерживать тангенциальных, или скальвающих, сил, когда находится в состоянии статического равновесия. Это может не остаться справедливым для адсорбированной воды из-за ее возможно квазикристаллической природы. М. К. Хабберт и В. В. Руби [Hubbert and Rubey, 1959, с. 138] утверждали, что, если вязкая жидкость занимает поровое пространство, то существуют микроскопические скальвающие напряжения, которые расходятся локально на границах жидкость/твердое тело. Таким образом, их единственный макроскопический эффект состоит в том, чтобы передавать твердому скелету породы путем вязкого сцепления любую эффективную, приводящую в движение силу, которая может быть приложена к внутривещному флюиду.

В каждой системе напряжений с главными напряжениями σ_x , σ_y и σ_z можно определить локальное среднее значение величины сферического напряжения $\bar{\sigma}_w$ как

$$\bar{\sigma}_w = (1/3) (\sigma_{wx} + \sigma_{wy} + \sigma_{wz}). \quad (2.64)$$

Теперь тензор сферического напряжения P может быть представлен в виде

$$P \equiv \begin{bmatrix} \bar{\sigma}_w & 0 & 0 \\ 0 & \bar{\sigma}_w & 0 \\ 0 & 0 & \bar{\sigma}_w \end{bmatrix}; \quad (2.65)$$

$$P = (1/3) 3\bar{\sigma}_w = \bar{\sigma}_w. \quad (2.66)$$

Выражение (2.66) представляет гидростатическое давление флюида в условиях течения или в стационарном состоянии в пористой системе глинистых сланцев. Таким образом, $\sigma_{wx} = \sigma_{wy} = \sigma_{wz} = \bar{\sigma}_w$ и гидростатическая составляющая общей системы напряжений вызывает лишь объемные изменения в деформируемом материале.

СОСТОЯНИЕ ДЕВИАТОРНОГО НАПРЯЖЕНИЯ

Второй составляющей тензора общего напряжения является девиатор напряжений от гидростатического состояния. Он выражается как разность между общим и гидростатическим напряжениями, которая противостоит деформации:

$$D \equiv \begin{bmatrix} (\sigma_x - \bar{\sigma}_w) & \tau_{xy} & \tau_{xz} \\ \tau_{yx} & (\sigma_y - \bar{\sigma}_w) & \tau_{yz} \\ \tau_{zx} & \tau_{zy} & (\sigma_z - \bar{\sigma}_w) \end{bmatrix}, \quad (2.67)$$

где D — девиаторная часть тензора общего напряжения. Эффект девиаторного напряжения состоит в том, чтобы произвести искривление, упругое или пластическое по природе, которое вводится в осадочное тело.

ТЕНЗОР ОБЩЕГО НАПРЯЖЕНИЯ

Если осадочное тело не находится в равновесии, вторая составляющая не будет симметричным тензором для $\tau_{xy} \neq \tau_{yx}$. Этот асимметричный тензор может быть разделен на симметричную и кососимметричную части [Ramsay, 1967, с. 282]. Составляющая гидростатического напряжения будет та же, что и в уравнении (2.64). Вторая симметричная часть представляет собой составляющую девиаторного напряжения, которая может быть выражена в виде

$$D \equiv \begin{bmatrix} (\sigma_x - \bar{\sigma}_w) & \frac{1}{2} (\tau_{xy} + \tau_{yx}) & \frac{1}{2} (\tau_{xz} + \tau_{zx}) \\ \frac{1}{2} (\tau_{xy} + \tau_{yx}) & (\sigma_y - \bar{\sigma}_w) & \frac{1}{2} (\tau_{yz} + \tau_{zy}) \\ \frac{1}{2} (\tau_{xz} + \tau_{zx}) & \frac{1}{2} (\tau_{yz} + \tau_{zy}) & (\sigma_z - \bar{\sigma}_w) \end{bmatrix}. \quad (2.68)$$

Кососимметричная часть называется неустойчивой составляющей, которая заставляет осадок испытывать вращение в пространстве и выражается как

$$R \equiv \begin{bmatrix} 0 & \frac{1}{2} (\tau_{xy} - \tau_{yx}) & \frac{1}{2} (\tau_{xz} - \tau_{zx}) \\ \frac{1}{2} (\tau_{yx} - \tau_{xy}) & 0 & \frac{1}{2} (\tau_{yz} - \tau_{zy}) \\ \frac{1}{2} (\tau_{zx} - \tau_{xz}) & \frac{1}{2} (\tau_{zy} - \tau_{yz}) & 0 \end{bmatrix}, \quad (2.69)$$

Такое состояние напряжения можно было бы ожидать, если бы тектонические силы действовали на массу осадка в бассейне, расположенном в пределах геосинклинали. Общий тензор напряжений для осадочного тела, не находящегося в равновесии, выражается как сумма описанных выше частей:

$$S = P + D + R \quad (2.70)$$

(общее напряжение = сферическое напряжение + девиаторное напряжение + неустойчивая составляющая).

Каждая из трех компонент, слагающих состояние напряжения, прямо связана с соответствующей составляющей тензора деформации. Сферическая часть системы напряжения вызывает изменения объема, девиаторные составляющие — искривление, а составляющие неустойчивости заставляют материал испытывать вращение в пространстве [Ramsay, 1967].

К. Ю. Лоу [Lo, 1969] показал математически, что поровое давление, индуцированное сдвигом, может быть выражено как собственная функция наибольшей главной деформации. По его мнению, единственный недвусмысленный и правильный принцип наложения порового давления состоит в том, чтобы рассматривать системы изотропных и девиаторных напряжений, а именно:

$$\begin{bmatrix} \Delta\sigma_1 & 0 & 0 \\ 0 & \Delta\sigma_2 & 0 \\ 0 & 0 & \Delta\sigma_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta\sigma_3 & 0 & 0 \\ 0 & \Delta\sigma_3 & 0 \\ 0 & 0 & \Delta\sigma_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta\sigma_1 - \Delta\sigma_3 & 0 & 0 \\ 0 & \Delta\sigma_2 - \Delta\sigma_3 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}, \quad (2.71)$$

где σ_1 — общее наибольшее напряжение; σ_2 — общее промежуточное напряжение; σ_3 — общее наименьшее напряжение.

Согласно К. Ю. Лоу (1969), физическое подтверждение уравнения (2.17) заключается в том факте, что при всестороннем напряжении индуцированное поровое давление почти полностью соответствует приложенной нагрузке, так как сжимаемость поровой воды и зерен осадка гораздо ниже, чем сжимаемость структуры осадка. Однако, по опыту авторов настоящей работы, большая часть уравнений для порового давления, представленных в литературе, дает почти идентичные результаты при условии их правильного использования.

Как отмечал Л. Юргенсон [Jürgenson, 1973], «защитники старой терминологии, принятой в теории упругости, используют в качестве своего главного аргумента длительность употребления «гидростатических» и «девиаторных» напряжений». Хотя это справедливо, но здесь не принимается во внимание, что механика осадочных отложений имеет дело с совершенно иным типом материала, чем металлы, которые являются основным предметом изучения в теории упругости. Л. Юргенсон (1973) продолжал свою мысль: «Разница в физической природе

Термин	Условное обозначение
Гидростатическое напряжение	σ_w
Сферическое	σ_3
Девиаторное	$\sigma - \sigma_3$
Главный девиатор	$\sigma_1 - \sigma_3 = 2\tau_{\max}$
Сжимающее усилие	$\sigma_1 - \sigma_3 = 2\tau_{\max}$
Объемное напряжение	$(1/3) (\sigma_1 + \sigma_2 + \sigma_3)$
Среднее нормальное напряжение	$(1/3) (\sigma_1 + \sigma_2 + \sigma_3)$
Нормальное октаэдральное	$(1/3) (\sigma_1 + \sigma_2 + \sigma_3)$
Октаэдральное девиаторное	$\sigma - [(1/3) (\sigma_1 + \sigma_2 + \sigma_3)]$

Примечание. Следует смотреть для справок состояние напряжения в изложении Мора и состояние напряжения в полярных координатах

прочности этих материалов может быть хорошо сопоставлена, если учесть, что в металлах межгранулярное давление оценочно достигает нескольких сотен тысяч атмосфер, а угол внутреннего трения измеряется в десятых долях градуса, тогда как в грунтах межгранулярное давление и поровое давление (термин, являющийся относительно новым) обычно не превышает нескольких атмосфер, а угол внутреннего трения может быть более 40°».

Как было указано Л. Юргенсоном (1973), неудовлетворительность старой терминологии обусловлена особенностями механики осадочных отложений и грунтов, что требует рассмотрения разнообразных факторов прочности, включая давление, вызванное водой (табл. 2. II).

СЖИМАЕМОСТЬ ПЕСЧАНЫХ И ГЛИНИСТЫХ ОСАДОЧНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

Сжимаемость c может быть определена как степень изменения объема ∂V в соответствии с изменением приложенного напряжения σ , отнесенная к единице объема V :

$$c = - \frac{1}{V} \left(\frac{\partial V}{\partial \sigma} \right). \quad (2.72)$$

Имеется несколько различных употреблений термина «сжимаемость», которые появляются в литературе в зависимости от метода определения: 1) объемная сжимаемость, 2) поровая

сжимаемость, 3) сжимаемость пласта, 4) сжимаемость твердого материала породы, 5) псевдообъемная сжимаемость (табл. 2.III).

Хотя в лабораториях механики грунтов в течение более 50 лет проводилось много исследований по уплотнению (сжимаемости) глин и глинистых сланцев, эти испытания были ограничены в значительной мере областью низких давлений (менее 70,3 кгс/см²). В тот же период в испытаниях по влиянию высоких ограничивающих (всесторонних) давлений на консолидированные осадочные породы давления превышали 1055 кгс/см². Большинство исследователей использовали в своих лабораторных экспериментах главным образом хорошо консолидированные песчаники или известняки.

К. Ф. Кнутсон и Б. Ф. Бохор [Knutson and Bohor, 1963] проводили испытания на породах-коллекторах нефти, типичных для района побережья Мексиканского залива Техаса — Луизианы (ортокварциты до известковистых субграувакк). Ван дер Кнаап и А. К. Ван дер Влис [Van der Кнаап and Van der Vlis, 1967] определяли сжимаемость неконсолидированных глин и песков из месторождения Боливар-Коастл в Венесуэле.

К. Б. Карпентер и Г. Б. Спенсер [Carpenter and Spencer, 1940] измеряли псевдообъемную сжимаемость различных консолидированных песчаников при решении вопроса, могут или нет отбор флюидов из нефтяных залежей района побережья Мексиканского залива США и вызываемое этим отбором уменьшение объема быть причиной опускания грунта. Они определили псевдообъемную сжимаемость (в см²/кгс) так:

$$\beta = \frac{1}{V_c} \left(\frac{\partial V_{\text{пор}}}{\partial p_t} \right), \quad (2.73)$$

где V_c — первоначальный суммарный объем в см³; $\partial V_{\text{пор}}$ — изменение объема пор в см³, ∂p_t — изменение приложенного давления в кгс/см². Эксперименты К. Б. Карпентера и Г. Б. Спенсера показали, что осадки уплотняются благодаря удалению флюидов из порового пространства.

И. Фэтт [Fatt, 1958 a, b] изучал зависимость между сжимаемостью и составом породы. Он сообщил, что неконсолидированные осадки, которые плохо отсортированы и содержат глину, имеют более высокие значения сжимаемости, чем консолидированные и хорошо отсортированные пески. И. Фэтт [Fatt, 1958 b] обнаружил, что объемная сжимаемость песчаников является функцией состава пород для данных формы зерна и степени отсортированности. Если подразделить песчаники на две группы (одну с хорошо отсортированными, хорошо окатанными зернами, другую с плохо отсортированными, угловатыми зернами), то для каждой группы сжимаемость есть линейная функция количества межзернового материала.

Различные формулы сжимаемости, используемые в литературе

Формула	Определение сжимаемости
Объемная сжимаемость	Изменение суммарного объема ∂V_c при изменении на единицу общего внешнего напряжения $\bar{\sigma}$, отнесенное к единице суммарного объема V_c , при постоянстве порового давления $p_{пор}$ и температуры T
$c_{об} = -\frac{1}{V_c} \left(\frac{\partial V_c}{\partial \bar{\sigma}} \right)_{p_{пор}, T}$	Изменение суммарного объема ∂V_c при изменении на единицу эффективного давления $p_{эф} = \bar{\sigma} - p_{пор}$, отнесенное к единице суммарного объема V_c , при постоянстве общего внешнего напряжения $\bar{\sigma}$ и температуры T
$c_{об} = -\frac{1}{V_c} \left(\frac{\partial V_c}{\partial p_{эф}} \right)_{\bar{\sigma}, T}$	Определяется в одноосном аппарате сжатия, если поровое давление $p_{пор} = 0$, т. е. $\bar{\sigma} = p_{эф}$. Относительная пористость e равна объему пор $V_{пор}$, разделенному на объем твердых зерен $V_{тв}$. $e = V_{пор}/V_{тв} = \varphi/(1 - \varphi)$, где φ — пористость в долях от общего объема, h — толщина образца в одноосном аппарате сжатия, t — в толстостенном цилиндре
$c_{об} = -\frac{1}{e + 1} \left(\frac{\partial e}{\partial p_{эф}} \right)$	Изменение порового объема $\partial V_{пор}$ при изменении на единицу внешнего напряжения $\bar{\sigma}$, отнесенное к единице порового объема $V_{пор}$, при постоянстве порового давления $p_{пор}$ и температуры T
или	Изменение порового объема $\partial V_{пор}$ при изменении на единицу эффективного давления $p_{эф}$, отнесенное к единице порового объема $V_{пор}$, при постоянстве общего внешнего напряжения $\bar{\sigma}$ и температуры T
$c_{пор} = -\frac{1}{V_{пор}} \left(\frac{\partial V_{пор}}{\partial p_{эф}} \right)_{\bar{\sigma}, T}$	
Поровая сжимаемость	
$c_{пор} = -\frac{1}{V_{пор}} \left(\frac{\partial V_{пор}}{\partial \bar{\sigma}} \right)_{p_{пор}, T}$	
или	
$c_{пор} = -\frac{1}{V_{пор}} \left(\frac{\partial V_{пор}}{\partial p_{эф}} \right)_{\bar{\sigma}, T}$	

Сжимаемость пласта (поровая сжимаемость у некоторых авторов)

$$c_{пл} = -\frac{1}{V_{пор}} \left(\frac{\partial V_{пор}}{\partial p_{пор}} \right)_{\sigma, T}$$

Сжимаемость твердого материала породы

$$c_{ТВ} = -\frac{1}{V_{ТВ}} \left(\frac{\partial V_{ТВ}}{\partial p_{пор}} \right)_{\sigma = p_{пор}, T}$$

$$c_{ТВ} = -\frac{1}{V_{ТВ}} \left(\frac{\partial V_{ТВ}}{\partial \sigma} \right)_{\sigma = p_{пор}, T}$$

Псевдообъемная сжимаемость

$$c_{поб} = -\frac{1}{V_c} \left(\frac{\partial V_c}{\partial p_{пор}} \right)_{\sigma, T}$$

Коэффициент сжимаемости

$$a_v = -\frac{de}{dp}$$

Изменение порового объема $\partial V_{пор}$ при изменении на единицу порового давления $p_{пор}$, отнесенное к единице порового объема $V_{пор}$, при постоянстве общего внешнего напряжения σ и температуры T

Изменение объема твердого материала породы $\partial V_{ТВ}$ при изменении на единицу внешнего напряжения σ , отнесенное к единице объема твердого материала породы $V_{ТВ}$, при постоянной температуре. Если испытание образца проводится без обжима, то внешнее напряжение будет равно поровому давлению ($\sigma = p_{пор}$)

Изменение суммарного объема ∂V_c при изменении на единицу порового давления $p_{пор}$, отнесенное к единице суммарного объема V_c , при постоянстве внешнего напряжения σ и температуры T

Изменение относительной пористости de при изменении на единицу эффективного ограничивающего давления dp

Примечание. При вычислении объемной и поровой сжимаемости можно либо использовать во всех случаях начальный суммарный V_c или поровой $V_{пор}$ объем, либо измерять объемы при каждом давлении, для которого рассчитывается сжимаемость. В первом случае результаты более удобно наносить на график

Методика лабораторных исследований, применявшаяся И. Фэттом [Fatt, 1958b], была аналогична методике К. Б. Карпентера и Г. Б. Спенсера [Carpenter and Spencer, 1940], однако в первом случае флюиды выжимались под постоянным внешним давлением с уменьшением порового объема, а не при повышении внешнего напряжения. Считается, что это близко воспроизводит условия эксплуатации нефтяной залежи. Методика И. Фэтта [Fatt, 1958 b] состояла в приложении постоянного внешнего напряжения к образцу керна и уменьшении или увеличении порового давления. Его аппарат одновременно измерял изменения как суммарного, так и порового объема при комнатной температуре. Изменения объема керна в камере давления измерялись при помощи линейного потенциометра, который позволял измерять движение до $2,54 \cdot 10^{-3}$ см.

Ван дер Кнаап [Van der Knaap, 1959] отмечал, что поровая сжимаемость возрастает с уменьшением пористости. Некоторыми исследователями было высказано предположение, что в определенном диапазоне между минимальным и максимальным давлениями зависимость между поровой сжимаемостью и логарифмом давления может быть аппроксимирована прямой линией. Было обнаружено, что прямолинейная зависимость существует между логарифмами объемной сжимаемости и «эффективного» давления, которое в данном случае было равно непосредственно приложенной осевой нагрузке, так как поровое давление было атмосферным [Van der Knaap and Van der Vlis, 1967]. Объемная сжимаемость неконсолидированных глин и песков уменьшалась с увеличением давления вышележащих пород (рис. 2.21). На основании своих исследований Ван дер Кнаап и А. К. Ван дер Влис сделали заключение, что слои глины и песка уплотняются почти до одинаковой степени, при этом основное различие состоит в том, что низкая проницаемость глин для воды препятствует мгновенному уплотнению и фактор времени приобретает важное значение.

Р. Х. Миде [Mcade, 1968] в своей классической работе по уплотнению содержащих пресные воды аллювиальных глин, алевролитов и алевролитистых песков в Калифорнии обнаружил, что потеря порового объема, которая происходит в результате уплотнения под эффективными давлениями вышележащих осадков в диапазоне $3-70$ кгс/см², составляет в среднем около 0,3 единицы относительной пористости ($e = V_{\text{пор}}/V_{\text{ТВ}}$) или около 15 % суммарного объема тонкозернистых осадочных отложений. Р. Х. Миде констатировал, что, когда создаются условия для меньшего уплотнения промежуточных прослоев более грубозернистых песков и гравия, уменьшение общего объема аллювиальных осадков составляет примерно 12 % в интервале давлений $10-70$ кгс/см² на западном борту долины Сан-Хоакин и около 10 % в диапазоне давлений $3-33$ кгс/см² в долине Санта-Клара, штат Калифорния. Факторами, которые непосредственно влияют

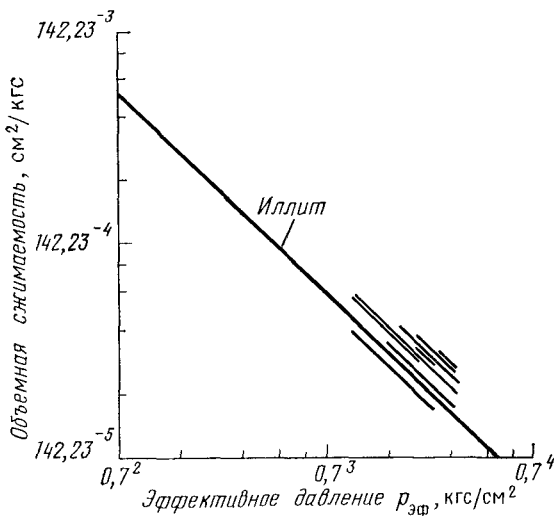


РИС. 2 21. Сжимаемость ряда образцов песков из постэодеповых отложений месторождения Боливар—Коастл, Венесуэла. Кривая для иллита дана по Дж. В. Чилингару и Л. Найту (1960, с. 104); (по Ван дер Кнаалу и А. К. Ван дер Влису, 1967, с. 90)

на сжимаемость мелководных морских и аллювиальных осадков, являются средний размер частиц, их отсортированность, количество монтмориллонитовой глины, относительное содержание способного к обмену катиона натрия по сравнению с катионами кальция и магния в глинистых минералах, присутствие скелетов диатомей и, вероятно, содержание слюды.

Значения сжимаемости неконсолидированных песков и глин составляют $14,2 (10^{-3}—10^{-5}) \text{ см}^2/\text{кгс}$ в интервале давлений $7—700 \text{ кгс/см}^2$. Дж. Чилингарян и др. [Chilingarian et al., 1973a] установили, что значения объемной сжимаемости $[c_{об} = (-1/V_c) \cdot (\partial V_c / \partial p_{эф})_{p_t}]$ неконсолидированных песков колеблются в диапазоне $10,5 \cdot 10^{-3}—4,3 \cdot 10^{-4} \text{ см}^2/\text{кгс}$ в интервале эффективных давлений $0—210 \text{ кгс/см}^2$, тогда как величины поровой сжимаемости $[c_{пор} = (-1/V_{пор}) (\partial V_{пор} / \partial p_{эф})_{p_t}]$ колеблются в диапазоне $14,2 (10^{-3}—10^{-4}) \text{ см}^2/\text{кгс}$ в том же интервале давлений при использовании аппарата гидростатического сжатия (где давления равны в направлениях x , y и z). Эти значения выше примерно на $55—100\%$ тех, которые были получены при помощи аппаратуры одноосного сжатия. Различные возможные условия нагрузки на осадки представлены на рис. 2.22.

Значения объемной сжимаемости, которые получены при уплотнении насыщенной морской водой монтмориллонитовой глины с помощью аппарата гидростатического сжатия ($7,1 \times$

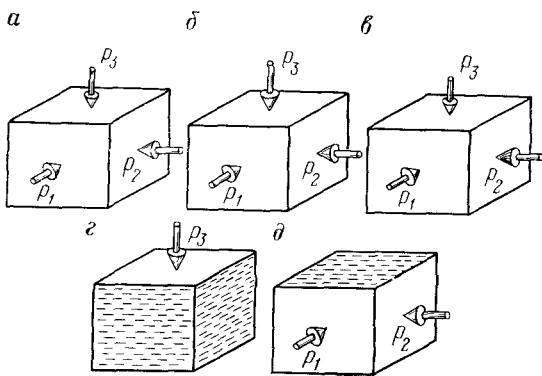


РИС. 2.22. Классификация нагрузок уплотнения (по К. Т. Савабини и др., 1974, с. 133):

a — полиосная нагрузка ($p_1 \neq p_2 \neq p_3$), называемая некоторыми исследователями трехосной; *б* — гидростатическая нагрузка ($p_1 = p_2 = p_3$); *в* — трехосная нагрузка ($p_1 = p_2 \neq p_3$), называемая некоторыми исследователями двухосной; *г* — одноосная нагрузка (четыре стороны, параллельные напряжению p_3 , остаются стационарными), называемая некоторыми исследователями двухосной; *д* — двухосная нагрузка ($p_1 = p_2$ и стороны, параллельные этим двум напряжениям, остаются стационарными)

$\times 10^{-3} - 4,1 \cdot 10^{-4}$ см²/кгс), оказались примерно на 300—500 % выше, чем те же величины, полученные при одноосной нагрузке ($2,6 \cdot 10^{-3} - 7,6 \cdot 10^{-5}$ см²/кгс) в диапазоне приложенных манометрических давлений (28—1400 кгс/см²).

Значения сжимаемости консолидированных песчаников, глинистых сланцев и карбонатов ниже и колеблются в пределах $14,2(10^{-5} - 10^{-7})$ см²/кгс в интервале давлений 35—1050 кгс/см² (рис. 2.23). Сжимаемость неконсолидированных песков, по-видимому, очень близка к сжимаемости глин. Неконсолидированные пески обладают такой же сжимаемостью, как и глины, или еще большей. Значения сжимаемости для песков, полученные в аппарате гидростатического уплотнения, обычно примерно

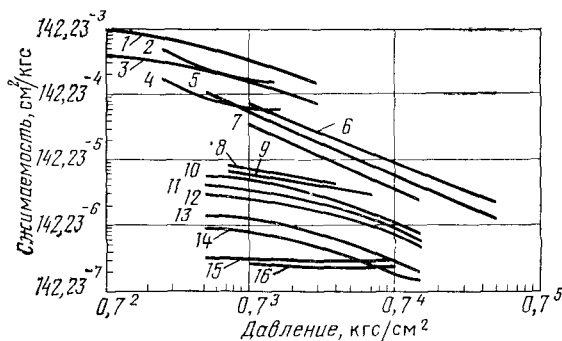


РИС. 2.23. Графики зависимости между сжимаемостью и приложенным давлением для неконсолидированных песков, иллитовой глины, известняка, песчаников и глинистых сланцев (по Дж. В. Чилингаряну и др., 1973а, рис 1).

в 2 раза выше величин, определенных при помощи аппаратуры одноосного сжатия. К. Т. Савабини и др. [Sawabini et al., 1974] установили, что сжимаемость породы увеличивается с увеличением содержания полевых шпатов.

Таблица к рис. 2 23

№	Исследователь	Тип породы	Тип приложенного давления	Сжимаемость
1	2	3	4	5
1	Дж. В. Чилингарян и др. (1973а)	Неконсолидированный аркозовый песок ¹ Калифорнии	Гидростатическое	Поровая $[-(1/V_{пор}) \times (\partial V_{пор}/\partial p_{эф}) \bar{\sigma}]$
2	К. А. Колхас и Ф. Г. Миллер (1969)	Неконсолидированный песок Калифорнии	Одноосное	Поровая
3	Дж. В. Чилингарян и др. (1973а)	Неконсолидированный аркозовый песок ¹ Калифорнии	Гидростатическое	Объемная $[-(1/V_c) (\partial V_c/\partial p_{эф}) \bar{\sigma}]$
4	К. А. Колхас и Ф. Г. Миллер (1969)	Неконсолидированный песок Калифорнии	Одноосное	Объемная
5	Дж. В. Чилингарян и др. (1973а)	Иллитовая глина ² (АНИ № 35) (влажная)	То же	Объемная $[-(1/e+1) (de/dp_{эф})]$
6	То же	То же (сухая)	„	Объемная $[-(1/h) (dh/dp_{эф})]$
7	К. Ф. Кнутсон и Б. Ф. Бохор (1963)	Свита Репетто ¹ (зона Грабб) (влажная)	Эффективное ограничивающее	«Поровая» $[-(1/V_{пор}) \times (\partial V_{пор}/\partial \bar{\sigma}) p_{пор}]$
8	К. Ф. Кнутсон и Б. Ф. Бохор (1963)	Известняк ¹ Лансинг-Канзас-Сити (влажный)	То же	
9	К. Б. Карпентер и Г. Б. Спенсер (1940)	Песчаник Вудбайн (влажный)	„	«Псевдообъемная» $[-(1/V_c) (\partial V_{пор}/\partial p)]$
10	И. Фэтт (1958b)	Полевошпатовая граувакка ³ (№ 10) (влажная)	Эффективное ограничивающее ⁴	Объемная $[-(1/V_c) \times (\partial V_c/\partial p_t) p_{пор}]$
11	И. Фэтт (1958b)	Граувакка ³ (№ 7) (влажная)	Эффективное ограничивающее	
12	И. Фэтт (1958b)	Полевошпатовая ³ граувакка ³ (№ 11) (влажная)	То же	
13	И. Фэтт (1958b)	Каменная граувакка ³ (№ 12) (влажная)	„	
14	И. Фэтт (1958b)	Полевошпатовый кварцит ³ (№ 20) (влажный)	„	
15	А. Л. Подно и др. (1968)	Глинистый сланец Грин-Ривер (сухой)	„	То же
16	А. Л. Подно и др. (1968)	То же (влажный)	„	„

¹ Насыщенные пластовой водой.

² Насыщенная дистиллированной водой.

³ Насыщенная керосином.

⁴ Эффективное ограничивающее давление $p_{эф} = (\bar{\sigma} - 0,85 p_{пор})$, где $\bar{\sigma}$ — общее напряжение за счет вышележащих пород, $p_{пор}$ — поровое давление.

ВЛИЯНИЕ СЖИМАЕМОСТИ ПОРОДЫ НА ОЦЕНКУ ЗАПАСОВ НЕФТИ

Уравнение материального баланса для пласта конечных размеров, содержащего недонасыщенную нефть, может быть представлено в следующем виде:

$$\frac{N_d}{N} = \frac{B_{об.нач}}{B_{об}} \left[\frac{S_{н.нач}c_n + S_{в.нач}c_v + c_{пор}}{1 - S_v} \right] (p_{нач} - p), \quad (2.74)$$

где N — начальные геологические запасы нефти в пласте, N_d — объем добытой товарной нефти, приведенной к нормальным условиям; p — давление пластового флюида ($p_{нач} > p > p_{нас}$); $p_{нач}$ — начальное давление пластового флюида; $p_{нас}$ — давление насыщения; $B_{об}$ — объемный коэффициент пласта (отношение объема в пластовых условиях к объему в нормальных условиях); $B_{об.нач}$ — начальный объемный коэффициент пласта; $c_{пор}$ — поровая сжимаемость [$c_{пор} = (1/V_{пор}) (\partial V_{пор}/\partial p_{пор})_{\bar{\sigma}, T}$, где $V_{пор}$ — поровый объем, $p_{пор}$ — давление порового пластового флюида, $\bar{\sigma}$ — среднее внешнее давление, T — температура]; c_n — сжимаемость нефти, c_v — сжимаемость воды; $S_{в.нач}$ — начальная водонасыщенность; $S_{н.нач}$ — начальная нефтенасыщенность.

Таким образом, значение поровой сжимаемости $c_{пор}$ в уравнении (2.74) зависит от его численной величины по сравнению с суммой $S_{н.нач}c_n + S_{в.нач}c_v$ [Scorer and Miller, 1974]. При давлениях насыщения сжимаемость нефти колеблется в пределах $(7,1-35,0) \cdot 10^{-5}$ см²/кгс, тогда как сжимаемость воды составляет около $4,3 \cdot 10^{-5}$ см²/кгс.

Эффективная сжимаемость газа в газовых залежах может быть оценена с помощью следующего уравнения:

$$c_{г.эф} = c_g + \frac{c_v S_v + c_{пор}}{S_g}. \quad (2.75)$$

Поскольку c_g обычно намного больше, чем $c_{пор}$, последней можно пренебречь. В глубокозалегающих пластах и особенно в неконсолидированных отложениях $c_{пор}$ имеет почти тот же порядок величины, что и c_g , которая уменьшается с возрастанием давления. Как было указано Дж. Д. Скорером и Ф. Г. Миллером [Scorer and Miller, 1974, с. 16], уравнение (2.75) должно постоянно переоцениваться по мере того, как меняется давление, и любая попытка использовать среднюю сжимаемость газа в уравнениях течения может привести к серьезным ошибкам.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- Аникиев К. А. Аномально-высокие пластовые давления в нефтяных и газовых месторождениях.— Труды ВНИГРИ, вып. 233. Л., Недра, 1964.
Бахтин В. В., Маргирисова А. О. Изменение плотности и пористости глинистых пород в зависимости от глубины их залегания.— Геология нефти и газа, 1972, № 10, с. 57—60.

Богомолов Г. В. Проблема поровых растворов в геологии. Минск, Наука и техника, 1973.

Калинко М. К. Основные закономерности распределения нефти и газа в земной коре. М., Недра, 1964.

Карпова Г. В. Глинистые минералы и их эволюция в терригенных отложениях. М., Недра, 1972.

Казинцев Е. А. Поровые растворы майкопской толщи Восточного Предкавказья и методика отжима поровых вод при высоких температурах.— В кн.: Поровые растворы и методы их изучения. Минск, Наука и техника, 1968, с. 178—190.

Козельский И. Т., Матвеев А. К. Зависимость между литологической характеристикой осадочных пород угленосных отложений и их геофизическими параметрами.— В кн.: Современные проблемы геологии и геохимии горючих ископаемых. М., Наука, 1973, с. 184—191.

Красинцева В. В., Корунова В. В. Влияние давления и температуры на состав отжатых растворов во время уплотнения глин.— В кн.: Поровые растворы и методы их изучения. Минск, Наука и техника, 1968, с. 191—204.

Крюков П. А. Растворы горных пород, грунтов и илов. Новосибирск, Наука, 1971.

Крюков П. А., Жучкова А. А. Физико-химические явления, связанные с выделением растворов из горных пород.— В кн.: Современные представления о связанной воде в породах. М., изд. Лаборатории гидрогеологических проблем им. Ф. П. Саваренского, 1963, с. 95—105.

Посохов Е. В. Формирование химического состава подземных вод (основные факторы). 2-е изд. Л., Гидрометеиздат, 1969.

Шишкина О. В. Методы исследования морских и океанических иловых вод.— В кн.: Поровые растворы и методы их изучения. Минск, Наука и техника, 1968, с. 167—176.

Bear J., 1972. Dynamics of Fluids in Porous Media. American Elsevier, New York, N. Y., 764 pp.

Bear J., Zaslavsky D. and Irmay S., 1968. Physical Principles of Water Percolation and Seepage. UNESCO, Paris.

Bentor Y. K., 1961. Some geochemical aspects of the Dead Sea and the question of its age. Geochim. Cosmochim. Acta, 25: 239—260.

Berner R. A., 1971. Principles of Chemical Sedimentology. McGraw-Hill, New York, N. Y., 240 pp.

Berry F. A. F., 1969. Origin and tectonic significance of high fluid pressures in California coast ranges. J. Pet. Technol., 21: 13—14.

Berry F. A. F., 1973. High fluid potentials in California coast ranges and their tectonic significance. Bull. Am. Assoc. Pet. Geol., 57: 1219—1249.

Bolt G. H., 1956. Physico-chemical analysis of the compressibility of pure clays. Geotechnique, 6: 86—93.

Bredehoeft J. D. and Hanshaw B. B., 1968. On the maintenance of anomalous fluid pressure, I. Thick sedimentary sequences. Geol. Soc. Am. Bull., 79: 1097—1106.

Bryant W. R., 1973. Consolidation of marine clays. Paper presented at ONR Symposium and Workshop on the Physical and Engineering Properties of Deep-Sea Sediments, April 24—27, 23 pp.

Carpenter C. B. and Spencer G. B., 1940. Measurements of compressibility of consolidated oil-bearing sandstones. U. S. Bur. Min. Rep. Invest., No. 3540, 20 pp.

Cheng J. T., 1973. The effect of pressure and temperature on pore volume compressibility of reservoir rock. M. S. Thesis, Texas A & M Univ., College Station, Texas, 44 pp.

Chilingar G. V. and Adamson L. G., 1964. Does some migration of oil occur in a gaseous form? Proc. 22nd Int. Geol. Congr., New Delhi, Sec. 1, Part 1: 64—70.

Chilingar G. V. and Knight L., 1960. Relationship between pressure and moisture content of kaolinite, illite and montmorillonite clays. Bull. Am. Assoc. Pet. Geol., 44: 101—106.

Chilingar G V, Rieke III H H and Robertson Jr, J O, 1963 Relationship between high overburden pressure and moisture content of halloysite and dickite clays Geol Soc Am Bull, 74 1041—1048

Chilingar G V, Rieke III H H, Sawabini C T and Ershaghi I, 1969 Chemistry of interstitial solutions in shales versus that in associated sandstones SPE 2527, 44th AIME Fall Meet, Denver, Colo, 8 pp

Chilingarian G V and Rieke III H H, 1968 Data on consolidation of fine-grained sediments J Sediment Petrol, 38 811—816

Chilingarian G V, Sawabini C T and Rieke III H H, 1973a Comparison between compressibilities of sands and clays J Sediment Petrol, 43 529—536

Chilingarian G V, Sawabini C T and Rieke III H H, 1973b Effect of compaction on chemistry of solutions expelled from montmorillonite clay saturated in sea water Sedimentology, 20 391—398

Cooper Jr H H, 1966 The equation of ground water flow in fixed and deforming coordinates J Geophys Res, 71 4785—4790

Darcy H, 1856 Les Fontaines Publiques de la Ville de Dijon Victor Dalmont, Paris

Degens E T, 1964 Geochemistry of Sediments Prentice-Hall, Englewood Cliffs, N J, 342 pp

Degens E T and Chilingar G V, 1967 Diagenesis of subsurface waters In G Larsen and G V Chilingar (Editors), Diagenesis in Sediments Elsevier, Amsterdam, pp 447—502

Degens E T and Epstein S, 1962 Relationship between $^{18}\text{O}/^{16}\text{O}$ ratios in coexisting carbonates, cherts, and diatomites Bull Am Assoc Pet Geol, 46 534—542

Degens E T, Hunt J M, Reuter J H and Reed W E, 1964 Data on the distribution of amino acids and oxygen isotopes in petroleum brine waters of various geologic ages Sedimentology, 3 199—225

De Sitter L U, 1947 Diagenesis of oil field brines Bull Am Assoc Pet Geol, 31 2030—2040

De Wiest R J M, 1966 On the storage coefficient and the equation of groundwater flow J Geophys Res, 71 1117—1122

Dickey P A, 1972 Migration of interstitial water in sediments and the concentration of petroleum and useful minerals Proc 29th Int Geol Congr, Montreal, Que, Sect 5, pp 3—16

Dickey P A, Shriram C R and Paine W R, 1968 Abnormal pressures in deep wells of southwestern Louisiana Science, 160 609—615

Dickinson G, 1951 Geological aspects of abnormal reservoir pressures in the Gulf Coast region of Louisiana, U S A Proc 3rd World Petrol Congr, 1 1—17

Fatt I, 1958a Pore structure in sandstones by compressible sphere pack models Bull Am Assoc Pet Geol, 42 1914—1923

Fatt I, 1958b Compressibility of sandstones at low to moderate pressures Bull Am Assoc Pet Geol, 42 1924—1957

Fertl W H and Tumko D J, 1970a Occurrence and significance of abnormal pressure formations Oil Gas J, 68(1) 97—108

Fertl W H and Tumko D J, 1970b How abnormal pressure detection techniques are applied Oil Gas J, 68(2) 62—71

Fertl W H and Tumko D J, 1970c Association of salinity variations and geopressures in soft and hard rocks 11th Porf Well Log Analysts Symp, Los Angeles, Calif, May, pp 1—24

Fowler Jr, W A 1968 Pressure, hydrocarbon accumulation and salinities—Chocolate Bayou field, Brazoria County SPE 2226, 43rd AIME Fall Meet Houston, Texas, September, 9 pp

Gibson R E, 1958 The progress of consolidation in a clay layer increasing in thickness with time Geotechnique, 8 171—182

Graf D L, Meents W F, Friedman T and Shump N F, 1966 The origin of saline formation waters, Calcium chloride waters Ill State Geol Surv Circ, No 397, 60 pp

Gullikson D M, Caraway W H and Gates G L, 1961 Chemical analysis and electrical resistivity of selected California oilfield waters U S Bur Min, Rep Invest, No 5736, 21 pp

Hawkins M E, Dietzman W D and Pearson C A, 1964 Chemical analysis and electrical resistivities of oilfield brines from field in east Texas U S Bur Min, Rep Invest, No 6422, 20 pp

Hawkins M E, Dietzman W D and Seward J M 1963a Analysis of brines from oilproductive formations in South Arkansas and North Louisiana U S Bur Min Rep Invest, No 6282, 28 pp

Hawkins M E, Jones C W and Pearson C A, 1963b Analysis of brines from oilproductive formations in Mississippi and Alabama U S Bur Min, Rep Invest, No 6167, 22 pp

Hedberg H D, 1926 The effect of gravitational compaction on the structure of sedimentary rocks Bull Am Assoc Pet Geol 10 1035—1072

Hedberg H D, 1936 Gravitational compaction of clays and shales Am J Sci, 31 241—287

Hedberg H D, 1974 Relation of methane generation in undercompacted shales, shale diapirs, and mud volcanoes Bull Am Assoc Petrol Geol, 58 661—673

Hedberg W H, 1967 Pore water chlorinities of subsurface shales Ph D Dissertation, Univ of Wisconsin, Madison, Wisc, 121 pp

Hergert F, 1973 Variation of rock stresses with depth at a Canadian iron mine Int J Rock Mech Min Sci, 10 37—51

Hoshino K, Koide H, Inami K, Iwamura S and Mitsui S, 1972 Mechanical properties of Japanese Tertiary sedimentary rocks under high confining pressures Geol Surv Japan Rep, 244, 200 pp

Hottman C E and Johnson R K, 1965 Estimation of formation pressures from logderived shale properties J Pet Technol, 16 717—722

Hubbert M K, 1940 The theory of groundwater motion J Geol, 48 785—944

Hubbert M K and Rubey W W, 1959 Role of fluid pressure in mechanics of overthrust faulting I Mechanics of fluid-filled porous solids and its application to overthrust faulting Geol Soc Am Bull, 70 115—166

Jacob C E, 1940 The flow of water in an elastic artesian aquifer Trans Am Geophys Union, 21 574—586

Jacob C E, 1950 Flow of groundwater In H Rouse (Editor), Engineering Hydraulics, John Wiley and Sons, New York, N Y, pp 321—386

Jurgenson L, 1973 Perplexity caused by the term hydrostatic stress Geotechnique, 23 448—450

Katz D L and Ibrahim M A, 1971 Threshold displacement pressure considerations for caprocks of abnormal—pressure reservoirs SPE 3222, 5th Conf on Drilling and Rock Mechanics, Austin, Texas

Knutson C F and Bohor B F, 1963 Reservoir rock behavior under moderate confining pressure In C Fairhurst (Editor), Rock Mechanics Pergamon, New York, N Y, pp 627—658

Kohlhaas C. A and Miller F G, 1969 Rock compaction and pressure-transient analysis with pressure-dependent rock properties SPE 2563, AIME Fall Meet, Denver, Colo, 7 pp

Lo K Y, 1969 The pore pressure-strain relationship of normally consolidated undisturbed clays I Theoretical considerations Can Geotech J, 6 383—394

Long G, Negha S and Rubino E, 1970 Pore fluids in shales and their geochemical significance In G D Hobson and G C Speers (Editors), Advances in Organic Geochemistry Pergamon, New York, N Y, pp 191—217

Magara K, 1974 Compaction, ion filtration, and osmosis in shale and their significance in primary migration Bull Am Assoc Pet Geol, 58 283—290

Manheim F T, 1966 A hydraulic squeezer for obtaining interstitial water from consolidated and unconsolidated sediments U S Geol Surv Prof Paper, 550C 256—261.

Manheim F. T. and Sayles F. L., 1970. Brines and interstitial brackish water in drill cores from the deep Gulf of Mexico. *Science*, 170: 57—61.

Meade R. H., 1964. Removal of water and rearrangement of particles during the compaction of clayey sediments—review. *U. S. Geol. Surv. Prof. Paper*, 497B: 1—23.

Meade R. H., 1968. Compaction of sediments underlying areas of land subsidence in central California. *U. S. Geol. Surv. Prof. Paper*, 497D: 1—39.

Mitchell J. K., 1960. The application of colloidal theory to the compressibility of clays. In: R. H. G. Parry (Editor), *Interparticle Forces in Clay—Water—Electrolyte Systems*. CSIRO, Melbourne, Vic., pp. 2/92—2/97.

Myers L. L., 1963. *Dynamic Phenomena of Sediment Compaction in Matagorda County, Texas*. Thesis, Univ. of Houston, Houston, Texas, 62 pp.

Overton H. L. and Timko D. J., 1969. The salinity factor: a tectonic stress indicator in marine sands. *Oil Gas J.*, 67(40): 115—124.

Pandey G. N., Tek M. R. and Katz D. L., 1974. Diffusion of fluids through porous media with implications in petroleum geology. *Bull. Am. Assoc. Pet. Geol.*, 58: 291—303.

Perrier R. and Quiblier J., 1974. Thickness changes in sedimentary layers during compaction history; methods for quantitative evaluation. *Bull. Am. Assoc. Pet. Geol.*, 58: 507—520.

Philip J. R., 1969a. Moisture equilibrium in swelling soils, 1. Basic theory. *Aust. J. Soil Res.*, 7: 121—141.

Philip J. R., 1969b. Moisture equilibrium in swelling soils, 2. Applications. *Aust. J. Soil Res.*, 5: 1070—1077.

Podio A. L., Gregory A. R. and Gray K. E., 1968. Dynamic properties of dry and watersaturated Green River Shale under stress. *J. Soc. Pet. Eng.*, 8: 389—404.

Raghavan R., 1974. Consolidation and rebound processes in one-dimensional porous columns. *J. Geophys. Res.*, 79: 1687—1698.

Raghavan R. and Miller F. G., 1975. Mathematical analysis of sand compaction. In: G. V. Chilingar and K. Wolf (Editors), *Compaction of Coarse—Grained Sediments*, 1. Elsevier, Amsterdam, pp. 403—524.

Rall C. G. and Wright J., 1953. Analysis of formation brines in Kansas. *U. S. Bur. Min. Rep. Invest.*, No. 4974, 40 ppp.

Ramsay J. G., 1967. *Folding and Fracturing of Rocks*. McGraw-Hill, New York, N. Y., 568 pp.

Rieke III H. H., Chilingar G. V. and Robertson Jr., J. O., 1964. High-pressure (up to 500,000 psi) compaction studies on various clays. *Proc. 22nd Int. Geol. Congr.*, New Delhi, 15/22—38.

Rieke III H. H. and Chilingarian G. V., 1974. *Compaction of Argillaceous Sediments*. Elsevier, Amsterdam, 424 pp.

Robertson E. C., 1967. Laboratory consolidation of carbonate sediments. In: A. F. Richards (Editor), *Marine Geotechnique*. Univ. of Illinois Press, Urbana, Ill., 326 pp.

Samuels S. G., 1950. The effect of base exchange on the engineering properties of soils. *Build. Res. Stn. (Great Britain) Note C 176*, 16 pp.

Sawabini C. T., Chilingar G. V. and Allen D. R., 1974. Compressibility of unconsolidated, arkosic oil sands. *Soc. Pet. Eng. J.*, 14: 132—138.

Schmidt G. W., 1971. Interstitial water composition and geochemistry of deep Gulf Coast shales and sands. M. S. Thesis, Univ. of Tulsa, Tulsa, Okla.

Schmidt G. W., 1973. Interstitial water composition and geochemistry of deep Gulf Coast shales and sandstones. *Bull. Am. Assoc. Pet. Geol.*, 57: 321—337.

Scorer J. D. T. and Miller F. G., 1974. A review of reservoir rock compressibility, and its relationship to oil and gas recovery. *Inst. Pet. (London)*, 74-003: 25 pp.

Siever R., Beck K. C. and Berner R. A., 1965. Composition of interstitial waters of modern sediments. *J. Geol.*, 73: 39—73.

Skempton A. W., 1953. Soil mechanics in relation to geology. *Proc. Yorks. Geol., Soc.*, 29: 33—62.

- Smith J. E.*, 1971a. Shale compaction. *Soc. Pet. Eng. J.*, 13: 12—22.
- Smith J. E.*, 1971b. The dynamics of shale compaction and evolution of pore-fluid pressures. *Math. Geol.*, 3: 239—263.
- Smith J. E.*, *Erdman J. G.* and *Morris D. A.*, 1971. Migration, accumulation and retention of petroleum in the earth. *Proc. 8th World Pet. Congr., Moscow*, 8: 13—26.
- Sorby H. C.*, 1908. On the application of quantitative methods to the study of the structure and history of rocks. *J. Geol. Soc. Lond.*, 64: 171—232.
- Terzaghi K.* and *Peck R. P.*, 1968. *Soil Mechanics in Engineering Practice*. John Wiley and Sons, New York, N. Y., 729 pp.
- Thompson T. L.*, 1973. Application of plate tectonics to petroleum exploration at continental margins. *Bull. Am. Assoc. Pet. Geol.*, (Abst.), 57: 1844—1845.
- Timm B. C.* and *Maricelli J. J.*, 1953. Formation waters in southwest Louisiana. *Bull. Am. Assoc. Pet. Geol.*, 37: 394—409.
- Van der Knaap W.*, 1959. Non-linear behavior of elastic porous media. *Trans. Soc. Pet. Eng., AIME*, 216: 179—186.
- Van der Knaap W.* and *Van der Vlis A. C.*, 1967. On the cause of subsidence in oilproducing areas. *Proc. 7th World Pet. Congr., Mexico City*, 3: 85—95.
- Von Engelhardt W.* and *Gaida K. H.*, 1963. Concentration changes of pore solutions during the compaction of clay sediments. *J. Sediment. Petrol.*, 33: 919—930.
- Wallace W. E.*, 1965. Application of electric log measured pressure to drilling problems and a new simplified chart for well site pressure computation. *Log Analyst*, 6: 4—10.
- Weaver C. E.* and *Beck K. C.*, 1969. Changes in the Clay—Water System with Depth, Temperature and Time. OWRR Proj. No. A-008-GA, Soc. Ceram. Eng., Georgia Institute of Technology, Atlanta, Ga., WRC-0769, 95 pp.
- White D. E.*, 1965. Saline waters of sedimentary rocks. In: A. Young and J. E. Galley (Editors), *Fluids in Subsurface Environments—Am. Assoc. Pet. Geol., Mem.*, 4: 342—366.
- Williams D. G.*, *Brown W. O.* and *Wood J. J.*, 1965. Cutting drilling costs in high-pressure areas. *Oil Gas J.*, 63(41): 145—152.
- Wright J.*, *Pearson C.*, *Kurt E. T.* and *Watkins J. W.*, 1957. Analysis of brines from oil-productive formations in Oklahoma. U. S. Bur. Min. Rep. Invest., No. 5326, 71 pp.

ГЛАВА 3

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ОБНАРУЖЕНИЯ И ОЦЕНКИ АНОМАЛЬНЫХ ПЛАСТОВЫХ ДАВЛЕНИЙ

ВВЕДЕНИЕ

Акустические свойства верхней части земной коры изучаются с различными целями, например, при сейсмологических исследованиях землетрясений, в сейсморазведке, при акустическом каротаже скважин. При этом исследуется примерно один и тот же диапазон скоростей, но в совершенно разных диапазонах частот и длин волн [Thurber, 1959]. Диапазон скоростей, встречаемых в осадочных разрезах, схематически показан на рис. 3.1.

Развитие и усовершенствование методов получения, обработки и интерпретации геофизических (сейсморазведочных) данных особенно в последние годы позволили не только выполнять структурные построения (определять элементы залегания пластов в осадочных бассейнах), важные для геологии нефти и газа. Сегодня высококачественные сейсморазведочные материалы при их правильной интерпретации позволяют изучать несколько характеристик, хотя и не всегда удается измерить отдельные параметры и определить влияние каждого из них.

Решаются следующие задачи:

- 1) определение интервальных (пластовых) скоростей;
- 2) изучение литологии и стратиграфии и их изменений по разрезу;

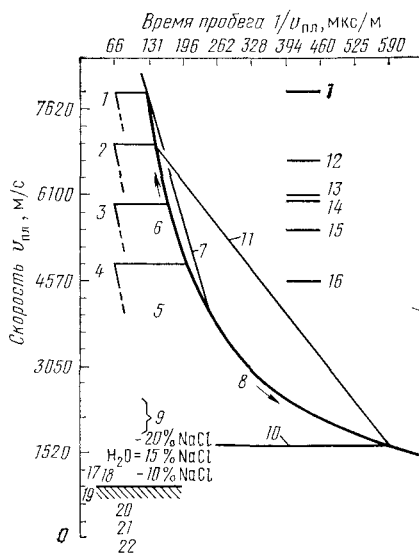


РИС. 3.1. Диапазон скоростей, на блюдаемых в разрезах осадочных пород (по К. Х. Терберу, 1959). С разрешения „Oil and Gas Journal“.

1 — доломит; 2 — известняк; 3 — песчаник; 4 — глинистый сланец; 5 — глина с $v_{пл}$ редко свыше 3964 м; 6 — уплотнившиеся породы; 7 — смесь доломита и глины; 8 — рыхлые породы; 9 — глина и песчаная глина; 10 — несцементированный песок, водонасыщенный на 100%; 11 — смесь известняка с водой; 12 — кальцит; 13 — ангидрит; 14 — гранит; 15 — кварц; 16 — соль; 17 — нефть; 18 — спирт; 19 — воск; 20 — аллювий; 21 — метан; 22 — воздух

3) оценка геологического возраста и среднего геотермического градиента;

4) изучение влияния боковых складкообразующих напряжений в региональном масштабе;

5) прямое обнаружение скоплений углеводородов, особенно газовых залежей на небольших глубинах (метод «яркого пятна»);

6) выявление естественных и искусственных нефтегазопоявлений на морском дне;

7) изучение морского дна и верхней части осадков (например, погребенных древних ледниковых долин и пр.) для нужд морского бурения и добычи;

8) обнаружение зон аномальных пластовых давлений, определение глубины их кровли и количественная оценка этих давлений.

В настоящей работе делается акцент на использование геофизических, особенно сейсморазведочных данных для определения литологии пласта, глубин залегания его кровли и зоны аномальных давлений, а также количественной их оценки до бурения скважины. Эти задачи являются крайне актуальными при планировании бурения скважин, особенно поисковых (т. е. при выборе промысловых жидкостей и конструкции скважины, прогнозе скорости бурения и т. п.) в условиях больших глубин моря и в отдаленных малоисследованных районах в Арктике, пустынях или джунглях, где бурение связано с большими затратами средств.

АНАЛИЗ ДАННЫХ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ

Определение пластовых скоростей по сейсморазведочным данным не ново и практикуется на протяжении многих лет (Green, 1938; Duerbaum, 1954; Dix, 1955; Musgrave, 1962]. Существует несколько способов расчета пластовых скоростей часто с использованием высокоскоростных методов обработки материалов [Amenson and Darby, 1969; Yancy et al, 1969; Beitzel and Davis, 1973; Boylston and Looney, 1973]. Все эти способы основываются на элементарном анализе материалов МОВ, который сводится [Pennebaker, 1968a] к следующему.

Рассмотрим рис. 3.2. Пусть линия SS —поверхность Земли. Предположим, что пункт взрыва O расположен на поверхности. Когда взрыв заряда взрывчатых веществ в точке O создаст акустический импульс, продольные сейсмические колебания расходятся во все стороны от точки взрыва. Волны, распространяющиеся по вертикали, достигают залегающей на глубине поверхности RR , отражаются от нее и возвращаются к поверхности SS , проходя путь OPO . Взрывные волны проходят также и по бесчисленному множеству других траекторий, по диагонали, достигают плоскости RR (путь OT) и возвращаются в результате

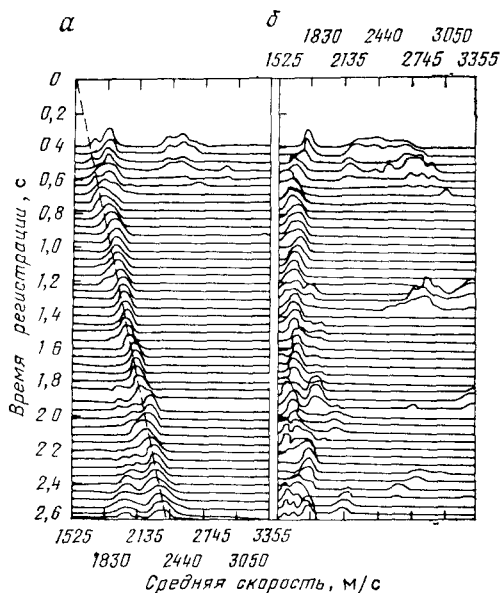


РИС 3.3 Результаты анализа скоростей на одной из морских площадей штата Луизиана (по Е. Б. Реннольдсу, 1970). С разрешения „World Oil“.

а — качественные отражения с единичными случайными кратными волнами, *б* — материал низкого качества из-за почти полного отсутствия полезных отражений и преобладания кратных волн

значение средней скорости. Исходя из окончательно подобранных значений скорости строят график зависимости средней квадратической скорости от времени прихода отражений (глубины) (рис. 3.3). При помощи этого графика можно построить график зависимости интервальных скоростей от глубины, для чего необходимо каждый интервал глубин, устанавливаемый, например, с шагом 304,8 м, разделить на половину разности времен между кровлей и подошвой исследуемого интервала.

Поскольку интервальная скорость (термин, употребляемый в основном сейсморазведчиками) есть величина, обратная интервальному времени пробега акустической волны (термин, чаще используемый геологами, промысловыми геофизиками и специалистами-буровиками), график зависимости скорости от глубины можно легко перестроить в график зависимости интервального времени от глубины. В результате данные сейсморазведки представляются в форме диаграммы акустического каротажа с той лишь разницей, что интервальное время дается осредненным для больших интервалов глубин, а не для пластов мощностью 1 м или несколько метров, как на диаграммах акустического каротажа (рис. 3.4)

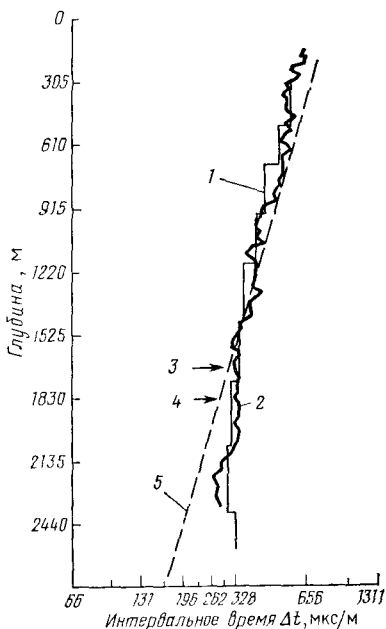


РИС. 3.4. Сопоставление интервальных времен пробега упругой воды, вычисленных по данным сейсморазведки, с фактическими, наблюдаемыми в источнике (по Е. Б. Рейнольдсу, 1973) С разрешения The Society of Petroleum Engineers.

1 — прогноз по данным сейсморазведки; 2 — интегральные значения по данным акустического каротажа; 3 — кровля зоны АВПД (фактическая); 4 — кровля зоны АВПД (прогнозная); 5 — линия нормального уплотнения пород

расстановок длиной 3220 м, почти повсеместно высоким качеством материалов, значительной плотностью сети профилей и вариациями скоростей в умеренном диапазоне (2134—3354 м/с).

Л. Р. Лауден и др. (Louden et al., 1971) приводят информацию о прогнозных и фактических глубинах залегания пластов в условиях прочных пород по скважине, пробуренной в Мидконтиненте, в бассейне Анадарко, штат Оклахома. Сравнение прогнозируемых и фактических данных показано в табл. 3.1, а детальный прогнозируемый геологический разрез приведен в табл. 3.11.

В данном конкретном практическом случае точность прогноза увеличивается с глубиной. Это объясняется применением

Важным практическим выводом из такого анализа скоростей является прогнозирование литологии пород и глубин их залегания до бурения скважин. Полезность этой информации очевидна для правильного решения задач планирования бурения скважин. Проиллюстрируем это фактическими материалами, полученными в условиях как рыхлых пород (песчано-глинистых разрезов), так и в разрезах, сложенных прочными породами (карбонатами и пр.).

А. Ф. Вебер и Дж. О. Пенхоллоу [Woeber and Penhollow, 1973] недавно выполнили статистическое исследование точности прогноза глубины залегания различных литологических разностей по материалам скоростного анализа данных сейсморазведки в песчано-глинистых разрезах на Техасском побережье Мексиканского залива. В 80 % случаев ошибка составляет 1—2 % в диапазоне глубин 1524—3659 м, тогда как для глубин свыше 3659 м точность довольно быстро снижается и на глубинах больше 4573 м только в 50 % случаев ошибка не превышает 2 %. Такую точность авторы объясняют использованием

Таблица 3.1

Сопоставление фактических глубин залегания пород разной литологии с прогнозными, получаемыми по данным сейсморазведки. Скв. Фаррар I в бассейне Анадарко, штат Оклахома (по Л. Р. Лаудену и др., 1971)

Кровля пласта	Глубина, м	
	прогнозная	фактическая
Коричневый доломит	1600	1433
Репер Атока	4314	4198
Известняковый репер	4680	4716
Репер Морроу	5256	5171
Репер Спрингер	6250	6280
Массивные карбонаты	6845	6808

специальных модификаций сейсморазведки, позволяющих точно картировать только глубокозалегające горизонты, так как в исследуемом районе разрез на небольших глубинах достаточно изучен бурением. Заметим, что на глубинах свыше 6098 м точность прогноза глубины залегания пластов составляет 30,5—36,6 м (по сопоставлению с глубинами, установленными бурением и промысловой геофизикой). Это соответствует относительной ошибке меньше 1 %.

В благоприятных условиях анализ скоростей может быть использован для прогноза и определения глубин залегания зон аномальных пластовых давлений и оценки их интенсивности. Обычно в песчано-глинистых разрезах интервальные скорости возрастают (интервальное время убывает) с глубиной [West, 1950; Kaufman, 1953; Dix, 1955; Sarmiento, 1961]. Поэтому можно установить нормальную линию этого изменения, отражающую нормальное возрастание гидростатических пластовых давлений. Поскольку в зонах АВПД наблюдаются повышенные значения пористости по сравнению с нормальными для этих глубин (см. главы 1,5), величины интервального времени в соответствующих зонах АВПД интервалах также оказываются повышенными, т. е. наблюдаются отклонения Δt от нормальных значений в сторону их увеличения в пластах АВПД. Степень этого отклонения от «нормальных» значений есть мера интенсивности АВПД.

Для количественных оценок порового давления могут быть использованы эмпирически полученные корреляционные зависимости между интервальной скоростью [Репебакер, 1968а] или интервальным временем и ожидаемым градиентом пластового давления или удельным весом промывочной жидкости, необходимым для уравновешивания АВПД [Hottman and Johnson, 1965].

Очевидно, что такие корреляционные зависимости будут неодинаковыми в разных третичных бассейнах, расположенных

Таблица 3.П

Прогноз геологического разреза, выполненный для скважины Фаррар I по данным сейсморазведки (приблизительное положение отражающих границ показано стрелками) с привлечением данных региональных геологических исследований (по Л. Р. Лаудену и др., 1971)

Глубина, м	Возраст, литология		
	Пермь	Гвадалупский	Глина Дог Крик Ангидрит Элк Сити
305		Леонардский	Глина Фла уэрлот
610			
915			Ангидрит Веллингтон
1220			
1525	→	Вулфкэм-ский	Долонит Браун
1830			Переслаивание глины и известняка
			Преимущественно глина серая, слю- дистая, известняк и граувакково-ар- козовый песчаник
2135	Пенсиль- вании	Виргиль- ский	Переслаивание известняка и глины с при- сутствием аркозowego песчаника и алев- ролита
2745			Группа Дуглес Известняковый конгломерат с прослойки глины Глина светло серая, кальцитовая, алевритистая, с чешуйками, слюды Песок тонкава
3050		Миссурий- ский	Глина серая, со слюдой, алевритистая, конгломе- рат песчанистый
			Алевролит
3355			Известняк Хогшутер
			Известняк тонкозернистый, кремнистый (зона Лэй-Фор)
			Алевролит глина
3660			чекерборд Песок Клэрленд
3965		Десмоин- ский	Группа Чероки Известняк, глина Известковистый конгломерат с прослойками темной угленосной глины
4270	→	Атока	Группа Кребс Песчаник алевролит
4575			Переслаивание песчаника и алевролита с глиной темно серой до черной, угленосной, ломкой
4880			Глина темно-серая до черной угленосная, с просло- ями известняка
5185		Морроу	Редкие прослои лигнита и коричневой вязкой гли- нь
			Верхний песчаник Морроу
			Верхняя глина Морроу, мягкая, слюдистая, серая
5795	→		Средний песчаник Морроу (Скво Белли), глаукони- товый известковистый
6100			Нижняя глина, Морроу, серая, слюдистая, пластин- чатая до блоковой Песок от тонко- до грубозернистого, серый, извест- ковистый, с прослойками глин, хрупкий

Глубина м		Возраст, литология	
6405	Миссиссиппий	Честерский	Спрингер
			Мощный песчаник от тонко до грубозернистого, чистый и с примесями, субокатанный, с прослоями глины темно-серой, слюдястой
6710			Годдард
			Глина темно-серая, слюдястая, твердая, кальцитистая в нижней части
7015			Известняк нижний Честер
			Известняк оолитовый, светло-серый до коричневого, с фауной, переслаивающийся с глиной темно-серой, слюдястой
7320	Девон	Мераменский	Известняк
		Осэйдж	Кремнистый известняк
		Вудфорд	Угленосная глина
7625	Силур	Хантон	Известняк, доломит
7930	Ордовик	Силван	Глина, доломит
		Ваюла	Известняк, доломит
		Симпсон	Переслаивание песчаника, известняка, доломита и зеленых глинистых сланцев
8235		Арбакл	Известняк, доломит
8540	Кембрий		

в различных частях земного шара (рис. 3.5). Различными будут и корреляционные зависимости, полученные для электрического сопротивления глин и градиента АВПД в главах 5 и 8 (см. рис. 8.20).

В табл. 3.III приведены результаты расчетов, выполненных Е. С. Пеннебакером [Pennebaker, 1968a] по данным сейсморазведки. Значения скоростей в табл. 3.III есть средние скорости, рассчитанные от уровня моря до глубины залегания каждого отражающего горизонта. На рис. 3.6 показан полученный в результате этих расчетов график зависимости интервального времени (с шагом 304,8 м по глубине) от глубины. Заметим, что Е. С. Пеннебакер в этом конкретном случае использует логарифмический масштаб глубин. Однако предпочтительнее применять все же линейную шкалу глубин; это удобно для сопоставления таких графиков с графиками других параметров — индикаторов АВПД, которые строятся обычно с использованием линейного масштаба глубин.

Заметим, что на рис. 3.6 интервальное время уменьшается с глубиной в части разреза, где пластовые давления являются нормальными гидростатическими, а в зоне АВПД наблюдается увеличение значений интервального времени ниже отметки 3354 м. В сейсморазведке эти аномалии давно и хорошо известны. Они выделялись на сейсмограммах как зоны частичной или полной потери отражений (корреляции). Поскольку эти аномалии, характеризующиеся инверсией скоростей, часто связаны с появлением в разрезе отложений определенного типа, в част-

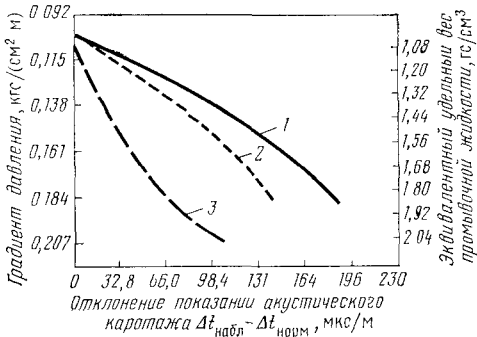
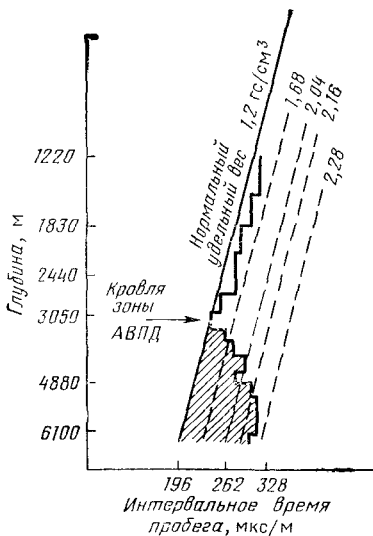


РИС. 35 Графики зависимости между интервальным временем пробега акустической волны и отнесенным к глубине поровым давлением (или эквивалентным удельным весом промывочной жидкости) для различных третичных бассейнов.

1 — Северное море, 2 — Южно-Китайское море; 3 — нефтегазоносный бассейн Мексиканского залива США

ному уплотнению пород в данном районе или бассейне, как признак АВПД, необходимо иметь независимо получаемую информацию о литологии изучаемых пород. Другими словами, недостаток знаний о литологии и возрасте основных комплексов в разрезе может привести к ошибочной интерпретации. Е. Б. Рейнольдс [Reynolds, 1970] приводит пример значительного влияния



ности, мощных глинистых толщ или крупных соляных массивов, А. В. Масгроу и В. Г. Хик [Musgrave and Hicks, 1966] предложили использовать данные сейсморазведки с привлечением данных гравиметрии для разграничения мощных глинистых тел ($v_{пл} < 3048$ м/с, см. рис. 3.1) и соляных тел ($v_{пл} \approx 4573$ м/с, см. рис. 3.1).

Однако, для того чтобы интерпретировать отклонения интервальной скорости (или интервального времени) от нормальной тенденции, соответствующей нормаль-

ному уплотнению пород в данном районе или бассейне, как признак АВПД, необходимо иметь независимо получаемую информацию о литологии изучаемых пород. Другими словами, недостаток знаний о литологии и возрасте основных комплексов в разрезе может привести к ошибочной интерпретации. Е. Б. Рейнольдс [Reynolds, 1970] приводит пример значительного влияния литологии на характер изменения интервальной скорости по разрезу скважины в южной части Миссисипского бассейна (рис. 3.7), США. На рис. 3.8 показано резкое изменение интервального времени в кровле мощного карбонатного комплек-

РИС. 3.6. Графики зависимости интервального времени от глубины, полученные по данным сейсморазведки, и эквивалентные значения удельного веса промывочной жидкости для одной из скважин побережья Мексиканского залива, США (по Е. С. Пеннебакуру, 1968). С разрешения „World Oil“

Таблица 3 III

Двойное время регистрации отражений и средняя скорость, определенные в одной из скважин бассейна Мексиканского залива США (по Е. С. Пеннебакеру, 1968а)

Номер отражающего горизонта	T_0 , с	Средняя скорость, м/с	Глубина, м
1	1,060	2316	1228
2	1,104	2256	1245
3	1,534	2590	1987
4	1,651	2700	2229
5	1,700	2697	2293
6	1,895	2773	2628
7	1,935	2835	2742
8	2,000	2804	2804
9	2,175	2926	3182
10	2,235	2963	3311
11	2,280	2987	3405
12	2,328	2993	3483
13	2,439	3063	3736
14	2,480	3078	3817
15	2,530	3057	3867
16	2,675	3087	4130
17	2,733	3084	4215
18	2,915	3124	4553
19	2,968	3155	4681
20	3,014	3140	4731
21	3,028	3200	4845
22	3,137	3158	4953
23	3,190	3115	4968
24	3,289	3114	5120
25	3,505	3170	5555
26	3,520	3170	5579
27	3,569	3170	5641
28	3,614	3140	5673

Примечание. T_0 — двойное время регистрации отражения от опорной поверхности (уровня моря) до точки на отражающей поверхности непосредственно под пунктом взрыва.

са на глубине около 6707 м в скважине в штате Оклахома, которая ранее рассматривалась в связи с прогнозом глубины залегания пластов [Louden et al., 1971].

В настоящее время при правильной интерпретации данных сейсморазведки точность прогноза глубины кровли зоны АВПД в среднем составляет около ± 152 м, а точность оценки порового давления около $\pm 0,12$ гс/см³ (в единицах удельного веса промывочной жидкости, эквивалентных градиенту АВПД) достигнута более чем в 50 % случаев, исследованных Е. Б. Рейнольдсом [Reynolds, 1973]. В табл. 3.IV сравниваются прогнозные и фактические значения глубины залегания кровли зоны АВПД и их интенсивности по нескольким поисковым скважинам, пробуренным в США и за их пределами, а на рис. 3.9 и 3.10 результаты этого сравнения показаны в графическом виде.

Другие примеры успешного использования данных сейсморазведки для оценки пластовых давлений в морских скважинах Северного моря и шельфа в штате Луизиана приведены в главе 9 (см. рис. 9.8, 9.13).

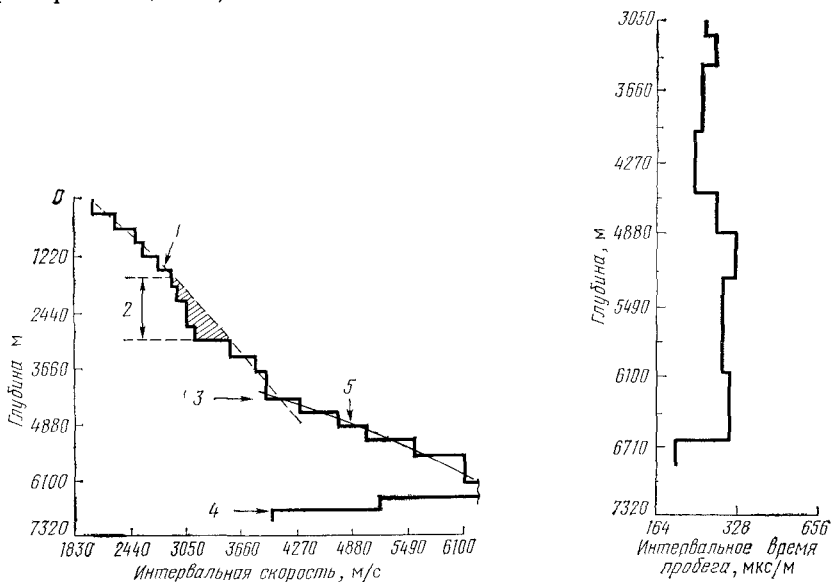


РИС 3.7 Влияние резких изменений литологии на положение линии нормального уплотнения, Миссисипи, США (по Е. Б. Рейнольдсу, 1970). С разрешения „World Oil“.

1 — нормальное уплотнение песков и глин, 2 — несцементированные, 3 — кровля солей Хеннсвил, 4 — возможное положение кровли песчаника Норфлет, 5 — уплотнение солей и карбонатов

РИС. 3.8 Зона АВПД в пенсильванской глине Атока характеризуется уменьшением скорости (возрастанием интервального времени) с глубиной в интервале 4268—4573 м. Отметим также резкое уменьшение интервального времени в кровле миссисипских карбонатов на глубине около 6707 м (по Л. Р. Лаудену и др., 1971) С разрешения „World Oil“

Таблица 3 IV

Сопоставление данных о глубинах залегания зон АВПД и величинах давлений, прогнозированных по материалам сейсморазведки и фактических установленных бурением 26 поисковых скважин в США и других странах (по Е. Б. Рейнольдсу, 1973)

Скважина	Глубина кровли зоны АВПД, м		Величина пластового давления в пересчете на удельный вес промысловой жидкости, гс/см ³	
	прогнозная	фактическая	прогнозная	фактическая
1	3870	3810	2,1	1,8
2	1372	1311	1,68	2,2
3	1890	1981	1,44	1,76
4	1219	1585	1,38	1,21
5	1160	1219	1,20	1,17
6	1219	1219	1,94	1,80
7	—	792	1,08	< 1,20
8	823	—	1,80	1,08
9	701—823	548—792	< 1,20	1,13
10	1494	1707	1,98	1,80
11	1250—1890	1753	1,20—1,32	1,20
12	2743	2682	—	1,45
13	1372	1494	—	1,14
14	1280	1433	1,24	1,12
15	1524—2438	914—2225	< 1,32	1,38
16	1829	1798	1,34	1,48
17	2591	2514	2,04	2,04
18	2256	1067—2316	1,38	1,51
19	1280	2500	—	1,74
20	2377	1860	1,32	1,42
21	1524	1219	1,52	1,44
22	1524	1402	1,20	1,14
23	2103	1981	1,44	1,44
24	2438	1524	1,56	2,11
25	1829	1762	1,32	1,34
26	1372	1463	1,38	1,16

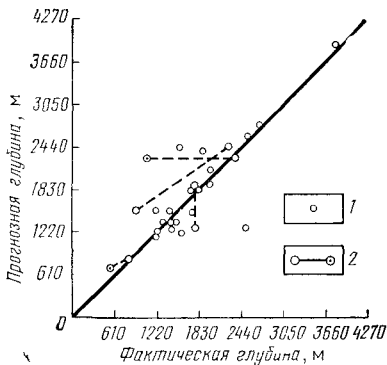


РИС. 3.9. Сравнение прогнозных и фактических глубин залегания кровли зон АВПД в скважинах на территории США и других стран (по Е. Б. Рейнольдсу, 1973).

1 — прогнозные значения; 2 — разброс прогнозных значений для некоторых скважин

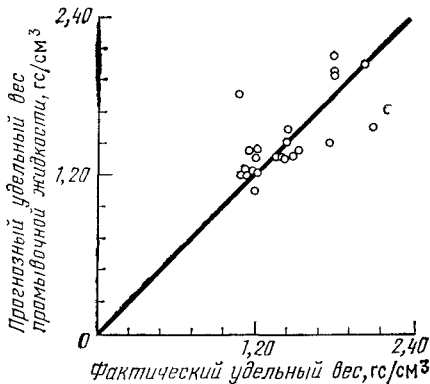


РИС. 3.10. Сравнение прогнозных и фактически использованных величин удельного веса промывочной жидкости в скважинах на территории США и других стран (по данным Е. Б. Рейнольдса, 1973).

Точками показаны прогнозные значения удельного веса промывочной жидкости

Сравнение прогнозных значений удельного веса промывочной жидкости, получаемых по данным сейсморазведки, с результатами оценки АВПД по данным акустического (АК) и индук-

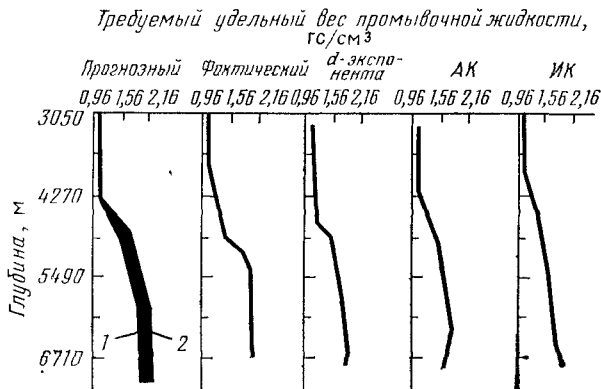


РИС. 3.11. Сравнение фактических значений удельного веса промывочной жидкости с вычисленными по сейсморазведочным данным и определенными по параметру бурения (*d*-экспонента, см. главу 4), по материалам акустического и индукционного каротажей (по Л. Р. Лайдену и др., 1971). С разрешения „World Oil“.

1 — минимум; 2 — максимум

ционного (ИК) каротажей, а также с фактическими величинами удельного веса промывочной жидкости, используемой при бурении глубокой скважины в штате Оклахома, приведено в табл. 3.V и иллюстрируется рис. 3.11. Следует обратить внимание на высокую достоверность прогноза удельного веса по всему разрезу вплоть до глубины 7317 м.

В табл. 3.VI дополнительно приводятся данные по скважине, пробуренной на побережье Мексиканского залива США в песчано-глинистом разрезе. Практическое значение столь высокоточного и достоверного прогноза АВПД для планирования бурения скважины — составления рецептуры промывочных жидкостей и выбора конструкции скважины (см. главу 6) — очевидно с финансовой и инженерной точек зрения и исходя из требований техники безопасности.

Базируясь на таких данных о пластовых давлениях и литологии, получаемых с помощью сейсморазведки и других дополнительных источников информации, можно сделать еще один шаг вперед и попытаться дать прогноз механической скорости бурения до заложения скважины. Для этого используются эмпирически полученные уравнения, например, как это описано в главе 4.

Еще раз обратимся к табл. 3.VI, в которой приведено одно из первых опубликованных сравнений прогнозируемых и фактических значений параметров, представляющих интерес для буровой службы [Reppelbaker, 1968b]. По данным бурения этой глубокой скважины в штате Оклахома прогнозируемые значения скорости бурения оказались в пределах $\pm 15\%$ от ее фактических значений до 3354 м и далее ниже 4268 м. В интервале 3354—4268 м точность прогноза была всего около 50% (1,52 м/ч вместо фактических 2,29 м/ч). Это объясняется, возможно, тем, что при бурении данного интервала использовали новый тип долота с фигурными зубьями [Louden et al., 1971].

Хотя в рассмотренных выше примерах приведены весьма впечатляющие случаи удачного прогноза, использование сейсморазведочных данных связано с рядом возможных ограничений (Reynolds et al., 1971). К ним относятся:

- 1) наличие крутопадающих пластов [Levin, 1969];
- 2) ошибки при внесении кинематических поправок [Shugart, 1969];
- 3) наличие сбросов;
- 4) многократные отражения [Dix, 1955; Yansey et al., 1969];
- 5) погрешности при внесении статических поправок [Yansey et al., 1969];
- 6) ошибки за счет искривления траектории сейсмической волны [Dix, 1955];
- 7) анизотропность среды [Postma, 1955; Vander Stoep, 1966];
- 8) погрешности при интерпретации [Amenson and Darby, 1969].

Таблица 3V

Сопоставление фактических и прогнозных значений удельного веса промывочной жидкости по скв. Фаррар I в бассейне Анадарко, штат Оклахома (по Л. Р. Лаудену, 1971)

Глубина, м	Прогнозируемое давление, выраженное в эквивалентной величине удельного веса промывочной жидкости (гс/см ³), по данным			Фактический удельный вес промывочной жидкости, гс/см ³
	сейсморазведки	АК	ИК	
3962	1,08	1,05	1,06	1,07
4270	1,08	1,06	1,06	1,15
4572	1,24	1,15	1,44	1,38
4880	1,62	1,63	1,54	1,56
5182	1,75	1,69	1,58	1,84
5486	1,87	1,76	1,68	2,00
5791	1,98	1,81	1,73	2,02
6100	2,05	1,90	1,78	2,02
6400	2,05	1,93	1,87	2,02
6705	2,05	1,84	1,90	2,02
На забое	2,05	1,81	1,98	2,02

Таблица 3.VI

Сопоставление прогнозных и фактических значений удельного веса промывочной жидкости и конструкций скважины по одной из скважин побережья Мексиканского залива США (по Е. С. Пеннебакеру, 1966b)

Конструкция скважины и параметры	Прогнозные оценки	Фактические величины
Глубина башмака кондуктора, м	762,0	763,5
Глубина кровли зоны АВПД, м	3200	3109
Глубина, на которой поровое давление соответствует эквивалентной величине промывочной жидкости с удельным весом 1,44 гс/см ³ , м	3383	3353
Глубина установки промежуточной колонны, м	3383	3315
Глубина установки хвостовика, м	—	3548
Поровое давление в эквивалентных единицах промывочной жидкости (гс/см ³) на глубине, м:		
3208	—	1,27
3383	1,44	—
3446	—	1,78
3752	—	> 1,99
3962	2,04	—
4256	—	> 2,08
Максимальный удельный вес промывочной жидкости, гс/см ³	2,18	2,17
Скорость бурения (м/ч) на глубине 1220 м	21,3	23,2
То же, на глубине 2743 м	4,27	5,9

АНАЛИЗ ДАННЫХ ГРАВИРАЗВЕДКИ

Поскольку глины с аномально-высоким поровым давлением характеризуются аномально-низкой плотностью (см. главу 5), данные гравirazведки могут быть дополнительной информацией, используемой для обнаружения зон АВПД [Цимельзон, 1959; Musgrave and Hicks, 1966]. На рис. 3.12 схематически показана нормальная тенденция изменения с глубиной плотности соли и глинистых пород в песчано-глинистых разрезах в условиях гидростатических давлений. В условиях АВПД, однако, разница в плотностях соляных масс и глин значительно уменьшается. Из-за этого разделение солей и глин с аномально-высоким поровым давлением по данным только гравиметрии становится практически невозможным.

Т. Х. Мак Куллох [Mc Culloh, 1967] в своем глубоком исследовании гравиметрических аномалий, связанных с нефтяными и газовыми залежами в осадочной толще, отмечает: «Значительная разница в плотности ($0,1-0,3 \text{ г/см}^3$) между пористыми коллекторами, насыщенными нефтяными углеводородами, и теми же коллекторами, насыщенными водой, и значительно большая разница ($0,2-0,6 \text{ г/см}^3$) между такими коллекторами и непроницаемыми породами оказывается достаточной для создания относительных отрицательных гравитационных аномалий, наблюдаемых на некоторых нефтяных и газовых месторождениях. На других месторождениях для объяснения гравиметрических аномалий требуется предположить наличие аномально-высокой пористости в части резервуара, насыщенной углеводородами, или дефицита плотности, вызванного какой-либо другой причиной».

Поскольку пласты с АВПД характеризуются избыточной пористостью по сравнению с нормальной, высказанное выше положение относится к ним непосредственно. Отсюда следует, что данные гравirazведки могут быть использованы в качестве дополнительной информации при выявлении и оценке зон АВПД.

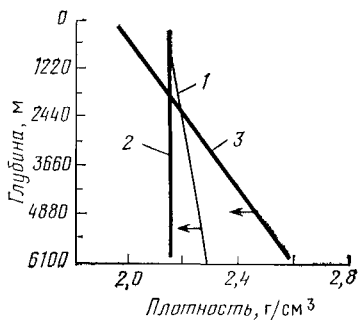


РИС. 3.12 Отклонение плотностей от нормальной глубинной тенденции, наблюдаемой в песчано-глинистых разрезах с гидростатическими пластовыми давлениями, в соленосных массивах и в глинах с АВПД.

1 — глина, 2 — соль, 3 — нормальная линия

ДРУГИЕ ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ

Кроме данных сейсморазведки и гравиразведки, материалы других методов полевой геофизики, например магниторазведки и электроразведки, могут и должны быть использованы при планировании скважин, однако глубинность этих методов с точки зрения исследования зон АВПД относительно невысока [Reynolds et al., 1971].

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- Цимельзон И. О.* Связь между локальными гравитационными аномалиями и тектоникой нефтегазоносных районов.— Изв. высш. учебн. завед. Сер. Нефть и газ, 1959, № 8, с. 13—16.
- Amenson H. L. and Darby E. K.*, 1969. Evaluation of velocity determination from seismic data. Soc. Explor. Geophys., Preprint G-38.
- Beitzel J. E. and Davis J. M.*, 1973. A computer oriented velocity analysis interpretation technique. SEG Paper, 43rd Annu. Int. SEG Meet., Mexico City.
- Boylston L. E. and Looney J. D.*, 1973. An application of digital data processing techniques to velocity computations and conversions. SEG Paper, 43rd Annu. Int. SEG Meet., Mexico City.
- Dix C. H.*, 1955. Seismic velocities from surface measurements. Geophysics, 20: 68—86.
- Duerbaum H.*, 1954. Zur Bestimmung von Wellengeschwindigkeiten aus reflexionsseismischen Messungen. Geophys. Prospect, 2: 151—167.
- Green C. H.*, 1938. Velocity determinations by means of reflection profiles. Geophysics, 3: 295—305
- Hottman C. E. and Johnson R. K.*, 1965. Estimation of formation pressures from logderived shale properties. Trans AIME, 234: 717—722.
- Kaufman H.*, 1953. Velocity functions in seismic prospecting. Geophysics, 18: 289—297.
- Levin F. K.*, 1969. Apparent velocity from dipping interface relations. In: Velocity, Its Measurement and Use — A Symposium. Houston Geological Society, Houston, Texas.
- Louden L. R., Matthews W. R., McClendon R. T., Rehm W. A. and Aud B. W.*, 1971. Ultra-deep drilling guided by seismic data, 1. World Oil, 172: 67—72, May; Part 2, 172: 97—105, June.
- McCulloh T. H.*, 1967. Mass properties of sedimentary rocks and gravimetric effects of petroleum and natural-gaz reservoirs. U. S. Geol Surv. Prof. Paper, 528A, 30 pp.
- Musgrave A. W.*, 1962. Applications of the expanding reflection spread. Geophysics, 27: 981—993.
- Musgrave A. W. and Hicks W. G.*, 1966. Outlining of shale masses by geophysical methods. Geophysics, 31: 711—725.
- Pennebaker E. S.*, 1968a. Seismic data indicate depth, magnitude of abnormal pressures. World Oil, 166: 73—78, June.
- Pennebaker E. S.*, 1968b. An engineering interpretation of seismic data. SPE 2165, 43rd AIME Fall Meet., Houston, Texas, September
- Postma G. W.*, 1955. Wave propagation in a stratified medium. Geophysics, 20: 780—806.
- Reynolds E. B.*, 1970. Predicting overpressured zones with seismic data. World Oil, 171: 78—82, October.
- Reynolds E. B.*, 1973. The application of seismic techniques to drilling techniques. SPE 4643, 48th AIME Fall Meet., Las Vegas, Nev., October.
- Reynolds E. B., May J. E. and Klaveness A.*, 1971. The geophysical aspects of abnormal fluid pressures. In: Abnormal Subsurface Pressure — A Study

Group Report 1969—1971. Houston Geological Society, Houston, Texas, pp. 31—47.

Sarmiento R., 1961. Geological factors influencing porosity estimates from velocity logs. *Bull. Am. Assoc. Pet. Geol.*, 45: 633—644.

Shugart T. R., 1969. A critique of delta—T velocity determinations and a method for automating them. In: *Velocity, Its Measurement and Use—A Symposium*. Houston Geophysical Society, Houston, Texas.

Thurber C. H., 1959. The geo-acoustic spectrum. *Oil Gas J.*, 57: 228—236, October 12.

Van der Stoep D. M., 1966. Velocity anisotropy measurements in wells. *Geophysics*, 30: 900—916.

West S. S., 1950. Dependence of seismic wave velocity upon depth and lithology. *Geophysics*, 15: 653—662.

Woeber A. F. and *Penhollow J. O.*, 1973. The accuracy of depth predictions from velocity profiles on the Texas Gulf Coast. SEG Paper, 43rd Annu. Int. SEG Meet., Mexico City.

Yancy J. D., *Hagen D. C.*, *Slack H. A.* and *Costain J. K.*, 1969. On the interpretation of velocity analyses derived from seismic data. SPE 1122, AIME Offshore Technol. Conf., Houston, Texas, 12 pp.

ГЛАВА 4

ВЫЯВЛЕНИЕ И ОЦЕНКА АНОМАЛЬНЫХ ПЛАСТОВЫХ ДАВЛЕНИЙ ПО ДАННЫМ БУРЕНИЯ

ВВЕДЕНИЕ

Опыт показывает, что наилучшим способом избежать дорогостоящих ошибочных интерпретаций при прогнозировании пластовых давлений является изучение комплекса нескольких измеренных индикаторов давления. Многие такие индикаторы могут быть измерены или наблюдаемы на месте, однако не все они всегда могут быть получены или использованы при необходимости в процессе одной буровой операции. В табл. 4.1 приведена сводка доступных в настоящее время методов, применяемых для выявления и оценки аномально-высоких пластовых давлений.

Все данные, которые могут быть получены, включая буровые и каротажные индикаторы, должны интерпретироваться в комплексе, так как если рассматривать их индивидуально вне связи с другими параметрами, то легко могут быть сделаны ошибочные интерпретации и, как следствие, приняты неправильные решения. Об этом всегда следует помнить. Акцент на необходимость учета всей информации сделан также недавно в заявлении руководителя крупной нефтяной компании: «Обычно мы получали хорошие результаты после бурения пятой или шестой скважины на месторождении. Сейчас мы должны получать хорошие результаты, начиная с самой первой скважины. Наилучшим способом добиться этого является тщательно подготовленный план бурения скважины, который включает всю известную информацию, обоснованные прогнозы относительно неизвестных факторов и обладает достаточной гибкостью, позволяющей отклониться от плана в случае необходимости».

Причины образования давлений, превышающих гидростатические (см. главу 1), различным образом связаны или вообще не связаны с параметрами каротажа или бурения. Кроме того, в песчано-глинистых разрезах толщи с повышенным давлением могут иметь единую покрывку или последовательный ряд запечатывающих барьеров, которые часто сильно различаются по мощности. Соответственно имеются одна или несколько переходных зон, которые могут иметь мощность от нескольких до сотен метров. Ситуация еще более осложняется при наличии сбросов, которые могут служить поверхностями раздела, запеча-

Таблица 4 I

**Методы прогноза, выявления и оценки аномально-высоких
пластовых давлений**

Источник информации	Индикаторы давления	Время регистрации данных
Геофизические методы	Сейсморазведка (скорость сейсмических волн в пласте) Гравиразведка Магниторазведка Электроразведка	До начала бурения
Параметры бурения	Скорость бурения d -экспонента Модифицированная d -экспонента Уравнения скорости бурения Данные о пористости и пластовом давлении по буровым характеристикам Каротаж в процессе бурения Момент вращения бурильного инструмента Увеличение нагрузки на крюке	Во время бурения (без запаздывания)
Параметры промывочной жидкости	Содержание газа в промывочной жидкости Удельный вес промывочной жидкости на выкидной линии Выбросы Температура промывочной жидкости на выкидной линии Удельное сопротивление, концентрация хлоридов и данные других новых методов Уровень и общий объем промывочной жидкости в резервуаре Наполнение скважины промывочной жидкостью Скорость циркуляции промывочной жидкости	Во время бурения (с запаздыванием на время, требуемое для возвращения на поверхность промывочной жидкости)
Параметры шлама глинистых пород	Плотность глин Фактор глин Объем, форма и размер Различные новые методы	Во время бурения (с запаздыванием на время, требуемое для возвращения на поверхность промывочной жидкости)
Каротаж	Электрокаротаж: удельное сопротивление, проводимость, пластовый коэффициент глинистых сланцев, изменение минерализации Акустический каротаж Объемная плотность Водородный показатель	После бурения

Продолжение табл 4 I

Источник информации	Индикаторы давления	Время регистрации данных
Прямые методы измерения давления	Поперечное сечение захвата тепловых нейтронов Ядерно-магнитный резонанс Скважинная гравиметрия Бомбы давления Опробование пластоиспытателем на бурильных трубах Опробование пласта приборами, спускаемыми в скважину	После испытания или заканчивания скважины

Примечание. Другие методы, более или менее прямые, но не такие точные, как перечисленные выше, включают измерение давления на поверхности в подъемных трубах. Для получения пластовых давлений следует к результатам поверхностных измерений прибавить гидростатическое давление флюида в колонне труб.

ывающими зоны повышенных давлений. Вдобавок, изменения литологии, такие как увеличение содержания известкового или алевроитового материала в глинистых сланцах, тем или иным образом будут оказывать влияние на большую часть методов выявления повышенных давлений.

Эти и аналогичные проблемы изменяются в зависимости от местных геологических условий, типа бурового оборудования, промывочной жидкости, техники бурения, опыта и квалификации буровиков, а также от того, является ли скважина вертикальной или наклонной. Однако при всех этих обстоятельствах конечная цель состоит в том, чтобы предотвратить опасность потери циркуляции и прихвата труб из-за разности давлений путем применения промывочной жидкости нужного удельного веса, способной удерживать любые встреченные поровые флюиды аномально-высокого давления в проницаемых пластах.

Принципы контроля за давлением особенно важны в случае бурения с уравнивающим давлением промывочной жидкости. При большом превышении уравнивающего давления промывочной жидкости по сравнению с пластовым давлением не только уменьшается скорость бурения, но и легко может произойти потеря циркуляции и дифференциальный прихват бурильных труб.

Правильный выбор программы поинтервального применения промывочных жидкостей определенного удельного веса и конструкции скважины является важным фактором, обуславливающим стоимость бурения, особенно в районах аномально-высоких давлений. Для того чтобы запроектировать эффективную, экономичную программу поинтервального применения промывочных жидкостей, должны быть известны изменения как градиента разрыва, так и давления поровых флюидов. Если давление, ока-

зывается промывочной жидкостью, превышает предел прочности пласта, может произойти потеря циркуляции с последующим падением гидростатического напора в стволе скважины, что создает условия возможного потенциального выброса.

Получение контрольной информации на современных буровых установках возможно с использованием как относительно простого оборудования, применяемого для контроля за основными параметрами бурения, так и сложных систем сбора и анализа данных с применением расположенных на буровой площадке вычислительных машин. В опубликованном обзоре состояния техники контроля Дж. Л. Кеннеди [Kennedy, 1973] приводит следующие замечания.

«В настоящее время имеются или находятся в действии более 80 установок по сбору и анализу данных бурения, которые включают использование вычислительных машин. Эти установки были применены как вспомогательное средство при бурении более 1000 скважин в различных районах мира.

За последние годы наблюдался быстрый прогресс в разработке приборов и инструментов, достигших высокой степени совершенства. Однако в ближайшем будущем центр тяжести будет перенесен на разработку методов исследования и интерпретации и на то, чтобы сделать обслуживание более практичным и экономичным.

Хотя скважинная телеметрия могла бы обеспечить получение некоторых данных, которые не могут быть собраны с помощью поверхностного оборудования, тем не менее стоимость разработки этого метода вряд ли будет легко оправдана за счет подтверждения или даже небольшого улучшения точности измерений, производимых сейчас надежным оборудованием.

Большая часть современного контрольно-измерительного оборудования используется больше для того, чтобы «избежать осложнений», чем для снижения стоимости метра проходки бурением. Однако «осложнения» включают не только выбросы, но и прихват труб, потерю циркуляции и другие дорогостоящие непредвиденные помехи.

На ближайшие два-три года крупные специализированные обслуживающие фирмы планируют расходы в размере нескольких миллионов долларов на оборудование по сбору и анализу данных для улучшения существующей техники контроля и разработки связанных с этим проблем. Имеющиеся индивидуальные оценки дают среднюю величину расходов одной компании порядка 500 000 долларов.

Современное оборудование приборами буровой установки позволяет собирать точные данные бурения, «не тронутые человеческой рукой». Информация, например, объемная скорость циркуляции, объем в резервуаре, удельный вес промывочной жидкости, температура на выкидной линии, скорость спуска буровых труб и момент вращения, может подаваться на

автоматические сигнальные устройства, предупреждающие о грозящей опасности.

Эти данные бурения могут регистрироваться на ленточных графиках, цифровых бланках, перфолентах или магнитных лентах и передаваться в вычислительный центр непрерывно или периодически. Они могут быть использованы для уточнения программ бурения или планирования будущих скважин. При правильном понимании существующих взаимосвязей и особенностей применяемого оборудования собранные данные могут быть использованы для разработки оптимальных программ бурения, прогноза поровых давлений на забое и планирования каротажных исследований в процессе бурения.

И все же необходима интерпретация данных опытными специалистами».

ПАРАМЕТРЫ БУРЕНИЯ

СКОРОСТЬ БУРЕНИЯ

Поинтервальные изменения скорости бурения использовались в течение многих лет для того, чтобы отличить пески от глинистых сланцев. Однако очевидная связь между скоростью бурения и изменением давления поровых флюидов была замечена только в последнее десятилетие.

В сущности, скорость бурения есть функция веса долота, частоты вращения (обороты в минуту), типа и размера долота, гидравлических условий, промывочной жидкости и параметров пласта [Garnier and Van Lingen, 1959; Somerton, 1959; Maurer, 1962, 1966; Galle and Woods, 1963; Gnirk and Cheatham, 1969].

При контролируемых условиях постоянного веса долота, частоты вращения, типа долота и гидравлики скорость бурения в глинистых сланцах равномерно уменьшается с глубиной. Это происходит за счет повышения степени уплотнения глинистых сланцев. Однако в переходных зонах и в зонах повышенных давлений скорость бурения увеличивается (рис. 4.1, 4.2). Более низкая скорость бурения часто наблюдается в пласте, который служит барьером давления, перекрывающим зону изменения давлений. Любое значительное литологическое изменение в глинистых сланцах (алеувритистые, известковистые глинистые сланцы, аргиллиты и т. п.) также отразится в изменениях скорости бурения.

Данные о скорости бурения следует наносить на график через 1,5—3,0 м в трудно разбуриваемых породах или через 9—15 м в легко разбуриваемых интервалах. Однако интервалы нанесения на график точек по таким данным не должны более чем в 2 раза превышать интервалы нанесения на график точек, соответствующих приращению общей глубины скважины. В настоящее время имеются приборы, которые автоматически нано-

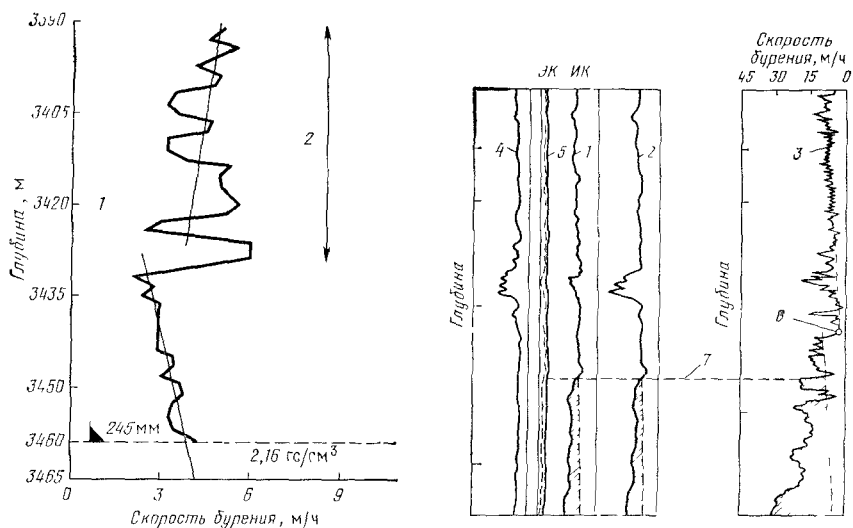


РИС. 41. Скорость бурения в зависимости от глубины в скважине на территории США.

Следует обратить внимание на уменьшение скорости бурения с увеличением глубины, однако ниже глубины 3433 м наблюдается обратная зависимость, обсадная колонна диаметром 245 мм установлена на глубине 3460 м, и конечная глубина скважины достигнута с применением промывочной жидкости с удельным весом $2,16 \text{ гс/см}^3$, 1 — новое до лото, 2 — удельный вес промывочной жидкости $1,50\text{--}1,62 \text{ гс/см}^3$

РИС. 42. Скорость бурения в зависимости от глубины в сопоставлении с диаграммой индукционного и электрического каротажа (по Дж. Р. Джордену и О. Дж. Ширли, 1966) С разрешения „Journal of Petroleum Technology“

Обратите внимание, как в интервалах повышенных давлений удельное сопротивление (в увеличенном масштабе) малога потенциал-зонда (кривая 1) уменьшается, тогда как проводимость (кривая 2) и скорость бурения (3) увеличиваются, 4, 5 — диаграммы соответственно ПС и ИК; 6 — смена долота; 7 — кровля зоны высоких давлений

сят на график скорость бурения в 1 ч в зависимости от глубины.

Независимо от способа регистрации скорости бурения следует установить нормальную тенденцию ее изменения при разбуривании глинистых сланцев в условиях гидростатического давления для сравнения с более быстро разбуриваемыми глинистыми сланцами в условиях аномально-высоких давлений.

По данным Дж. М. Форготсона [Forgotson, 1968], увеличение скорости бурения в глинистых сланцах по сравнению с нормальной более чем в 2 раза указывает на близость залегания пластов-коллекторов с повышенными давлениями флюидов. Наблюдаемые возрастания скорости бурения обуславливаются уменьшением разности между пластовым давлением и давлением столба промывочной жидкости [Mauger, 1966]. Однако на практике такие простые эмпирически установленные зависимости (как, например, двойное увеличение скорости) не всегда применимы.

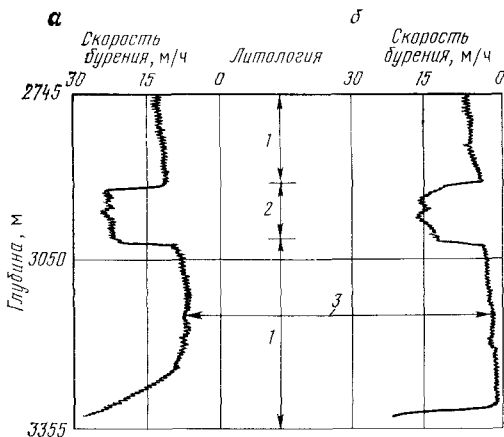


РИС. 4.3. Влияние затупления долота на скорость бурения в переходной зоне (по В. Р. Мэттьюзу, 1969). С разрешения „Oil and Gas Journal“.

а — острое долото, *б* — тупое долото; 1 — глинистый сланец, 2 — песок, 3 — кровля переходной зоны (изменения давлений)

Затупление долота может влиять на скорость бурения и замаскировать изменение скорости бурения за счет повышенных давлений (рис. 4.3). Скорость бурения может даже уменьшаться в случаях, когда колеблется величина момента вращения и воздействие долота на забой скважины становится непостоянным.

Так как не всегда возможно или практически удается поддерживать постоянными вес долота и частоту вращения, был разработан усовершенствованный метод, который позволяет получать график зависимости нормализованной скорости бурения (*d*-экспонента) от глубины.

d-ЭКСПОНЕНТА (НОРМАЛИЗОВАННАЯ СКОРОСТЬ БУРЕНИЯ)

В 1966 году Дж. Р. Джорден и О. Дж. Ширли [Jordan and Shirley, 1966] предложили математический метод для нормализации скорости бурения. Данные, требуемые для вычисления *d*-экспоненты, безразмерной величины, включают скорость бурения, размер (диаметр) долота, нагрузку на долото и частоту вращения:

$$d = \frac{\log (R/60N)}{\log (12W/10^5D)}, \quad (4.1)$$

где *R* — скорость бурения, фут/ч; *N* — частота вращения ротора,

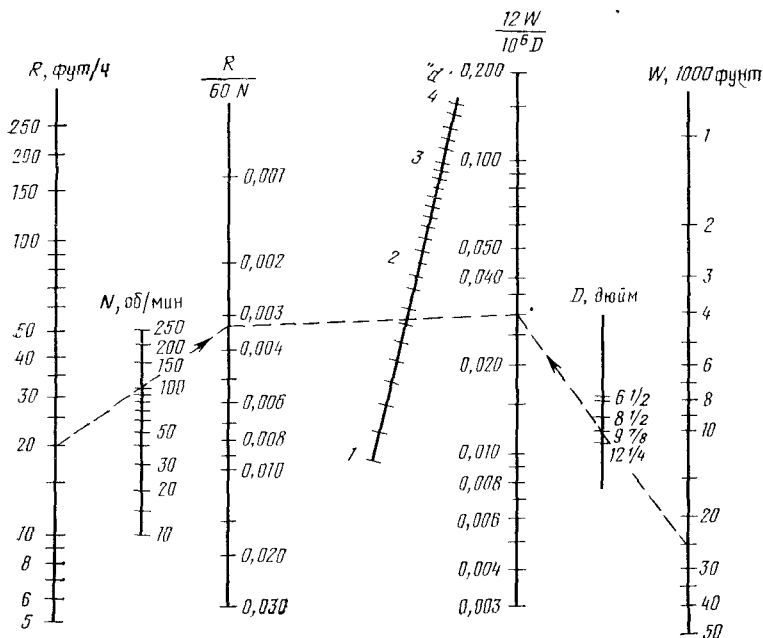


РИС. 4.4. Номограмма для определения d -экспоненты (по Дж. Р. Джордену и О. Дж. Ширли, 1966). С разрешения „Journal of Petroleum Geology“.

Пример: $R=200$ фут/ч, $N=100$ об/мин, $W=25\,000$ фунт, $D=9\frac{7}{8}$ дюйм, $d=1,64$

об/мин; W — нагрузка на долото, фунт; D — размер (диаметр) долота, дюйм.¹

Когда $(R/60N) < 1,0$, абсолютное значение $R/60N$ изменяется обратно пропорционально величине R , значит, d -экспонента изменяется обратно пропорционально скорости бурения и в общем случае зависит от разности давлений между столбом промывочной жидкости и пластовым давлением. Имеются номограммы (рис. 4.4), дающие быстрое решение уравнения (4.1).

Для большей эффективности d -экспонента должна быть нанесена на график для каждых 1,5—3,0 м, пройденных бурением. В быстро разбуриваемых породах можно работать с интервалами приращения 7,6; 15,2 или даже 30,5 м. Чтобы облегчить сравнительное изучение всех имеющихся индикаторов давления, шкала глубин, выбранная для графиков d -экспоненты,

¹ В метрических единицах при R в м/ч, W — в кгс, D — в см формула

$$(4.1) \text{ примет вид } d = \frac{\log \frac{R}{196,8N}}{\log \frac{1,498W}{10^6 D}}. \quad (\text{Прим. перев.}).$$

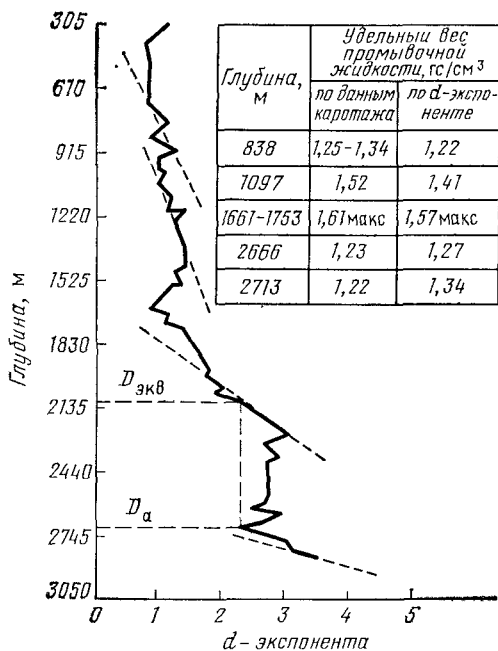


РИС. 4.5 График d -экспоненты в скважине в Северном море указывает на наличие переходных зон на глубинах 793, 1402 и 2256 м (по Д. Б. Болту, 1972). С разрешения „World Oil“

Обратите внимание на сравнение данных каротажа и d экспоненты, график иллюстрирует также применение метода эквивалентной глубины для количественной оценки давления, удельный вес промысловой жидкости, равный 1,52 гс/см³, применен для предотвращения выброса, пример каково пластовое давление на глубине 2714 м² $G = 0,23$ кгс/(см² · м), $D_a = 2713$ м, $g = 0,1$ кгс/(см² · м), $D_{эkv} = 2103$ м, $p = (0,23 \cdot 2713) - (0,23 - 0,1) \cdot 2103$, $p = 366$ кгс/см², или эквивалентный удельный вес промысловой жидкости равен 1,34 гс/см³

эквивалентная глубина, соответствующая градиент давления вышележащих пород в рассматриваемой скважине, кгс/(см² · м); $G_{гидр}$ — градиент гидростатического давления в данной скважине, кгс/(см² · м).

Например, в районах, где градиент давления вышележащих пород составляет 2,31 кгс/(см² · м) и градиент гидростатического давления равен 0,107 кгс/(см² · м), эта зависимость упрощается:

$$p_{пл} = D_a - 0,535 \cdot D_{эkv} \quad (4.3)$$

Расчет давления с помощью уравнения (4.3) успешно применялся в районах побережья Мексиканского залива США, Северного моря и др. (рис. 4.5). Еще более быстрый метод состоит в наложении нанесенных на прозрачную бумагу парал-

должна быть такой же, как и для любого другого наносимого на график индикатора давления.

В основном графики зависимости d -экспоненты от глубины показывают тенденцию уменьшения ее с глубиной. В переходных зонах и условиях повышенных давлений вычисленные d -величины отклоняются от нормальной тенденции в сторону более низких значений по сравнению с нормальными.

Далее может быть сделана количественная оценка давления с помощью метода эквивалентной глубины:

$$p_{пл} = G_0 D_a - D_{эkv} (G_0 - G_{гидр}), \quad (4.2)$$

где $p_{пл}$ — пластовое давление поровых флюидов, кгс/см²; D_a — глубина исследования в интервале аномальных давлений, для которой должны быть получены данные, м; $D_{эkv}$ — нормальная эквивалентная глубина, м; G_0 — гра-

диент давления вышележащих пород в рассматриваемой скважине, кгс/(см² · м); $G_{гидр}$ — градиент гидростатического давления в данной скважине, кгс/(см² · м).

Например, в районах, где градиент давления вышележащих пород составляет 2,31 кгс/(см² · м) и градиент гидростатического давления равен 0,107 кгс/(см² · м), эта зависимость упрощается:

$$p_{пл} = D_a - 0,535 \cdot D_{эkv} \quad (4.3)$$

Расчет давления с помощью уравнения (4.3) успешно применялся в районах побережья Мексиканского залива США, Северного моря и др. (рис. 4.5). Еще более быстрый метод состоит в наложении нанесенных на прозрачную бумагу парал-

лельных линий значений эквивалентного удельного веса промывочной жидкости для конкретной шкалы глубин, используемой для d -экспоненты. Наложение этой сетки позволяет быстро и непосредственно получать значения требуемого удельного веса промывочной жидкости в данной скважине. Этот метод иллюстрируется для d_k -экспоненты (т. е. откорректированной d -экспоненты) на рис. 4.7 и 4.8.

Как и следовало ожидать, на расчетные величины d -экспоненты влияет любое изменение основных исходных параметров в уравнении (4.1). Так, изменения диаметра и типа долота, нагрузки на долото и т. п. будут оказывать влияние на d -экспоненту. В очень мягких породах, встречающихся вдоль побережья Мексиканского залива США, в Калимантане и в других районах, обоснованные величины для нагрузки на долото часто бывает трудно установить. К сожалению, каждое значительное изменение литологии в разрезе глинистых сланцев (например, известковистые, алевролиты, глинистые сланцы, аргиллиты, мергели и т. п.) также будет оказывать воздействие на d -экспоненту.

Существенная трудность состоит в неучитываемом влиянии удельного веса промывочной жидкости (чрезмерно высокий удельный вес) и (или) плохо контролируемой системы циркуляции промывочной жидкости. Однако для тяжелых промывочных жидкостей была разработана модификация стандартной d -экспоненты.

МОДИФИЦИРОВАННАЯ d -ЭКСПОНЕНТА

Поскольку на d -экспоненту оказывают влияние изменения удельного веса промывочной жидкости, была предложена модификация для нормализации d -экспоненты в соответствии с фактическим удельным весом промывочной жидкости:

$$d_k = d (MW_1 / MW_2), \quad (4.4)$$

где d_k — модифицированная (откорректированная) d -экспонента; MW_1 — нормальный удельный вес промывочной жидкости; MW_2 — фактически применяемый удельный вес промывочной жидкости.

Графики для d_k -экспоненты значительно более совершенны по сравнению с графиками d -экспоненты в том, что касается поправок за счет удельного веса промывочной жидкости (рис. 4.6). Однако другие факторы и недостатки, рассмотренные выше, в одинаковой мере оказывают влияние на графики как d , так и d_k -экспоненты.

Количественные методы определения давления также используют метод эквивалентной глубины [см. уравнения (4.2) и (4.3)]. Палетки наложения на прозрачной бумаге, содержащей параллельные линии эквивалентных

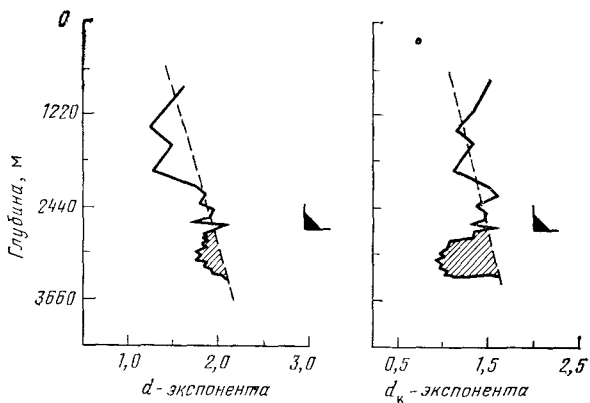


РИС. 46 Сравнение графиков d - и d_k -экспоненты в одной и той же скважине. Обсадная колонна установлена на глубине 2652 м; обратите внимание на то, что d_k -экспонента более ясно определяет зону anomalно-высоких давлений

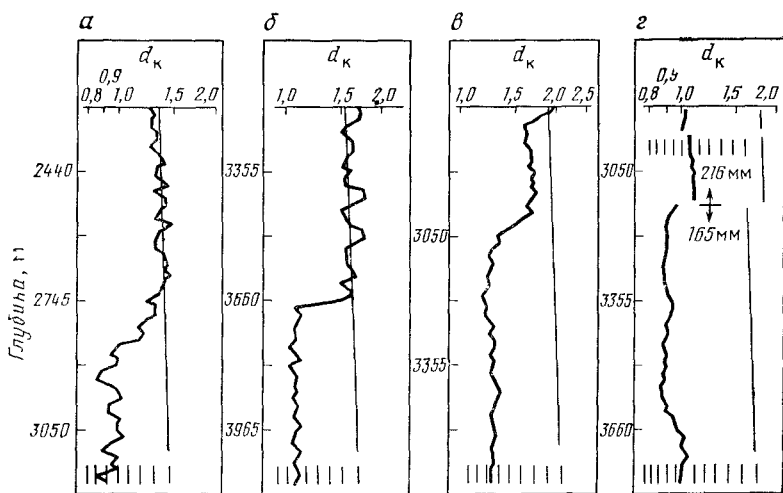


РИС. 47. Графики изменения d_k -экспоненты в логарифмическом масштабе и использование линий удельного веса промысловой жидкости в южном Техасе (а, г), Южной Луизиане (б) и в Оклахоме (в) (по М. Замора, 1972). С разрешения „Oil and Gas Journal“.

Обратите внимание на влияние изменения размера долота на линию нормальной тенденции изменения d_k -экспоненты в скважине в южном Техасе (г); параллельные линии представляют постоянные удельные веса промывочной жидкости, наклонные линии — нормальная тенденция изменения d_k -экспоненты

значений удельного веса промывочной жидкости или давлений поровых флюидов, могут быть легко построены для быстрой и количественной оценки графиков d_k -экспоненты. Этот способ одинаково хорошо применим независимо от того, нанесены значения d_k на график в логарифмическом (рис. 4.7) или линейном масштабе (рис. 4.8). В настоящее время обслуживающие компании начали поставлять логарифмические линейки для быстрого определения d - и d_k -экспонент.

Частота вычислений значений d_k -экспоненты зависит от того, насколько быстро разбуриваются породы. Обычно значения d_k -экспоненты определяются каждые 3 м. В быстро разбуриваемых участках могут быть достаточны интервалы 7,6; 15,2 или даже 30,5 м. На участках с низкими скоростями бурения, например в разрезах твердых пород, могут оказаться необходимыми интервалы 1,5 м. Предпочтительнее производить расчеты в чистых, без примесей глинистых сланцах. Это легко сделать во многих третичных бассейнах мира путем простого наблюдения резких изменений скорости бурения. Однако это не так легко выполнить в более

древних породах, где рекомендуется анализ бурового шлама (см. раздел фактор глин) в качестве дополнительного источника информации о положении в разрезе глинистых сланцев.

Недавно В. А. Рем и Р. Мак-Клендон [Rehm and McClen- don, 1971] сделали еще один шаг вперед, предложив модификацию d_k -экспоненты. Были собраны данные бурения по более чем 90 скважинам в различных районах мира, и для всех исследованных крупных районов бурения получена точность, близкая к 0,024 гс/см³. Это было достигнуто путем применения эмпирического уравнения, имеющего форму

$$p_{пл} = K \log (Da + C - d_k) + 16,52, \quad (4.5)$$

где $p_{пл}$ — пластовое давление в эквивалентном удельном весе промывочной жидкости в гс/см³; $K=7,62$ — наклон линии на графике зависимости между эквивалентом давления в гс/см³ и

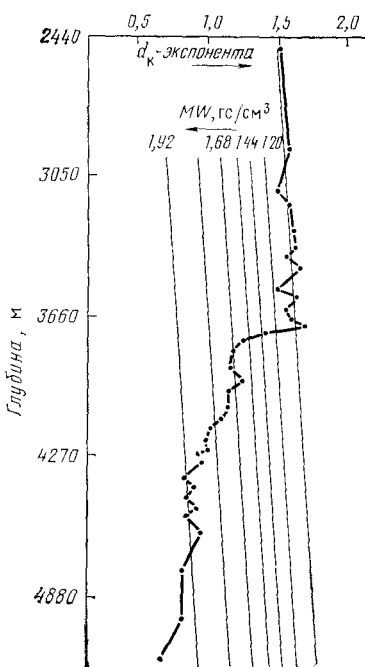


РИС. 4.8. График изменения d_k -экспоненты в линейном масштабе, включая метод наложения линий удельного веса промывочной жидкости (по В. А. Рему и Р. Мак-Клендону, 1971). С разрешения The Society of Petroleum Engineers of AIME

Таблица 4 II

Решение на ЭВМ уравнения (4.5), дающее изменение
пластового давления, как показано на рис. 4.8
(по В. А. Рему и Р. Мак-Клендону, 1971)

Глубина, м	Удельный вес промывоч- ной жидкости, гс/см ³	Глубина, м	Удельный вес промывоч- ной жидкости, гс/см ³	Глубина, м	Удельный вес промывоч- ной жидкости, гс/см ³	Глубина, м	Удельный вес промывоч- ной жидкости, гс/см ³
1941	1,08	3512	1,25	3945	1,76	4395	1,82
2470	1,14	3567	1,14	3983	1,71	4450	1,92
2700	1,08	3618	1,14	4018	1,70	4474	1,86
2924	1,08	3653	1,15	4070	1,75	4515	1,89
3094	1,22	3677	1,08	4132	1,81	4567	1,89
3173	1,14	3717	1,32	4166	1,84	4607	1,89
3272	1,14	3765	1,63	4228	1,83	4660	1,90
3334	1,08	3817	1,68	4253	1,87	4727	1,93
3385	1,14	3850	1,61	4274	1,87	5149	2,02
3444	1,08	3899	1,70	4330	1,93		

d_k ; C — константа буримости; D — глубина, м; a — наклон нормальной линии изменения d_k . По данным авторов, значение a почти постоянно для пород одного геологического возраста. Например, имеются малые различия в значениях a для отложений миоцена в штате Луизиана, США, и Индонезии.

В табл. 4. II приведены результаты, полученные с помощью решения на ЭВМ уравнения (4.5) для скважины, показанной на рис. 4.8. Наблюдается превосходное совпадение данных обоих методов — обычного наложения и уравнения Рема. Однако, если опыт бурения в данном районе показывает, что графики d_k -экспоненты дают такую же количественную оценку, нет необходимости использовать более сложное уравнение (4.5), особенно когда расчеты производятся вручную.

УРАВНЕНИЯ СКОРОСТИ БУРЕНИЯ

Для установления корреляции между давлениями в скважине и пласте более сложным методом является применение уравнений скорости бурения. При этом необходимы современные приборы для непрерывной регистрации нескольких параметров бурения, а также учет влияния износа долота в процессе бурения.

Было выведено общее уравнение для скорости бурения в глинистых сланцах; входящие в него константы оценены с помощью регрессивного анализа данных по нескольким скважинам [Combs, 1968]. По данным автора, «Корреляция предполагает, что скорость проходки пропорциональна нагрузке на долото, скорости вращения и гидравлическим условиям, воз-

веденным каждое в соответствующую степень. Оказывается, что скорость проходки, нормализованная применительно к изменениям этих переменных, уменьшается с увеличением разности давлений, а также показателя износа долота.

Разбуриваемость глинистых сланцев, определяемая как скорость бурения при некоторых стандартных условиях бурения, уменьшается с увеличением глубины, но повышается при возрастании в них порового давления из-за пониженной степени уплотнения. Применение этого уравнения позволяет осуществить прогноз скорости проходки со стандартным отклонением 29%. Если известны другие параметры, с его помощью можно прогнозировать поровое давление со стандартным отклонением около 0,12 гс/см³. Скорость проходки увеличивается, когда повышается поровое давление, из-за уменьшения разности давлений и возрастания разбуриваемости глинистых сланцев.

На рис. 4.9 приведено сравнение наблюдаемых и прогнозируемых скоростей бурения с использованием метода Комбса.

В связи с осуществляемым с помощью ЭВМ контролем бурения Ф. С. Янг [Young, 1968] выразил скорость бурения так:

$$R = GN^m (W - W_{\text{инт}}) K, \quad (4.6)$$

где K — величина, обратная константе бурения; $W_{\text{инт}}$ — вес долота на ограниченном отрезке (интервале); m — показатель

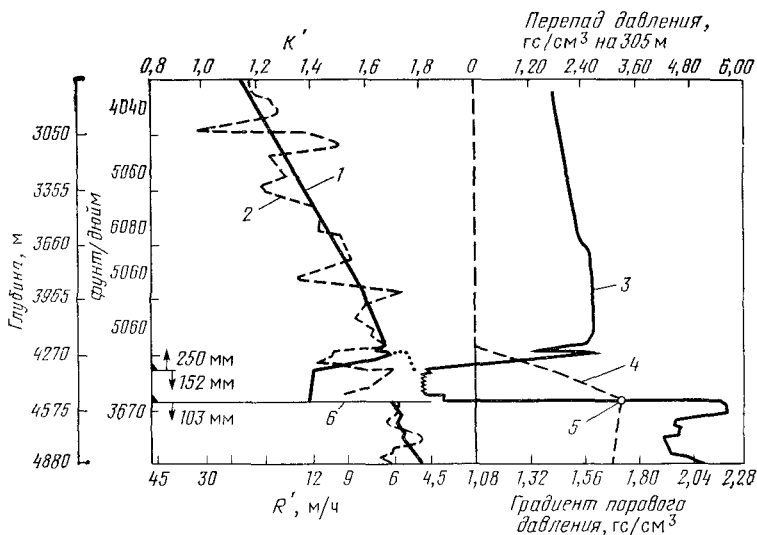


РИС. 4.9. Сопоставление наблюдаемых и прогнозируемых скоростей бурения (по Г. Ф. Комбсу, 1968). С разрешения The Society of Petroleum Engineers of AIME.

Скорость 1 — прогнозируемая, 2 — наблюдаемая, 3 — перепад давления, 4 — поровое давление, 5 — выброс, 6 — алмазное долото, перепад давления и градиент порового давления выражены в эквивалентном удельном весе промывочной жидкости

частоты вращения долота ($W_{\text{лит}}$, K и m определяются на основе данных испытаний при бурении по пятиточечной схеме); G — функция нормализованной высоты зуба долота.

Оптимизация процесса бурения и выявление пластов с повышенным давлением были исследованы также Х. В. Уордлоу [Wardlaw, 1969].

Как упоминалось ранее, существуют несколько других методов математического описания скорости бурения. Большинство методов — эмпирические, и требуемым условием обычно является наличие промысловых данных для определения исходных параметров. Эти данные получаются из ранее пробуренных и (или) близлежащих скважин либо из обработки материалов кратковременного испытания в скважине.

Основной недостаток анализа этого типа состоит в том, что литология глинистых сланцев (степень известковистости, содержание алевроита и др.) должна оставаться почти постоянной. Скорости бурения будут изменяться с изменением литологии, даже если градиент давления остается постоянным.

Разработка объективного полностью автоматизированного метода выявления аномальных давлений будет затруднительна, за исключением, возможно, определенных географических областей, где имеются точные сведения о литологии. И все же должны использоваться тщательное изучение бурового шлама, исследования спускаемыми в скважину приборами и другие аналогичные методы.

ДАННЫЕ О ПОРИСТОСТИ И ПЛАСТОВОМ ДАВЛЕНИИ ПО БУРОВЫМ ХАРАКТЕРИСТИКАМ

Разработаны методы, которые дают возможность получить характеристики для предварительной оценки пласта в процессе бурения скважины, благодаря чему уменьшается или устраняется необходимость в подъеме бурильных труб при проведении традиционных каротажных исследований.

С помощью рассчитанной на ЭВМ модели, описывающей зависимости между пластовыми характеристиками и параметрами бурения, возможна оценка на ранней стадии изменений типа пород, пористости и пластового давления [Zoeller, 1970]. Рассмотрение этого метода показывает, что он может обеспечить оптимизацию процесса бурения, оценку пласта и контроль за давлением. Однако для этого необходимы сбор точных данных и эффективная их обработка на ЭВМ [Kennedy, 1970].

Автором выбрана в качестве примера глубокая скважина на акватории штата Луизиана. Следует заметить, что обсадная колонна диаметром 245 мм была установлена на глубине 4392 м, после чего последовало быстрое увеличение давления на протяжении последующих 183 м (рис. 4.10).

Недавно Д. Е. Бун [Boone, 1972] рассмотрел успешное применение этой специфической модели бурения в районе Северного моря. Следящие приборы, связанные с буровой установкой, используются для постоянного контроля и подачи до 20 сигналов в аналоговой и 18 — в цифровой форме. По мере разбуривания 0,305 м (1 фута) ЭВМ сканирует эти данные, печатает их на телетайпе и (или) регистрирует на магнитной ленте. Дальнейший анализ избранных переменных может включать, например, скорость бурения, вес долота, частоту вращения, пористость, давление поровых флюидов, затупление зубьев долота, износ опор долота, стоимость 1 м бурения и т. п.

В настоящее время несколько обслуживающих компаний выпустили в промышленную продажу аналогичные установки сбора и обработки данных. Кроме того, несколько нефтяных компаний разработали свои собственные модели программирования бурения. Например, поскольку еще существует некоторая неуверенность относительно точных зависимостей между различными поддающимися контролю переменными параметрами бурения и процессом бурения, А. Т. Бургойн и др. [Boingoune et al, 1971] разработали общую модель бурения для определения пористости пласта, давления порового флюида и т. п. Предложенное общее уравнение выражено в следующем виде:

$$R = K f_1(W/D) \cdot f_2(N) \cdot f_3(H) \cdot f_4(\Delta p), \quad (4.7)$$

где R — скорость бурения; K — константа бурения, или нормализованная скорость бурения; $f_1(W/D)$ — функция, определяющая

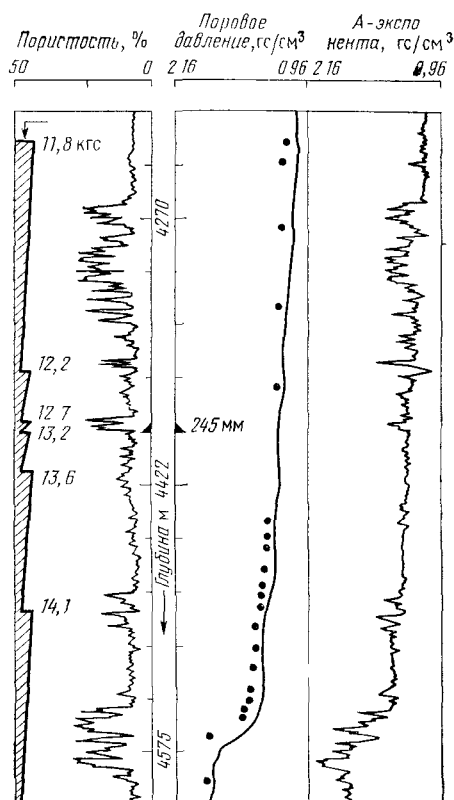


РИС 4 10 Пример каротажной диаграммы пористости — давления пласта в поисковой скважине на акватории штата Луизиана.

А-экспонента дает величину порового давления с учетом изменений пористости и литологии поровое давление выражено в эквивалентном удельном весе промывочной жидкости, цифры на диаграмме пористости — вес долота, точки на диаграмме порового давления — фактический удельный вес промывочной жидкости в скважине

влияние веса W долота, отнесенного к 254 мм (1 дюйм) диаметра долота D , на скорость бурения; $f_2(N)$ — функция, обуславливающая влияние частоты вращения N на скорость бурения; $f_3(H)$ — функция, определяющая влияние затупления зубьев H долота на скорость бурения; $f_4(\Delta p)$ — функция, обуславливающая влияние разницы давления Δp в разрезе скважины на скорость бурения.

Нормализованная скорость бурения K связана с плотностью осадка зависимостью

$$\rho_0 = 2,65 - 1,65 \frac{S_{пр} + \log K^{-6}}{S_{пр}}, \quad (4.8)$$

где ρ_0 — плотность, г/см³; $S_{пр}$ — параметр прочности породы (равный 5,2 в районе побережья Мексиканского залива США).

Далее плотность преобразуется в псевдопористость пласта, которая близка к расчетной пористости на основании плотного каротажа.

А. Т. Бургойн [Bourgoyne, 1971] разработал затем графическое решение для этого метода выявления аномально-высоких пластовых давлений в процессе бурения, которое применяется там, где нет цифровых вычислительных устройств. Это решение показано на следующем примере из промысловой практики.

«Пласт с аномально-высоким давлением ожидался на глубине приблизительно 3048 м. Контроль за нормализованной скоростью бурения был начат с глубины 2744 м. Расчеты продолжались до глубины 3152 м. Одиннадцать представительных расчетных величин из требуемых 268 приведены в табл. 4.III.

Таблица 4.III

Пример расчетов для интервала глубин в скважине, показанной на рис. 4.11 (по А. Т. Бургойну, 1971)

Глубина, м	Скорость бурения, м/мин	Удельная нагрузка на долото, кг/мм	Скорость вращения, об/мин	Время вращения ротора, ч	Псевдоплотность, г/см ³	Удельный вес промывочной жидкости, г/см ³
2438,0	0,3	73,2	200	0,00	2,42	1,32
2439,5	0,19	76,7	175	0,17	2,46	1,32
2441,0	0,15	71,4	180	0,33	2,49	1,32
2442,5	0,16	75,0	180	0,50	2,47	1,32
3063,2	0,13	80,4	195	8,17	2,50	1,38
3064,7	0,08	78,6	195	8,33	2,56	1,38
3066,2	0,11	80,4	195	8,50	2,52	1,38
3113,6	0,10	69,7	180	12,50	2,49	1,38
3115,1	0,13	67,9	180	12,67	2,44	1,38
3141,2	0,11	64,3	175	16,83	2,45	1,38
3142,7	0,09	62,5	175	17,00	2,48	1,38

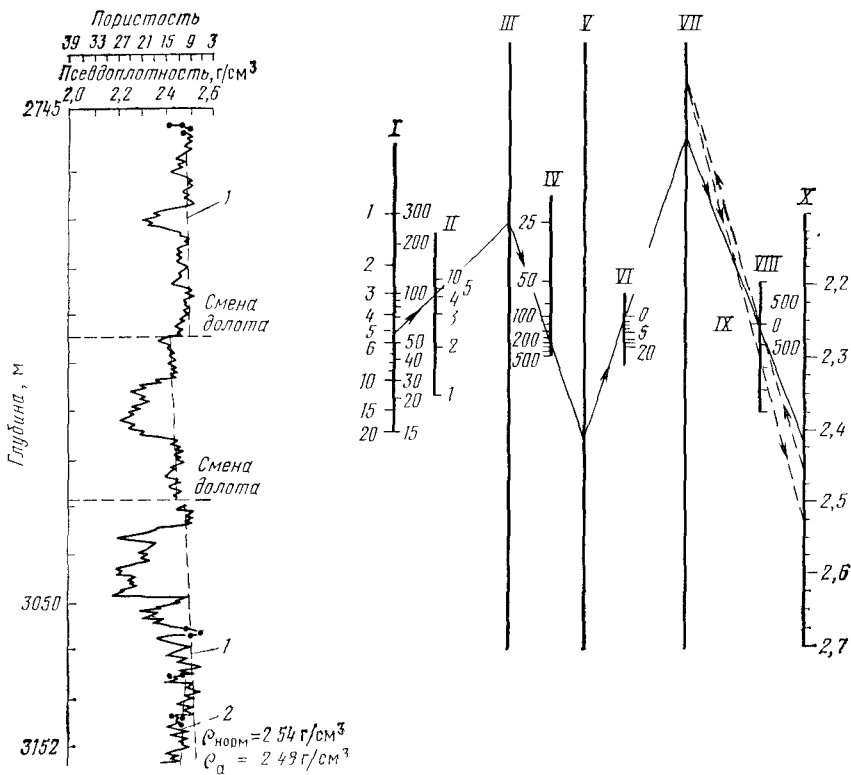


РИС. 4.11. Пример каротажной диаграммы псевдоплотности, полученной по данным бурения (по А. Т. Бургойну, 1971). С разрешения „Petroleum Engineer“.

Избранные примеры расчетов (показаны точками) для этого интервала глубин в данной скважине приведены в табл. 4 III, 1 — нормальная тенденция уплотнения, 2 — тенденция уплотнения при повышенных давлениях, $\rho_{\text{норм}}$ — значение плотности нормально уплотненных глинистых сланцев; ρ_a — значение плотности глинистых сланцев с повышенным давлением

РИС. 4.12. Номограмма модели бурения Бургойна (по А. Т. Бургойну, 1971). С разрешения „Petroleum Engineer“.

I — скорость бурения слева в ми/5 фут (1,5 м), справа в фут/ч, II — вес долота, 1000 фунт/дюйм, III — линия поворота A, IV — частота вращения, об/мин, V — линия поворота B, VI — время вращения, ч; VII — линия поворота B; VIII — избыточное давление на забое, фунт/дюйм², IX — точка поворота G, X — псевдоплотность, г/см³

При бурении первыми двумя долотами были прослежены нормальные тенденции изменения плотности глинистых сланцев, составляющие $5 \cdot 10^{-5}$ и $10 \cdot 10^{-5}$ г/(см³ · 0,3 м). При бурении третьим долотом выявлена аномальная тенденция изменения плотности глинистых сланцев, равная $-10 \cdot 10^{-5}$ г/(см³ · 0,3 м). На глубине 3152 м плотность, определяемая нормальной линией изменения, составила 2,54 г/см³, а аномальной линией —

2,48 г/см³ (рис. 4.11). Как показано на рис. 4.12, это соответствует изменению перепада давлений на 45,7 кгс/см². Поскольку удельный вес промывочной жидкости не увеличивался с момента установления нормальной тенденции изменения, это составляло общее изменение перепада давлений. Если бы удельный вес промывочной жидкости повысился на 0,012 гс/см³, то общее изменение перепада давлений равнялось бы 49,2 кгс/см². На рис. 4.13 показано изменение перепада давлений на 45,7 гс/см³ на глубине 3152 м, что соответствует увеличению порового давления на 0,145 кгс/см³».

Кратко рассмотрены также три метода из других очень интересных методов.

На основании использования промысловых данных прошлых лет из нескольких скважин в штате Луизиана на побережье Мексиканского залива с помощью регрессионного анализа были выведены уравнения для прогнозирования порового давления в нормальных и аномальных условиях давлений геологических интервалов разреза, проходимых бурением [Herbert and Young, 1972]. При применении результатов анализа к данным бурения может быть дан прогноз перехода от нормальных давлений к повышенным, который может быть использован, однако, лишь в пределах определенного географического региона.

Корреляция между данными каротажа скважин и разбуриваемостью породы дала обнадеживающие результаты [Gstal-

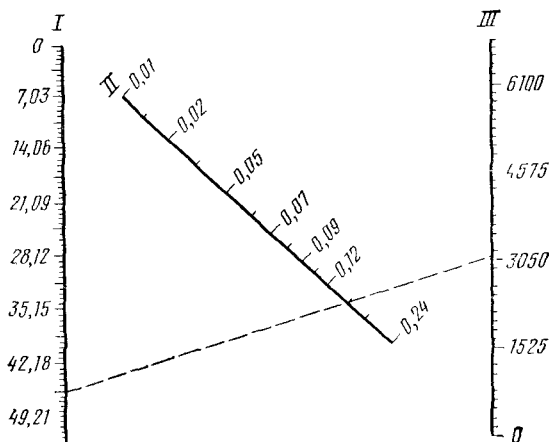


РИС. 4.13. Номограмма для прослеживания изменений градиента давления, когда известны глубины и изменения разности давлений (по А. Т. Бургойну, 1971). С разрешения „Petroleum Engineer“.

I — изменение перепада давления, кгс/см²; *II* — изменение градиента давления в эквивалентном удельном весе промывочной жидкости, гс/см³; *III* — глубина, м

der and Raynal, 1966; El-Hadidi, 1970]. Эти исследования показывают, что сведения о временах пробега, полученные при акустическом каротаже, могут быть использованы для прогнозирования разбуриваемости породы при условии, что имеются независимые данные для параметра, учитывающего изменения литологии.

Дж. Лутц и др. [Lutz et al., 1972] рассмотрели мгновенный каротаж (SNAP). Вибрации от трехшарошечного долота измеряются на рабочей трубе и интерпретируются на полу вышки, давая мгновенную характеристику пласта в процессе его разбуривания. Говоря словами авторов, «Представленная динамическая теория бурения основана на создании в процессе бурения продольных вибраций и передаче этих вибраций через колонну бурильных труб. Исследование всей механической системы бурения дает возможность создать приборы, с помощью которых принимаемые вибрации могут быть сравнены с сигналами от построенной модели пласта. Корректировка смоделированных сигналов даст мгновенные данные о твердости разбуриваемой породы. В настоящее время наиболее сложная модель еще не построена, однако установка с упрощенной обработкой в комплексе с датчиками и регистрирующими приборами применялась на промыслах в течение нескольких лет. Был разработан экспериментальный метод мгновенного каротажа, который позволяет получить каротажную диаграмму (диаграмму мгновенного каротажа), связанную с твердостью породы. Как и следовало ожидать, наблюдается превосходная корреляция между диаграммами мгновенного (SNAP) каротажа и традиционными каротажными диаграммами, особенно акустическими.

Получаемая информация представляет ценность при корреляции пластов и оптимизации изменяющихся параметров бурения, включая принятие решений о смене долота. Предполагается, что этот каротаж будет иметь важное значение при прослеживании приближения к пластам с аномальными давлениями и вхождении в эти пласты, так как он отражает большую твердость покрывающих пород над ними и меньшую твердость

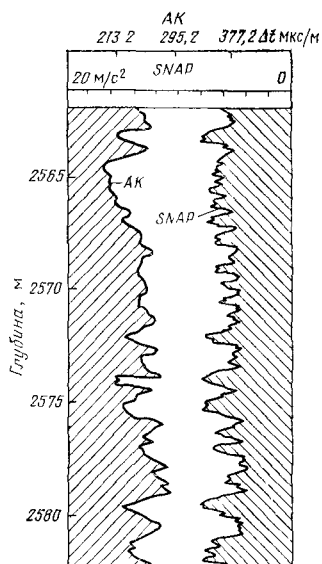


РИС. 4.14. Детальная корреляция между диаграммами мгновенного (SNAP) и традиционного акустического каротажа в скважине диаметром 311 мм, Аквитанский бассейн, Франция (по Дж. Лутцу и др., 1972). С разрешения „Journal of Petroleum Technology“

и плотность самих глинистых сланцев с аномально-высоким давлением».

На рис. 4.14 приведена детальная корреляция между диаграммами мгновенного и традиционного акустического каротажа в скважине, расположенной в Аквитанском бассейне, Франция.

НОВЫЕ МЕТОДЫ КАРОТАЖА В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ

Уже в течение нескольких лет делаются попытки в направлении регистрации данных о пласте, промывочной жидкости и долоте *in situ*, т. е. на забое скважины, и передачи их на поверхность. Предложенные методы и выданные патенты в этой области многочисленны. Будущие возможности некоторых из этих методов представляются огромными; однако в настоящее время слабым звеном всех методов является поиск надежной, точной и практически доступной системы передачи данных от долота к поверхности. Рекомендуемые принципы решения проблемы включают кабели в колонне бурильных труб, электропроводники в самой трубе и пульсацию давления, передаваемую на поверхность промывочной жидкостью.

МОМЕНТ ВРАЩЕНИЯ БУРИЛЬНОГО ИНСТРУМЕНТА

Из-за увеличения непосредственного контакта между стенками бурильной трубы и ствола скважины момент вращения обычно постепенно возрастает с глубиной. Резкое увеличение момента вращения может служить в качестве дополнительного индикатора аномального давления. При наличии отрицательной величины разницы давления в стволе скважины глинистые сланцы с повышенным давлением будут иметь тенденцию течения или разбухания в направлении скважины.

В настоящее время на многих буровых установках осуществляется постоянный контроль за изменениями момента вращения.

УВЕЛИЧЕНИЕ НАГРУЗКИ НА КРЮКЕ

Увеличение нагрузки представляет собой избыток нагрузки на крюке по сравнению со свободно передаваемой нагрузкой. Эта избыточная нагрузка может быть обусловлена налипанием пород на долото, резким, иногда значительным искривлением ствола скважины, небольшим отклонением скважины от вертикали, дифференциальным прихватом, избыточным шламом, поступающим в скважину при разбуривании переходных зон, и т. п. Наличие переходной зоны может быть лишь одной из многих причин увеличения нагрузки на крюке. При постепенном возрастании порового давления, как бывает в очень протяженных переходных зонах или при бурении с плавучих судов, этот индикатор также становится ненадежным.

Более того, в наклонных скважинах и при сильных искривлениях ствола скважины как момент вращения, так и увеличение нагрузки на крюке могут оказаться ошибочными индикаторами давления.

ПАРАМЕТРЫ ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ

СОДЕРЖАНИЕ ГАЗА В ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ

Газовый каротаж используется во все возрастающем числе скважин как вспомогательное средство для выявления аномальных давлений. Опыт показывает, что в зависимости от геологических условий и техники бурения в конкретной скважине содержание газа в промывочной жидкости может быть прямо связано или не связано с увеличением пластовых давлений [Fertl, 1973].

Еще в 1945 г. измерения содержания газа в промывочной жидкости рекомендовались для выявления повышенных давлений и предупреждения грозящих выбросов [Pixler, 1945]. Аналогично Р. В. Рочон [Rochon, 1968] предложил использовать аномальные содержания газа в промывочной жидкости как вспомогательное средство контроля зависимости между давлением столба промывочной жидкости и пластовым давлением. В немногих случаях газопроявления в промывочной жидкости могут быть использованы как указания на приток газа в скважину, если проницаемость пласта чрезвычайно низка. В подобных ситуациях степень газонасыщенности промывочной жидкости может грубо коррелироваться с величиной недостаточного уравнивающего давления [Goldsmith, 1972].

На рис. 4.15 показано несколько индикаторов давления, включая газирование промывочной жидкости, в одной из скважин штата Луизиана

Поскольку газовый каротаж иногда используется для выявления зон повышенных давлений, важно отдавать себе отчет в существовании других факторов, которые могут оказать влияние на содержание газа и, таким образом, осложнить применение этого метода для контроля за давлением (рис 4.16). Такими факторами являются следующие.

1 Продуктивные зоны. Высокие содержания газа в проницаемых, потенциально продуктивных зонах, выявление которых является первоначальной и основной целью применения газового каротажа, оказывают влияние на использование газокаротажных диаграмм для получения данных о давлении. Диффузия газа в глинистые сланцы, расположенные непосредственно над продуктивными зонами, также затрудняет интерпретацию. Такая вертикальная миграция газа наблюдалась над многими залежами в различных геологических условиях. В общем случае в этих породах-покрышках происходит резкое увеличение

содержания газа, причем мощность газонасыщенной зоны зависит от состава газа и пластового давления в пределах залежи.

2. Газ, поступающий при соединении бурильных труб. Часто в результате эффекта свабирования при подъеме ведущей трубы для наращивания бурильных труб в скважину поступают небольшие (иногда значительные) количества газа.

3. Воздух, поступающий при развинчивании ведущей трубы. В результате такой простой механической операции, как развинчивание ведущей трубы для наращивания колонны бурильных труб, в бурильные трубы может попасть воздух. Поскольку непрерывная регистрация удельного веса промывочной жидкости или хроматограф позволяют выявить этот воздух на устье скважины после полного цикла циркуляции, влияние поступающего таким образом воздуха обычно незначительно.

4. Газ, накапливающийся в период прекращения буровых операций. Буровые насосы бывают отключены во время спускоподъемных операций, ремонта буровой установки или проведения каротажа, и при возобновлении циркуляции могут наблюдаться повышенные газосодержания.

5. Состав газа. Особое внимание уделяется содержанию метана. Однако при современном глубоком бурении часто встре-

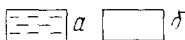
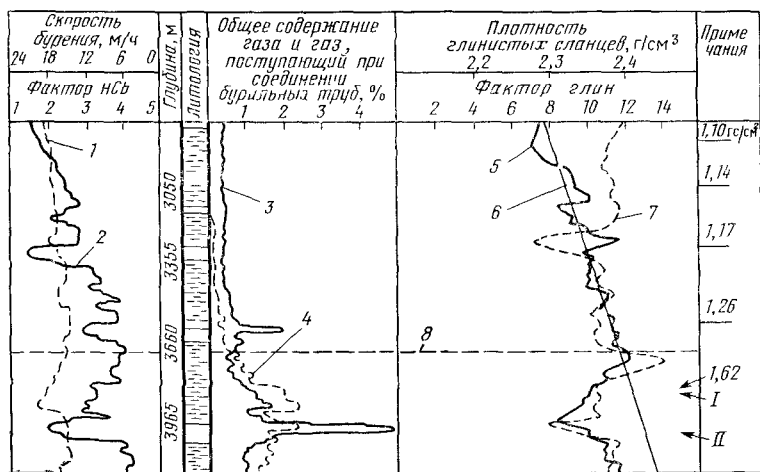


РИС 4.15 Сопоставление нескольких индикаторов давления в морской скважине в штате Луизиана, Мексиканский залив, США.

а — глинистый сланец; б — песок; 1 — нормализованная скорость бурения; 2 — скорость бурения; 3 — общее содержание газа; 4 — газ, поступающий при соединении бурильных труб; 5 — плотность глинистых сланцев; 6 — нормальная тенденция; 7 — фактор глины; 8 — кровля переходной зоны; I — установка обсадной колонны диаметром 245 мм, дальнейшее бурение с применением промывочной жидкости с удельным весом 1,68 г/см³; II — фонтанирование скважины, повышение удельного веса промывочной жидкости до 1,74 г/см³; фактор НСБ — показатель нормализованной скорости бурения; фактор глины определяется пробой на метилен голубой, согласно классификации глинистых сланцев (см. табл. 4 VI)

чаются H_2S и CO_2 . Оба эти газа достаточно хорошо растворимы в промывочной жидкости, особенно на нефтяной основе, однако их термодинамическое поведение отличается от поведения метана. В глубоких скважинах сигналы о выбросах метана обычно оставляют достаточно времени для предупреждения последних, тогда как расширение H_2S и CO_2 происходит при довольно низких давлениях, т. е. выше по стволу скважины. В результате выбросы газа происходят неожиданно или выявляются довольно поздно.

Например, на рис. 4.17 показано сравнение выброса $0,8 \text{ м}^3$ метана и сероводорода в скважине глубиной 6098 м, куда газ попал в результате свабирования во время соединения бурильных труб. Сигналы, предупреждающие о грозящем выбросе метана, поступают примерно за 1 ч до выброса и проявляются в высоких показаниях давления и в увеличении как расхода, так и объема промывочной жидкости в резервуаре, поскольку CH_4 начинает расширяться примерно на половине пути вверх по стволу скважины. Однако сероводород не обнаруживает никакого подобного увеличения давления и дает сигналы, предупреждающие о выбросе, очень незадолго (всего за несколько минут) до того, как начинается разгрузка скважины. Таким образом, остается очень мало времени в запасе, чтобы в случае необходимости закрыть преенторы.

6. Распад добавок к промывочной жидкости. Такие газы, как H_2S и CO_2 , могут образоваться и в результате распада добавок к промывочной жидкости в скважинах, в которых наблюдается высокая температура. Например, распад модифицированных лигносульфонатов при температурах, превышающих $204^\circ C$, приводит к образованию значительных количеств H_2S и CO_2 [Skelly and Kjellstrand, 1966].

В скважине глубиной 7012 м в Каспийском море, СССР, ниже определенной глубины (интервала температур) в промывочной жидкости, возвращающейся на поверхность, был обнаружен водород. Как промысловые, так и лабораторные испытания показали, что значительное увеличение содержания

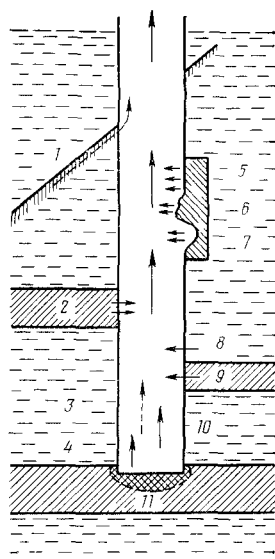


РИС. 4.16 Схема, показывающая различные источники поступления газа при бурении скважины, которые могут осложнить выявление аномальных давлений (по У. Х. Фертью, 1973с). С разрешения „World Oil“

1 — сброс, 2 — водоносная зона, газ, растворенный в воде; 3 — распад добавок к промывочной жидкости, 4 — термодинамическое действие; 5 — образование каверн, 6 — разбухание, 7 — размыв стенки скважины; 8 — покрытие испорченные породы, 9 — продуктивная газоносная зона, 10 — газ, содержащийся в глинистых сланцах 11 — размыв пород на забое

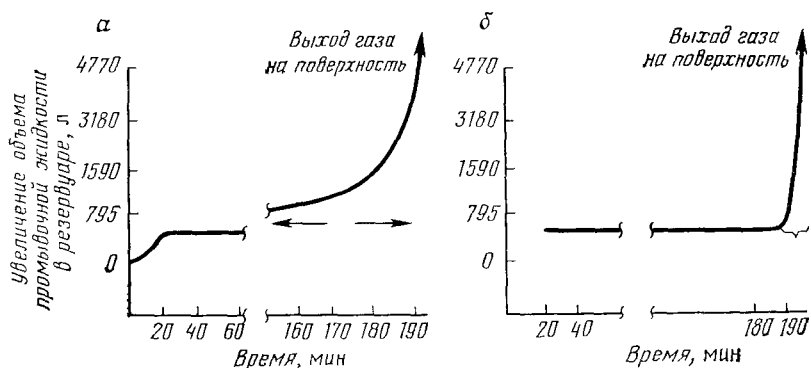


РИС. 4.17. Изменения времени и объема промывочной жидкости в резервуаре для $0,8 \text{ м}^3$ газа, попавшего за счет эффекта свабирования в скважину глубиной 6098 м и диаметром 152 мм, при диаметре бурильных труб 89 мм.

Скорость закачки промывочной жидкости равна 477 л/мин, а — типичное поведение метана CH_4 ; б — типичное поведение сероводорода H_2S

водорода происходит после добавления к раствору органических материалов [Ангелопуло и др., 1965]. Дополнительные данные были недавно сообщены В. И. Иоффе (1972).

Очевидно, такие источники газа осложняют интерпретацию материалов газового каротажа. Это газонасыщение также не связано с какими-либо изменениями пластового давления.

7. Лигнит. Этот коричневатый-черный мягкий уголь, текстура которого несколько похожа на древесную, встречается повсюду в мире в песчано-глинистых толщах. На побережье Мексиканского залива США и в других районах такие лигнитовые зоны и связанные с ними высокие содержания газа находятся в разрезе мощных глинистых сланцев или вблизи них.

8. Притоки газа из водоносных зон. Общие регистрируемые содержания газа в промывочных жидкостях в Западной Сибири показывают, что продуктивные зоны иногда дают фоновые значения, тогда как водоносные зоны, в которых имеется растворенный горючий газ, отмечаются высокими значениями [Родионов, 1965]. Опыт в США показывает, что даже при промывке пород на забое до вскрытия их долотом остаточная газонасыщенность может до некоторой степени служить причиной газирования промывочной жидкости.

9. Вулканический материал. Вдоль северо-западного побережья США, Центральной Америки, в некоторых районах Южно-Китайского моря (например, на суше и в акватории Явы) и в других районах вулканические прослои обуславливают интенсивные притоки газа на очень малых глубинах. Диагенез вулканического пепла в течение геологического времени приводит к образованию трех основных компонентов: глинистых минералов, метана и двуокиси углерода.

Бурение в ассоциированных глинистых сланцах приводит к газированию промывочной жидкости, которое не является непосредственным отражением изменений пластового давления.

10. Глубокопогребенные грязевые вулканы, встречающиеся в районах Средней Азии в СССР, Южной Америке и в Новой Зеландии, могут рассматриваться как крупные глинистые диапиры (подробнее см. главу 1). Большие количества твердого материала, жидкостей и газов, извергаемые в результате деятельности этих вулканов, нарушают равновесие пород и состояние равновесия жидкостей и газов, которые они содержат. В таких условиях увеличение газосодержания промывочной жидкости — частое явление, однако и в этом случае оно не обязательно отражает аномальные изменения давления.

11. Сбросы. Буровые скважины часто пересекают сбросы, которые могут служить каналами для газа, что приводит к возникновению локализованного притока газа в скважины и к увеличению газосодержания промывочной жидкости. Такие ситуации хорошо подтверждены документально для района сброса Глук в юго-восточной Моравии, где газ содержит до 30 % CO_2 и 50 % азота; CO_2 движется вдоль сброса Глук из пород, подстилающих флишевый комплекс на большой глубине [Kvet, 1970].

12. Термодинамические процессы. Глины, обнаруживающие каталитическую активность, присутствуют как в пласте, так и в промывочной жидкости [Печорин, 1971]. Промысловые испытания показывают, что газообразные углеводороды образуются также в результате перемалывающего действия бурового долота и вызываемого этим увеличения температуры в присутствии катализатора (глинистых минералов) и органического вещества в породе. Этот процесс может оказать значительное влияние при интерпретации значений газосодержания промывочной жидкости.

УДЕЛЬНЫЙ ВЕС ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ НА ВЫКИДНОЙ ЛИНИИ

Частые контрольные измерения удельного веса промывочной жидкости на выкидной линии, проводимые с целью выявления его уменьшения, будут давать дополнительные указания на возрастание содержания газа и возможность повышенных давлений.

О. Иссенманн и К. Люкон [Issenmann and Lucon, 1971] рассмотрели возможности применения прибора Densimud для непрерывной регистрации удельного веса промывочной жидкости, который может быть использован либо самостоятельно, либо в комплексе со стандартными приборами газового каротажа. Измеритель удельного веса промывочной жидкости Densimud состоит из колонны постоянной высоты, через которую промы-

вочная жидкость по выходе из устья скважины прокачивается специальным насосом с постоянной скоростью. В основании колонны удельный вес промывочной жидкости измеряется манометром, и результат передается на самописец. Авторы утверждают, что даже при отсутствии газа в промывочной жидкости может происходить значительное (до $0,084 \text{ г/см}^3$) уменьшение удельного веса промывочной жидкости каждый раз, когда отсоединяется ведущая труба.

Может быть получено несколько индикаторов процесса бурения, если точно известны удельный вес промывочной жидкости, его расход, скорость на входе в скважину и выходе из скважины и давление в стояке. В соответствии с этим сравнительно недавно была разработана обладающая высокой степенью разрешения система контроля за промывочной жидкостью, которая состоит из датчиков давления и удельного веса [Goddard et al., 1973]. Система была принята на промысле с энтузиазмом. По данным авторов, «измерения плотности осуществляются высокоточными радиоактивными денсиметрами специальной конструкции. Измерение основано на том принципе, что зависимость степени поглощения гамма-лучей материалом от плотности обычно нелинейная, и на нее оказывает влияние состав материала. Особенности конструкции этих приборов позволяют получать высокоточные показания, которые относительно свободны от влияния состава материала обычных систем промывочных жидкостей. Измерение дает показания и записи линейного характера и не требует калибровочных таблиц. Данные измерений, полученные с помощью этих приборов, особенно удобны там, где требуется информация о последовательных изменениях (на равных отрезках) и общей тенденции. При соответствующей калибровке получают измерения плотности с точностью до $\pm 0,012 \text{ г/см}^3$ в интервале значений $0,84\text{—}2,40 \text{ г/см}^3$ ».

В настоящее время постоянные индикаторы удельного веса промывочной жидкости становятся неотъемлемой частью многих сложных установок сбора и анализа данных на буровой площадке.

ВЫБРОСЫ

Даже при самом тщательном инженерном контроле скважина может дать выброс без предупреждающих сигналов. Современные методы сбалансированного бурения часто требуют очень тонкого различия между значениями давления, при которых осуществляется эффективный контроль давления или создается угроза выброса. Давление столба жидкости в скважине часто оказывается меньше пластового давления, с разностью менее $35,2 \text{ кгс/см}^2$. Поэтому неправильные условия равновесия давлений могут быть причиной выбросов в скважине. Такие выбросы, которые возникают при перепаде давления, соответ-

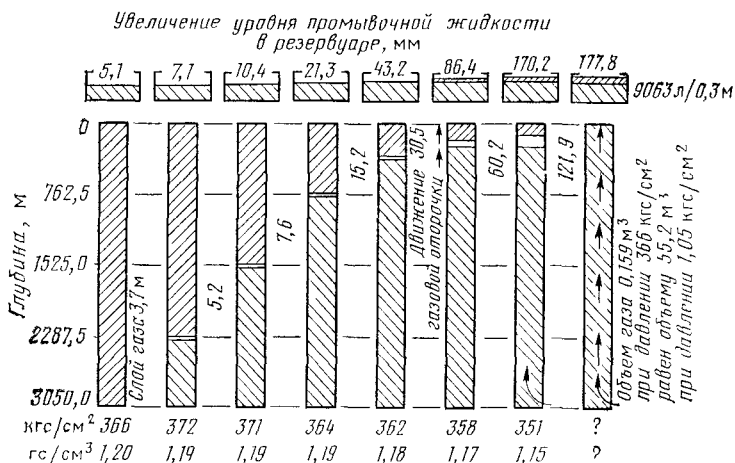


РИС. 418 Подъем на поверхность 0,159 м³ газа с расширением в скважине диаметром 250 мм с бурильными трубами диаметром 114,3 мм (по В К Гойсу, 1968) С разрешения „World Oil“.

0,159 м³ газа поднимается в интервале 3048—1524 м, причем его объем увеличивается всего на 0,159 м³. На глубине 762 м объем газа составляет всего 0,636 м³. Хотя газ пройдет 0,75 от расстояния по направлению к выходу из скважины, изменение объема промывочной жидкости в резервуаре не прослеживается. Поскольку подъем с глубины 3048 м занимает 5—10 ч, увеличение объема промывочной жидкости в резервуаре или даже изменение скорости в скважине остаются незаметными. Важнее всего осознать, что по мере того, как газ приближается к поверхности, скорость его расширения будет быстро повышаться, приводя к уменьшению веса столба промывочной жидкости и к снижению давления на забое скважины до точки, когда может начаться интенсивный приток пластового флюида на забое. На глубине 381 м объем газа составляет всего 1,27 м³, а на глубине 191 м — 2,54 м³, однако в поверхностных условиях объем газа если он начал движение в промывочной жидкости с удельным весом 1,20 гс/см³, составит 55,2 м³. Газ может пройти это оставшееся расстояние за сравнительно короткое время, и его окончательное расширение может произойти чрезвычайно быстро. Таким образом, возможно, что буровая бригада произведет контрольные замеры увеличения скорости или объема промывочной жидкости в резервуаре во время движения газа или даже на выходе его из скважины и тем не менее будет достигнута врасплох как будто внезапным притоком из скважины

ствующего 0,06 гс/см³ и выше эквивалентной величины удельного веса промывочной жидкости, могут быть непосредственными индикаторами повышенных давлений. Хотя выбросы могут быть при удельном весе промывочной жидкости до 0,96 гс/см³, к счастью, большинство выбросов требует увеличения удельного веса промывочной жидкости менее чем на 0,24 гс/см³ для установления контроля над давлением.

Рассмотрение условий возникновения выбросов в скважинах высокого давления включает разность давлений столба промывочной жидкости и пластового, термодинамическое поведение газа, его взаимодействие с промывочной жидкостью (особенно на нефтяной основе), забойные давления и температуры, время, требуемое для циркуляции промывочной жидкости (функция глубины) и для регистрации передаваемых данных о давлениях. Рис. 4.18 и 4.19 иллюстрируют подъем на поверхность 0,159 м³ газа с расширением его и без такового [Goins, 1968].

Программы подготовки специалистов нефтяными и обслуживающими компаниями и другими организациями в значительной мере устранили определенное количество неясных вопросов, связанных с методами контроля скважины и выявления аномальных давлений. Тем не менее, на такие вопросы, как «Следует ли закрывать скважину, дающую выбросы?», нельзя ответить простым «Да» или «Нет».

Один из методов связан с измерением давления в бурильных трубах буровым насосом. Этот метод предупреждения угрожающих выбросов резких повышений давления на как можно более ранней стадии основан на замкнутой U-образной системе, состоящей из буровой скважины и бурильной трубы, закрытыми концами которой являются противовыбросовый превентор и буровые насосы. Основная идея состоит в том, чтобы знать градиент давления, требуемый для циркуляции системы промывочной жидкости. Прибавляя к нему показание давления в закрытой бурильной трубе, получают давление циркуляции, достаточное для того, чтобы заглушить скважину.

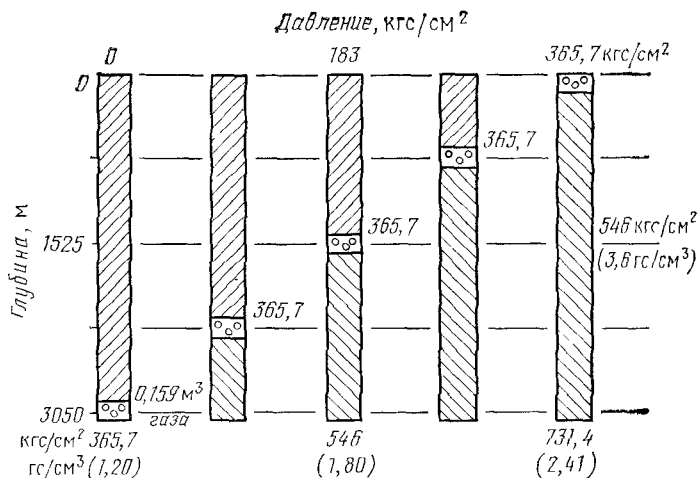


РИС. 4.19. Подъем на поверхность 0,159 м³ газа без расширения (по В К Гойнсу, 1968). С разрешения „World Oil“.

Газ на глубине 3048 м при удельном весе промывочной жидкости 1,20 гс/см³ находится под давлением 365,7 кгс/см², и скважина в этой точке испытывает такое же давление. Когда газ поднимается на поверхность и не расширяется, он по-прежнему будет иметь давление 365,7 кгс/см², но теперь он оказывает давление на забой, равное 365,7 кгс/см², так что на забое давление в скважине составит 731,4 кгс/см². Потребуется промывочная жидкость с удельным весом 2,41 гс/см³, чтобы обеспечить такое давление без давления на устье скважины. На глубине 1524 м потребуется промывочная жидкость с удельным весом 3,16 гс/см³, чтобы уравновесить суммарное поверхностное давление и давление столба промывочной жидкости. Подобное явление будет происходить в закрытой скважине, в которую попал газ, и движение газа к поверхности может привести к разрыву либо пласта, либо обсадной колонны. Часто встречающимся примером может служить то, что происходит в затрубном пространстве обсадной колонны эксплуатационной скважины, где часто совершается разгрузка давления за счет высачивания небольшого количества газа. Это же явление будет происходить в скважине, где после выброса циркуляция прерывается на значительный период времени.

Однако закрытие скважины не всегда является наилучшим методом, так как такая операция может оказаться очень опасной при небольшой длине кондуктора и включает возможность выброса вокруг обсадной колонны.

Обсуждение преимуществ, недостатков или математических обоснований методов «сбалансированного давления», «низкого штуцерного давления» выходит за рамки настоящей работы. Превосходное рассмотрение и детальный обзор современных методов контроля скважины имеются в литературе: заслуживающими внимания примерами являются работы Т. Б. О'Брайена и В. К. Гойнса [O'Brien and Goins, 1960; Goins and O'Brien, 1962; Goins, 1968, 1969] и В. А. Рема [Rehm, 1969]. Однако в общем случае для правильного контроля давления требуются системы противовыбросовых превенторов, регулируемые поверхностные штуцеры, точные и надежные показания измеряющего давления оборудования, газовые сепараторы, сложное оборудование для бурения и анализа промывочной жидкости и, наконец, что также немаловажно, опытный персонал буровой, имеющий правильное понимание основных принципов процесса и заранее составленную программу контроля, которая позволяет справиться с любыми аварийными ситуациями.

ТЕМПЕРАТУРА НА ВЫКИДНОЙ ЛИНИИ

В переходной зоне пластовое давление повышается со скоростью, превышающей нормальное увеличение с глубиной. По-видимому, то же справедливо и в отношении температуры. Однако определение пластовой температуры представляет известную трудность, поскольку единственным точным методом является измерение статических температур в условиях стабилизации температуры после бурения. При бурении интерес представляют ранние измерения температур и давлений. Это может быть осуществлено путем постоянного точного контроля температуры циркулирующей промывочной жидкости.

Теплопроводность пласта является важным параметром для оценки пласта *in situ*. Как было показано ранее [Eucken, 1911; Ratcliffe, 1960], теплопроводность уменьшается гиперболически с температурой. Возрастание давления способствует увеличению теплопроводности [Bridgman, 1924; Clark, 1941], тогда как конвекция поровых флюидов и тепловое излучение, по-видимому, почти не влияют на теплопроводность [Vries, 1952] при условии, что размер зерен породы менее 2 мм.

Интересно, что теплопроводность воды не испытывает значительных изменений при добавлении растворимых солей [Nukiyama and Yoshizawa, 1934]. Следовательно, любые изменения солености непосредственно выше и (или) в пределах интервалов высоких давлений (см. главу 5) не должны оказывать заметного влияния на изменения температуры. Следует, однако,

ожидать, что в зонах повышенного давления будет обнаружено уменьшение теплопроводности за счет возрастания пористости.

При высоких поровых давлениях пористость также больше, чем объясняется более высокое содержание флюида. Следовательно, теплопроводность пласта уменьшается. Аналогичные заключения были сделаны М. Г. Лангсетом [Langseth, 1965], который отмечал, что теплопроводность глин изменяется обратно пропорционально содержанию в них воды. Согласно дополнительным данным, значения теплопроводности в глинистых песчаниках меньше, чем в чистых песчаниках [Zierfuss, 1969].

Более того, было показано, что влияние поровых флюидов на общую проводимость относительно мало для пород с низкой или умеренной пористостью [Zierfuss, 1969], однако обратное справедливо для пород с высокой пористостью [Bullard et al., 1956].

Р. Х. Джонс [Jones, 1968] также констатировал, что геотермические градиенты велики в глинистых пластах, перекрывающих коллекторы, и очень сильно уменьшены в водоносных пластах. Не может быть сомнения в том, что глинистые пласты, сдерживая направленный вверх поток воды из водонасыщенных осадков, залегающих ниже, изолируют коллекторы с аномально-высоким давлением и обуславливают уменьшение теплового потока в вышележащих осадках и увеличение температуры в нижележащих.

Позже К. Р. Льюис и С. К. Роуз [Lewis and Rose, 1970] предложили модель, устанавливающую взаимосвязь между повышенными давлениями и увеличенными пластовыми температурами, которая основана на основных принципах теплового потока [Guyod, 1946]. Поскольку теплопроводность изменяется в зависимости от составляющих породы и флюидов в подземных пластах (табл. 4.IV), сильнопористые глинистые сланцы с повышенным давлением будут вести себя как «тепловые барьеры» (рис. 4.20), локально обуславливая увеличение геотермического градиента, как наблюдалось ранее в полевых условиях [Jones, 1968; Fertl and Timko, 1970]. Изменения температурных градиентов на выкидной линии до $18,2^{\circ}\text{C}/100$ м наблюдались до и (или) во время вскрытия интервалов повышенных давлений (рис. 4.21).

Однако на этот индикатор давления также оказывают влияние литологический состав, скорости циркуляции и бурения, подъем и спуск колонны бурильных труб для смены долота и т. п. Следовательно, необходимо принимать во внимание определенные предосторожности и поправки при использовании и интерпретации таких данных [Wilson and Bush, 1973]. Рекомендации по нанесению на график температур на выкидной линии включают: 1) использование конечных температурных точек бурения на каждое долото, 2) составление повторного графика

Таблица 4 IV

Значения теплопроводности различных компонентов флюидов и пород (по Х. Зирфасу, 1969)

Компонент	Теплопроводность (приблизительные значения), мкал/(с·см·°С)
Газ	0,1
Нефть	0,3
Вода	1,4
Глина	2,4
Кварцит	6,8—18,9

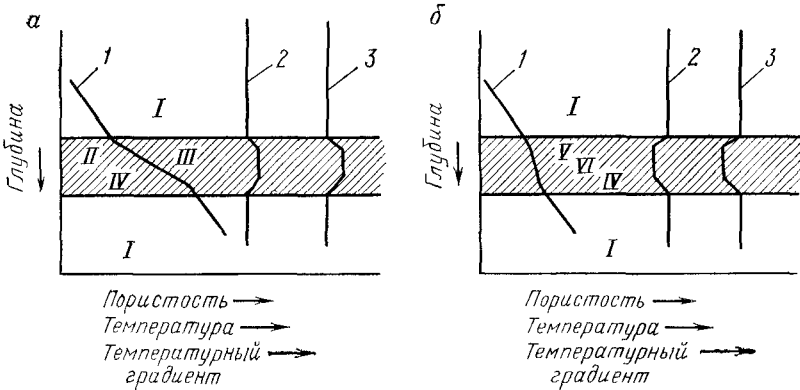


РИС. 4.20. Распределение температур in situ через изолирующий (а) и проводящий (б) слои (по К. Р. Льюису и С. К. Роузу, 1970). С разрешения „Journal of Petroleum Technology“.

1 — температура, 2 — пористость, 3 — температурный градиент, пористость. I — нормальная, II — высокая, III — переходная к высокой, IV — переходная к нормальной, V — переходная к низкой, VI — низкая

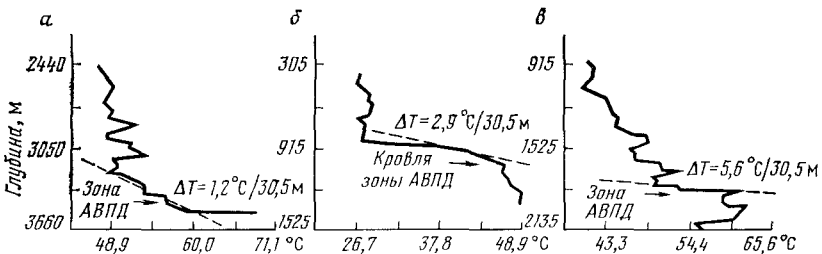


РИС. 4.21. Температура на выкидной линии в условиях нормальных и повышенных давлений в скважине в южном Техасе (а), в Северном море (б) и в Южно-Китайском море (в) (по Г. Дж. Уилсону и Р. Е. Бушу, 1973). С разрешения „Journal of Petroleum Technology“

с совмещением концов сегментов независимо от фактических значений температур.

На рис. 4.22 автор настоящей работы делает еще один шаг вперед, пытаясь использовать температуры на выкидной линии как полуколичественный индикатор давления в поисковой скважине в штате Техас. Обратите внимание на аналогичную или, по крайней мере, дополняющие одна другую оценки на основании акустического каротажа и температурных данных. В качестве дополнительной информации показаны также глубины установки обсадных колонн и полученный по данным каротажа профиль изменения по разрезу порового давления.

Наконец, следует сделать ссылку на рис. 9 13 в главе 9, показывающий изменения температуры на выкидной линии в сопоставлении с несколькими другими индикаторами давления в условиях нормальных и повышенных давлений

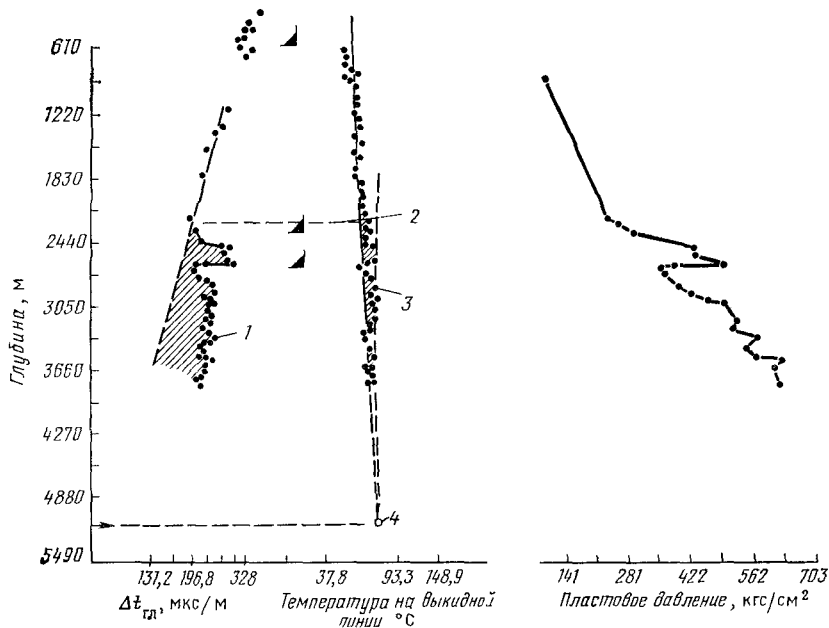


РИС 4.22 Попытка количественной оценки давления с использованием температур на выкидной линии в поисковой скважине в штате Техас. Для сравнения приведены диаграмма акустического каротажа, изменения порового давления и глубины установки обсадных колонн (по данным Д. Дж. Тимко, личное сообщение, 1973).

1 — выброс, удельный вес промывочной жидкости $MW=1,36-1,74$ гс/см³, 2 — кровля зоны АВПД по данным АК, 3 — максимальная температура 76 °C, $p=516$ кгс/см², градиент гео-статического давления $G=0,177$ кгс/(см² м), $MW=1,76$ гс/см³, 4 — эквивалентная температура для «нормальных» условий на глубине 5185 м.

ИЗМЕРЕНИЯ УДЕЛЬНОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ, СОДЕРЖАНИЯ ХЛОРИДОВ И ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ДРУГИХ НОВЫХ МЕТОДОВ

Связь между минерализацией и изменениями пластового давления в мягких и твердых породах была детально рассмотрена ранее [Overton and Timko, 1969; Fertl and Timko, 1970]. Авторы указывали на важность этой зависимости и на ряд ограничивающих факторов

В Р Мэтьюз [Matthews, 1969] предложил измерения содержания хлоридов в промывочной жидкости и считал, что «этот индикатор правилен, но его трудно определить без тщательного

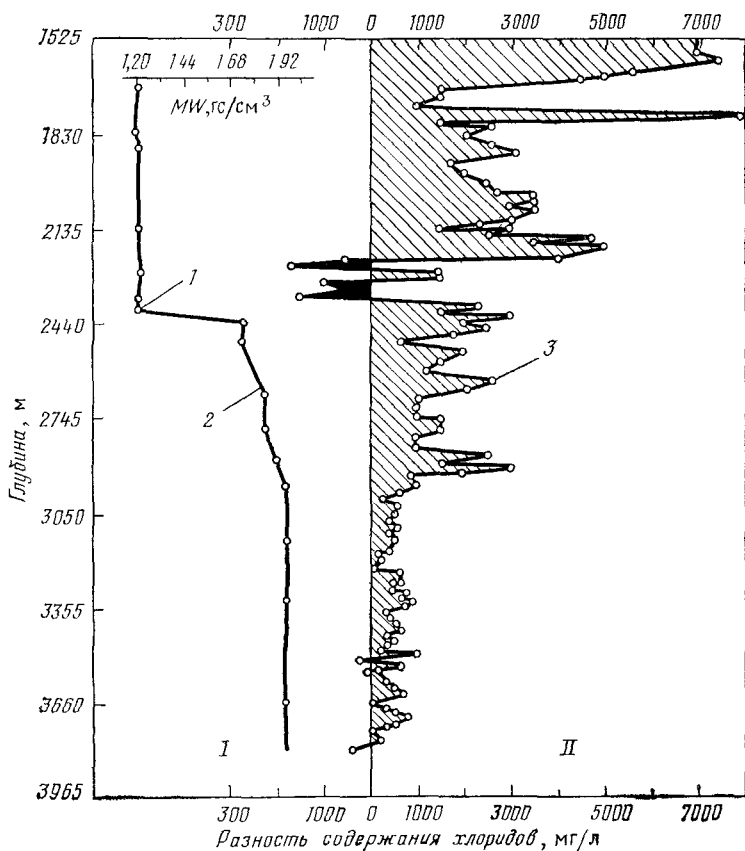


РИС 4.23 График разности содержания хлоридов на входной и выкидной линиях промывочной жидкости и требуемые удельные веса промывочной жидкости в данной скважине

1 — кривая зоны повышенных давлений, 2 — кривая MW, 3 — разность содержания хлоридов, I — увеличение, II — уменьшение

контроля свойств и анализа промывочной жидкости. Инженер, занимающийся буровым раствором, имеет в своем распоряжении оборудование для проведения обычных испытаний на наличие хлоридов, но эти испытания недостаточны, чтобы обнаружить слабые изменения. Должны быть проведены дополнительные определения».

В настоящее время обслуживающие компании имеют необходимое оборудование для измерения увеличения или уменьшения содержания хлоридов между входной и выкидной линиями системы циркуляции промывочной жидкости (рис. 4.23) и пытаются установить зависимость между наблюдаемыми изменениями и условиями бурения и давлениями. Кроме того, многие современные системы сбора и анализа данных на буровых установках дают возможность регистрировать удельное сопротивление промывочной жидкости как на входной, так и на выкидной линиях.

Некоторые другие новые методы также могут предоставить дополнительные возможности в качестве постоянных индикаторов, например, изменения содержания определенных ионов или измерения рН и окислительно-восстановительного потенциала во входящем и выходящем потоках промывочной жидкости (с поправкой на время запаздывания); они были детально изучены на буровом шлеме [Fertl and Timko, 1973]. Однако некоторые факторы, такие как добавки к промывочной жидкости, химические реакции в скважине и т. п., вероятно, будут оказывать сильное влияние на интерпретацию подобных индикаторов.

УРОВЕНЬ И ОБЩИЙ ОБЪЕМ ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ В РЕЗЕРВУАРЕ

Изменения общего объема промывочной жидкости могут контролироваться с помощью индикаторов уровня жидкости в резервуаре. Такие приспособления регистрируют любое значительное уменьшение объема промывочной жидкости, например, вызванное потерей циркуляции, и контролируют поступления больших количеств флюида в ствол скважины, например, в результате неожиданного вскрытия зоны высоких пластовых давлений.

Первым указанием на выброс при спуске труб в скважину является наблюдаемое увеличение уровня раствора в резервуаре, превышающее вытеснение промывочной жидкости за счет этого.

П. Дюпен де Сен-Сир [Dupin de Saint Cyr, 1973] рассмотрел возможности ультразвукового оборудования, которое точно определяет уровень промывочной жидкости в резервуарах. Измерения осуществляются без какого-либо контакта с этой жидкостью, что делает этот метод особенно эффективным на плавучих морских буровых установках.

НАПОЛНЕНИЕ СКВАЖИНЫ ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТЬЮ

Если колонна бурильных труб поднимается из скважины, объем промывочной жидкости, который заполнит это пространство, должен быть равен объему труб. Табл. 4.V показывает, на какую величину уменьшается давление на забое скважины при данных условиях операции [Goins, 1968]. Наполнение скважины промывочной жидкостью еще более важно во время подъема утяжеленных труб, так как при подъеме утяжеленных бурильных труб той же длины, что и обычные, уровень промывочной жидкости в скважине будет падать в 4—5 раз быстрее.

Таблица 4 V

**Вытеснение промывочной жидкости бурильными трубами
(по Гойнсу, 1968)**

Размер (внешний диаметр), мм	Вид труб	Номинальный вес, кгс/м	Средний факти- ческий вес, кгс/м	Вытесняемый объем, л			
				л/м	Свечи бурильных труб (чис- ло — длина), м		
					1—27,45	5—27,45	10—27,45
60,3	Колонна труб РС	7,00	6,84	0,869	23,85	119,2	238,5
	Колонна труб ЗС	7,00	7,64	0,974	27,03	133,5	267,12
73,0	Колонна труб РС	9,69	9,45	1,214	33,39	167,7	335,49
	Колонна труб ЗС	9,69	10,76	1,369	38,16	188,4	376,8
	ЛБТ	10,21	10,92	1,391	38,16	190,8	381,6
88,9	Бурильная труба	15,50	16,24	2,068	57,24	283,8	567,66
	Колонна труб РС	14,16	13,71	1,745	47,70	240,1	480,18
	Колонна труб ЗС	14,16	15,09	1,922	52,47	263,9	527,88
	ЛБТ	14,16	15,30	1,949	54,06	267,9	535,86
	Бурильная труба	14,16	15,30	1,949	54,06	267,09	535,86
114,3	То же	19,82	20,56	2,621	71,55	360,1	720,27
	ЛБТ	23,10	23,99	3,058	84,27	419,7	839,52
	Колонна труб РС	19,00	19,12	2,433	66,78	333,9	667,8
	Колонна труб ЗС	19,00	21,72	2,767	76,32	380,0	760,0
	ЛБТ	20,49	22,47	2,860	77,91	392,7	785,46
127,0	Бурильная труба	24,73	26,52	3,376	92,22	463,5	926,97
	То же	29,80	32,98	4,043	111,30	554,9	1109,8
	ЛБТ	22,3	26,36	3,355	92,22	461,1	922,2
	Бурильная труба	29,06	30,69	3,907	108,12	536,6	1073,2

Примечания 1. Колонна труб РС — колонна труб с резьбовыми соединениями, колонна труб ЗС — колонна труб с замковыми соединениями, ЛБТ — легкая бурильная труба

2. Десять свечей бурильных труб представляют малый объем стали и для контроля необходимы точные измерения. Это означает, что обратный приток должен быть предотвращен путем полного заполнения скважины до устья. Промывочная жидкость в бурильной трубе должна быть утяжелена баритом, чтобы предотвратить обратный приток. Буровые бригады часто и преднамеренно доливают скважину лишь частично для того чтобы быть уверенными, что труба будет поднята сухой, однако эта практика не позволяет заметить частичное свабирование и может привести к осложнениям.

Более того, может происходить временное снижение давления при подъеме колонны труб за счет образования сальников на долоте, высокой вязкости промывочной жидкости, толстой фильтрационной корки на стенках скважины за счет обратного клапана на колонне труб и т. п.

Если в скважину поступили соленая вода, нефть или газ из пласта, то объем промывочной жидкости, требуемый для заполнения скважины, будет меньше объема поднятых труб и даст первое указание на возможность выброса. Изменения объема промывочной жидкости, используемого для наполнения скважины, можно контролировать по изменениям уровня промывочной жидкости в резервуаре.

РАСХОД ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ

Любой аномальный подъем уровня промывочной жидкости в резервуаре, вызванный ее притоком из межтрубного кольцевого пространства, также будет отражаться в увеличении скорости циркуляции, которая может быть измерена стандартным расходомером.

Фактические измерения скорости циркуляции промывочной жидкости являются лучшим методом по сравнению с контролем ее уровня в резервуаре, так как небольшие притоки могут быть замечены прежде, чем они станут достаточно большими для того, чтобы быть обнаруженными приборами, измеряющими уровень в резервуарах. Если такие небольшие притоки отмечаются немедленно, они пока не столь опасны, и остается больше времени, чтобы принять необходимые меры контроля.

ПАРАМЕТРЫ ГЛИНИСТОГО БУРОВОГО ШЛАМА

ПЛОТНОСТЬ ГЛИНИСТЫХ СЛАНЦЕВ

Плотность в нормально уплотненных глинистых сланцах увеличивается с глубиной. Она может быть измерена ртутным насосом высокого давления [Boatman, 1967], с помощью колонки для измерения градиента плотности флюидов, методом, использующим весы для приготовления промывочной жидкости [Matthews, 1969] и др.

Метод колонки для измерения градиента плотности использует смесь двух жидкостей различной плотности в калиброванной колонке, где плотность смеси изменяется с высотой колонки. Плотность шлама глинистых пород определяется каждые 1,5, 3,0 или 9,0 м и даже через еще большие интервалы в мягких, быстро разбурываемых участках разреза путем измерения расстояния, на котором происходит осаждение

отобранных образцов бурового шлама в колонке для измерения плотности. Эти значения затем наносятся на калибровочные кривые, по которым получают соответствующую величину плотности глинистых сланцев.

Естественно, следует соблюдать предосторожности при отборе и подготовке шлама для анализа, включающие: 1) промывку, 2) просеивание для удаления крупных обломков и (или) гладких, повторно попавших в систему циркуляции частиц шлама, 3) высушивание на воздухе или с помощью вращения до тех пор, пока поверхность частиц шлама не станет матовой. Должны быть исследованы многочисленные образцы шлама из-за различий данных по отдельным образцам. Затем среднее для данного времени значение плотности наносится на график зависимости от глубины.

Метод измерения с помощью весов для приготовления промывочной жидкости является, по мнению автора, более быстрым методом определения плотности глинистых сланцев и благодаря большим размерам образца, вероятно, также более представительным. Методика измерения заключается в следующем: 1) поместить шлам глинистых сланцев в чашку весов для промывочной жидкости так, чтобы весы показывали вместе с крышкой $1,0 \text{ гс/см}^3$ (8,3 фунт/галлон); 2) дополнить чашку водой и снова взвесить (W_2); 3) плотность глинистых сланцев будет равна $[8,3/(16,7 - W_2)]$, или можно воспользоваться для ее определения графическим решением (рис. 4.24).

Затем значения плотности глинистых сланцев наносятся на график в зависимости от глубины и определяются линиями, характеризующими нормальные тенденции уплотнения. Эти данные могут быть использованы для прогнозирования плотности на больших глубинах. Поскольку пористость глинистых сланцев увеличивается в переходных зонах и зонах повышенных давлений, любое уменьшение значений плотности может отражать наличие таких условий аномальных давлений (рис. 4.25).

Принципиально метод определения плотности шлама аналогичен измерениям плотности пород с помощью скважинного каротажа (см. главу 5). Однако преимущество первого метода состоит в гораздо меньшем времени запаздывания, так как един-

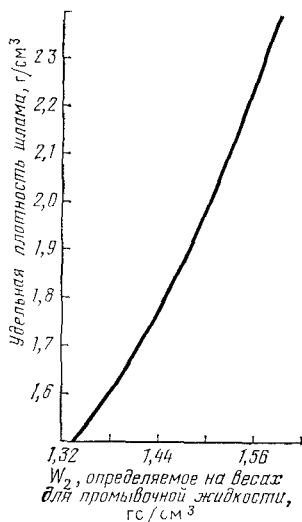


РИС. 4.24. Графическое определение плотности глинистых сланцев при методе с использованием весов для промывочной жидкости

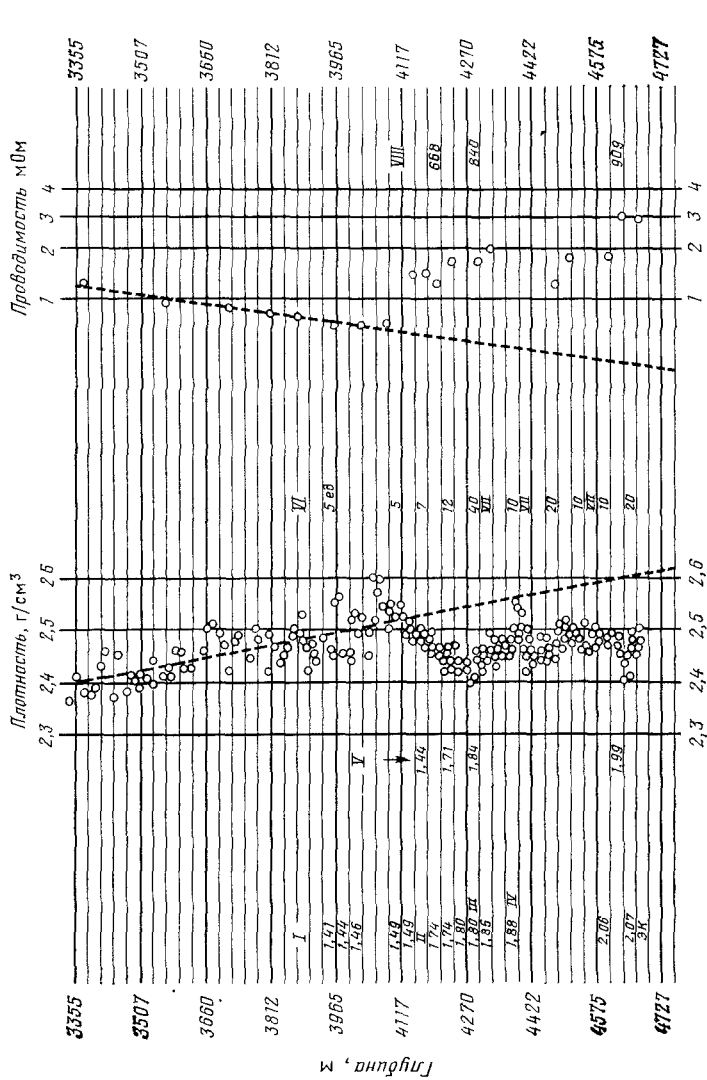


РИС 4.25. Изменения плотности глинистых сланцев в зонах нормального и повышенного давлений; каротажная кривая проницаемости и требуемые удельные веса промывочной жидкости (по В. А. Бутману, 1967). С разрешения „World Oil“.

I — фактические удельные веса промывочной жидкости, г/см³; II — ЭК, установлена обсадная колонна, III — газирование, IV — ЭК; V — отклонение плотности, требуемый расчетный удельный вес промывочной жидкости, VI — фоновое содержание газа, VII — газ, поступивший во время спуско-подъемных операций, VIII — давление внутриверстового флюида (в кг/см²), вычисленное на основе данных ЭК

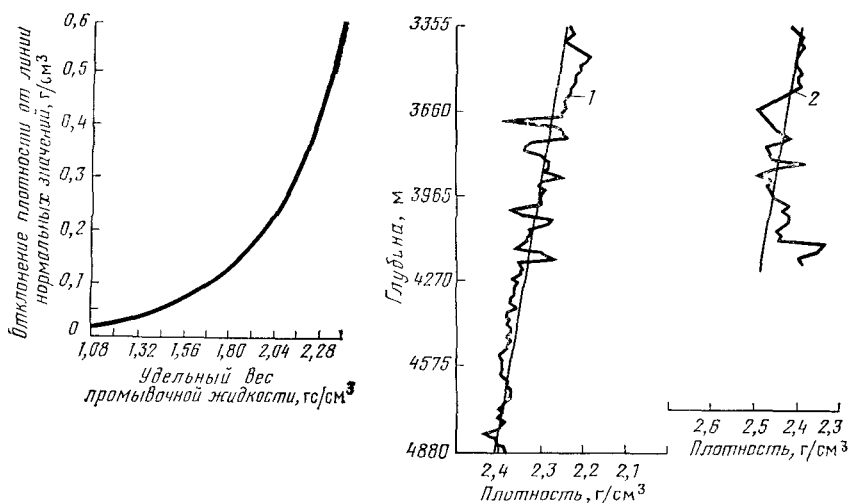


РИС. 4.26. Эмпирический график требуемых удельных весов промывочной жидкости, составленный на основании данных об изменениях плотности глинистых сланцев, для отдельного района побережья Мексиканского залива США (по В. А. Боутмэну, 1967). С разрешения „World Oil“

РИС. 4.27. Сопоставление измерений плотности глинистых сланцев в поисковой скважине на акватории штата Луизиана (по У. Х. Фергю и Д. Дж. Тимко, 1971). С разрешения The Society of Petroleum Engineers of AIME.

1 — полевые измерения, 2 — повторные измерения на сухих образцах

ственная разница во времени определяется временем подъема с забоя при циркуляции промывочной жидкости.

Количественная оценка давления на основании данных плотности глинистых сланцев возможна с помощью метода эквивалентной глубины (по тому же принципу, который был ранее показан для d -экспоненты) или по эмпирическим кривым, установленным для данного района (рис. 4.26). Предложенные вариации этих основных методов дадут небольшие изменения в результатах количественного анализа [Griffin and Vazer, 1968]. Однако классические методы вполне удовлетворительны при условии точности и надежности основных измерений на скважине.

Иногда или часто в зависимости от района могут быть встречены следующие ограничения.

1. Присутствие газа в шламе из глинистых сланцев уменьшает кажущиеся значения плотности.

2. Обломки и (или) повторно попавшие в систему циркуляции частицы шлама являются частью образца.

3. Достоверность данных о плотности зависит от тщательности, с которой отбираются образцы на вибросите для очистки промывочной жидкости, и от тщательности, с которой проводятся исследования. На рис. 4.27 показаны возможные осложнения за счет ошибки исполнителя. Измерения плотности

глинистых сланцев проводились в скважине, расположенной на акватории штата Луизиана, двумя работающими по контракту компаниями — подрядчиком по газовому каротажу и фирмой, которая консультирует по техническим вопросам бурения. Данные тех и других близки, однако им не удалось выявить переходную зону на глубине 3963 м, и скважина дала выброс, когда ее углубили на 183 м в песчаный пласт, содержащий соленую воду.

Эта скважина являлась рядовой поисковой скважиной в районе, где было мало известно о пластовых давлениях, и особые усилия прилагались для выявления аномальных давлений на основании данных о плотности глинистых сланцев. Неудача стимулировала дальнейшие исследования с целью определения, если возможно, ее причины. Измерения плотности глинистых сланцев были произведены повторно на сохранившихся образцах шлама из интересующего интервала. Результаты повторных измерений плотности глинистых сланцев показали, что в этом случае ошибки возникли из-за неаккуратности измерения плотности при первоначальных полевых работах. Хотя повторные определения были сделаны на тех же образцах, очевидна существенная разница между графиками плотности, полученными при начальных полевых работах и повторных измерениях. Повторно определенные плотности оказались выше, чем первоначальные, что является обычным для сухих образцов и, таким образом, не имеет существенного значения. Однако наиболее существенны различия в колебаниях плотности. Очевидно резкое отклонение значений плотности от линии нормального уплотнения на повторном графике, тогда как на первоначальном графике ничего подобного не видно.

Интересно также заметить, что ни скорость бурения, ни содержание газа в промывочной жидкости не указывали на наличие переходной зоны. Однако отклонение на повторном графике плотности в точности соответствовало уменьшению удельного сопротивления на диаграмме сопротивления индукционного электрокаротажа.

4. Возрастные границы, несогласия и т. п. также могут сильно влиять на линии, характеризующие тенденцию нормального уплотнения. Рис. 4.28 показывает резкое смещение кривой плотности глинистых сланцев при пересечении поверхности несогласия в скважине в Венесуэле.

5. Литологические изменения [высокое содержание карбонатов, алевролиты и (или) песчаные глинистые сланцы, аргиллиты, мергели и т. п.] могут привести к ошибочным оценкам давления. Например, значительное содержание карбонатов может обусловить большие колебания в определениях плотности глинистых сланцев. За исключением точной локализации непроницаемых крышек над зонами аномальных давлений, т. е. сложенных известковистыми сланцами барьеров в кровле пере-

ходных зон [Boatman, 1967; Rochon, 1967; Fertl and Timko, 1970], большие и изменчивые содержания CaCO_3 в глинистых сланцах на протяжении всего геологического разреза являются отрицательным фактором для прямого применения данных о плотности в качестве индикаторов давления. Два примера из промысловой практики иллюстрируют это влияние (рис. 4.29).

6. Присутствие тяжелых минералов, таких как пирит (Пермский бассейн, США и др.), сидерит и т. п., увеличивает плотность глинистых сланцев и вследствие этого может замаскировать появление (кровлю) зоны повышенных давлений.

Несмотря на перечисленные выше недостатки, графики плотности глинистых сланцев часто успешно применяются при контроле давления (рис. 4.30). Это относится к поисково-разведочному бурению в различных районах мира при условии, что ограничения и недостатки учитываются немедленно.

На рис. 4.31 приведены графики плотности в зависимости от глубины, полученные двумя методами для морской скважины в штате Луизиана. Измерения плотности могут быть проведены с помощью методов скважинного каротажа или по шламу глинистых сланцев. Плотность, измеренная по шламу, меньше, чем плотность по каротажу, что представляет собой довольно часто наблюдаемое явление. Исключение составляет порода-

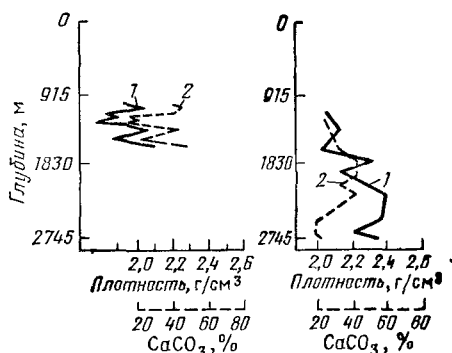
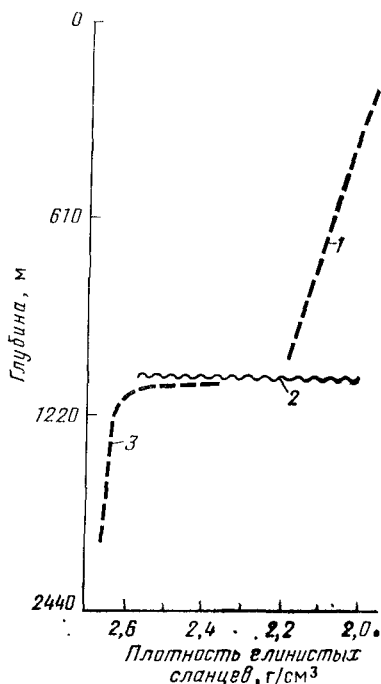


РИС. 4.28. Изменение плотности глинистых сланцев при пересечении поверхности несогласия в скважине в Венесуэле, Южная Америка.

1 — тенденция изменения в мнеченовых отложениях; 2 — поверхность несогласия; 3 — палеозойские породы

РИС. 4.29. Влияние содержания карбонатов на плотность глинистых сланцев.

1 — плотность; 2 — содержание CaCO_3

крышка в интервале 3201—3354 м, где изменение шлама не было резким из-за более низкой проницаемости покрывки. Величины плотности здесь сходны. Однако кровля зоны аномальных давлений на глубине 3354 м четко определяется обоими методами. После установления нормальной тенденции изменения плотности кровля зоны повышенных давлений обнаруживается в виде уменьшения плотности.

Как видно на всех приведенных выше графиках плотности, ее значения наносятся на график в линейном масштабе. Очевидно, данные плотности шлама могут также быть нанесены на график в логарифмическом масштабе. Это акцентирует небольшие изменения плотности.

В сочетании с так называемым фактором глиин измерения плотности глинистых пород могут быть использованы для выявления непроницаемого барьера или породы-покрывки, часто встречающейся в кровле зон повышенных давлений.

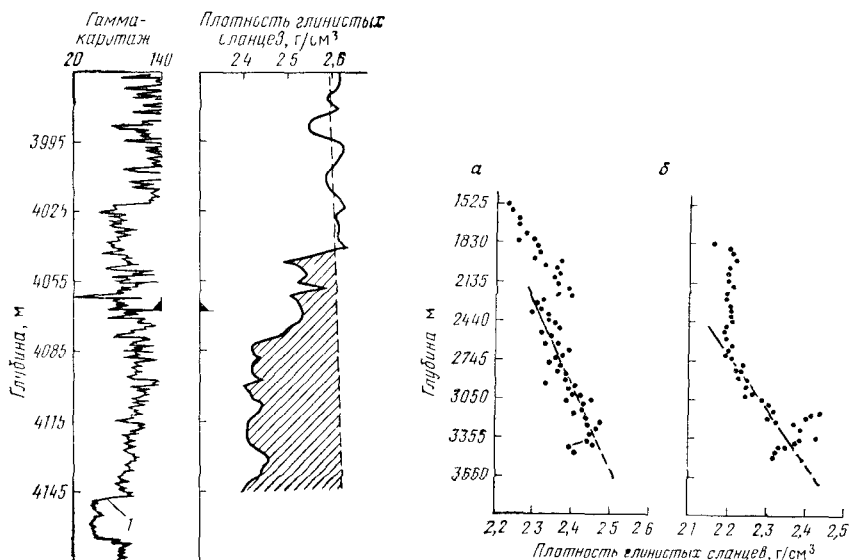


РИС. 4.30 График плотности глинистых сланцев в скважине — открывательнице газового месторождения в районе Техас-Панхандл

Обсадная колонна диаметром 273 мм установлена на глубине 4068 м, 1 — верхняя часть песчаников Морроу

РИС. 4.31. В скважине на акватории штата Луизиана плотности глинистых сланцев, измеренные по плотностному каротажу (а), выше, чем соответствующие значения, определенные с помощью анализа шлама (б), однако оба графика точно показывают кровлю зоны повышенных давлений на глубине 3354 м (по У. Х. Фертью и Д. Дж. Тимко, 1970) С разрешения „Oil and Gas Journal“

Забойное давление на глубине 3444 м равно 429 кгс/см² (а) и 401 кгс/см² (б), градиент давления равен 0,12 кгс/(см² · м)

Применение сложных рентгеноструктурных методов анализа для исследования типа и количества минеральных компонентов в породах-коллекторах ограничено условиями лаборатории. Однако были разработаны некоторые упрощенные способы анализа непосредственно на буровой. Один из методов, оказавшийся эффективным,— проба на метилен голубой [Nevins and Weintritt, 1967; Hang and Brindley, 1970]— больше известен геологам и инженерам как метод пластового коэффициента [Gill, 1968; Mondshine, 1969; Gill and Weintritt, 1970; Gill, 1972]. В общем случае этот параметр глин может быть приравнен к катионообменной способности твердого материала, выносимого из скважины, которая, в свою очередь, может быть соотнесена с содержанием монтмориллонита и, таким образом, со способностью удержания воды частицами шлама. Параметр, или фактор, глин не только указывает на состав глин (табл. 4. VI), но также дает представление об относительном содержании глин и песков в шламе глинистых сланцев или в целом о содержании глин в разрезе. Знание последнего параметра чрезвычайно важно, когда разбуривается мощный карбонатный разрез с редкими прослоями глинистых сланцев, где данные о плотно-

Таблица 4 VI

Общая классификация глинистых пород, предлагаемая для буровых работ (по Т. К. Мондшайну, 1969)

Класс	Текстура глин	Содержание метилен голубого, мг·экв./100 г	Тип воды в глинах	Содержание воды, %	Тип глин	Содержание глин, %	Плотность глин, 1/см ³
A	Мягкая	20—40	Свободная и связанная	25—70	Монтмориллонит, иллит	20—30	1,2—1,5
B	Плотная	10—20	Связанная	15—25	Иллит и смешаннослойный монтмориллонит—иллит	20—30	1,5—2,2
C	Твердая	3—10	„	5—15	Следы монтмориллонита, высокое содержание иллита	20—30	2,2—2,5
D	Хрустящая	0—3	„	2—5	Иллит, каолин, хлорит	5—30	2,5—2,7
E	Плотная до твердой	10—20	„	2—10	Иллит и смешаннослойный монтмориллонит—иллит	20—30	2,3—2,7

сти могут легко привести к ошибкам в интерпретации. То же справедливо в отношении алевритистых и песчанистых глинистых сланцев. Позже диаграммы изменения по разрезу коэффициента глин были использованы для локализации пластов, обуславливающих серьезные осложнения в связи с неустойчивостью стенок скважины.

Фактор глин также, по-видимому, является дополнительным показателем для выявления непроницаемой породы-покрышки, часто обнаруживаемой в кровле интервалов высокого давления (см. рис. 4.15).

ОБЪЕМ, ФОРМА И РАЗМЕР ЧАСТИЦ ШЛАМА ГЛИНИСТЫХ СЛАНЦЕВ

Как показывает практика, вхождение в породы с повышенными давлениями характеризуется увеличением скорости бурения, что приводит к возрастанию объема шлама на вибросите. В переходной зоне форма частиц шлама угловатая и резкая по сравнению с округлой в условиях нормального давления. Кроме того, частицы шлама из зон повышенных давлений могут стать необычайно большими и, как правило, по внешнему виду напоминающими осколки.

НОВЫЕ РАЗЛИЧНЫЕ МЕТОДЫ ВЫЯВЛЕНИЯ АНОМАЛЬНО-ВЫСОКИХ ПЛАСТОВЫХ ДАВЛЕНИЙ

Сравнительно недавно предложено несколько нетрадиционных методов выявления и, возможно, даже прогнозирования зон повышенных давлений в процессе бурения [Fertl and Timko, 1973 a, b]. Эти методы включают измерения удельного сопротивления шлама глинистых сланцев, скорости фильтрации жидкого шлама, показателя цвета фильтрата (воды глинистых сланцев), коэффициента влажности шлама, графика зависимости между содержанием бикарбоната и наличием повышенных давлений, потенциалов окислительно-восстановительных и рН жидкого шлама, фильтрата жидкого шлама и распределения определенных ионов в фильтрате жидкого шлама. Сделаны интересные наблюдения. Однако еще необходимы дополнительные исследования для более подробного изучения каждого из этих индикаторов.

УДЕЛЬНОЕ СОПРОТИВЛЕНИЕ ЖИДКОГО ШЛАМА ГЛИНИСТЫХ СЛАНЦЕВ

Анализ электрических свойств глинистых сланцев по данным скважинного каротажа является одним из наилучших методов для выявления аномальных давлений и количественной оценки

пластовых давлений. Например, в глинистых сланцах с повышенными давлениями кривая малого потенциал-зонда на диаграмме индукционного каротажа обнаруживает отклонение от линии «нормальной» тенденции в сторону более низких значений по сравнению с нормальным удельным сопротивлением глинистых сланцев (см. главу 5).

Если развить далее эту концепцию выявления аномальных давлений, аналогичные измерения электрических параметров могут быть сделаны на представительных образцах шлама глинистых сланцев непосредственно на скважине. Определения могут быть выполнены на шламе глинистых сланцев, жидком шламе, фильтрате жидкого шлама или путем измерения мельчайших изменений удельного сопротивления (минерализации) как на входной, так и на выкидной линиях циркуляции промывочной жидкости.

В. Дж. Борел и Р. Л. Льюис [Bogel and Lewis, 1969] измеряли поверхностное удельное сопротивление на шламе глинистых сланцев, однако этот процесс был трудоемким и утомительным. Одновременно компания «Континентал Ойл» проводила испытания новых методов для прогнозирования аномальных давлений. По мотивам неразглашения частной информации полученные обнадеживающие результаты не были в то время опубликованы.

Позже Х. Л. Овертон [Overton, 1970] представил каротажную диаграмму удельного сопротивления по данным измерений, которые были сделаны на шламе глин и глинистых сланцев, собранном на вибросите для очистки промывочной жидкости. Каротажная диаграмма включает удельное сопротивление жидкого шлама, содержащего тонкие частицы глинистых сланцев и дистиллированную воду, удельное сопротивление фильтрата жидкого шлама и потенциал иона натрия в фильтрате. С тех пор многие компании, специализирующиеся по газовому каротажу, начали предлагать аналогичные услуги, включающие сравнительные измерения удельного сопротивления (солености) на входной и выкидной линиях системы циркуляции промывочной жидкости.

К. Е. Уивер и К. К. Бек [Weaver and Beck, 1971] провели измерения удельного сопротивления глинистых сланцев на ряде образцов, отобранных боковым грунтоносом, в глубокой скважине в районе Саут-Пасс, штат Луизиана. Как и в предыдущих исследованиях, значения удельного сопротивления глинистых сланцев уменьшались в зонах повышенного давления.

Сложность взаимодействия между глинистыми минералами и водой является предметом изучения в течение длительного времени. Удельное сопротивление пласта глинистых сланцев есть функция давления и температуры *in situ*, состава глинистых сланцев и ассоциированной воды, пористости, литологических изменений и т. п. У воды, адсорбированной на поверхности

глинистых минералов, физические и термодинамические свойства отличаются от свойств обычной воды. Следует признать как чрезвычайно важное обстоятельство, что удельные сопротивления глинистых сланцев и жидкого шлама глинистых сланцев значительно различаются.

Предлагаемая методика определений. Шлам глинистых сланцев, собранный на вибросите, очищается для удаления промывочной жидкости и просеивается с целью удаления песка, крупных обломков и небольших частиц глинистых сланцев, повторно попавших в систему циркуляции. Обезвоженный важный шлам или высушенные с помощью вращения образцы, имеющие постоянный вес, перемешиваются в дистиллированной воде в течение длительного периода времени. Этот метод был также успешно использован на скважинах, пробуренных с применением промывочной жидкости на нефтяной основе. Однако шлам должен был очищаться с помощью специальной методики промывки.

Локально развитые крупные изменения литологии, например известковистые глинистые сланцы, в условиях аномальных давлений должны распознаваться в качестве таковых и не интерпретироваться как кажущееся уменьшение пластического давления. Это справедливо для значений удельных сопротивлений глинистых сланцев, полученных путем каротажа и по жидкому шламу. Для последних могут быть легко разработаны эмпирические поправки.

С целью измерения проводимости жидкого шлама глинистых сланцев был применен батарейный электрический мост (рис. 4.32). Затем значения удельного сопротивления жидкого шлама были рассчитаны на ЭВМ для условий постоянной температуры или преобразованы применительно к оценочным условиям в скважине. Полученные в результате ве-



РИС. 4.32. Батарейный электрический мост проводимости может быть применен для измерения проводимости жидкого шлама. Эти данные используются затем для обработки на ЭВМ и составления графика удельного сопротивления жидкого шлама (по У. Х. Фертлю и Д. Дж. Тимко, 1973b). С разрешения „World Oil“

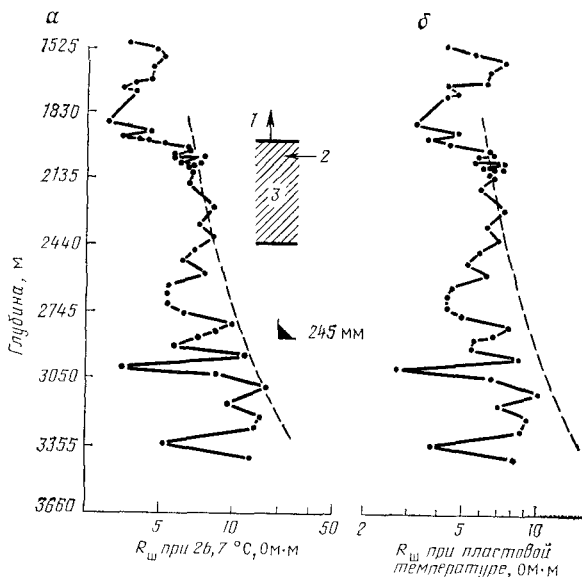


РИС. 4.33. Удельное сопротивление жидкого шлама $R_{ш}$ глинистых сланцев при 26,7°C (а) и при предполагаемой пластовой температуре (б) в наземной скважине в штате Техас (по У. Х. Ферглю, Д. Дж. Тимко, 1973б). С разрешения „World Oil“.

1 — массивный песок; 2 — кровля зоны повышенных давлений; 3 — свита Анахуак

личины удельного сопротивления жидкого шлама, нанесенные на график в зависимости от глубины, сравнили с традиционными графиками удельного сопротивления по данным каротажа. Ниже приведены результаты двух полевых определений.

Полевые определения на территории штата Техас. Результаты по скважине в округе Арансас, штат Техас, показаны на рис. 4.33. Удельные сопротивления жидкого шлама показаны при постоянной температуре 26,7°C и при условиях в скважине с использованием постоянного температурного градиента, равного 2,55°C/100 м. Сопоставление последних значений с данными каротажа скважины — удельным сопротивлением глинистых сланцев по кривой малого потенциал-зонда — приведено на рис. 4.34.

Полевые определения на акватории штата Луизиана. На рис. 4.35 удельные сопротивления жидкого шлама в зависимости от глубины сопоставлены с удельным сопротивлением глинистых сланцев по кривой малого потенциал-зонда, плотностью шлама глинистых сланцев, измеренной обслуживающей компанией на скважине, и требуемыми

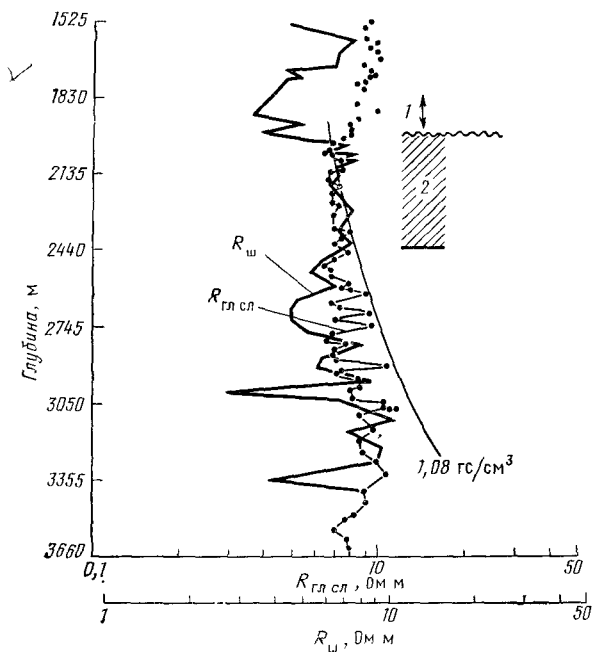


РИС. 4.34. Сравнение удельного сопротивления жидкого шлама $R_{ш}$ глинистых сланцев с поправкой за температуру и удельного сопротивления глинистых сланцев $R_{гл\ сл}$ по данным каротажа для той же наземной скважины в штате Техас, что и на рис 4.33 (по У. Х. Фертлю и Д. Дж. Тимко, 1973b). С разрешения «World Oil».

1 — массивный песок; 2 — глинистый сланец свиты Анахуак, $1,08\text{ г/см}^3$ — удельный вес промывочной жидкости применяемой в условиях нормального давления

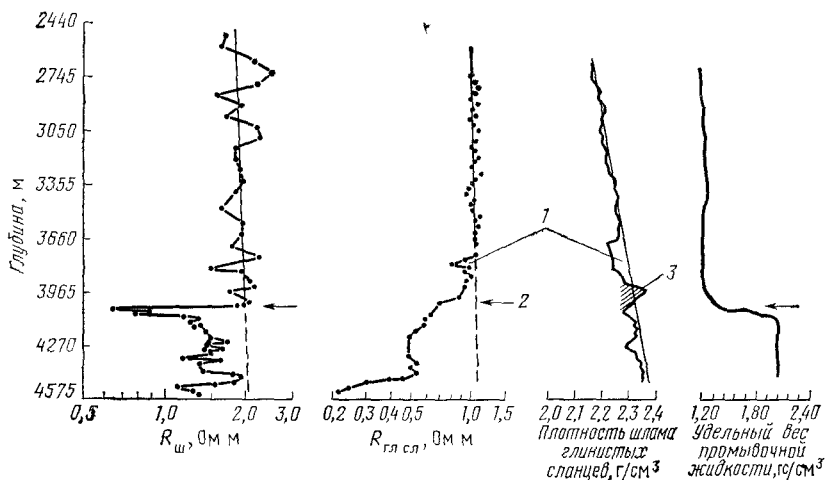


РИС. 4.35. Зона повышенных давлений, выявленная на графике удельного сопротивления жидкого шлама $R_{ш}$ (лабораторные измерения), хорошо сопоставляется с данными других, более часто используемых индикаторов давления — плотностью и удельным сопротивлением глинистых сланцев $R_{гл\ сл}$ по данным каротажа (по У. Х. Фертлю и Д. Дж. Тимко, 1973b). С разрешения „World Oil“.

1 — указание на небольшое повышение давления; 2 — кровля зоны АВПД; 3 — покрывка

значениями удельного веса промывочной жидкости для бурения скважины.

В целом тенденция изменения удельного сопротивления шлама в разрезе пород с нормальным давлением аналогична тенденции, характеризующей нормальное уплотнение, установленной на графике малого потенциал-зонда. Угол наклона обеих линий сходен. Однако из-за разных способов измерения величины удельного сопротивления различны. Наибольшее значение имеет четкое оконтуривание кровли зоны высоких давлений, которое выражается резким уменьшением удельного сопротивления жидкого шлама на глубине 4003 м и возрастанием требуемого удельного веса промывочной жидкости.

СКОРОСТЬ ФИЛЬТРАЦИИ ЖИДКОГО ШЛАМА

Во время приближения в процессе бурения к зонам повышенных давлений в подземных пластах наблюдается ряд геохимических изменений. Аналогично будут происходить изменения и в скорости фильтрации жидкого шлама при постоянном давлении. Факторы, влияющие на скорость фильтрации, включают: относительное содержание глинистых сланцев и песка в образцах шлама, размер частиц, форму и тип присутствующих глинистых минералов, рН и концентрацию электролита, минерализацию поровых флюидов в глинистых сланцах и др.

Расположение глинистых частиц, принимаемое во время седиментации в воде, зависит от рН и содержания электролитов в водной среде. Частицы образуют структуру «край/к плоскости» в средах с низким рН, хлопьевидную «плоскость к плоскости» в средах с высоким содержанием солей и диспергированную в средах с низким содержанием электролитов и высоким рН [Van Olphen, 1963].

Экспериментальные данные по монтмориллонитовым, каолиновым и природным глинам показывает, что при одном и том же давлении ориентировка глинистых частиц лучше при поровых растворах с низкой концентрацией электролитов. Для глин, сжатых при определенном давлении, скорость фильтрации уменьшается и ориентировка возрастает со снижением концентрации электролитов.

Время фильтрации измерялось на жидком шламе из морской скважины в штате Луизиана. За время фильтрации принималось время, требуемое для получения 50 мл фильтрата при давлении фильтрации 2,46 кгс/см². Возможно было также определить количество фильтрата, полученного за данное время.

Время фильтрации остается довольно постоянным для всего интервала нормальных давлений (рис. 4.36). Однако перед вхождением в интервал высокого давления оно заметно уменьшается, причем самое низкое значение совпадает с положением кровли зоны высокого давления, устанавливаемым другими

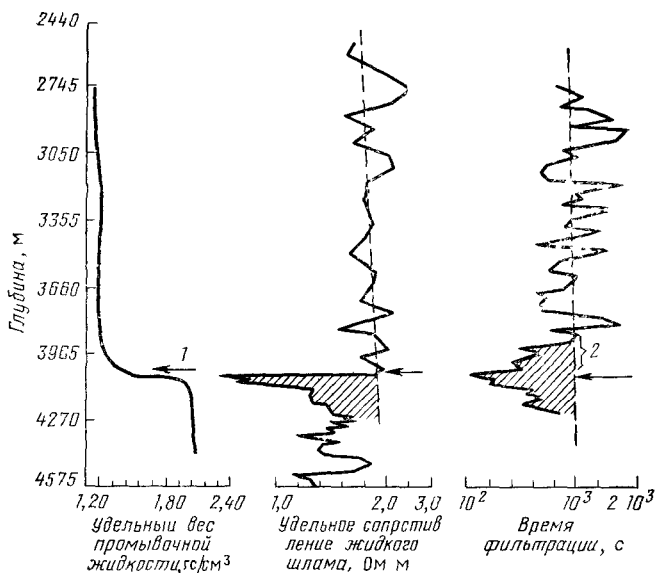


РИС 4.36 Скорость фильтрации жидкого шлама при постоянном давлении изменяется по мере приближения к интервалу повышенного давления (по У Х Ферглю и Д Дж Тимко, 1973b) С разрешения „World Oil“

Этот метод может предупредить о приближении к зоне повышенного давления прежде, чем эта зона будет фактически вскрыта бурением. 1 — кровля зоны повышенного давления 2 — предупреждение о приближении к зоне повышенного давления

методами контроля давлений и требованиями к удельному весу промывочной жидкости.

Аналогично часто наблюдаемому в интервалах повышенных давлений уменьшению минерализации пластовых вод в песчаниках, перекрывающих пласты-покрышки (см. главу 5), определение скорости фильтрации может быть одним из способов прогнозирования близости зон повышенных давлений до вхождения в эти зоны. Измерения скорости фильтрации просты и могут применяться одновременно с индикатором цветного индекса.

ЦВЕТ ВОДЫ ГЛИНИСТЫХ СЛАНЦЕВ

Как показали наблюдения, вода, выжатая из образцов глинистых сланцев, имеет цвет от янтарного до коричневого за счет органических соединений. В ряде случаев существует определенная корреляция между цветом фильтрата жидкого шлама и изменениями пластового давления *in situ*.

Использование изменений цвета фильтрата в качестве дополнительного индикатора давления (см. рис. 4.40) возможно и

является перспективным, но на него могут оказывать большое влияние добавки к промывочной жидкости, разбуривание лигнитовых зон и т. п.

КОЭФФИЦИЕНТ ВЛАЖНОСТИ

Полезность измерений плотности глинистого шлама для оконтуривания *in situ* пород-покрышек и зон аномальных давлений хорошо установлена. Зная плотности глинистых сланцев, зернового скелета (например, на основании данных о составе) и флюида в поровом пространстве, можно рассчитать пористость глинистых сланцев. Следующим шагом будет возможность измерения коэффициента влажности глинистых сланцев, который прямо пропорционален их пористости. Аномально-высокие давления отражаются более высокими по сравнению с нормальными значениями пористости и влажности глинистых сланцев на данной глубине.

Коэффициент влажности шлама глинистых сланцев может быть легко определен на скважине путем измерения потери массы между влажным и сухим образцом (для чего требуются лишь горячая пластинка и весы) или с помощью анализаторов влажности. Прежде чем проводить измерения коэффициента влажности, шлам глинистых сланцев должен быть очищен и поверхностная вода удалена.

Метод использования коэффициента влажности независим от применяемой системы промывочной жидкости и дает хорошие результаты при системах на нефтяной основе, нефтеэмульсионных и на водной основе.

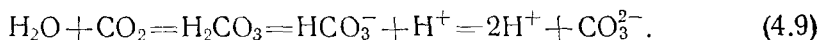
ГРАФИК ЛИТОФУНКЦИИ

Как было рассмотрено выше, крупные литологические изменения осложняют прямую интерпретацию данных о плотности для выявления аномальных давлений. Автор убедился на практике, что в случае известковистых глинистых сланцев составление графика литофункции (произведения плотности глинистых сланцев и коэффициента влажности) может сильно уменьшить отклонение от нормальной тенденции уплотнения. Составление графика целесообразно, поскольку плотность и коэффициент влажности получаются путем независимых измерений.

ЗАВИСИМОСТЬ МЕЖДУ СОДЕРЖАНИЕМ БИКАРБОНАТА И НАЛИЧИЕМ ПОВЫШЕННЫХ ДАВЛЕНИЙ

Геохимические исследования показывают, что практически не существует условий на поверхности земли или вблизи нее, где рН и реакции окисления — восстановления были бы несовместимы с органической жизнью. Поскольку углекислый газ (CO_2) является основным побочным продуктом окисления

органики и представляет собой строительный материал для растений и многочисленных бактерий, он имеет важное значение. Углекислый газ растворяется в воде, образуя бикарбонат-ион и ион свободного водорода. Условия равновесия ионов двуокиси углерода, углекислоты и бикарбоната могут быть выражены так:



В закрытой системе эта реакция сдвигается вправо с увеличением температуры или при наличии повышенных давлений.

Были разработаны как органические, так и неорганические теории, объясняющие образование CO_2 в подземных условиях. Органические теории включают распад органического вещества и окисление углеводов [ZoBell, 1946; Карцев, 1959; Кузнецов, 1962; Picard, 1962]. Неорганические теории включают метаморфизм карбонатов, растворение известняков грунтовыми водами и эманации изверженных пород [Germann, 1941; Lang, 1959; Zartmann, 1861; Киссин, 1967].

Пластовые рассолы побережья Мексиканского залива. Данные по побережью Мексиканского залива в штате Луизиана показывают, что содержание бикарбоната в пластовых водах в 2—20 раз превышает его содержание в воде Мексиканского залива [Jones, 1968].

Лабораторное исследование образцов глинистых сланцев из скважины в Байю-Лонг, штат Луизиана, обнаружило высокую концентрацию HCO_3^- ; она была выше в интервале повышенных давлений, чем в вышележащих нормально уплотненных осадках. Это согласуется с данными К. Е. Уивера и К. К. Бека [Weaver and Beck, 1971], которые исследовали ряд отобранных с помощью бокового грунтоноса кернов глинистых сланцев и алевролитовых глинистых сланцев из глубокой скважины в районе Саут-Пасс. Было обнаружено, что HCO_3^- является доминирующим анионом в поровых водах; следующим по величине содержания является SO_4^{2-} , за которым идет Cl^- .

Концентрация HCO_3^- обычно уменьшается с глубиной в нормально уплотненных осадках побережья Мексиканского залива вследствие двух возможных причин: CO_2 легко проходит через глины, особенно в виде молекул H_2CO_3 , не имеющих заряда, и регенерация CO_2 in situ на больших глубинах не может обеспечивать пополнение HCO_3^- .

Наличие породы-покрышки с низкой проницаемостью может обуславливать следующие явления: 1) уменьшение количества бикарбоната, удаляющегося в течение геологического времени; 2) в присутствии некоторого количества карбонатных или известковистых пород (известковистых глинистых сланцев) пополнение HCO_3^- за счет регенерации способно с избытком компенсировать любую диффузию, которая может происходить в очень

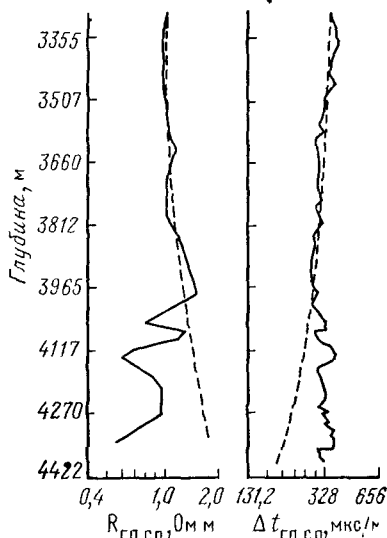
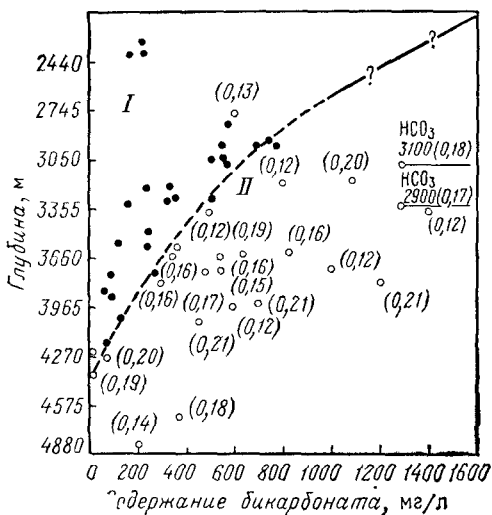


РИС. 4.37. Концентрация бикарбоната в пластовых водах из проницаемых интервалов с аномальными давлениями на побережье Мексиканского залива США выше, чем в интервалах с нормальным уплотнением (по У. Х. Фертлю и Д. Дж. Тимко, 1973а). С разрешения „World Oil“.

I — нормальные давления, II — условия аномальных давлений, цифры в скобках — градиенты гидростатического давления, кгс/(см² · м)

РИС. 4.38. Параметры глинистых сланцев по данным каротажа скважин указывают на наличие повышенных давлений ниже 4055 м в этой скважине в штате Луизиана (по У. Х. Фертлю и Д. Дж. Тимко, 1973с). С разрешения „World Oil“.

Анализ фильтрации жидкого шлама глинистых сланцев (см табл. 4 VII) обнаруживает повышенные концентрации бикарбоната по сравнению с интервалом нормальных давлений. $R_{гд\ сл}$ — удельное сопротивление глинистых сланцев; $\Delta t_{гд\ сл}$ — время пробега волны в глинистых сланцах

уменьшенном масштабе через непроницаемую покрывку над зоной повышенных давлений.

На рис. 4.37 приведены график изменения концентрации HCO_3^- с глубиной на основании данных А. Г. Коллинза [Collins, 1970] и П. Х. Джонса [Jones, 1968], а также данные о давлениях в исследованной скважине. И здесь пластовые воды из зон аномально-высоких давлений обнаруживают более высокие концентрации HCO_3^- по сравнению с зонами нормальных давлений для данной глубины.

Практика работ на побережье Мексиканского залива показывает, что минерализация пластовых вод меньше вблизи и в пределах зон повышенных давлений и содержание бикарбоната в пластовых рассолах возрастает с уменьшением минерализации. Высокие температуры, преобладающие в зонах повышенных давлений, усиливают это явление.

Таблица 4.VII

Анализ фильтрата жидкого шлама из скважины в штате Луизиана, показанной на рис. 4.38
(по У. Х. Ферглю и Д. Дж. Тимко, 1973а)

Глубина, м	Пластовое давление	Концентрация ионов, мг/л			
		Cl ⁻	HCO ₃ ⁻	Ca ²⁺	Mg ²⁺
2764	Нормальное	21	183	2	4
4099	Аномальное	10	357	0	3

Полевые наблюдения. На рис. 4.38 приведены полученные с помощью каротажа параметры глинистых сланцев, которые используются как индикаторы условий пластовых давлений в скважине на территории штата Луизиана. Резкое изменение давления отчетливо прослеживается на глубине 4055 м. В табл. 4.VII приведены также данные анализа фильтрата жидкого шлама глинистых сланцев, смешанного с дистиллированной водой из этой скважины. При высоком давлении концентрация иона хлора уменьшается, а HCO₃⁻ возрастает. Ион хлора, вероятно, мигрирует или диффундирует легче, тогда как содержание HCO₃⁻ связано с диффузионной способностью, разложением органического вещества и содержанием кальцита.

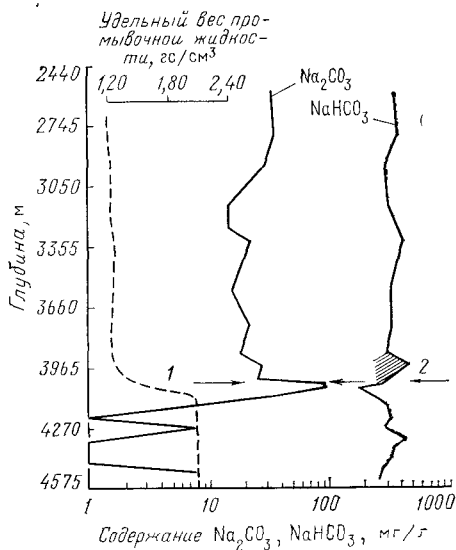


РИС. 4.39. Связь между повышенными давлениями и данными анализа фильтрата жидкого шлама глинистых сланцев из морской скважины в штате Луизиана (по У. Х. Ферглю и Д. Дж. Тимко, 1973а). С разрешения „World Oil“.

1 — кровля зоны высокого пластового давления; 2 — область покровки

В морской скважине в штате Луизиана (рис. 4.39) кровля зоны аномальных давлений расположена на глубине 4003 м. Содержание Na₂CO₃ увеличивается у кровли зоны повышенных давлений и резко снижается в интервале высоких давлений. Содержание NaHCO₃ постоянно по всему интервалу нормальных давлений и возрастает в породе-покрышке. Предполагаемая кровля зоны высоких давлений

совпадает с наиболее низкими значениями NaHCO_3 . Глубже в зоне повышенных давлений значения NaHCO_3 аналогичны их величинам в интервале нормальных давлений. Аналогичные результаты были получены в наземной скважине в штате Техас.

Разумеется, такая связь аномальных давлений с содержанием бикарбонатов может быть замаскирована резкими литологическими изменениями или наличием разрывов массивных карбонатов.

ПОТЕНЦИАЛЫ ОКИСЛИТЕЛЬНО-ВОССТАНОВИТЕЛЬНЫЙ И pH

Необходимость разработки метода, который позволил бы прогнозировать зоны высоких давлений до вскрытия их долотом, была подчеркнута некоторыми исследователями [Fertl and Timko, 1973].

В нескольких скважинах во время бурения измерялись изменения окислительно-восстановительного потенциала и pH на шламе глинистых сланцев. По изменениям значений окислительного потенциала зона повышенных давлений была прослежена до того, как ее присутствие было выявлено другим физическим параметром — измерением плотности глинистых сланцев. Несмотря на некоторые недостатки, применение измерений окислительно-восстановительного потенциала заслуживает дальнейшего исследования и рассмотрения в качестве индикатора давления непосредственно на скважине.

Окислительно-восстановительный потенциал определяет подвижность элемента с меняющейся валентностью и область его рассеивания или локализации в земной коре. Ранее попытки измерения окислительно-восстановительных потенциалов в осадочных породах были неудачными, однако сегодня могут быть сделаны достаточно надежные определения, если будут предприняты некоторые меры предосторожности.

Определения. Локальные условия среды в осадках характеризуются физическими и химическими факторами. Основными химическими факторами являются окислительно-восстановительный потенциал, pH (кислотность или щелочность), концентрация ионов или минерализация и температура среды осадкообразования. Тип осаждающихся минералов и микроорганизмы тесно связаны с потенциалами окислительно-восстановительным и pH.

Величина pH представляет собой отрицательный логарифм с основанием десять активности иона водорода в растворе. Она характеризует кислотно-щелочное равновесие: $\text{pH}=7$ указывает нейтральное состояние, $\text{pH}>7$ — щелочной раствор, $\text{pH}<7$ — кислый раствор.

Окислительно-восстановительный потенциал, называемый также потенциалом Eh, количественно характеризует склонность

химического вещества изменять свое состояние окисленности или восстановленности в ионном растворе. Реакции могут быть выражены как «восстановленное состояние \rightleftharpoons окисленное состояние + n электронов». Таким образом, окислительно-восстановительный потенциал есть количественная мера тенденции освобождения электронов обратимой восстановительно-окислительной системы.

Большинство реакций в нейтральной среде включают как электроны, так и протоны. Таким образом, рН и Eh в конечном счете отражают концентрации протонов и электронов. Так как протоны нейтрализуют электроны (и наоборот), преобладание одних приводит к дефициту других. Детальное рассмотрение геохимических условий в осадочных породах было сделано Р. М. Гэррелсом и К. К. Кристом [Garrels and Christ, 1965].

Пример из промышленной практики. Непрерывные измерения на месте значений окислительно-восстановительного потенциала и рН были проведены на буровом шлеме из скважины в штате Луизиана. Для сравнения данные были получены на необработанных жидких шламах на скважине и позже на нейтрализованных жидких шламах в лаборатории.

На рис. 4.40 показаны удельный вес промывочной жидкости, скорость бурения, величины потенциалов окислительно-восстановительного и рН жидкого шлама глинистых сланцев и цвет фильтрата жидкого шлама. В общем случае окислительно-вос-

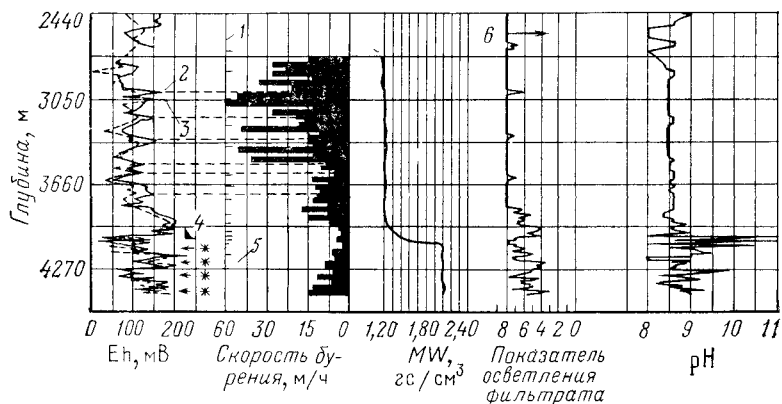


РИС. 4 40. Измерения окислительно-восстановительного потенциала указывают на наличие кровли зоны повышенного давления приблизительно на 45,7 м раньше, чем современные применяемые методы. В сущности, зона аномальных давлений была выявлена до вскрытия ее долотом Вдобавок, измерения окислительно-восстановительного потенциала показывают также положение продуктивных зон (по У Х Ферглю и Д. Дж Тимко, 1973а). С разрешения „World Oil“.

1 — новое долото, 2 — жидкий шлам, 3 — фильтрат, 4 — продуктивные зоны, 5 — алмазное долото, 6 — темный, MW — удельный вес промывочной жидкости

становительный потенциал несколько уменьшается с глубиной в интервале с нормальными давлениями до глубины около 3872 м, затем резко возрастает на протяжении следующих 122 м. Начиная с 3918 м плотность шлама глинистых сланцев увеличивается, что указывает на наличие породы-покрышки и коррелируется также с более низкой скоростью бурения. Таким образом, значения окислительно-восстановительного потенциала фиксируют границу давления (покрышку) на 45,7 м раньше, чем это удастся сделать по данным плотности шлама.

В интервале повышенных давлений имеется несколько крупных отклонений величин окислительно-восстановительного потенциала. Кроме того, продуктивные зоны совпадают с более низкими величинами этого потенциала в нескольких исследованных скважинах. Этот индикатор может получить применение как средство разведки.

Практика бурения в глинисто-песчаных разрезах и в массивных карбонатных разрезах показывает, что правильно измеренные величины окислительно-восстановительного потенциала связаны с изменениями подземного давления, наличием углеводородов и с литологией. Однако влияния этих факторов иногда накладываются друг на друга, и интерпретация может быть затруднена. Поэтому будут необходимы и другие индикаторы (буровые параметры, каротаж и т. п.).

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ОПРЕДЕЛЕННЫХ ИОНОВ

Фильтраты жидкого шлама глинистых сланцев исследовались на содержание анионов хлора Cl^- и сульфата SO_4^{2-} а также одновалентных катионов натрия Na^+ и калия K^+ и двухвалентных катионов кальция Ca^{2+} и магния Mg^{2+} .

Шлам глинистых сланцев, очищенный от промывочной жидкости путем промывки дистиллированной водой, собирався на буровой площадке на сите с 12 отверстиями, приходящимися на 25,4 мм. Затем образцы глинистых сланцев массой 10 г диспергировались путем перемешивания с 10 мл дистиллированной воды в микросмесителе в течение 5 мин. Полученные жидкости фильтровались под давлением 2,46 кгс/см² с помощью фильтровального пресса для промывочной жидкости. Содержание различных ионов в фильтрате определяли далее в лаборатории методом атомной абсорбции и титрованием.

На рис. 4.41 приведено сравнение концентраций этих ионов с данными каротажа и удельным весом промывочной жидкости. Значения Cl^- (измеренные двумя независимыми методами) увеличиваются в интервале повышенных давлений. Концентрации SO_4^{2-} меньше по сравнению с содержанием Cl^- . В целом содержание SO_4^{2-} остается постоянным до глубины 3933 м (кровля породы-покрышки), однако снижается в самой породе-покрышке. В области высоких давлений ниже 4003 м наблюдается

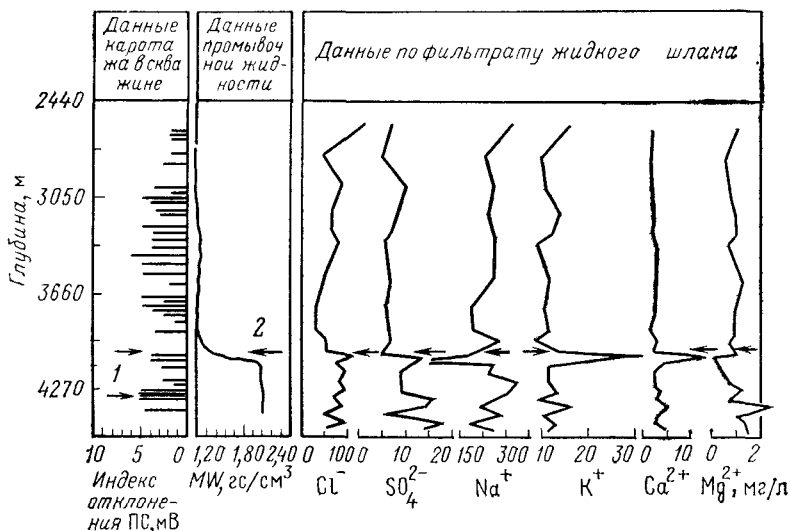


РИС. 4.41. Кажущиеся изменения концентрации определенных ионов в жидких шламах глинистых сланцев в зонах нормального и повышенного давлений (по У. Х. Ферглю и Д. Дж. Тимко, 1973а). С разрешения „World Oil“.

Индекс отклонения ПС дает максимальное значение ПС для пластов-коллекторов, сложенных песчаниками; 1 — основные продуктивные зоны, 2 — кровля зоны высокого давления, MW — удельный вес промывочной жидкости

заметное увеличение концентрации SO_4^{2-} , и самые большие увеличения коррелируются с известными продуктивными зонами.

Поскольку концентрация SO_4^{2-} может быть связана с содержанием органического вещества в глинистых сланцах, была сделана попытка корреляции величины концентрации с цветом фильтрата жидкого шлама. Однако эта попытка оказалась неудачной.

Концентрация SO_4^{2-} в области повышенных давлений может быть локальным (in situ) результатом сложных геохимических реакций и (или) явлений селективной фильтрации. Кроме того, ион SO_4^{2-} не очень подвижен. Установленное по данным каротажа присутствие физического барьера (и возможного геохимического барьера) можно объяснить сохранением более высокой концентрации SO_4^{2-} в интервале повышенных давлений.

Содержание Na^+ достаточно постоянно с глубиной до 3628 м, заметно уменьшается в интервале 3628—3933 м, однако снова возрастает над зоной повышенных давлений. В кровле зоны повышенных давлений содержание Na^+ резко снижается, но глубже, в пределах зоны повышенных давлений, снова достигает значений, равных или еще более высоких, чем средняя концентрация в интервале нормального уплотнения.

Концентрация K^+ гораздо меньше, чем Na^+ , однако резко увеличивается в кровле зоны высоких давлений. В более глубокой части этой зоны содержания K^+ снова близки или несколько выше его значений в интервале нормального уплотнения.

Концентрация Ca^{2+} во всех фильтрах жидкого шлама обычно низкая. Исключение составляет резкое увеличение в кровле зоны повышенных давлений и возле области известковой крышки, которая имеет довольно высокое содержание кальцита.

Никаких резких колебаний концентраций Mg^{2+} не наблюдается в интервале нормальных давлений. Они уменьшаются в кровле зоны повышенных давлений и далее имеют общее возрастание глубже в этой зоне.

НЕДОСТАТКИ

На индикаторы могут оказывать влияние тип промывочной жидкости (на водной или на нефтяной основе), изменения условий в стволе скважины во время бурения и воздействие потока промывочной жидкости во время подъема шлама на поверхность. Будет происходить ионный обмен между шламом, промывочной жидкостью и добавками к ней. К сожалению, в настоящее время невозможно точно предсказать порядок замещения катионов в смешанной катионной системе, особенно в такой сложной, как промывочная жидкость, содержащая шлам.

Изменения давления и температуры, происходящие во время подъема шлама на поверхность, также имеют важное значение. Например, величина и порядок селективности катионного обмена изменяются в зависимости от того, делаются определения на диспергированных или на уплотненных глинах.

Шлам глинистых сланцев, исследованный в лаборатории, промывался на вибросите и снова подвергался очистке в лаборатории. Во время промывки может происходить потеря некоторых ионов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Ангелопуло О. К., Парамонов В. С., Андерсон Б. А. Об интерпретации данных газового каротажа при бурении глубоких высокотермальных скважин.— Разведка и охрана недр, 1965, № 11, с. 48—50.

Иоффе В. И. Влияние химических реагентов, вводимых в глинистый раствор, на данные газового каротажа.— Разведочная геофизика, вып. 50. М., Недра, 1972, с. 152—154.

Карцев А. А. Геохимические методы исследований при поисках нефти и газа. М., Недра, 1964.

Киссин И. Г., Пахомов С. И. О возможности генерации углекислоты в недрах при умеренно высоких температурах — Докл. АН СССР, т. 174, № 2, 1967, с. 451—454.

Кузнецов С. И. Введение в геологическую микробиологию. М., Изд-во АН СССР, 1962.

- Печорин О М Термокаталитические процессы и генерация углеводов в скважине* — Геология нефти и газа, 1971, № 1, с 22—23
- Родионов В А Влияние режима бурения на результаты газового каротажа* — Прикладная геофизика, вып 41 М, Недра, 1965, с 181—189
- Birch A F and Clark H*, 1940 The thermal conductivity of rocks and its dependence upon temperature and composition *Am J Sci*, 238 529—558, 613—635
- Boatman W A*, 1967 Shale density key to safer, faster drilling *World Oil*, 165(2) 69—74, also *J Pet Technol*, 19 1423—1431, 1967
- Bolt D B*, 1972 How to detect overpressure in drilling worldwide *World Oil*, 174(6) 107—111
- Boone D E*, 1972 Porosity and pressure log performs well in the North Sea *Petrol Petrochem Int*, 12 36—38
- Borel W J and Lewis R L*, 1969 Ways to detect abnormal formation pressures *Pet Eng*, 41(7) 49—63, 41(10) 101—109, 41(11) 82—94, 41(12) 80—101
- Bourgoyne A T*, 1971 A graphic approach to overpressure detection while drilling *Pet Eng*, 43(9) 76—78
- Bourgoyne A T, Rizer J A and Myers G M*, 1971 Porosity and pore pressure logs *Drill Contract*, 36—45, May—June
- Bridgman P W*, 1924 The thermal conductivity and compressibility of several rocks under high pressures *Am J Sci*, 7 81—102
- Bullard E C, Maxwell A E and Revelle R*, 1956 Heat flow through the deep sea floor In H E Landsberg (Editor), *Advances in Geophysics*, Vol 3 Academic Press, New York, N Y, pp. 153—181
- Clark H*, 1941 The effect of simple compression and wetting on the thermal conductivity of rocks *Trans Am Geophys Union*, 22 543—544
- Collins A G*, 1970 Geochemistry of some petroleum—associated waters from Louisiana U S Bur Min Rep Invest, No 7326, 38 pp
- Combs G F*, 1968 Prediction of pore pressure from penetration rate SPE 2162, 43rd AIME Foll Meet, Houston, Texas, September
- Dupin de Saint Cyr P*, 1973 Ultrasonic device monitors mud pit levels on floaters *World Oil*, 177(7) 57—58
- El-Hadidi S*, 1970 Use of well logging data for predicting of rock drillability M S Thesis, Univ of California, Berkeley, Calif, 90 pp
- Eucken A*, 1911 Ueber die Temperaturabhaengigkeit der Waermeleitfaehigkeit fester Nichtmetalle *Ann Phys*, 39(2) 185—211
- Feril W H*, 1973 What to remember when interpreting mud-gas cutting *World Oil*, 177(4) 67—72
- Feril W H and Timko D J*, 1970 How abnormal pressure detection techniques are applied *Oil Gas J*, 68(2) 62—71
- Feril W H and Timko D J*, 1971 Parameters for identification of overpressure formations SPE 3223, 5th Conf on Drilling and Rock Mechanics, Univ of Texas, Austin, Texas, January
- Feril W H and Timko D J*, 1972 How downhole temperatures, pressures affect drilling, 2 Detecting and evaluating formation pressures *World Oil*, 175(1) 45—50
- Feril W H and Timko D J*, 1973a, b How downhole temperatures pressures affect drilling, 9(1973a), and 10(1973b) *World Oil*, 176(2) 47—51, 176(4) 62—66
- Forgotson J M*, 1969 Indication of proximity of high pressure fluid reservoir, Louisiana and Texas Gulf Coast Bull Am Assoc Pet Geol 53 171—173
- Galle E M and Woods H B* 1963 Best constant bit weight and rotary speed for minimum drilling cost *Oil Gas J*, 61(41) 147—166
- Garnier A J and Van Lingen N H*, 1959 Phenomena affecting drilling rates at depth *Trans AIME*, 216 232—239
- Garrels R M and Christ C K*, 1965 *Solutions, Minerals and Equilibria* Harper and Row, New York, N Y, 390 pp
- Germann F E*, 1941 The origin of underground carbon dioxide *J Chem Phys*, 46 61—68

- Gill J A*, 1968 Applied drilling technology, an engineered package for pressure detection and control Drill Contract, 128—140, March—April
- Gill J A*, 1972 Shale mineralogy and overpressure some case histories of pressure detection worldwide utilizing consistent shale mineralogy parameters SPE 3890, 3rd Symp on Abnormal Subsurface Pore Pressure, Louisiana State Univ, Baton Rouge, La, May
- Gill J A* and *Weintritt D J*, 1970 Shale factor a diagnostic tool for formation logging 11th Prof Well Log Analysts Symp, Los Angeles, Calif
- Gnrk P F* and *Cheatham J B*, 1969 A theoretical description of rotary drilling for idealized downhole bit/rock conditions Trans AIME, 246 443—450
- Goddard R D*, *Guest R J* and *Anderson T O*, 1973 High resolution fluid measurements improve drilling Drill Contract, 55—64, March—April
- Goins W C*, 1968 Guidelines for blowout prevention World Oil, 167(4) 88—106
- Goins W C*, 1969 Blowout Prevention Gulf Publishing Co, Houston, Texas, 260 pp
- Goins W C* and *O'Brien T B*, 1962 How to detect and control threatened blowouts Oil Gas J, 60(42) 143—151
- Goldsmith R C*, 1972 Why gas cut mud is not always a serious problem World Oil, 175(5) 51—54
- Griffin D G* and *Bazer D A*, 1968 A comparison of methods for calculating pore pressures and fracture gradients from shale density measurements using the computer SPE 2166, 43rd AIME Fall Meet, Houston, Texas, September
- Gstalder S* and *Raynal J*, 1966 Measurement of some mechanical properties of rocks and their relationship to rock drillability Trans AIME, 237 991—996
- Guyod H*, 1946 Temperature well logging Oil Weekly, October 28
- Hang P T* and *Brindley G W*, 1970 Methylene blue adsorption by clay minerals Determination of surface areas and cation—exchange capacities Clays Clay Miner, 18 203—212
- Herbert W E* and *Young F S*, 1972 Estimation of formation pressure with regression models of drilling rate J Pet Technol, 24 9—15
- Issenmann O* and *Lucon C*, 1971 Present state of gas logging techniques with the use of a continuous mud weight recorder J Can Pet Technol, 12 9—11
- Jones P H*, 1968 Hydrodynamics of geopressure in the northern Gulf of Mexico Basin SPE 2207, 43rd AIME Fall Meet, Houston, Texas, September
- Jorden J R* and *Shurley O J*, 1966 Application of drilling performance data to overpressure detection J Pet Technol, 18 1387—1394
- Kennedy J L*, 1970 Drilling porosity log proves accurate Oil Gas J, 68(34) 53—55
- Kennedy J L*, 1973 Drilling issue Oil Gas J, 71(39) 119—154
- Kvet R*, 1970 Genesis of the principal components of natural gas from Illuk Gas Mineral Geol, 4 357—367
- Lang W B*, 1959 The origin of some natural carbon dioxide gases J Geophys Res, 64 127—131
- Langseth M G*, 1965 Techniques of measuring heat flow through the ocean floor In Terrestrial Heat Flow—Am Geophys Union Mem, 8 58—77
- Lewis C R* and *Rose S C*, 1970 A theory relating high temperatures and overpressures J Pet Technol, 22 11—16
- Lutz J*, *Raynaud M*, *Gstalder S*, *Quichaud C*, *Raynal J* and *Muckleroy J A*, 1972 Instantaneous logging based on a dynamic theory of drilling J Pet Technol, 24 750—758
- Matthews W R*, 1969 Drilling variables show transition zone Oil Gas J, 67(44) 69—76
- Maurer W C* 1962 The perfect-cleaning theory of rotary drilling Trans AIME, 225 1270—1274
- Maurer W C*, 1966 How bottom hole pressure affects penetration rate Oil Gas J, 64(2) 61—66

- Mondshine T. C.*, 1969. New technique determines oil-mud salinity needs in shale drilling. *Oil Gas J.*, 67(28): 70—75.
- Nevins M. J.* and *Weinritt D. J.*, 1967. Determination of cation-exchange capacity by methylene blue adsorption. *Bull. Am. Ceram. Soc.*, 46: 587—592.
- Nukiyama S.* and *Yoshizawa Y.*, 1934. The thermal conductivity of seawater and some water solutions. *J. Soc. Mech. Eng. (Japan)*, 37: 347—351.
- O'Brien T. B.* and *Goins W. C.*, 1960. The mechanics of blowouts and how to control them. *API Drill. Prod. Pract.*, 27: 41—55.
- Overton H. L.*, 1970. Resistivity logging from shale slurries. 11th Prof. Well Log Analysts Symp., Los Angeles, Calif., Paper C.
- Overton H. L.* and *Timko D. J.*, 1969. The salinity principle—a tectonic stress indicator in marine sands. *Log Analyst*, 10(6): 34—43.
- Picard M. D.*, 1962. Occurrence and origin of Mississippian gas in the Four Corners region. *Bull. Am. Assoc. Pet. Geol.*, 46: 1681—1700.
- Pixler B. O.*, 1945. Some recent developments in mud analysis logging. SPE 2026, AIME Fall Meet., Houston, Texas.
- Ratcliffe E. W.*, 1960. The thermal conductivities of ocean sediments. *J. Geophys. Res.*, 65: 1535—1541.
- Rehm W. A.*, 1969. Pressure control in drilling. *Oil Gas J.*, 67(31) through 68(7).
- Rehm W. A.* and *McClendon R.*, 1971. Measurement of formation pressure from drilling data. SPE 3601, 46th AIME Fall Meet., New Orleans, La., October.
- Rochon R. W.*, 1967. Relationship of mineral composition of shales to density. *Bull. South Texas Geol. Soc.*, 7, July 14.
- Rochon R. W.*, 1968. The effect of mud weight in mud logging gas anomalies. Monarch Logging Co., San Antonio, Texas, 12 pp.
- Skelly W. G.* and *Kjellstrand J. A.*, 1966. The thermal degradation of modified lignosulfonates in drilling muds. API Div. Prod., Southern District Spring Meeting.
- Somerton W. H.*, 1959. A laboratory study of rock breakage by rotary drilling. *Trans. AIME*, 216: 92—97.
- Van Olphen H.*, 1963. *Clay Colloid Chemistry*. Interscience, New York, N. Y., 301 pp.
- Vries D. A.*, 1952. Het warmtegeleidings-vermogen van grond. *Mededel Landbouwhogeschool Wageningen*, 52: 73—80.
- Wardlaw H. W. R.*, 1969. Drilling performance optimization and identification of overpressure formations. SPE 2388, 4th Conf. on Drilling and Rock Mechanics, Univ. of Texas, Austin, Texas.
- Weaver C. E.* and *Beck K. C.*, 1971. Clay water diagenesis during burial: how clay becomes gneiss. *Geol. Soc. Am. Spec. Paper*, 134, 93 pp.
- Wilson G. J.* and *Bush R. E.*, 1973. Pressure prediction with flow line temperature gradient. *J. Pet. Technol.*, 25: 135—142.
- Young F. S.*, 1968. Computerized drilling control. SPE 2241, 43rd AIME Fall Meet., Houston, Texas, September.
- Zamora M.*, 1972. Slide rule correlation aids d-exponent use. *Oil Gas J.*, 70(51): 68—72.
- Zartman R. E.*, 1961. Helium, argon, and carbon dioxide in some natural gases. *J. Geophys. Res.*, 66: 227—306.
- Zierfuss H.*, 1969. Heat conductivity of some carbonate rocks and clayey sandstones. *Bull. Am. Assoc. Pet. Geol.*, 53: 251—260.
- ZoBell C. E.*, 1946. Studies on redox potential of marine sediments. *Bull. Am. Assoc. Pet. Geol.*, 30: 447—514.
- Zoeller W. A.*, 1970. The drilling porosity log. SPE 3066, 45th AIME Fall Meet., Houston, Texas, October.

ОБНАРУЖЕНИЕ И ОЦЕНКА АНОМАЛЬНЫХ ПЛАСТОВЫХ ДАВЛЕНИЙ МЕТОДАМИ ПРОМЫСЛОВОЙ ГЕОФИЗИКИ

ВВЕДЕНИЕ

Аномальные пластовые давления могут быть обнаружены и оценены различными методами. Одним из лучших методов является промысловая геофизика, позволяющая регистрировать изменения различных свойств и характеристик пород по глубине. Промыслово-геофизические методы и основанные на них способы оценки аномальных давлений являются «ретроспективными» — они используются после бурения породы долотом. Тем не менее, эти методы оказывают значительную помощь при бурении скважин, хотя для этого приходится часто выполнять каротаж после бурения небольших интервалов для получения картины непрерывного изменения порового давления с глубиной. Методы каротажа, с помощью которых можно обнаружить пласты с аномально-высоким давлением, следующие:

- 1) электрический каротаж — кривая малого потенциал-зонда, проводимости, получаемая при индукционном каротаже, кривая спонтанной поляризации (ПС); сюда же следует включить кривую относительного сопротивления глин;
- 2) акустический (звуковой) каротаж;
- 3) измерение плотности;
- 4) нейтронный каротаж;
- 5) импульсный нейтронный каротаж;
- 6) методы ядерного магнитного резонанса;
- 7) скважинная гравиметрия.

Данные всех видов каротажа, за исключением метода ПС, обрабатываются следующим образом. Показания каждого метода наносятся на график, где по оси абсцисс откладывается значение параметра в глинистых пластах, по оси ординат — глубина. Затем устанавливаются линии нормального уплотнения глин. Форма и угол наклона каждой линии характеризуют данный пласт и могут выдерживаться в пределах всего геологического района, одной площади или иногда только в пределах отдельного блока. Интерпретация таких графиков сводится к установлению отклонения истинного значения параметров от нормальной линии. Это отклонение зависит от степени аномальности пластового давления, от того, насколько давление в данном пласте отличается от гидростатического на рассматривае-

мой глубине. Способы интерпретации часто просты и эффективны, однако иногда встречаются трудности. Они связаны с резкими изменениями литологии пород, их возраста, с образованием каверн, крутыми углами падения пластов, малой мощностью пластов, с близостью массивных соляных тел (соляных куполов и т. п.), с погрешностями каротажных приборов и др. Эти ограничения и возможные ошибки обсуждаются в конце главы.

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЙ КАРОТАЖ

КРИВАЯ МАЛОГО ПОТЕНЦИАЛ-ЗОНДА

ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ

В обычных видах электрокаротажа без фокусировки тока используются две электрические цепи: токовая и измерительная. Когда по токовой цепи пропускают электрический ток, между двумя токовыми электродами возникает электромагнитное поле, форма которого зависит от соотношения удельных электрических сопротивлений пород, которые это поле охватывает. Электроды измерительной цепи находятся в этом электромагнитном поле на определенном расстоянии от токовых электродов. Разность электрических потенциалов между двумя измерительными электродами регистрируется как функция глубины [Pigson, 1963; Wyllie, 1963]. Очевидно, что такие каротажные устройства не могут работать в непроводящих промывочных жидкостях (например, на нефтяной основе), в воздухе или в газе. Обычно, чем больше расстояние между электродами, тем глубже (от ствола скважины) каротажный зонд исследует пласт. Таким образом, малый потенциал-зонд (расстояние между токовым и измерительным электродами равно 40,5 см) является устройством, обладающим небольшой глубиной исследования.

При решении задачи оценки пластовых давлений метод кривой малого потенциал-зонда, особенно его модификации, в которой горизонтальный масштаб кривой увеличивается в 5 раз (с помощью электронного каскада усиления), зарекомендовал себя как наиболее надежный метод. Этот метод, предложенный Х. Е. Хоттманом и Р. К. Джонсоном [Hottman and Johnson, 1965], основан на эмпирически установленной закономерности: в условиях нормального уплотнения глин их удельное сопротивление $R_{гл}$ возрастает с глубиной, так как уменьшается пористость. Форма и угол наклона линии нормального возрастания удельного сопротивления зависят от возраста и типа конкретных глин (рис. 5.1). Другими словами, линии нормального уплотнения в бассейне Мексиканского залива США, в районах Северного, Южно-Китайского морей на других площадях отличаются друг от друга.

Значения $R_{гд}$ наносятся в логарифмическом масштабе, шкала глубин берется в линейном масштабе (используется полулогарифмическая сетка). В условиях нормальных пластовых давлений все получаемые точки группируются вдоль четко выраженной нормальной линии, причем величины $R_{гд}$ возрастают с глубиной (рис. 5.2). В глинах с аномально-высоким пластовым давлением показания потенциал-зонда перестают совпадать с этой линией, так как удельное сопротивление глин становится меньше нормального. Это объясняется повышенной пористостью и, следовательно, повышенным содержанием воды в глинах [Hottman and Johnson, 1965; Ham, 1966]. Относительное содержание солей в нормально уплотненных и недоуплотненных глинах часто неодинаково, что необходимо учитывать

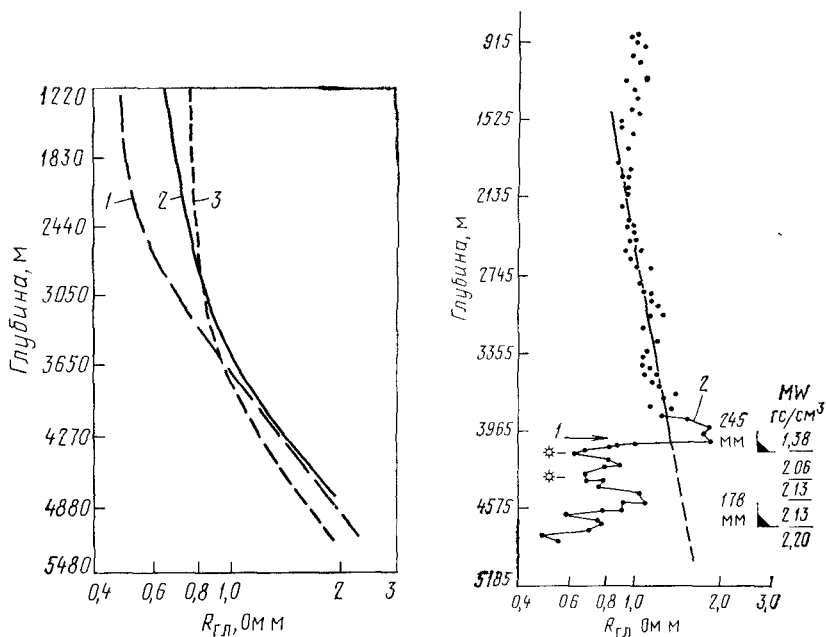


РИС. 5.1. Графики зависимости удельного сопротивления глин $R_{гд}$ от глубины залегания (по Х. Е. Хоттману и Р. К. Джонсону, 1965) С разрешения „Journal of Petroleum Technology“.

1 — осредняющая линия для олигоцен миоценовых глин, юго западная Луизиана, 2 — глины миоценовые, округ Джефферсон, штат Луизиана, 3 — миоценовые глины, округ Айбирия, штат Луизиана

РИС 5.2 График удельного сопротивления глин по одной из поисковых скважин побережья Мексиканского залива США.

Показано наличие известковистой покрывки (увеличение удельного сопротивления) непосредственно над башмаком обсадной колонны диаметром 245 мм и резкой переходной зоны ниже нее, 1 — кровля зоны АВПД, 2 — покрывка, MW — удельный вес промывочной жидкости

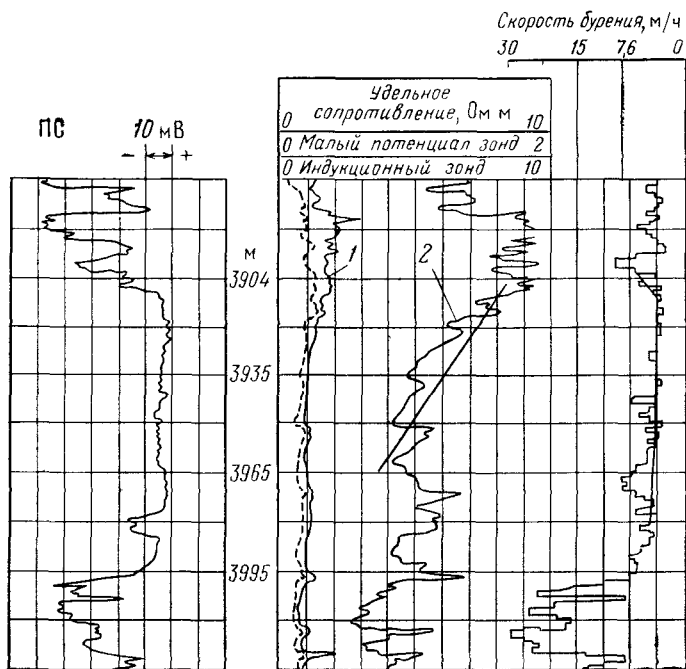


РИС 53 Кривые индукционного (пунктир) и электрокаротажа в переходной зоне, расположенной в округе Джефферсон, штат Луизиана

Показано снижение удельных сопротивлений и увеличение скорости бурения в переходной зоне (т е в глинистом интервале), 1 — кривая малого потенциал зонда, 2 — то же с увеличением (в 5 раз)

при исследовании аномально-высоких пластовых давлений [Chilngar, личное сообщение, 1975 г.]

На рис 5.3 показана диаграмма электрокаротажа скважины в округе Джефферсон, штат Луизиана. Обсадная колонна была спущена на глубину 3965 м, удельный вес промывочной жидкости при этом составлял $1,92 \text{ г/см}^3$. Помимо снижения удельного сопротивления глин при прохождении зоны аномально-высоких пластовых давлений, отмечалось также увеличение скорости бурения с глубиной.

КОЛИЧЕСТВЕННАЯ ОЦЕНКА ДАВЛЕНИЙ

Количественная оценка пластовых давлений может быть выполнена несколькими способами

Способ А заключается в следующем.

1. Строят график зависимости удельного электрического сопротивления глин от глубины и проводят линию изменения удельного сопротивления нормально уплотненных глин с глубиной

2. Определяют кровлю зоны аномально-высоких пластовых давлений, находящуюся на глубине, начиная с которой значения удельных сопротивлений глин отклоняются от нормальной линии.

3. Определяют пластовое давление на исследуемой глубине следующим образом: а) зная наблюдаемое значение удельного сопротивления глин $R_{гг\text{л}} \text{ набл}$ и его экстраполированное значение (сняемое с линии нормального уплотнения) $R_{гг\text{л}} \text{ норм}$, находят отклонение сопротивлений $R_{гг\text{л}} \text{ норм}/R_{гг\text{л}} \text{ набл}$; б) с помощью графика, показанного на рис. 5.4, определяют значение градиента пластового давления (ГПД), соответствующее этому отношению удельных сопротивлений.

4. Умножают значение ГПД на глубину залегания исследуемого пласта; получают пластовое давление.

С помощью этой методики можно построить профиль градиента давления (кривую изменения его с глубиной) в исследуемой скважине

Зависимость между отношением удельных сопротивлений глин и пластовым давлением, установленная Х. Е. Хоттманом и Р. К. Джонсоном [Hottman and Johnson, 1965] для пород миоценового и олигоценевого возраста района побережья Мексиканского залива США, показана на рис. 5.4. Отправные данные, на основе которых эта эмпирическая зависимость была установлена, приведены в табл. 5.1. Стандартное отклонение ожидаемых значений ГПД от среднего показано сплошной линией на рис. 5.4 и составляет $0,0046 \text{ кгс}/(\text{см}^2 \cdot \text{м})$

Аналогичные графики для перерасчета могут быть получены для других регионов с различными геологическими условиями, однако необходимо помнить, что применение подобных графиков ограничивается районами, где причиной аномально-высоких пластовых давлений является в основном уплотнение осадков.

Способ Б — метод эквивалентных глубин. Этот метод основан на следующей математической зависимости, справедливой для любого промыслового параметра - геофизического параметра, включая удельное сопротивление, интервальное время, проводимость, плотность глин и т. п. Способ заключается в следующем.

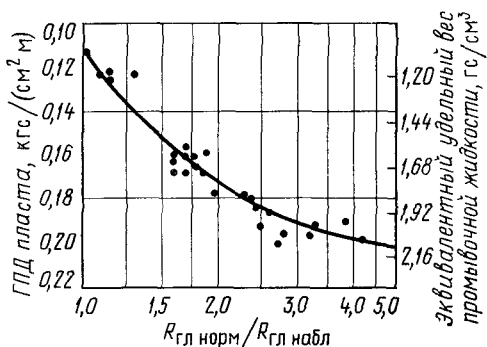


РИС. 5.4. График зависимости между отношением удельных сопротивлений глин $R_{гг\text{л}} \text{ норм}/R_{гг\text{л}} \text{ набл}$ и градиентом пластового давления (ГПД) в миоцен олигоценевого пластах, район побережья Мексиканского залива США (по Х. Е. Хоттману и Р. К. Джонсону, 1965). С разрешения „Journal of Petroleum Technology“

Таблица 5.1

Пластовые давления и отношение удельных сопротивлений глин в разрезе миоцен-олигоценых зон с аномально-высокими пластовыми давлениями, побережье Мексиканского залива США (по Х. Е. Хоттману и Р. К. Джонсону, 1965)

Округ, штат	Скважина	Глубина, м	Давление, кгс/см ²	ГПД, кгс/(см ² ·м)	Отношение удельных сопротивлений глин
Сен-Мартин, Луизиана	A	3780	717	0,192	2,60
Камерон, Луизиана	B	3069	525	0,171	1,70
Камерон, Луизиана	B	3094	560	0,182	1,95
То же	C	3993	812	0,206	4,20
"	D	2856	350	0,122	1,15
Сент-Мэри (море), Луизиана	E	3749	444	0,120	1,15
То же	F	3810	451	0,120	1,30
"		4267	805	0,189	2,40
Джефферсон-Девис, Луизиана	G	3337	558	0,169	1,78
То же	H	3292	532	0,162	1,92
"		3277	532	0,164	1,77
Камерон, Луизиана	I	3932	770	0,196	3,30
Айбирия, Луизиана	J	4219	504	0,120	1,10
То же		4680	847	0,182	2,30
Лафайетт, Луизиана	K	3840	630	0,164	1,60
То же		3932	630	0,162	1,70
"	L	3581	609	0,171	1,60
"	M	4435	756	0,171	1,85
Камерон, Луизиана	N	3374	658	0,196	3,90
Террбонн, Луизиана	O	3627	567	0,157	1,70
То же		4145	763	0,185	2,35
Джефферсон, Техас	P	3048	612	0,203	3,20
Сен-Мартин, Луизиана	Q	3292	538	0,164	1,60
Камерон, Луизиана	R	3871	780	0,203	2,80
То же		4115	812	0,199	2,50
"		4250	875	0,206	2,75

Примечание. В последней графе приведено отношение удельных сопротивлений нормально уплотненных глин и глин с аномально-высоким пластовым давлением: $R_{гл. норм}/R_{гл. набл}$.

1, Наносят значения $R_{гл}$ на график и устанавливают нормальную линию изменения $R_{гл}$ с глубиной.

2. Определяют начальное давление по формуле

$$p_{пл} = G_0 D_a - D_{экр} (G_0 - G_{гидр}); \quad (5.1)$$

$$p_{пл} = 0,231 D_a - 0,124 D_{экр}, \quad (5.2)$$

где $p_{пл}$ — пластовое давление, кгс/см²; D_a — глубина исследования в зоне аномальных давлений, м; $D_{экр}$ — нормальная эквивалентная глубина, соответствующая глубине D_a , м (рис. 5.5); $G_{гидр}$ — градиент гидростатического давления, кгс/(см²·м) [равный 0,1 кгс/(см²·м) в случае пресной или солоноватой воды, например, в Мидконтиненте, Скалистых горах

и др. и $0,107 \text{ кгс}/(\text{см}^2 \cdot \text{м})$ для солевой воды, в частности, на побережье Мексиканского залива США и др.]; G_0 — градиент геостатического давления, $\text{кгс}/(\text{см}^2 \cdot \text{м})$.

Для точного расчета значения градиента геостатического давления, как это предложено Б. А. Итоном [Eaton, 1969, см. стр. 309], необходимо знать его изменения по глубине в данном районе. Часто оказывается удивительным принятие его постоянным и равным $0,231/\text{кгс}/(\text{см}^2 \cdot \text{м})$ соответствующим средней плотности пород $2,31 \text{ г}/\text{см}^3$.

Формула (5.1) остается справедливой и для зоны нормальных гидростатических давлений, так как при этом $D = D_a = D_{\text{экв}}$. Формула (5.1) принимает более простой вид:

$$p_{\text{пл}} = G_{\text{гидр}} D. \quad (5.3)$$

После установления линии нормального уплотнения для данного района нетрудно перейти к построению палетки для расчета пластовых давлений с учетом конкретных условий района. Это справедливо для любого осадочного бассейна третичного возраста. На рис. 5.6 показана такая палетка (номограмма), рассчитанная для условий южной Луизианы [Ham, 1966]. Сетка, расположенная в самом низу номограммы, позволяет смещать шкалу значений $R_{\text{гд}}$ с целью учета изменения локальных условий и внесения поправки за геологический возраст. Для правильного выбора одной из горизонтальных шкал ($a, b, c, 0, d, e$ или f) необходимо нанести на эту номограмму несколько точек, взятых в зоне нормальных пластовых давлений исследуемой скважины.

Например, на глубине 4375 м удельное сопротивление глин по кривой малого потенциал-зонда составляет $0,8 \text{ Ом} \cdot \text{м}$. Допустим, что в условиях этой скважины представительной является шкала «0». Из точки $0,8 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ на этой шкале проведем наклонную линию до пересечения с абсциссой номограммы и далее восстановим перпендикуляр к абсциссе. Пересечение его с горизонтальной линией, соответствующей точке 4375 м на оси ординат, даст точку, которой соответствуют давление пластового флюида $633 \text{ кгс}/\text{см}^2$ и эквивалентный удельный вес промысловой жидкости $1,44 \text{ гс}/\text{см}^3$ (необходимый для уравнивания этого давления). Очевидно, что в качестве следующего шага с использованием линии нормального уплотнения (построенную для любой характеристики глин, не обязательно только для их удельного сопротивления) можно вычертить палетку на

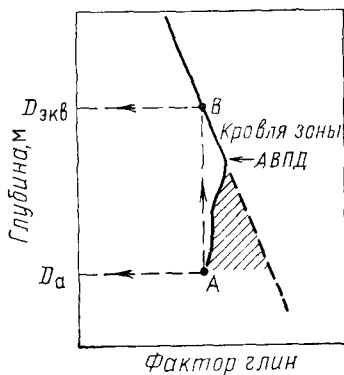


РИС. 5.5. Схема определения D_a и $D_{\text{экв}}$ в методе эквивалентных глубин

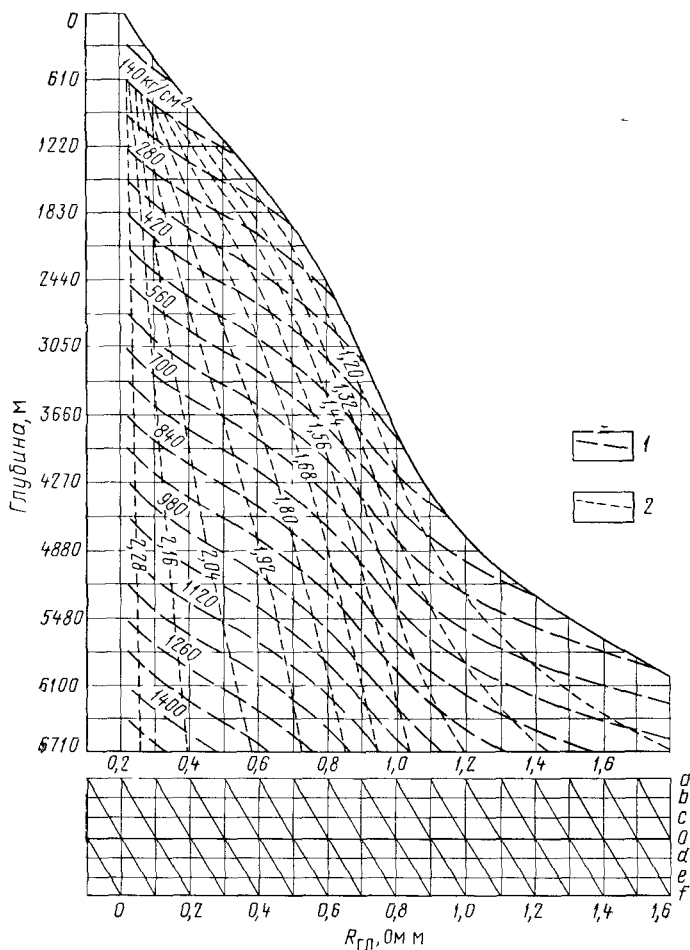


РИС. 56. Номограмма для оценки пластовых давлений по удельному сопротивлению глин в пределах побережья Мексиканского залива, штат Луизиана (по Х. Х. Хэму, 1966).

1 — прогнозируемое значение пластового давления, кгс/см², 2 — эквивалентное значение удельного веса промывочной жидкости, гс/см³

прозрачной основе в виде параллельных линий, проградуированных в значениях эквивалентного удельного веса промывочной жидкости. Если такую палетку наложить на график, показывающий истинное изменение этой характеристики глин с глубиной, можно будет непосредственно с графика снимать значения удельного веса или пластового давления на любой глубине. Этот способ иллюстрируется ниже на рис. 5.13, на котором показана интерпретация графика проводимости глин в районах южного Техаса, США, и в Италии.

На удельное сопротивление породы оказывают влияние несколько факторов, включая пористость, температуру, соленость пластовой воды, минеральный состав глин и т. п. Возможные ограничения и связанные с ними ошибочные выводы подробно рассматриваются в конце настоящей главы.

КРИВАЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ПРОВОДИМОСТИ

ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Приборы индукционного каротажа с фокусированием электрического поля позволяют измерять удельную проводимость породы (в мСм) и обратную ей величину — удельное сопротивление (в Ом·м). Скважинный прибор создает в пласте переменный ток высокой частоты, в результате прохождения которого возникает магнитное поле, наводящее в породе э. д. с., которая вызывает электрические токи, проходящие коаксиально прибору. Эти токи, в свою очередь, создают магнитное поле, которое индуцирует в приемной катушке скважинного прибора полезный сигнал. Сигнал пропорционален проводимости породы [Doll, 1949; Tixier et al., 1960]. Скважинный прибор может работать при заполнении скважины любой промывочной жидкостью (см. рис 5.7).

В нормально уплотненных глинах значения проводимости уменьшаются с глубиной. Однако при переходе к глинам с аномально-высоким поровым давлением проводимости становятся больше нормальных, что объясняется возрастанием содержания

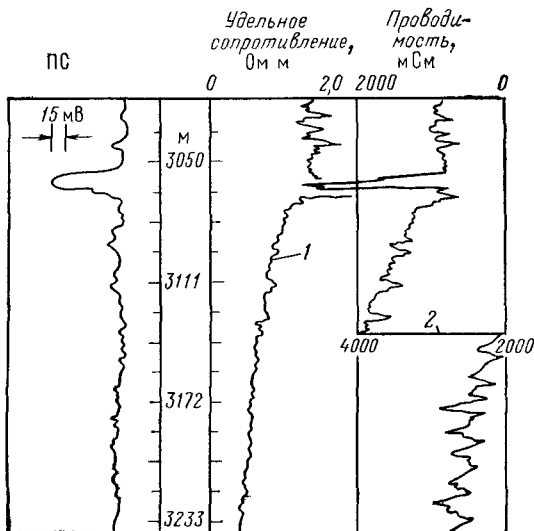


РИС 5.7. Кривые проводимости индукционного каротажа и малого потенциал-зонда четко отмечают возрастание пластового давления в глинистом разрезе в интервале 3067—3354 м

1 — увеличенная кривая малого потенциал зонда
2 — смещение шкалы

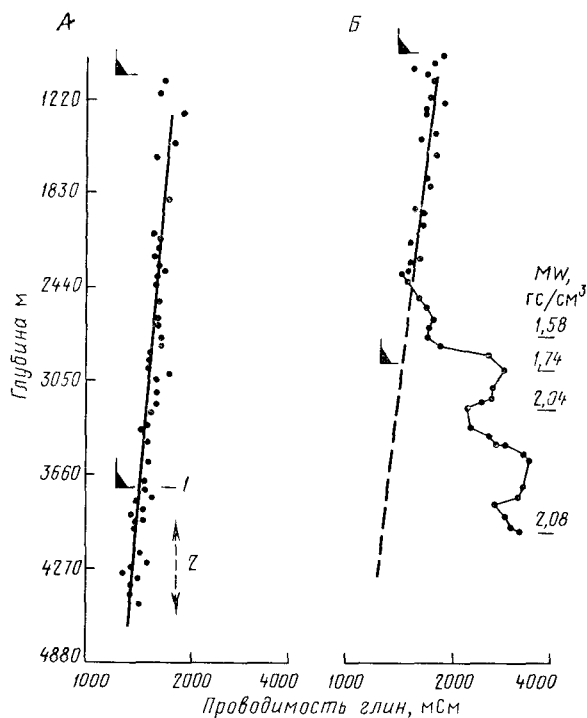


РИС 5.8 Связь между пластовым давлением и проводимостью глин (по индукционному каротажу, по У Х Фертлю и Д Дж Тимко, 1971b).

В скважине А давление нормальное по всей глубине до забоя поэтому можно было бы не обсаживать скважину промежуточной колонной (башмак на глубине 3720 м), в скважине В проводимость глин резко возрастает, начиная с глубины 2378 м, что вызвано переходом от нормальных давлений к аномально-высоким, 1 — промывочную жидкость утяжелили до 1,72 г/см³ 2 — высокое содержание песчаников в разрезе MW — удельный вес промывочной жидкости, скважины А и В расположены в районе побережья Мексиканского залива

воды из-за пористости, превышающей нормальную [Wallace, 1964, 1965a, b; Mac Gregor, 1965].

На рис. 5.7 показана реальная диаграмма ИК, иллюстрирующая равномерное уменьшение проводимости с глубиной в соответствии с нормальным изменением пластового давления. На рис. 5.8 приведены графики изменения проводимости в скважинах с нормальными и аномально-высокими пластовыми давлениями. Кривая зоны аномально-высоких пластовых давлений отмечается по отклонению проводимости от нормальной линии.

КОЛИЧЕСТВЕННАЯ ОЦЕНКА ДАВЛЕНИЙ

Как и раньше, можно использовать несколько способов такой оценки.

Способ А. На рис. 5.9 и 5.10 приведены примеры использования кривой проводимости для количественной оценки пластового давления — одна из первых попыток [Wallace, 1964]. В скважине, пробуренной в южной Луизиане на глубине 3720 м, отклонение проводимости от нормального значения составило 1200 мСм. С помощью эмпирически полученного для данного конкретного района калибровочного графика зависимости проводимости от градиента пластового давления (см. рис. 5.10)

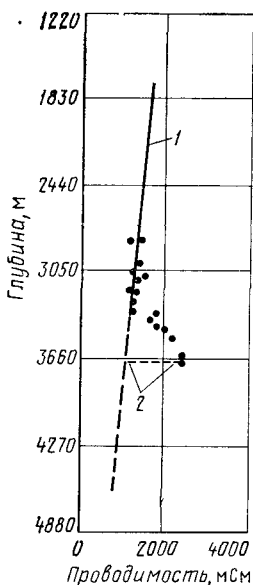


РИС 59 Пример количественной оценки пластового давления в одной из поисковых скважин в южной Луизиане (по В. Е. Уоллесу, 1965а)

На глубине 3720 м отклонение проводимости от нормальной составляет 1200 мСм, 1 — линия нормальных значений, 2 — отклонение от нормальных значений

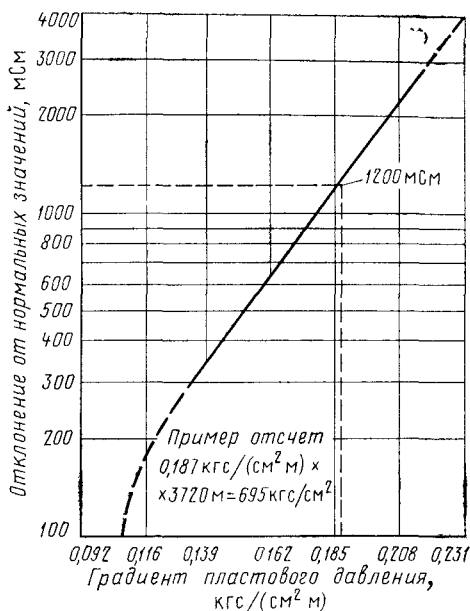


РИС 510 График зависимости между проводимостью глин и градиентом пластового давления для южной Луизианы (по В. Е. Уоллесу, 1965а)

было определено соответствующее указанному отклонению пластовое давление — 695 кгс/см². Испытание песчаного пласта, залегающего непосредственно под этой глинистой зоной, показало, что давление в нем составляет 696 кгс/см².

На рис. 5.11 приведена полученная В. Р. Мэттьюзом [Matthews, 1971] зависимость между отношением проводимостей глин плейстоценового возраста побережья Мексиканского залива и их пластовым давлением.

Таким образом, способ А основан на эмпирически устанавливаемой корреляции между фактическими значениями пластовых давлений (получаемых по данным испытаний, проявлений скважин и т. п.) и значениями проводимости глин в данном конкретном районе. В. Е. Уоллес [Wallace, 1965b] построил номограмму для такого определения пластовых давлений в штате Луизиана; согласно этому исследователю, точность результатов составляет 5—10 %.

Способ Б. Как и при использовании данных других видов каротажа, можно применить метод эквивалентных

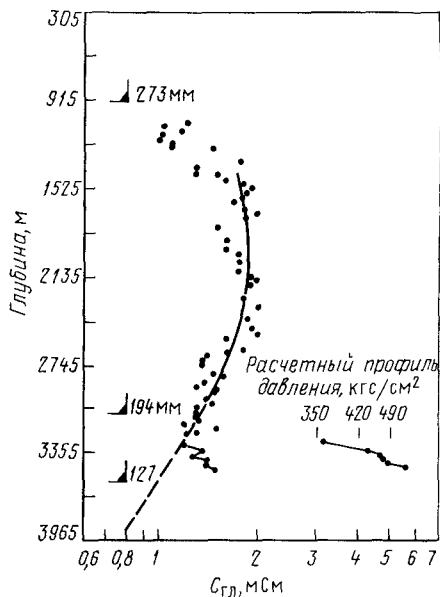
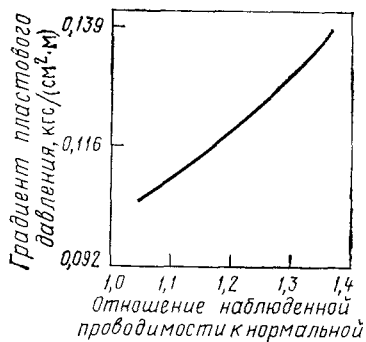


РИС. 5.11. График зависимости между отношением проводимостей глин $C_{гг}$ набл./ $C_{гг}$ норм и градиентом пластового давления для плейстоценовых пород побережья Мексиканского залива США (по В. Р. Мэттьюзу, личное сообщение, 1972)

РИС. 5.12. График проводимости и профиль пластовых давлений, рассчитанный по методу эквивалентных глубин для одной из морских скважин, штат Луизиана

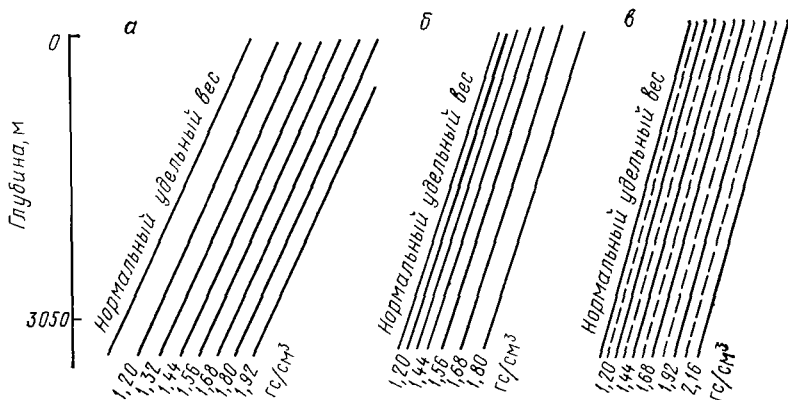


РИС. 5.13. Палетка на прозрачной основе для определения необходимого удельного веса промывочной жидкости по графику проводимости глин в разрезе.

а — свита Фрио, южный Техас, б — свита Уилкоккс, южный Техас; в — плейстоценовые и плиоценовые свиты, Италия (по В. Р. Мэттьюзу, личное сообщение, 1972)

глубин [см. уравнение (5 1)]. На рис. 5 12 показано резкое возрастание пластового давления в одной из морских скважин в штате Луизиана, рассчитанное методом эквивалентных глубин. Заметим, что график, показанный на рис. 5.12, выполнен на полулогарифмическом бланке, тогда как на рис. 5.8 обе оси координат взяты в линейном масштабе. Оба способа построения графиков используются одинаково широко.

Еще одним способом является построение на прозрачной основе системы линий, которые проградуированы в эквивалентных давлению значениях удельного веса промывочной жидкости и параллельны линии нормального уплотнения, отражающей условия нормального гидростатического давления. При наложении такой палетки на график изменения проводимости с глубиной можно считывать значения удельного веса промывочной жидкости (или пластового давления) непосредственно с графика проводимости. На рис. 5.13 приведены такие палетки, полученные для районов южного Техаса, США и Италии. Как уже отмечалось, палетки на прозрачной основе могут быть построены для определения давления по любому геофизическому параметру.

ВОЗМОЖНЫЕ ОГРАНИЧЕНИЯ

На проводимость глин влияют пористость, температура, соленость пластовой воды, минеральный состав глин и другие факторы. Влияние известковистости глин, близости соляных куполов и т. п. будет рассмотрено ниже в данной главе. Заметим, что специфические трудности связаны с очень хорошо проводящими глинами (2000 мСм и выше).

КРИВАЯ СПОНТАННОЙ ПОЛЯРИЗАЦИИ (ПС)

ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Кривая ПС получается в результате записи (в милливольт-тах) разности потенциалов, естественно возникающей между электродом, расположенным на поверхности земли, и движущимся электродом, т. е. каротажным зондом, перемещающимся по скважине, которая заполнена проводящей жидкостью [Schlumberger and Leonardon, 1934; Doll, 1948]. Разность потенциалов ПС складывается в основном из: 1) электрохимических потенциалов, таких как мембранный потенциал глин [Mounce and Rust, 1944] и диффузионный потенциал на контакте электролитов [Wyllie, 1949]; 2) электрокинетических потенциалов, называемых также электрофильтрационными [Wyllie, 1951; Gondouin et al., 1957; Wyllie et al., 1958a; Hill and Anderson, 1959; Althaus, 1967].

В чистых, лишенных глинистых примесей проницаемых пластах суммарный электрохимический потенциал E_c равен сумме мембранного и диффузионного потенциалов и может быть описан выражением

$$E_c = -K \log (a_v/a_{пр. ж}), \quad (5.4)$$

где a_v , $a_{пр. ж}$ — значения химической активности соответственно пластовой воды и фильтрата промывочной жидкости при пластовой температуре; K — электрохимический коэффициент, прямо пропорциональный абсолютной температуре и для хлорида натрия равный 71 при 25 °С. Удельное электрическое сопротивление растворов чистого хлорида натрия невысокой концентрации обратно пропорционально его химической активности. Однако эта обратная пропорциональность не остается строгой при больших концентрациях соли и в пресных водах, содержащих преимущественно двухвалентные ионы. Для определения значений K реальных пластовых вод используют эмпирические графики и поправочные палетки [Gondouin, 1957; Moore et al., 1966; Desai and Moore, 1969].

Поскольку в обычных условиях кривая ПС отражает в основном разность соленостей (удельных сопротивлений) фильтрата промывочной жидкости и пластовых вод, наиболее контрастные кривые получают, если используются промывочные жидкости, приготовленные на пресной воде. Когда разность соленостей невелика или вообще равна нулю при бурении на соленой промывочной жидкости, потенциал ПС мал по величине и кривая ПС практически не дифференцирована. Кроме того, кривую ПС невозможно записать в скважинах, бурящихся на непроницающих промывочных жидкостях, например, на нефтяной основе, воздухе и на газе, или в обсаженных скважинах. Кривая ПС становится невыразительной напротив пластов высокого удельного сопротивления и сильно искажается проникновением фильтрата промывочной жидкости в проницаемые пласты, на нее влияют присутствие двухвалентных ионов, притоки соленой воды (например, из водоносных пластов при бурении на недоутяжеленной промывочной жидкости), блуждающие токи, которые вызывают пилообразные помехи, фильтрационные потенциалы в условиях переутяжеленной промывочной жидкости и т. п.

Кривая ПС, как известно, главным образом используется: 1) для выделения и корреляции проницаемых пластов, таких как песчаники в песчано-глинистых разрезах; 2) при определении удельного сопротивления (солености) пластовой воды; 3) для определения глинистости возможных пластов-коллекторов; 4) как индикатор тектонических напряжений при изучении зон аномальных пластовых давлений. Последнее положение будет подробно рассмотрено ниже.

Как показано советскими исследователями на конкретных примерах [Lindtrop, 1927; Сухарев, Крумбольдт, 1962; Польштер и др., 1967; Симхаев, Самедов, 1969], с глубиной наблюдается заметное опреснение, или снижение солености пластовых вод. Аналогичные выводы получены при изучении пластовых вод в песках и глинах в районе побережья Мексиканского залива США [Timm and Maricelli, 1953; Myers and Van Siclen, 1964; Foster and Whalen, 1965; Fowler, Jones, 1968; Overton and Timko, 1969; Fertl and Timko, 1970a, b, c; Weaver and Beck, 1971; Schmidt, 1973], в районе Мидконтинента, США [Breeze, 1970; Ferran, 1973] и во многих других третичных бассейнах мира. Для иллюстрации этого в табл. 5.11 приведены некоторые данные о солености вод и соответствующих пластовых давлениях по району побережья бассейна Мексиканского залива США. Во многих скважинах, где наблюдались аномальные пластовые давления, фиксируется пониженное значение солености вод.

Это явление Х. Л. Овертон и Д. Дж. Тимко [Overton and Timko, 1969] предложили использовать для обнаружения зон аномальных пластовых давлений, для чего вариации солености вод по разрезу рассчитываются по кривой ПС. Упомянутые авторы предложили следующую очень простую формулу, связывающую соленость воды в чистом песчанике C_v с пористостью $\varphi_{гг}$ близлежащих глин:

$$C_{v\varphi_{гг}} = \text{const.} \quad (5.5)$$

Другими словами, соленость пластовых вод (при этом предполагается, что она одинакова в песчанике и глине) обратно пропорциональна пористости глин¹. В условиях нормального уплотнения пористость глин уменьшается с возрастанием глубины [Athy, 1930a, b; Hedberg, 1936; Von Engelhardt, 1961]. тогда как соленость пластовых вод имеет тенденцию к увеличению [Dickey, 1969].

В зонах аномальных пластовых давлений наблюдаются отклонения от этой нормальной тенденции. В зонах аномально-высоких давлений кажущаяся пористость глин возрастает, что предполагает уменьшение солености пластовых вод, если выражение (5.5) справедливо. Следовательно, когда на кривой ПС отмечается уменьшение солености вод, следует ожидать возрастания пластовых давлений в данной зоне. Это положение подтверждается практическими данными по скважинам в округе Матагорда, штат Техас (рис. 5.14), и в шельфовой зоне штата Луизиана (рис. 5.15).

¹ Это допущение подвергнуто сомнению Дж В Чилингаром (устное сообщение, 1975, см также главу 2).

Т а б л и ц а 5.11

Отношение пластового давления к геостатическому и содержание солей пластовых вод в скважинах, пробуренных в районе побережья Мексиканского залива США, штаты Луизиана и Техас (по П. Х. Джонсу, 1968)

Глубина, м	Начальное давление, кгс/см ²	Отношение пластового давления к геостати- ческому	Суммарная минерализа- ция, мг/л	Содержание, мг/л						Галогены (хлор-ион)
				Натрий	Калий	Кальций	Магний	Ион бикарбоната	Сульфат-ион	
3960	837	0,92	92 100	38 000	520	4300	580	700	260	52 300
3170	728	0,87	98 000	38 000	200	1200	200	1100	26	56 700
3810	735	0,85	99 000	36 000	200	1100	200	1200	27	56 600
3385	632	0,81	111 000	40 000	320	2700	360	500	—	—
3073	560	0,79	55 000	19 000	130	1100	200	3100	82	30 200
3315	568	0,74	41 000	15 000	100	340	60	2900	700	21 600
3170	539	0,74	146 000	46 000	320	6700	600	400	100	76 000
3313	553	0,73	136 000	43 000	500	5400	700	300	53	73 000
3826	608	0,69	175 000	63 000	540	6100	700	300	—	98 000
4896	672	0,60	93 000	30 000	480	4200	300	200	10	53 500
2759	350	0,55	14 000	4 800	30	290	60	600	60	7 700
3353	416	0,53	66 000	24 000	100	1300	300	1400	25	38 200
3719	455	0,54	97 000	36 000	220	1300	300	1000	—	55 500
3414	408	0,52	72 000	26 000	210	1100	200	100	12	40 900
3200	381	0,52	100 000	35 000	210	1600	400	800	—	57 000
3962	462	0,51	45 000	16 000	100	560	100	600	—	26 000
Вода Мексиканского залива	—	—	35 800	10 970	429	423	1324	147	2750	19 770

Примечания. 1. Содержание солей дано для пластовых вод песчанков. 2. Отношение пластового давления к геостатическому при ведено для водоносных пластов.

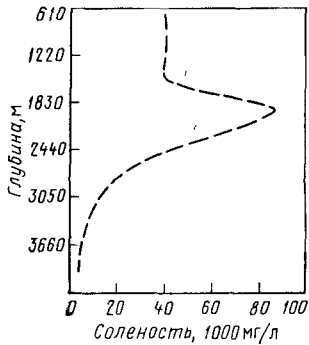


РИС. 5.14. Уменьшение солености пластовой воды, установленное по кривой ПС, указывает на близость зоны аномальных пластовых давлений. Пример изменения солености в округе Матагорда, штат Техас (по Р. Л. Майерсу и Д. К. Ван Сайклину, 1964)

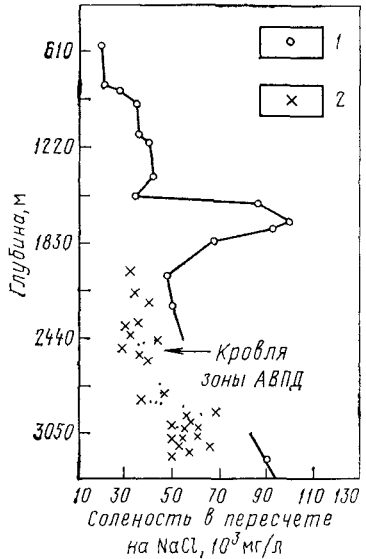
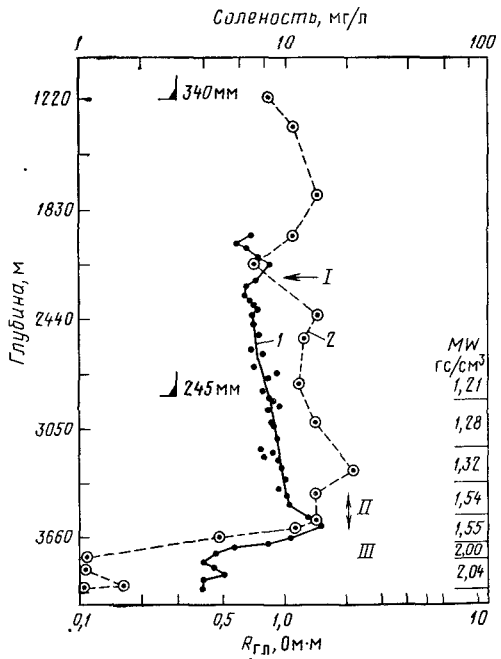


РИС. 5.15. Изменение солености с глубиной в одной из морских скважин в штате Луизиана (по У. Х. Ферглю и Д. Дж. Тимко, 1970а). С разрешения „Oil and Gas Journal“.

Сравнение солености пластовых вод песчаников (1), определенной по данным каротажа, с соленостью вод из образцов (2), отобранных грунтоносами из глинистых пластов, которая измерена путем лабораторного анализа

РИС. 5.16. Сопоставление графиков удельного сопротивления глин $R_{гг}$ (1) и солености пластовых вод (2) по одной из скважин побережья Мексиканского залива, округ Айбирия, штат Луизиана (по У. Х. Ферглю и Д. Дж. Тимко, 1970с).

I — плоскость сброса; II — предупреждение о наличии зоны АВПД, III — зона АВПД; MW — удельный вес промысловой жидкости



На рис. 5.15 нанесены совместно соленость воды в глинистых пластах, измеренная лабораторным способом на образцах глин, которые отобраны боковыми грунтоносами, и соленость воды чистых песчаников, определенная по кривой ПС. Соленость воды в песчаниках нормально возрастает от поверхности до глубины около 1677 м. Как следует из рис. 5.15, явное уменьшение соленостей наблюдается на 600 м выше зоны аномально-высоких пластовых давлений и продолжается в самой зоне. Заметим также, что по всему разрезу поровые воды глин обладают меньшей соленостью, чем воды соседних песчаников. На это указывали также и другие исследователи [Сухарев, Крумбольдт, 1962; Hedberg, 1967; Schmidt, 1973].

Использование кривой ПС в качестве индикатора тектонических напряжений в песчано-глинистых разрезах во многих случаях оказалось весьма успешным. В основном опреснение пластовой воды наблюдалось непосредственно перед вскрытием зоны аномально-высоких пластовых давлений долотом. Уменьшение солености является сигналом, предупреждающим о резком изменении барических условий вниз по разрезу.

На рис. 5.16 показано сравнение графиков изменения с глубиной удельного сопротивления глин и солености пластовых вод песчаников, построенных по одной из скважин в округе Айбрия, штат Луизиана (район побережья Мексиканского залива США). Изменение сопротивления глин и солености вод свидетельствует о возможном пересечении скважины со сбросом. Наличие здесь сброса подтверждается также другими геологическими данными. Присутствие известковистого запечатывающего барьера (покрышки) в кровле зоны аномально-высоких пластовых давлений также устанавливается по возрастанию удельного сопротивления глин на глубине примерно 3598 м, тогда как по графику солености вод в песчаниках опреснение вод отмечается начиная с глубины 3476 м, т. е. этот график позволяет получить предупреждение о приближении к кровле зоны аномально-высоких давлений за 122 м. На рис. 5.16 дополнительно показаны удельные веса промывочной жидкости, использованной при бурении скважины.

На рис. 5.17 приведен другой пример по району побережья Мексиканского залива США, иллюстрирующий резкое возрастание давления под хорошо развитой крышкой-барьером на глубине около 3963 м. В этой скважине переход от нормальных давлений к аномально-высоким достаточно резкий.

Исследования во многих районах мира показывают, что в таких переходных зонах могут наблюдаться изменения пластовых давлений на величину до 352 кгс/см^2 в интервале глин мощностью всего 91—122 м, поэтому их бурение следует проводить с особой тщательностью. С другой стороны, встречаются переходные зоны протяженностью свыше 1000 м; их разбуривают без существенных затруднений, так как возрастание дав-

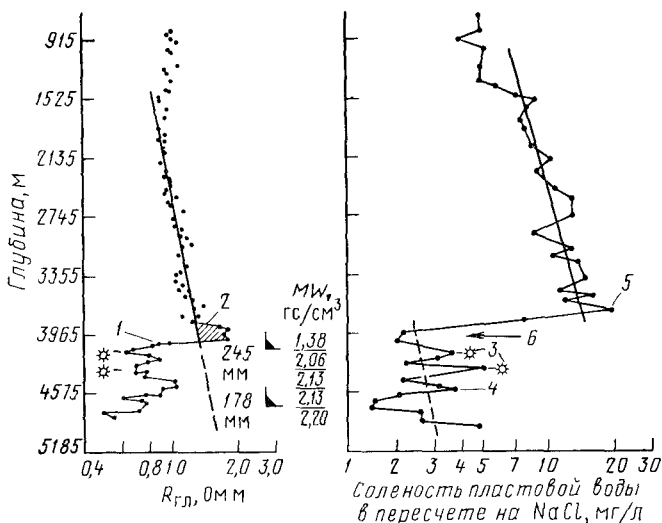


РИС. 5.17. В поисковой скважине штата Луизиана наблюдается резкое отклонение солености (справа) от нормальной линии на 244 м выше кровли зоны аномально-высоких пластовых давлений (по У. Х. Фертлю и Д. Дж. Тимко, 1971b).

Кровля зоны аномально высоких пластовых давлений отбивается по промыслово-геофизическим данным, например по графику удельного сопротивления глин $R_{гл}$ (слева) и по буровым параметрам. Показаны также башмаки обсадных колонн, удельный вес промывочной жидкости (MW) и данные опробования скважины: 1 — кровля зоны АВПД; 2 — покрышка над зоной АВПД, 3 — опробования А и Б, 4 — результаты опробования газонасыщенная вода, соленость в пересчете на $NaCl$ равна 40 000 мг/л, 5 — кровля зоны инверсии солености, 6 — кровля зоны АВПД по ЭК и АК

лений происходит постепенно. В рассматриваемой скважине начало резкого падения солености было отмечено на 244 м выше кровли зоны аномально-высоких пластовых давлений, т. е. до ее вскрытия. Следует отметить хорошее совпадение значений солености пластовой воды (4 % в пересчете на $NaCl$), рассчитанных по кривой ПС в песчаниках и измеренных на пробах воды, полученных в результате опробования пластов.

В ряде районов США, например, Мидконтинент (штат Оклахома и т. п.), в области подножья Гималайского пояса Индии [Sahay, 1972], в Южно-Китайском море и в других местах уменьшение солености пластовых вод в условиях аномально-высоких пластовых давлений на больших глубинах становится столь значительным, что вызывает появление обратной кривой ПС, т. е. кривой, на которой потенциал ПС меняет знак и аномалии кривой ПС напротив песчаников в зоне аномально-высоких давлений становятся положительными.

Прямое использование соотношения (5.5) не всегда возможно, и установленная в одном районе корреляционная связь между пластовым давлением и соленостью пластовой воды

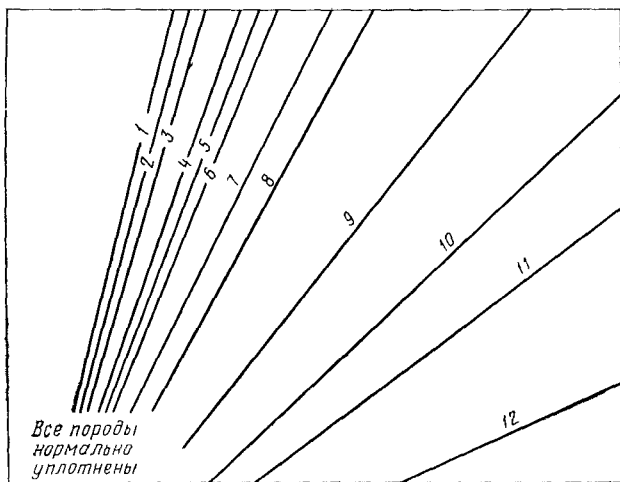


РИС. 5.18 Графики зависимости между геологическим возрастом пород и коэффициентом их уплотнения (по А. М. Заньеру, 1969). С разрешения „Oil and Gas Journal“.

По оси ординат отложены в логарифмическом масштабе глубины, а по оси абсцисс — полученная по данным промысловой геофизики соленость пластовых вод 1 — докембрий, угол наклона графиков солености, зависящий от геологического возраста, $C=1,84 \cdot 10^{-4}/м$, 2 — кембрий, $C=16,4 \cdot 10^{-4}/м$; 3 — ордовик, $C=15,0 \cdot 10^{-4}/м$; 4 — силур, девон, миссисипий, $C=13,0 \cdot 10^{-4}/м$, 5 — пенсильваний, $C=11,8 \cdot 10^{-4}/м$, 6 — пермь, $C=10,3 \cdot 10^{-4}/м$, 7 — триас, $C=9,5 \cdot 10^{-4}/м$, 8 — юра, $C=7,9 \cdot 10^{-4}/м$, 9 — мел, $C=5,6 \cdot 10^{-4}/м$, 10 — эоцен, $C=4,1 \cdot 10^{-4}/м$, 11 — олигоцен, $C=3,28 \cdot 10^{-4}/м$, 12 — миоцен, $C=1,97 \cdot 10^{-4}/м$

в другом районе может оказаться несправедливой. Причиной этого могут быть разные условия измерения потенциала ПС, рассмотренные выше, а также значительные вариации солености пластовых вод, связанные со сбросами, солянокупольной тектоникой, наличием несогласий и с другими локальными или региональными геологическими факторами [Fertl and Timko, 1970]. В случаях, когда искажающего влияния этих геологических факторов не наблюдается и напряжение пород определяется только геостатическим давлением, соленость пластовых вод возрастает с увеличением глубины с постоянным градиентом, зависящим от геологического возраста пород исследуемого разреза (рис. 5.18).

Например, во многих районах, таких как штат Канзас, США [Case, 1945; Levorsen, 1967] и Израиль [Bentor, 1969], резкие изменения солености связаны с границами несогласий. Аналогичные вариации солености наблюдаются в отложениях свиты Морроу в штате Оклахома. В таких случаях использование графика солености пластовых вод, построенного по данным кривой ПС, позволяет проследить известные поверхности несогласия на обширных территориях [Zanier and Timko, 1970].

МЕТОД ОТНОСИТЕЛЬНОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ ГЛИН

ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Как указывали М. К. Хабберт и В. В. Руби [Hubbert and Rubey, 1959], для глины, имеющей пористость φ , существует максимальное значение эффективного сжимающего напряжения σ , ниже которого любая нагрузка на минеральный скелет глины не приводит к ее дальнейшему уплотнению. Состояние глины в условиях аномальных давлений описывается следующей степенной функцией:

$$\varphi = \varphi_{\text{нач}} e^{-K\sigma}, \quad (5.6)$$

где $\varphi_{\text{нач}}$ — начальная пористость глинистого осадка (геостатическая нагрузка равна нулю); K — постоянная; σ — чистая эффективная нагрузка, или вертикальная составляющая напряжения на минеральный скелет породы [см. главу 1, уравнение (1.4)].

Пористость, степень уплотнения (коэффициент сцементированности m) и относительное сопротивление породы F связаны следующим эмпирически установленным соотношением:

$$F = \varphi^{-m}. \quad (5.7)$$

Принципиально относительное сопротивление пласта F — безразмерная величина, на которую необходимо умножить удельное сопротивление пластовой воды R_v , чтобы получить значение удельного сопротивления R_0 этого пласта, на 100 % насыщенного пластовой водой:

$$F = R_0 / R_v. \quad (5.8)$$

Подставляя выражение (5.6) в уравнение (5.7) и логарифмируя обе части, получим

$$\ln F = m(K\sigma - \ln \varphi_{\text{нач}}) \quad (5.9)$$

или

$$\log F = m(0,434K\sigma - \log \varphi_{\text{нач}}). \quad (5.10)$$

Следовательно, график зависимости между $\log F$ и σ будет выражен прямой линией. Однако проще строить график зависимости $\log F$ от глубины D , поскольку в условиях нормального уплотнения вертикальная составляющая напряжения минерального скелета породы равна $0,124D$ [Foster and Whalen, 1965].

КОЛИЧЕСТВЕННАЯ ОЦЕНКА ДАВЛЕНИЙ

Оценка пластовых давлений по методу Дж. Б. Фостера и Х. Е. Уолена заключается в следующем.

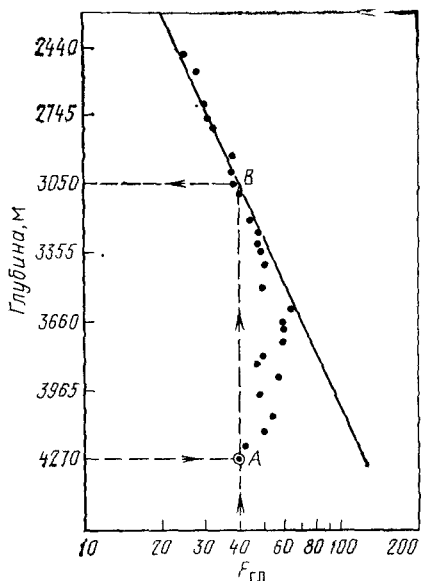


РИС. 5.19. График зависимости относительного сопротивления пород от глубины по одной из скважин побережья Мексиканского залива США

ное уплотнение глин. Кровля (начало) зоны аномально-высоких пластовых давлений отбивается по отходу значений $F_{гг}$ от нормальной линии, т. е. когда значения $F_{гг}$ становятся меньшими, чем при условии нормального уплотнения.

На рис. 5.19 показан график изменения $F_{гг}$ с глубиной по одной из морских скважин в штате Луизиана. Кровля зоны аномально-высоких пластовых давлений отбивается на глубине около 3581 м.

Количественная оценка давлений легко производится по методу эквивалентных глубин. Например, пластовое давление в рассматриваемой скважине (см. рис. 5.19) на глубине 4270 м (точка А) определяется следующим образом.

1. В точке А $F_{гг} = 40$.

2. Из точки А проведем вертикальную линию до пересечения с линией нормального уплотнения. Глубина точки пересечения В (эквивалентная глубина $D_{экр}$) равна 3050 м.

3. $\sigma = 0,124 D_{экр} = 374,5$ кгс/см² в точке А (4270 м).

4. $p_{пл} = p_{полн} - \sigma = 0,231$ (глубина точки А) — $0,124$ ($D_{экр}$ в точке В) = $982,5 - 374,5 = 608$ кгс/см² ($p_{полн}$ — полное геостатическое давление; σ — эффективное напряжение скелета породы). Это значит, что в данной скважине на глубине 4270 м давление флюидов в порах пород составляет 608 кгс/см².

1. Построить профиль изменения удельного сопротивления пластовых вод R_v по разрезу с расчетом значений R_v по кривой ПС в чистых неглинистых водоносных песчаниках [Pirson, 1963].

2. Построить график изменения удельного сопротивления глин $R_{гг}$ определяемого по данным малого потенциал-зонда или индукционного каротажа в чистых некарбонатных глинах.

3. Вычислить относительное сопротивление глин $F_{гг}$ по значениям $R_{гг}$ и R_v на различных глубинах ($F_{гг} = R_{гг}/R_v$).

4. Построить график зависимости $F_{гг}$ (логарифмический масштаб) от глубины (линейный масштаб).

В условиях нормальных пластовых давлений все значения $F_{гг}$ попадут на прямую линию, отражающую нормальное

Применение метода относительного сопротивления глин предполагает, что соленость пластовой воды в песках и в соседних глинах одинакова. В действительности это обычно не так [Сухарев, Крумбольдт, 1962; Von Engelhardt and Gaida, 1963; Hedberg, 1967; Fertl and Timko, 1970a; Schmidt, 1973].

На величину $r_{гд}$ и, следовательно, на значение $F_{гд}$ влияют вариации литологии, газонасыщенность глин, размывы ствола скважины и пр. Более того, давление флюидов в глинах и песчаниках не всегда одинаково; ниже на рис. 5.42 и 5.43 это положение иллюстрируется конкретными примерами.

Описанный метод является довольно трудоемким, так как для расчета $F_{гд}$ необходимо сначала определить величины R_v и $R_{гд}$. Тем не менее, его использование во многих случаях оказывается полезным. По данным Дж. Б. Фостера и Х. Е. Уолена [Foster and Whalen, 1965], неточность прогноза аномально-высоких пластовых давлений более чем по 80 скважинам составляла 5 %.

АКУСТИЧЕСКИЙ (ЗВУКОВОЙ) КАРОТАЖ

ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Приборы акустического каротажа показывают время прохождения упругими волнами определенного расстояния в пласте. Диаграмма АК используется при оценке пористости пласта и для определения энергетических характеристик волнового поля с целью дифференциальной оценки насыщающих пласт флюидов [Hicks and Berry, 1966; Wyllie et al., 1958b; Tixier et al., 1960; Pickett, 1963]. В обсаженных скважинах акустический каротаж используется для исследования качества цементирования колонн [Fertl et al., 1973].

Каротажный прибор включает источник импульсов упругих колебаний, которые распространяются по породе, и приемники, регистрирующие эти импульсы. Время, необходимое импульсу для прохождения определенного расстояния (интервала) по породе, записывается на диаграмму (интервальное время). Полная волновая картина может быть развернута на экране осциллоскопа и сфотографирована для дальнейшего детального изучения. Можно регистрировать также амплитуды сигналов.

Интервальное время пробега волны (величина, обратная скорости волны в пласте) записывается в микросекундах на метр (Δt в мкс/м). Величина Δt зависит от литологии пласта, степени уплотнения (сцементированности), пористости и от заполняющего поры флюида. Акустический каротаж можно проводить в любых промысловых жидкостях, за исключением заполнения скважин газом или воздухом. На его показания относительно мало влияют вариации диаметра скважины, температура

и соленость пластовых вод. В случае разгазирования жидкости могут наблюдаться помехи (проскакивание импульсов).

При оценке пластовых давлений по данным АК строят график зависимости интервального времени пробега Δt в глинах от глубины на полулогарифмическом бланке. В условиях нормальных пластовых давлений все точки, взятые по данной скважине, обычно располагаются вдоль линии нормального уплотнения (рис 5 20). Зоны аномальных давлений, например зоны аномально-высоких пластовых давлений, отбиваются по положительным отклонениям интервального времени от его нормальных значений. Это отклонение объясняется существенным возрастанием пористости в глинах с аномально-высоким давлением [Hottman and Johnson, 1965]. На рис 5 21 показано такое возрастание $\Delta t_{гг}$ при переходе к зоне аномально-высоких пластовых давлений

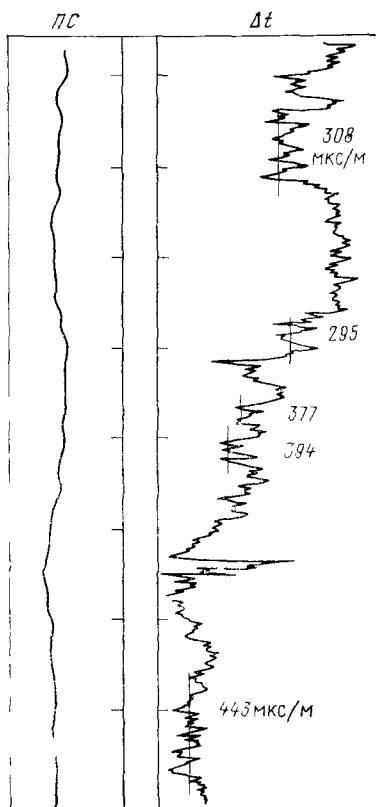
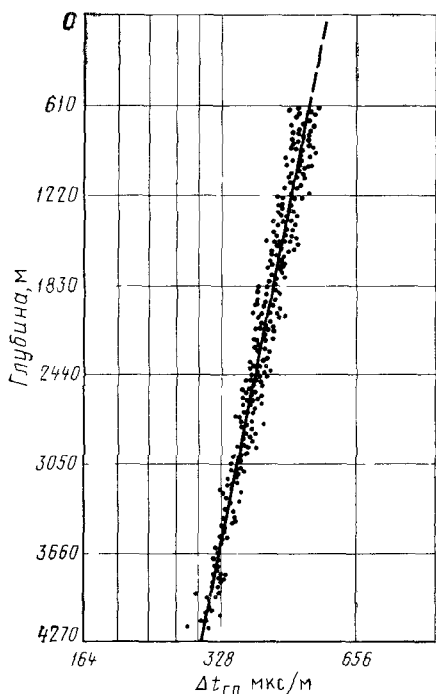


РИС 5 20 График зависимости времени пробега акустической волны в глинах от глубины их залегания в разрезе миоцен олигоценых пород в районе Верхне о Техаса и южной Луизианы (по Х Е Хоттману и Р К Джонсону, 1965) С разрешения „Journal of Petroleum Technology“

РИС 5 21 Кривая акустического каротажа в зоне глин с аномально высокими пластовыми давлениями (по В Р Мэттьюзу, 1971, с изменениями)

Как и в случае других промыслово-геофизических параметров, значения Δt могут пересчитываться в давления несколькими способами

Способ А заключается в следующем.

1. Строят график изменения интервального времени Δt в глинах с глубиной, проводят линию нормального уплотнения

2. Определяют кровлю зоны аномально-высоких пластовых давлений, расположенную на глубине, на которой точки графика отклоняются от нормальной линии.

3. Определяют пластовое давление на исследуемой глубине следующим образом: а) находят разность между фактическим (наблюденным) значением $\Delta t_{\text{набл}}$ в глинах на данной глубине и нормальным значением $\Delta t_{\text{норм}}$, полученным экстраполяцией линии нормального уплотнения (рис 5.22); б) с помощью графика, показанного на рис 5 23, определяют величину градиента пластового давления (ГПД), соответствующую разности значений Δt ($\Delta t_{\text{гд}} \text{набл} - \Delta t_{\text{гд}} \text{норм}$) в глинах

Таблица 5 III

Данные о пластовых давлениях и акустическая характеристика глин в миоцен-олигоценых отложениях с аномально-высокими пластовыми давлениями, побережье Мексиканского залива США (по Х. Е. Хоттману и Р. К. Джонсону, 1965)

Округ, штат	Скважина	Глубина, м	Давление, кгс/см ²	ГПД, кгс/(см ² ·м)	$\Delta t_{\text{гд}} \text{набл} - \Delta t_{\text{гд}} \text{норм}$, мкс/м
Геррбонн, Луизиана	1	4080	815	0,201	72,0
Лафурш (море), Луизиана	2	3553	477	0,143	29,6
Ассампшен, Луизиана	3	3298	621	0,189	68,9
Вермилион (море), Луизиана	4	3627	700	0,194	88,6
Террбонн (море), Луизиана	5	3998	790	0,199	88,6
Ист-Батон Руж, Луизиана	6	3347	561	0,169	42,6
Сен-Мартин, Луизиана	7	3505	435	0,125	13,1
Сент-Мэри (море), Луизиана	8	4069	804	0,199	98,4
Калкашу, Луизиана	9	3597	462	0,129	23,0
Сент-Мэри (море), Луизиана	10	3965	765	0,194	75,4
То же	11	4214	890	0,212	108,0
Птакминс (море), Луизиана	12	2705	373	0,139	16,4
				0,203	105,0
Камерон, Луизиана	13	3388	685		
То же	14	3485	790	0,208	125,0
Джефферсон, Техас	15	3319	694	0,210	128,0
Террбонн, Луизиана	16	3368	627	0,187	68,9
Галвестон (море), Техас	17	3581	798	0,224	183,7
Чамберс, Техас	18	3682	660	0,180	59,0

4. Умножают ГПД на значение глубины для получения искомого значения давления.

Затем можно построить профиль пластовых давлений для исследуемой скважины. Зависимость между разностью значений интервального времени $\Delta t_{гд} \text{ набл} - \Delta t_{гд. \text{ норм}}$ в глинах и ГПД для пород олигоценового и миоценового возраста в районе побережья Мексиканского залива США иллюстрирует рис. 5.23. Исходные эмпирические данные, по которым эта зависимость была построена, приведены в табл. 5.III. Среднее стандартное отклонение от среднего, показанного сплошной линией на рис. 5.23, составляет 0,0046 кгс/(см²·м). Так же как и при использовании других каротажных параметров с целью оценки пластовых давлений, подобные калибровочные графики необходимо строить для каждого района, характеризующегося своими геологическими особенностями, например, для Северного моря, Южно-Китайского моря.

На рис. 5.24 показан пример использования этого способа в одной из скважин побережья Мексиканского залива США. Наблюдаемая разность $\Delta t_{гд}$ составляет 97 мкс/м, ей соответствует значение ГПД, равное 0,204 кгс/(см²·м). На исследуемой глубине пластовое давление составляет 921 кгс/см². Максимальный удельный вес промывочной жидкости, использованной в этой скважине, равен 2,06 гс/см³.

Способ Б. Как и раньше, можно использовать метод эквивалентных глубин. Пооперационно этот метод был рассмотрен раньше [см. уравнения (5.1) и (5.2)].

Как только закономерности (линии) нормального уплотнения в данном конкретном районе (на площади, месторождении) установлены, можно приступить к построению номограммы (или палетки) для расчета пластовых давлений для этих конкретных условий. Пример такой номограммы показан на рис. 5.25 для района южной Луизианы Мексиканского побережья США. Как и в аналогичной номограмме, показанной на рис. 5.6 для метода удельного сопротивления глин, сетка в нижней части номограммы служит для смещения шкалы показаний Δt с целью введения поправки за изменение конкретных условий на рассматриваемой площади или для учета геологического времени. Для того чтобы определить, какой горизонтальной шкалой пользоваться в данной скважине, необходимо нанести на номограмму несколько точек, взятых в глинах в зоне нормальных пластовых давлений в этой скважине. Они совпадут с одной из шкал (*a*, *b*, *0*, *c*, *d*), и в дальнейшем при интерпретации данных АК с целью оценки давлений следует использовать эту шкалу.

Например, на глубине 3811 м в глинах время пробега $\Delta t = 433$ мкс/м; это время следует найти на горизонтальной шкале 0 палетки (см. рис. 5.25) и от этой точки провести линию до пересечения с горизонтальной линией, соответствующей глубине 3811 м на вертикальной шкале. В точке пересечения взять от-

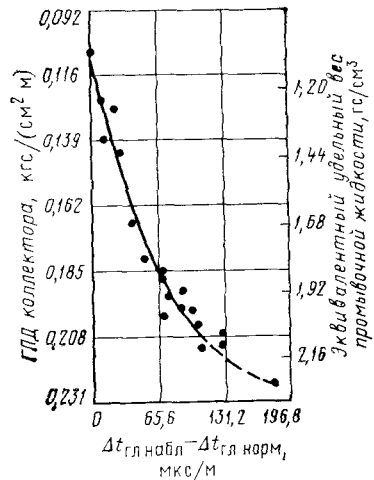
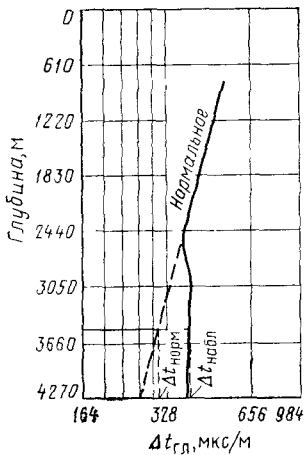
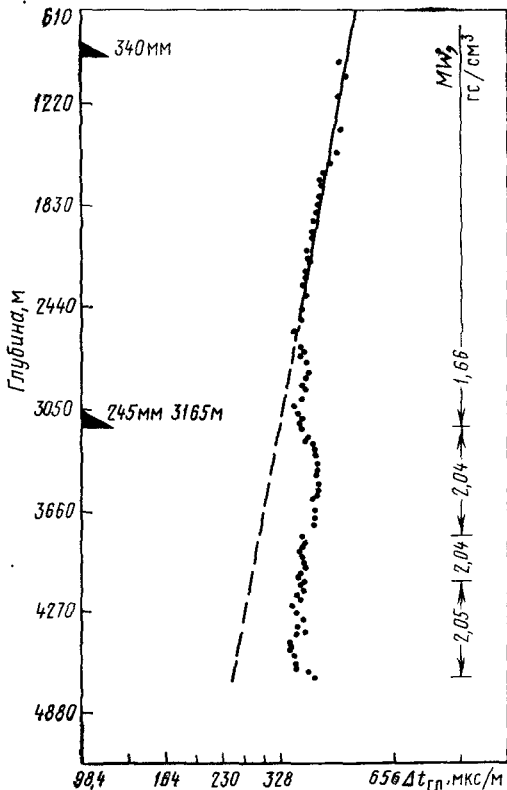


РИС. 5 22. Схематический график зависимости интервального времени глин от глубины их залегания (по Х. Е. Хоттману и Р. К. Джонсону, 1965). С разрешения „Journal of Petroleum Technology“

РИС. 5 23. График зависимости между разностью акустических характеристик глин $\Delta t_{гд. набл} - \Delta t_{гд. норм}$ и градиентом давления пластовых флюидов (по Х. Е. Хоттману и Р. К. Джонсону, 1965). С разрешения „Journal of Petroleum Technology“

РИС. 5 24. График зависимости интервального времени в глинах от глубины и применение метода эквивалентных глубин для количественной оценки пластового давления

Приведены глубины башмаков обсадных колонн и требуемый удельный вес промывочной жидкости (MW). $\Delta t_{гд. набл} - \Delta t_{гд. норм} = 350 - 253 = 97$ мкс/м, ГПД = 0,204 кгс/(см² · м); $\rho_{заб} = 921$ кгс/см³



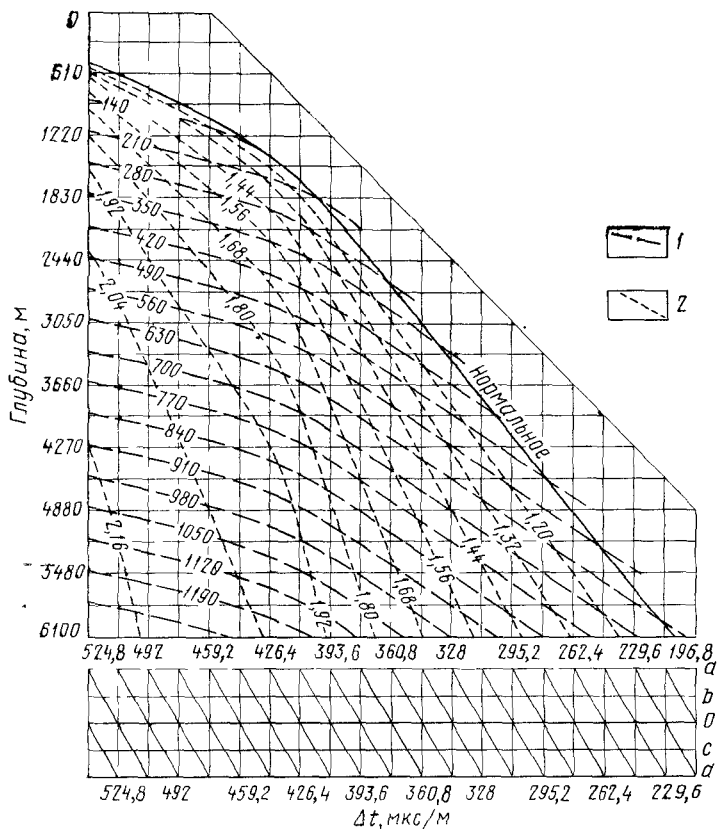


РИС. 5.25. Номограмма для оценки пластовых давлений по данным акустического каротажа в пределах побережья Мексиканского залива США (по Х. Х. Хэму, 1966).

1 — расчетное значение пластового давления, кгс/см², 2 — эквивалентное значение удельного веса промывочной жидкости, гс/см³

счет пластового давления (717 кгс/см²) и удельного веса промывочной жидкости (1,89 гс/см³), необходимого для сбалансирования этого пластового давления.

ВОЗМОЖНЫЕ ОГРАНИЧЕНИЯ И ОШИБКИ

В целом использование значений Δt для количественной оценки пластовых давлений дает наиболее точные и надежные результаты. Тем не менее, как и в случае других промыслово-геофизических методов, применение величины Δt связано с некоторыми ограничениями. Поэтому в ряде случаев определения

пластовых давлений по этому промыслово-геофизическому параметру могут оказаться недостоверными. Детальный обзор возможных ошибок приводится в конце главы.

ИЗМЕРЕНИЯ ПЛОТНОСТИ ПОРОД

ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Прибор плотностного каротажа включает радиоактивный источник, облучающий породу гамма-лучами со средней энергией гамма-квантов. Рассеяние гамма-квантов на электронных оболочках атомов, входящих в состав осадочных пород, приводит к ослаблению излучения. Это явление известно как комптоновское рассеяние. Число комптоновых столкновений гамма-квантов с электронами прямо пропорционально удельной плотности электронов в окружающей скважину породах [Alger et al., 1963; Tittman and Wahl, 1965]. Удельная плотность электронов пропорциональна плотности осадка ρ_0 (в г/см³), которая, в свою очередь, зависит от удельной плотности минерального скелета породы, коэффициента ее пористости и удельной плотности флюидов, заполняющих поровое пространство.

Интенсивность лучей, рассеянных породой, определяется плотностью исследуемой породы; она регистрируется с помощью детектора гамма-лучей. Заметное отклонение (в сторону уменьшения) плотности от линии нормального уплотнения свидетельствует о наличии аномально-высоких пластовых давлений. Однако если в данной скважине часто встречаются каверны размыва, надежность выделения зон аномально-высоких пластовых давлений по графику плотности резко уменьшается. В кавернах показания плотностного каротажа занижены, расчетные значения пластовых давлений оказываются увеличенными. Определенные искажения возникают за счет высокого содержания барита в утяжеленной промывочной жидкости.

КОЛИЧЕСТВЕННАЯ ОЦЕНКА ДАВЛЕНИЙ

Наиболее приемлемым методом является метод эквивалентных глубин. Плотности глин (при условии чистого без крупных каверн ствола скважины) наносят на график зависимости от глубин в линейном или логарифмическом масштабе. Примеры построения таких графиков для одной и той же скважины показаны на рис. 5.26.

Однако опыт показывает, что этот метод дает надежные результаты только в условиях состояния ствола скважины, близких к идеальным. В осложненных скважинах его точность ниже, чем точность оценки пластовых давлений по акустическому каротажу или по данным удельного сопротивления глин.

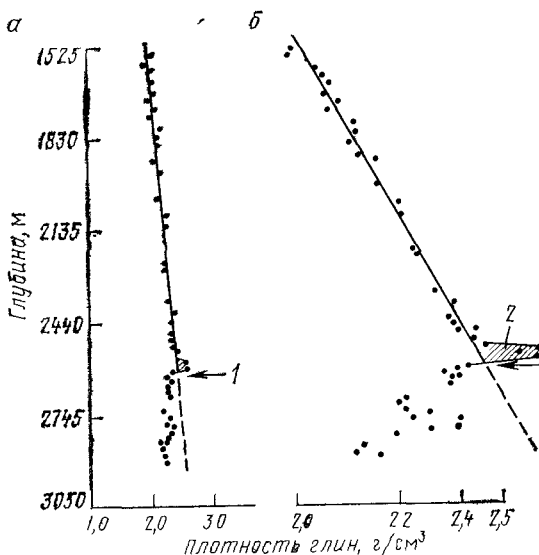


РИС 5.26 Графики зависимости значения плотности глин от глубины, полученных по каротажу, в линейном и логарифмическом масштабах для одной и той же скважины

а — линейный масштаб, б — логарифмический масштаб, 1 — кровля 2 — покрывка

НЕЙТРОННЫЙ КАРОТАЖ

ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Нейтронный каротаж применяется в основном для выделения пористых пород в разрезе и оценки их пористости. Показания нейтронного каротажа зависят прежде всего от содержания водорода в породе. Из находящегося в приборе источника непрерывно излучаются нейтроны высокой энергии. Столкновения нейтронов с ядрами элементов, составляющих породу, приводят к потере нейтронами части энергии. Поскольку масса нейтрона почти равна массе ядра атома водорода, а потери энергии наиболее велики при столкновении нейтрона с ядром, массы которых равны, замедление нейтронов зависит в основном от содержания водорода в пласте. В зависимости от типа нейтронного каротажа счетчик регистрирует либо гамма-лучи высокой энергии, излучаемые в результате захвата нейтронов, либо сами нейтроны [Dewan and Allaud, 1953; Tittle, 1961; Tittman et al, 1966].

Возрастание пористости и, следовательно, содержания воды в глинах в зонах аномально-высоких пластовых давлений позволяет использовать эти методы каротажа для оценки пластовых давлений. Однако практика показывает, что за исключением

редких случаев идеальных скважинных условий нейтронные методы не являются столь точными и надежными, как другие методы каротажа.

ИМПУЛЬСНЫЙ НЕЙТРОННЫЙ КАРОТАЖ

ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ

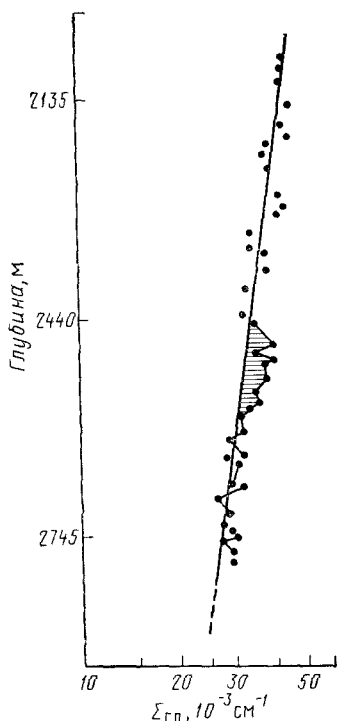
Время жизни тепловых нейтронов определяется скоростью, с которой тепловые нейтроны захватываются и поглощаются данной средой. Фактически время жизни нейтронов обуславливается параметром, называемым микроскопическим сечением захвата тепловых нейтронов Σ данной среды. Чем больше это сечение, тем быстрее происходит захват нейтронов. Время жизни — это измеряемое в микросекундах время, в течение которого количество нейтронов уменьшается в 2 раза.

Ион хлора является сильнейшим поглотителем из наиболее распространенных в осадочных породах элементов. Показания импульсного каротажа существенно определяются вариациями содержания хлора по разрезу. Генератор нейтронов в скважинном приборе представляет собой электромеханический источник нейтронов с энергией 14 МэВ, которые излучаются в виде определенной последовательности импульсов. После излучения каждого импульса следует период затухания, в течение которого происходит исчезновение популяции излученных нейтронов. Концентрация нейтронов измеряется с помощью сцинтилляционного счетчика, регистрирующего гамма-кванты, испускаемые при захвате тепловых нейтронов. Интенсивность этого гамма-излучения пропорциональна концентрации нейтронов данной популяции.

В начале периода затухания концентрация нейтронов изменяется по сложному закону: на нее влияют как условия измерения (корпус прибора, обсадная колонна, цементный стакан, заполняющая скважину жидкость), так и вещественный состав породы. По прошествии некоторого времени искажающее влияние скважины исчезает и скорость уменьшения популяции нейтронов обуславливается в основном породой. Время жизни нейтронов, определяемое в этот период, характеризует свойства пласта. Измеряя интенсивность гамма-излучения захвата в два известных момента времени в течение последней фазы периода затухания, получают данные, достаточные для вычисления времени жизни нейтронов в породе, или обратной ему величины — сечения захвата тепловых нейтронов (Youmans et al., 1964, 1966; Wichmann et al., 1967].

Преимуществом импульсного нейтронного каротажа перед обычным нейтронным каротажом является небольшое влияние на его показания обсадной колонны и цементного кольца. Получаемые кривые по форме напоминают кривые электрокаротажа,

записанные в открытом стволе, и хорошо коррелируются с ними визуально. Возможность использования этих видов нейтронного каротажа, в частности, каротажа по времени жизни нейтронов и по времени замедления нейтронов [Clavier, 1969] в качестве методов для обнаружения зон аномально-высоких пластовых давлений или зон падения пластовых давлений в обсаженной скважине была рассмотрена У. Х. Фертлем и Д. Дж. Тимко [Fertl and Timko, 1970b]. Показано, что величина параметра Σ в глинах закономерно уменьшается с глубиной в нормально уплотненных интервалах. Зоны аномально-высоких пластовых давлений отличаются по отклонению Σ от этой нормальной тенденции в сторону повышенных значений.



КОЛИЧЕСТВЕННАЯ ОЦЕНКА ДАВЛЕНИЙ

Хорошие результаты получены методом эквивалентных глубин. На рис. 5.27 показано использование каротажа по времени жизни нейтронов для определения аномальных пластовых давлений в одной из обсаженных скважин в штате Луизиана. Расчеты показывают, что достаточным является удельных вес промывочной жидкости, равный $1,22 \text{ г/см}^3$. Бурение вторым стволом с использованием промывочной жидкости удельным весом $1,25 \text{ г/см}^3$ было выполнено без каких-либо осложнений.

Таким образом, импульсный нейтронный каротаж позволяет количественно определять изменение насыщенности породы в продуктивном пласте за обсадной колонной. Он может быть использован и при оценке пластовых давлений. Его возможно проводить через бурильные трубы или в уже обсаженной скважине для обнаружения зон аномально-высоких пластовых давлений и оценки изменений пластовых давлений.

Импульсный нейтронный каротаж помогает также решать различные нефтепромысловые задачи, такие как установление

РИС. 5.27. Применение импульсного нейтронного каротажа для количественной оценки давлений в обсаженных скважинах (по У. Х. Фертлю и Д. Дж. Тимко, 1970b). С разрешения „Oil and Gas Journal“

На глубине 2493 м $p_{пл} = (0,231 \cdot \times 2493) - (0,124 \cdot 2195) = 303 \text{ кгс/см}^2$, $G = 0,124 \text{ кгс/(см}^2 \cdot \text{м)}$, на глубине 2673 м $p_{пл} = 312,9 \text{ кгс/см}^2$, $G = -0,118 \text{ кгс/(см}^2 \cdot \text{м)}$; $p_{пл}$ — пластовое давление G — градиент пластового давления, $\Sigma_{гд}$ — поперечное сечение захвата нейтронов в глинах

сообщаемости со скважинами соседнего блока, оценка степени истощения продуктивной зоны, обнаружение поступления нефти в водоносные пласты и повышения давления в пластах за счет перетока флюидов из близлежащих продуктивных зон аномально-высоких пластовых давлений. Решение этих задач имеет большое значение при разработке залежей и в случае бурения на уже частично истощенных продуктивных площадях.

МЕТОДЫ ЯДЕРНОГО МАГНИТНОГО РЕЗОНАНСА

Ядерный магнитный резонанс не является недавно открытым явлением. Его основы были заложены еще в 1946 г. [Bloch, 1946; Purcell, 1946]. Принципиально «Ядра атомов обладают магнитными моментами и спинами; это значит, что они в определенном смысле аналогичны сочетанию магнитных диполей и гироскопов. Молекулы и их ядра подвержены тепловому движению, которое стремится ориентировать оси вращения ядер во все стороны с одинаковой вероятностью. Однако, если создать магнитное поле, магнитные оси ядер будут стремиться к ориентации в направлении этого поля. Силы, вызывающие ориентацию ядер в одном направлении и препятствующие ей, вступают в противоборство, в результате которого большее число ядер оказывается ориентированным параллельно приложенному полю, чем в других направлениях. Это приводит к намагничиванию или поляризации вещества, которая прямо пропорциональна силе приложенного магнитного поля (ориентирующее воздействие) и обратно пропорционально абсолютной температуре (препятствующее воздействие)» [Brown, 1960].

Следовательно, в основу метода ядерно-магнитного каротажа положен следующий принцип. В исследуемой породе создается магнитное поле с помощью поляризационной катушки, питаемой от источника энергии. Затем подача энергии в катушку прекращается и измеряется напряжение, индуцированное в катушке за счет прецессии ядер водорода. Величина индуцированного напряжения есть функция количества и расположения водородных ядер. Время восстановления первоначального положения ядер водорода в гравитационном поле Земли зависит от типа флюидов, в которых эти ядра содержатся. Поэтому использование ядерного магнетизма в промыслово-геофизических методах представляет особый интерес, так как дает возможность исследовать непосредственно ядра водорода (протоны), содержащиеся в пластовых флюидах, а не в жестком минеральном скелете породы. Теория ядерного магнитного резонанса протонов водородсодержащей жидкости, насыщающей поровое пространство твердой пористой среды, разработана Дж. Корринга [Korringa, 1962], С. Д. Сентурия и Дж. Д. Робинсоном [Senturia and Robinson, 1970]. Приложение этой теории для решения задачи оценки

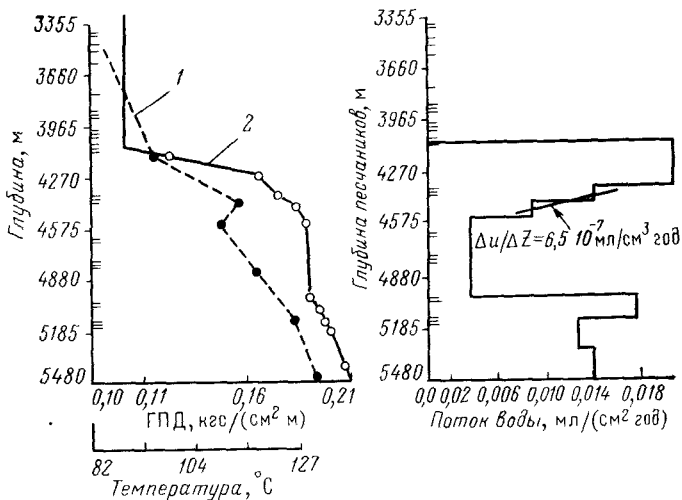


РИС. 5.28. Сопоставление значений градиентов пластовых давлений и температур со значениями потока фильтрующейся воды, рассчитанными по данным метода ЯМР (по Д. О. Сиверсу, 1972). С разрешения The Society of Petroleum Engineers of AIME

1 — температура; 2 — ГПД; $\Delta u/\Delta Z$ — скорость фильтрации благодаря уплотнению пород, где u — поток воды, $\text{мл}/(\text{см}^2 \cdot \text{год})$, Z — расстояние по вертикали, см

проницаемости песчаников по данным метода ядерного магнитного резонанса (ЯМР) разработано Дж. Д. Лореном и Дж. Д. Робинсоном [Logen and Robinson, 1970]. Методика детальной интерпретации данных импульсного метода ЯМР с целью оценки пористости, проницаемости и остаточной водонасыщенности песчаников описана А. Тимуром [Timur, 1969]. В последнее время были исследованы возможности ядерно-магнитного каротажа (ЯМК) для определения остаточной нефтенасыщенности.

Д. О. Сиверс [Seever, 1972] рассмотрел применение импульсного метода ЯМР для исследования шлама (глин) с целью определения проницаемости глин в зонах аномально-высоких пластовых давлений. Зная эти проницаемости глин и имея данные о пластовых давлениях в соседних с ними песчаниках, можно рассчитать современную скорость фильтрации флюидов (поток воды) через эти глины. Данные о вариации потока воды с глубиной весьма полезны для понимания природы аномально-высоких пластовых давлений в конкретном исследуемом районе.

На рис. 5.28 показан график зависимости потока движущейся воды от глубины, по которому можно сделать следующие два интересных наблюдения: во-первых, поток, исходящий из песчаника, залегающего на глубине 5030 м, меньше потока, входящего в этот пласт, и, во-вторых, в интервале 4268—4573 м

происходит очень быстрое возрастание потока. На рис. 5.28 приведены дополнительные данные об удельном весе промывочной жидкости, использованной при бурении данной скважины, а также пластовые температуры.

Нарушение непрерывности потока воды по вертикали свидетельствует о том, что песчаник на глубине 5030 м является «местом утечки». В принятых в нефтепромысловой геологии единицах приток в пласт составляет $2,3 \text{ м}^3/(\text{га}\cdot\text{год})$, а отток из него по вертикали — около $0,4 \text{ м}^3/(\text{га}\cdot\text{год})$. Таким образом, около $2,0 \text{ м}^3/(\text{га}\cdot\text{год})$ уходит по этому песчанику в горизонтальном направлении.

Оценка темпа нарастания вертикального потока с глубиной в условиях нормального уплотнения дает цифру порядка $10^{-10} \text{ мл}(\text{см}^{-3}\cdot\text{год}^{-1})$, тогда как в интервале 4268—4573 м кажущийся темп возрастания потока составляет $6,5\cdot 10^{-7} \text{ мл}(\text{см}^{-3}\cdot\text{год}^{-1})$. Столь высокий темп предполагает наличие какого-то источника воды, дополнительного к отжимаемой в результате уплотнения. Одним из возможных механизмов, скорее всего, является диагенетическое преобразование монтмориллонита глин в иллит [Powers, 1967; Burst, 1969, Perry and Hower, 1970].

СКВАЖИННАЯ ГРАВИМЕТРИЯ

Скважинный гравиметр является высокоточным прибором, позволяющим измерять среднюю плотность больших объемов пород [Smith, 1950; McCulloh, 1968; Jones et al., 1972a, b]. Разность значений силы тяжести между двумя точками, расположенными ниже земной поверхности, определяется разновысотности точек (учитываемой введением поправки за свободный воздух) и массой слоя, заключенного между этими двумя точками. Она описывается следующим выражением:

$$G_1 - G_2 = \Delta G = F \Delta Z - \beta \Delta Z, \quad (5.11)$$

где G_1, G_2 — сила тяжести, наблюдаемая соответственно на станциях 1 и 2; F — поправка за свободный воздух, равная 0,3086; $\beta = 4\pi K \rho_0 = 0,0838 \rho_0$; ρ_0 — плотность осадков, $\text{г}/\text{см}^3$; K — гравитационная постоянная ($6,67\cdot 10^{-8}$ единиц СГС); ΔZ — разность отметок точек измерения. Отсюда

$$\rho_0 = 3,687 - 11,933 (\Delta G / \Delta Z). \quad (5.12)$$

Поскольку ΔG измеряется скважинным прибором, а ΔZ определяется по промеру кабеля, получаемые гравиметром данные позволяют непосредственно рассчитать плотность пород, и калибровка прибора не требуется. Очевидно также, что получаемые значения плотности относятся к большому объему пород.

На рис. 5.29 показано, какой объем пород оказывает влияние на измеряемую величину плотности. Отсчет на 95 % зависит от пород, заключенных в цилиндре высотой ΔZ и радиусом

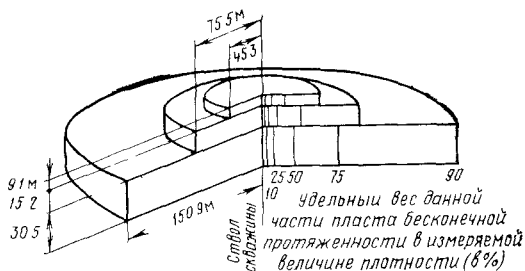


РИС 5 29 Разница в отсчетах силы тяжести скважинным гравиметром между двумя разновысокими точками определяется плотностью пород в этом интервале (по Б Р Джонсу, 1972b) С разрешения „World Oil“

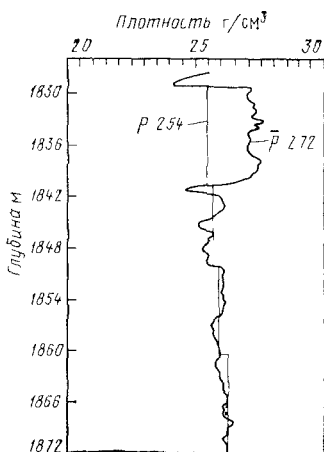
Измеряемая величина на 90 % определяется плотностью объема пород ограниченного цилиндра радиус которого в 5 раз больше высоты (мощности интервала) как это показано для интервалов 9.1 15.2 и 30.5 м

около $5\Delta Z$. Например, если $\Delta Z = 30,48$ м, то высота цилиндра равна 30,48 м, а радиус 150,9 м, при этом глубина исследования составляет почти 151 м [Jones, 1972b]

Это значит, что на результаты измерения практически не оказывают влияния глинистая корка, зона проникновения, каверны и обсадные трубы. Получаемая с помощью скважинного гравиметра кривая является кривой средней плотности пород¹

¹ На шкале глубин, вероятно, допущена ошибка — вместо 1860 м дано 2135 м (Прим перев)

РИС 5 30 Значения плотности, полученные скважинной гравиметрией в трех нижних интервалах, хорошо совпадают со значениями плотности по данным плотностного каротажа (гамма-гамма каротажа — ГГК) в этой скважине на юго западе США (по Б Р Джонсу, 1972b) С разрешения „World Oil“



Разница в интервале 1826 2—1840 5 м составляет 0.18 г/см³ что может быть объяснено наличием удаленных от ствола скважины возможно продуктивных пористых зон влияющих на показания гравиметра и не влияющих на отсчет по ГГК p — значение плотности по данным скважинной гравиметрии \bar{p} — значение плотности по данным ГГК г/см³ пористость по результатам гамма

$$\text{гамма каротажа } \varphi = \frac{D_3 - D_{\text{ГГК}}}{D_3 - D_{\text{пл}}}$$

где $D_{\text{ГГК}}$ — плотность по ГГК D_3 — плотность зерен породы $D_{\text{пл}}$ — плотность пластового

$$\text{флюида, } \varphi = \frac{2.85 - 2.72}{2.85 - 1.00} = 7\%$$

$$\text{пористость по данным скважинной гравиметрии } \varphi = \frac{2.85 - 2.54}{2.85 - 1.00} = 18\%$$

(рис 5 30) Глубина исследования этого метода измеряется не десятками сантиметров, а скорее десятками метров

Интересен вывод, к которому пришел Б Р Джонс [Jones, 1972b, с 58] «Средние объемные плотности, получаемые с помощью скважинной гравиметрии, не показывают, что в глинистых зонах аномально-высоких пластовых давлений имеется изменение плотности пород» Этот вывод сделан по данным исследования локальной площади и может быть объяснен частыми изменениями литологии в исследованных скважинах, наличием известковистых глин, что типично для многих площадей побережья Мексиканского залива США

ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ, РЕКОМЕНДУЕМЫЕ ДЛЯ ОЦЕНКИ ПЛАСТОВЫХ ДАВЛЕНИЙ

Акустический (звуковой) каротаж, по мнению автора, является обычно наилучшим методом промысловой геофизики для количественной оценки давлений, поскольку этот вид каротажа мало подвержен влиянию изменения ствола скважины, температуры пласта и солености пластовых вод Однако регистрируемое интервальное время пробега в данной породе зависит от нескольких факторов, включая степень уплотнения, пористость, содержание флюидов и литологию.

Другим широко используемым методом каротажа является электрокаротаж сопротивления — кривая малого потенциал-зонда или, что предпочтительно, эта кривая, записанная в 5 раз большем масштабе с помощью модифицированного зонда, который снабжен электронным каскадом усиления сигнала в 5 раз. Последняя кривая позволяет более точно определять значения удельного сопротивления глин, отбираемых для нанесения на график, служащий основой при расчете давлений Эта кривая обычно регистрируется при выполнении стандартного комплекса электрокаротажа вместе с кривыми ПС большого потенциал-зонда и стандартного градиент-зонда (стандартный комплекс ES) или ИК (комплекс IES)

Первый из этих комплексов обычно выполняется во всех старых скважинах Как и другие виды электрического каротажа, этот комплекс подвержен влиянию вариаций температуры пласта и солености воды, искажающих его показания Изменения литологии, близость массивных соляных тел, наличие крутопадающих и маломощных пластов и т п также значительно влияют на регистрируемые значения удельного сопротивления глин В последние годы стали регистрировать кривую малого потенциал-зонда с помощью устройства, оборудованного сферическими электродами Опробование его в полевых условиях и

сравнение результатов с данными, полученными обычным зондом, показывают, что зонды нового поколения дают удовлетворительные результаты при решении вопросов количественной оценки пластовых давлений.

Из изложенного выше следует, что описанные два метода промысловой геофизики являются наиболее предпочтительными. Это не значит, однако, что другие методы каротажа считаются неподходящими. Часто они также дают весьма ценную информацию. Однако представляется, что полагаться целиком и полностью только на эти методы было бы не совсем практичным.

ОГРАНИЧЕНИЯ И ОШИБКИ, СВЯЗАННЫЕ С МЕТОДАМИ ПРОМЫСЛОВОЙ ГЕОФИЗИКИ

Несмотря на то, что использование промысловой геофизики для оценки пластовых давлений обеспечило решение огромного числа технических проблем, освещение практических вопросов «Как это делать?» для персонала буровых, а также для полевых геологов оставляет желать лучшего и часто вообще недостаточно. Мало внимания уделяется постановке и детальной разработке следующих вопросов:

1) какие методы промысловой геофизики предпочтительно использовать для количественной оценки давлений;

2) как следует быстрее и эффективнее установить, какие промыслово-геофизические параметры необходимо выбрать и как их обработать для оценки изменений пластовых давлений по разрезу;

3) какие ограничения присущи каждому методу, каких ошибок и просчетов следует опасаться.

Освещение этих простых, но важных вопросов является целью последующего изложения.

Наряду с постоянным применением метода ПС (отсчеты по кривой ПС в проницаемых пластах служат основой для расчета солености пластовых вод), используются показания всех промыслово-геофизических методов в глинах. Значения этих параметров глин наносятся на график зависимости их от глубины, причем масштаб глубин обычно выбирается равным 121 м в 1 см или более крупный для детальных исследований пластовых давлений.

Лучшие графики пластовых давлений получают, если соблюдаются следующие основные условия:

1) используется высококачественная каротажная диаграмма;

2) основные искажающие факторы, как каверны ствола скважины, изменения диаметра ствола из-за смены долота, изменения литологии пород и др., либо отсутствуют, либо известны и могут быть учтены при построении графиков;

3) в разрезе имеются относительно чистые и мощные глинистые зоны;

4) линии нормального уплотнения глин устанавливаются обоснованно и однозначно.

ВОЗМОЖНЫЕ ОШИБКИ

Правильная оценка пластовых давлений возможна лишь по каротажной диаграмме, записанной хорошо работающим прибором. Известно, что даже исправный прибор может дать искаженную кривую, особенно при работе в сверхглубоких и высокотемпературных скважинах или в случаях, когда забойная температура в скважине приближается к предельной для данного каротажного скважинного снаряда (определяемой его технической характеристикой) или превышает ее. Габариты, а также максимальные температуры и давления в скважинах для выпускаемых промышленностью каротажных приборов указываются в технических паспортах, которые всегда имеются в промыслово-геофизической партии (компании).

Как интерпретатор может обнаружить такие аппаратурные искажения на диаграмме или избежать их неправильной интерпретации? Прежде всего, необходимо сравнить предельные температуру и давление, указанные в техническом паспорте прибора, с ожидаемыми скважинными условиями в исследуемой скважине. Если есть промыслово-геофизические материалы по соседним скважинам, полезно иметь копии каротажных диаграмм и данные о пластовых давлениях по этим скважинам. Однако указанные материалы не всегда помогают решить задачу исследования давлений в изучаемой скважине в связи с тем, что соседние скважины могут оказаться в других тектонических блоках, а нарушения, как известно, могут быть либо проводниками пластовых флюидов, либо непроницаемыми барьерами. Другими словами, профили пластовых давлений, полученные по соседним скважинам, которые разделены крупным разрывным нарушением, могут быть идентичными, близкими друг к другу, или совершенно разными.

На рис. 5.31 приведены кривые проводимости по двум скважинам, пробуренным в округе Вермиллион, штат Луизиана. Расстояние между этими скважинами всего 610 м, но они разделены четко установленным сбросом. Сква. А пробурена в условиях относительно нормальных гидростатических пластовых давлений, успешно вышла под башмак колонны и достигла глубины 3811 м, тогда как в скв. Б были встречены аномально-высокие пластовые давления, начиная с глубины 3354 м. Бурение интервала мощностью 305 м ниже этой глубины потребовало утяжеления промывочной жидкости до удельного веса 2,16 гс/см³ из-за разгазирования раствора и нескольких угроз выброса.

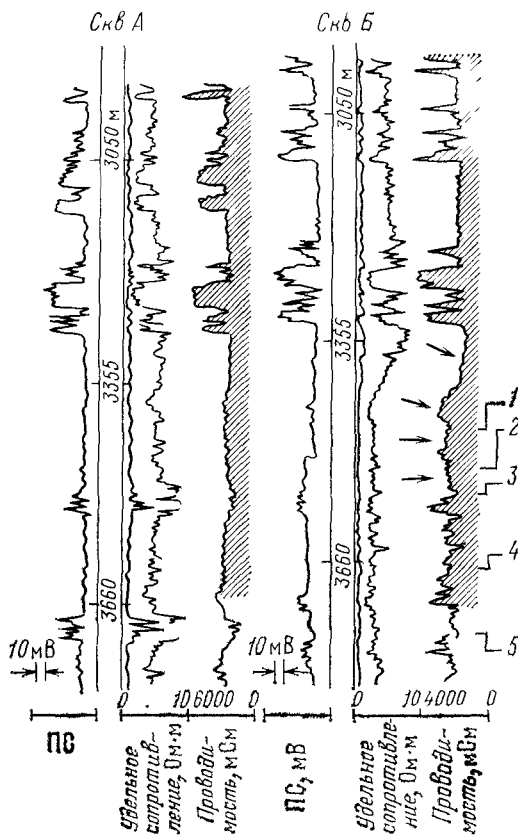


РИС 5.31. Кривые индукционного и электрического каротажа по двум морским скважинам, штат Луизиана, расположенным на расстоянии всего 610 м друг от друга, но в разных тектонических блоках (по В. Е. Уоллесу, 1965b).

Скв А пройдена в условиях нормальных давлений, а скв Б вскрыла зону аномально-высоких давлений. Отмечается резкое возрастание проводимости во второй скважине. Слева направо располагаются кривые: ПС (мВ); удельного сопротивления, полученная при индукционном каротаже (Ом·м); удельного сопротивления, записанная малым потенциал-зондом (Ом·м), и проводимости, полученная ИК (мСм); стрелками показано возрастание проводимости в зоне перехода к аномально-высоким пластовым давлениям; 1 — удельный вес промывочной жидкости 1,44 гс/см³; 2 — разгазирование промывочной жидкости с удельным весом 1,86 гс/см³ до 1,62 гс/см³, после чего была угроза выброса, 4 — при удельном весе 2,12 гс/см³ скважина начала переливать, удалось задавить пласт жидкостью с удельным весом 2,12 гс/см³, 5 — удельный вес промывочной жидкости 2,16 гс/см³.

На рис. 5.32 показана корреляция профиля удельного сопротивления глин, полученного в исследованной скважине, с таким же профилем, построенным для ранее пробуренной в этом же блоке скважины. Аналогичная корреляция по глинам была успешно применена автором совместно с Д. Дж. Тимко для изучения пластовых давлений по данным нескольких промыслово-геофизических методов не только в локальном масштабе, но и

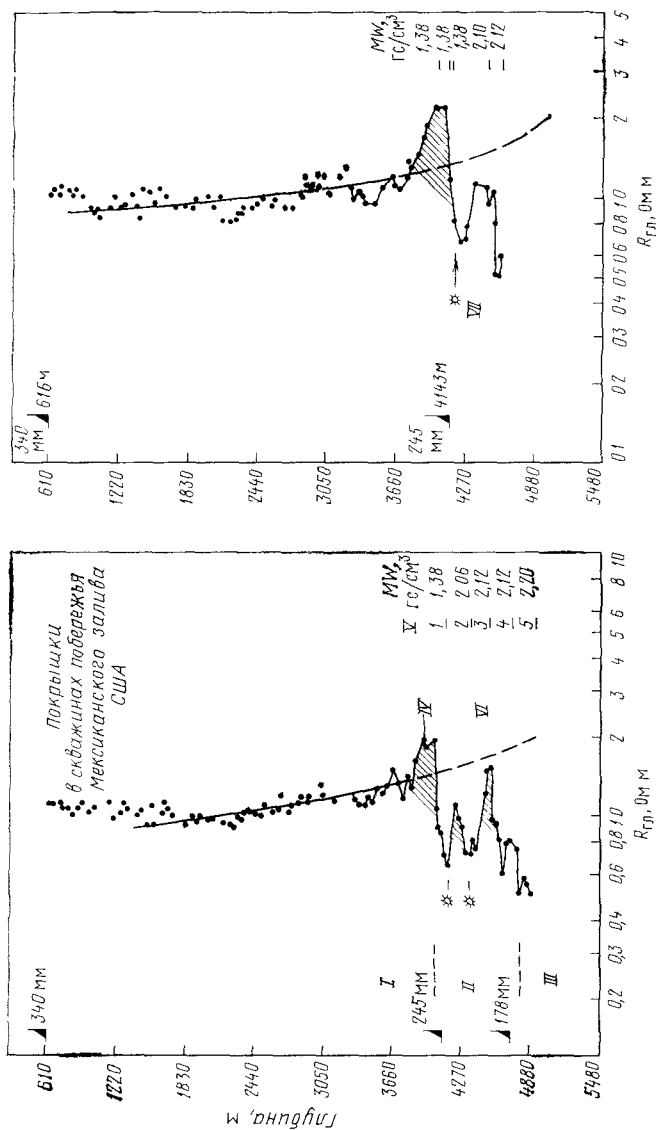


РИС. 532. Графики зависимости удельного сопротивления глин от глубины Видна мощная покрышка-барьер на глубине около 3963 м (по У. Х. Фергю и Д. Дж. Тимко, 1970d). С разрешения The Society of Petroleum Engineers of AIME.

Следует обратить внимание на характерные аномалии на графиках, служащие корреляционными реперами в этих двух соседних морских скважинах, I — зона нормальных давлений, II — переход от нормальных давлений к аномально высоким, III — сверхвысокие давления, IV — зона перуплотнения (покрышка барьер), V — номер исследованной глины, VI — известковистая глина, VII — мощный водоносный песчанник, MW — удельный вес промывочной жидкости

в региональном. Важное значение имеет выделение на таких профилях характерных участков, что особенно очевидно при бурении новых скважин в малоизученных районах. Коррелируя данные, получаемые в находящейся в бурении скважине, с промыслово-геофизическими и буровыми материалами по ранее пробуренным скважинам, всегда можно сориентироваться, определить, где находится забой по отношению к зонам аномально-высоких пластовых давлений. Это знание «Где ты находишься?» оказывается чрезвычайно полезным для успешного бурения скважин во многих районах земного шара.

Очевидно, что для успешного изучения давлений необходимо привлечение специалистов по бурению, геофизике и геологии с соответствующей подготовкой, знающих конкретный район. Это увеличивает гарантию того, что каротаж будет выполнен качественно и вариации параметров глин с глубиной будут правильно нанесены на график и проинтерпретированы. Если качество промыслово-геофизических материалов все же вызовет сомнение, необходимо рассмотреть вопрос о повторном каротаже запасным прибором того же типа и конструкции. Можно также произвести исследование другим методом каротажа вместо неудавшегося, если имеется возможность этого на данной скважине.

Последняя рекомендация иллюстрируется примером по одной из техасских скважин, показанным на рис. 5.33. По этой скважине имелись профили удельного сопротивления глин (по данным малого потенциал-зонда) и интервального времени в глинах (по материалам акустического каротажа), построенные по имевшимся диаграммам. В интервале 2439—3048 м характеристики глин на этих двух профилях сильно отличаются друг от друга. Анализ первичных материалов и сопоставление их между собой и с кривой АК позволили установить, что зонд стандартного каротажа (IES) при исследовании этого интервала (замер 2) был неисправен, удельные сопротивления на бракованной диаграмме оказались заниженными. Если бы по данным этой диаграммы (IES) были рассчитаны давления, то они оказались бы ошибочными.

Случается, что по той или иной причине исследование различных интервалов в скважине выполняют разные компании-подрядчики одним и тем же методом каротажа. На рис. 5.34 приведено сравнение профилей удельного сопротивления глин, полученных по кривым стандартного малого потенциал-зонда, которые записаны двумя разными компаниями-подрядчиками. Форма профилей практически идентична, но абсолютные значения удельных сопротивлений сильно различаются. Если представить, что промыслово-геофизическая компания выполнила исследования в нижней части скважины, т. е. в интервале Z, то он был бы ошибочно принят за интервал пониженных значений удельного сопротивления глин и проинтерпретирован как зона

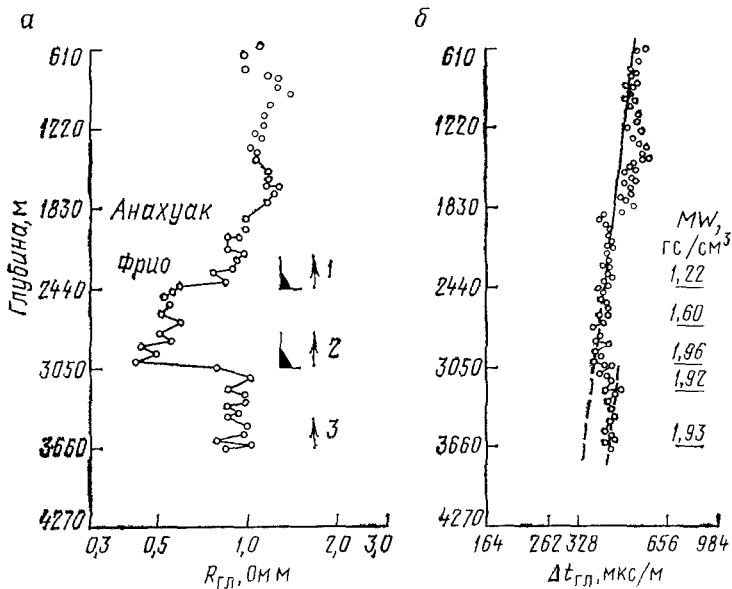


РИС. 5.33 Искажение графика зависимости $R_{гд}$ от глубины (замер 2) за счет неисправности глубинного прибора (по У. К. Фертью и Д. Дж. Тимко, 1971b)

а — ЭК, малый потенциал зонд, б — АК, 1—3 — номера исследований, зонд ЭК неисправен при исследовании 2, в той же скважине глубинный сваряд АК работал исправно, MW — удельный вес промывочной жидкости

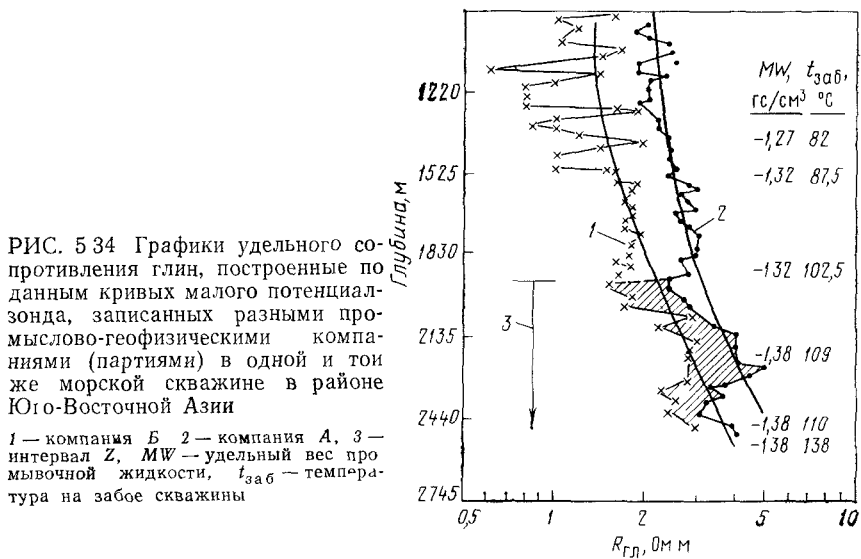


РИС. 5.34 Графики удельного сопротивления глин, построенные по данным кривых малого потенциал-зонда, записанных разными промышленно-геофизическими компаниями (партиями) в одной и той же морской скважине в районе Юго-Восточной Азии

1 — компания Б 2 — компания А, 3 — интервал Z, MW — удельный вес промывочной жидкости, t_{заб} — температура на забое скважины

аномально-высоких пластовых давлений, для бурения которой нужна значительно более утяжеленная промывочная жидкость, чем фактически необходимая с целью безопасного бурения этой скважины.

К сожалению, опасность такой неправильной интерпретации весьма реальна, и часто ее трудно выявить и предотвратить. Она значительно возрастает, если в распоряжении исследователя пластовых давлений имеется диаграмма только одного промыслово-геофизического метода, а дополнительная информация, например, записи вариаций параметров бурения или других параметров — индикаторов давлений не используются соответствующим образом или не принимаются во внимание. Следует помнить и не устанаво повторять, что совершенно необходимо тщательно рассматривать и изучать все имеющиеся в наличии данные (из всех источников).

Кроме того, резкие изменения литологии или возраста пород по разрезу, наличие крупных каверн или даже неожиданные резкие изменения пластовых давлений приводят к тому, что в таких скважинах графики зависимости различных параметров глин от глубины имеют «необычную» форму (рис. 5.35, 5.36).

Всегда полезно анализировать интервалы перекрытия между последующими каротажными исследованиями. Не следует забывать, однако, что длительное воздействие промывочной жидкости на глины между такими исследованиями может вызвать изменение тех или иных свойств глин [Louden and Woods, 1970]. Например, иногда наблюдаются значительные изменения удельного сопротивления глин за время, прошедшее между двумя каротажными [Fertl and Timko, 1972].

Такое непостоянство свойств глин во времени, очевидно, зависит от свойств промывочной жидкости, ее состава, величины рН и удельного веса, от длительности воздействия жидкости на стенки скважины, величины пластового давления и забойной температуры, наличия или отсутствия газов в глинах и от минералогического состава глин.

В своей работе Е. Б. Рейнольдс и др. [Reynolds et al., 1973] рассмотрели возможное влияние гидратации глин на показания акустического (звукового) каротажа. Один из рассмотренных этими авторами примеров приведен на рис. 5.37. Если строить линию нормального уплотнения глин традиционным способом, то кровля зоны аномально-высоких пластовых давлений отбивается на глубине 2134 м, а сама зона развита ниже до забоя. Однако эта скважина была пробурена на промывочной жидкости с удельным весом $1,26 \text{ гс/см}^3$ без серьезных проявлений аномально-высоких пластовых давлений, что свидетельствует о том, что в разрезе господствует в основном нормальное пластовое давление. Авторы дают следующее объяснение этому противоречию: «Что же тогда является причиной отклонения значений

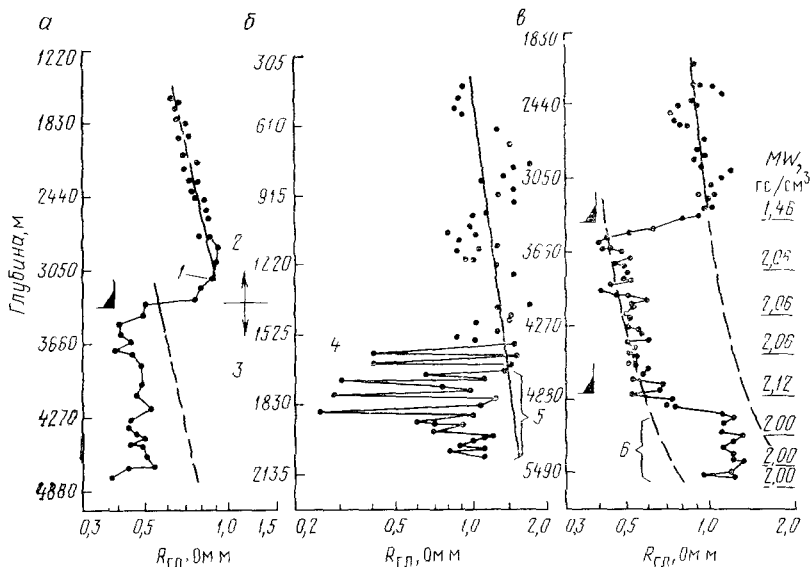


РИС. 5.35. Примеры влияния на график удельного сопротивления глин изменения геологического возраста пород в скважине побережья Мексиканского залива, штат Луизиана (а), разбухающих от воды глин в одной из скважин Мидконтинента, США (б) и резкого изменения литологии пород в скважине побережья Мексиканского залива, штат Луизиана (в) (по У. Х. Фертью и Д. Дж. Тимко, 1971б).

1 — кровля зоны АВПД, 2 — отложения миоцена; 3 — отложения олигоцена, 4 — пластики бентонита; 5 — небольшое превышение давления над нормальным; 6 — повышенная известковистость; MW — удельный вес промывочной жидкости

интервального времени в глинах от нормальных? Рассмотрим интервал глубин непосредственно ниже отметки 1585 м, где имеется перекрытие каротажных диаграмм. Первая кривая была записана через несколько часов после проходки интервала, а вторая примерно через 5 нед. после углубления скважины на 2439 м.

Для детального исследования интервала 1585—1677 м рассмотрим первичные кривые акустического каротажа. На первый взгляд, обе кривые АК хорошо повторяют друг друга; однако внимательное их рассмотрение показывает, что пласты, более уверенно выделяющиеся как глины (характеризуются повышенными отсчетами по кривой гамма-каротажа), отмечаются повышенными расхождениями в показаниях АК на кривых, которые зарегистрированы в разное время. Очевидно, эти расхождения вызваны гидратацией глин, приводящей к возрастанию интервального времени пробега акустической волны.

В пользу этого предположения об изменении свойств глин в прискважинной зоне в интервале 1585—3201 м свидетельствуют и данные сейсмокаротажа. Как следует из рис. 5.37, среднее значение пластовых скоростей в этом преимущественно

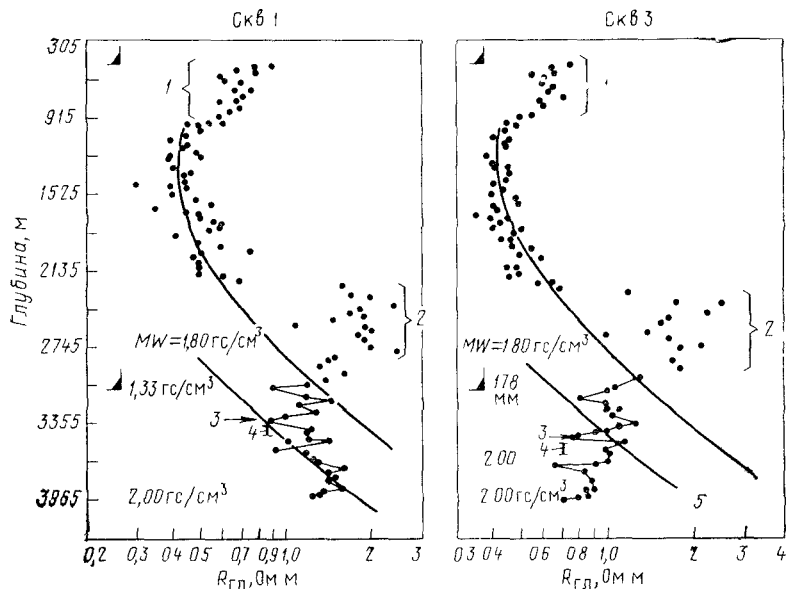


РИС 536. Искажение графиков удельного сопротивления глин в двух морских скважинах в округе Де-Уитт, штат Техас.

Заметно наличие опресненных вод (повышенного удельного сопротивления) в глинах до глубины 1067 м, известковистых глин в интервале 2134—2744 м и зоны аномально высоких пластовых давлений в нижней части в обеих скважинах, 1 — более пресные пластовые воды, 2 — массивные песчаники и глины с минерализованной водой, 3 — кровля свиты Мигура, 4 — интервал перфорации, 5 — результат опробования пластовое давление 564 кгс/см², за 4 ч извлечено 0,24 м³ слабо разгазированной промывочной жидкости; MW — удельный вес промывочной жидкости

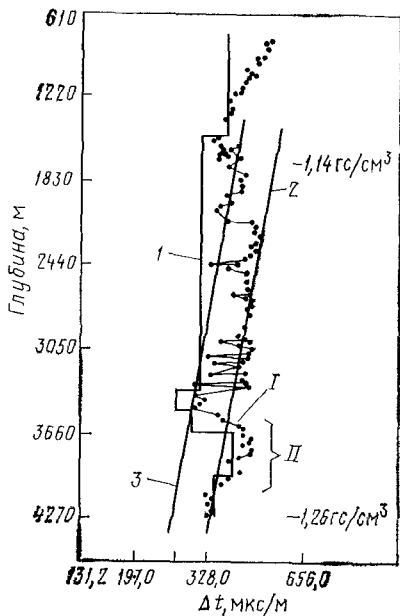


РИС 537 График для оценки пластовых давлений в одной из скважин, где встречены разбухающие в воде глины, построенный по данным акустического каротажа (по Е. Б. Рейнольдсу и др., 1973) С разрешения „Journal of Petroleum Technology“

1 — СК (СК — результаты изучения скоростей по данным сейсмокаротажа, пересчитанные в Δt , мкс/м), 2 — новая (исправленная) линия нормального уплотнения глин, 3 — линия нормально уплотненных глин (без учета разбухания их от воды), 1 — новое положение кровли зоны АВПД, II — очень чувствительные к воде глины в зоне АВПД

глинистом разрезе по данным сейсмокаротажа значительно выше, чем по данным акустического каротажа. Если учесть, что сейсмокаротаж дает параметры пород, не искаженные стволом скважины, а акустический каротаж исследует как раз искаженную скважиной зону пласта, то сведения, приведенные на рис. 5.37, следует считать убедительным доказательством гидратации глин буровым раствором, в результате которой начальные значения интервального времени пробега увеличивались на величину, достигающую 122 мкс/м.

С целью внесения поправки на «гидратацию глин» была построена новая «нормальная» линия с использованием максимальных значений интервального времени в нормально уплотненных глинах.

Ее провели параллельно начальной «нормальной» линии. Использование этой исправленной «нормальной» линии показывает, что аномально-высокие пластовые давления, возможно, развиты только в интервале 3354—3963 м

Встречаются случаи, когда и подрядчик (промыслово-геофизическая компания), и заказчик становятся в тупик при оценке качества каротажных диаграмм, так как в глинистых разрезах удельные сопротивления, отсчитываемые по кривой малого потенциал-зонда, значительно отличаются от удельных сопротивлений, которые получают по индукционному каротажу. Многие специалисты в таких случаях считают, что материал забракован из-за неправильной калибровки приборов. Другие используют величину такого расхождения удельных сопротивлений глин в качестве критерия условий бурения — делают заключение о том, была ли скважина пробурена при равенстве пластовых давлений и давлений промывочной жидкости или последнее было больше либо меньше первого. Не правы как те, так и другие специалисты. Они не учитывают следующее 1) принципы измерения удельного сопротивления обычным методом (запись кривой потенциал-зондом) и индукционным (запись кривой ИК) различны, отсюда и кажущаяся разница в получаемых кривых; 2) горизонтальная слоистость глин, обусловленная чешуйчатым строением глинистых минералов, в свою очередь, определяет не только физическую анизотропию глинистых пластов, но и электрическую. Обычным является тот факт, что значения удельного сопротивления глин, измеренные малым потенциал-зондом, превышают таковые, измеренные индукционным каротажом. Это положение подтверждается данными лабораторных определений коэффициента анизотропии λ , вычисляемого как $\sqrt{R_{\text{верт}}/R_{\text{гор}}}$, где $R_{\text{гор}}$ — продольное удельное сопротивление по горизонтали (параллельно плоскостям напластования); $R_{\text{верт}}$ — поперечное удельное сопротивление (перпендикулярно к плоскости напластования). По данным К. С. Кунца и Дж. Х. Морана [Kunz and Moran, 1958], значения λ в глинах варьируют в пределах 1,0—2,5.

ГРАФИЧЕСКОЕ ИЗОБРАЖЕНИЕ
ИЗМЕНЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ ГЛИН
С ГЛУБИНОЙ

При построении графиков изменения параметров глин с глубиной необходимо иметь в виду следующее.

1. Отбирать глины мощностью не менее 3,05—9,15 м.

2. Глины должны быть относительно чистыми, по возможности следует избегать слишком известковистых или алевроитистых (песчанистых) глинистых пластов. Для контроля за литологией глин нужно привлекать данные анализа шлама.

3. Следует избегать нанесения на график удельного сопротивления глин, залегающих до глубин 762—1067 м (критическая глубина уплотнения). Эти глины обычно содержат поровую воду более пресную, чем морская вода, в силу чего их удельное сопротивление оказывается завышенным (рис. 5.38). Тем не менее, для отдельных площадей их можно включать в массив точек при построении корреляционных связей эмпирическим путем.

4. Изменения геологического возраста, поверхности основных несогласий и т. п. часто связаны с резкими изменениями свойств глин. Миоценовые и олигоценые глины побережья Мексиканского залива США отличаются друг от друга по электрическим свойствам, что находит отражение в заметном смещении линий нормального уплотнения. Изменение показаний акустического каротажа, связанное с поверхностью несогласия, показано на рис. 5.39; ему соответствует смещение линии нормального уплотнения, приуроченное к несогласию. Аналогичные наблюдения сделаны во многих районах поисковых работ во всем мире при исследовании изменения с глубиной удельного сопротивления, акустических свойств и плотности глин.

5. Следует по возможности исключать из построений крутопадающие, маломощные и перевернутые вследствие тектонических подвижек пласты глин.

6. Глины, залегающие вблизи крупных соляных массивов, например, соляных куполов и др., обладают резко пониженными удельными сопротивлениями из-за повышенной солености поровых вод. Ошибочной в таких случаях является интерпретация этих аномалий как зон повышенных пластовых давлений. Изменения солености в соседних с глинами песчаниках показаны на рис. 5.40

7. Резко опресненные пластовые воды, т. е. имеющие минерализацию 0,5 % (в пересчете на NaCl) и меньше, на больших глубинах вызывают увеличение удельного сопротивления глин, что ложно истолковывается как зоны аномально-низких пластовых давлений.

8. Наличие газа в глинах (загазованность) оказывает резкое влияние как на их удельное сопротивление, так и на аку-

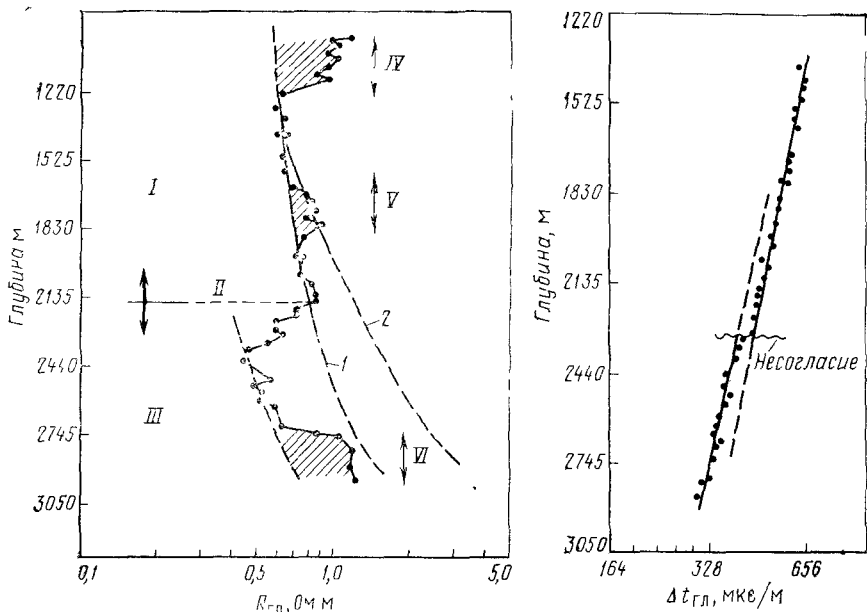


РИС 538. Пример ошибочного проведения линии нормального уплотнения глин и иллюстрация других возможных просчетов при оценке пластовых давлений по характеристикам глин

1 — линия нормального уплотнения глин, 2 — ошибочно проведенная линия нормального уплотнения глин, I — зона нормальных давлений, II — кровля зоны АВПД, III — зона АВПД, IV — глины, содержащие пресную воду, V — интервал А — известковистые глины, VI — интервал Б, аномалия вызвана изменением литологии, а не давления

РИС 539. Смещение линии нормального уплотнения глин при пересечении скважиной поверхности несогласия

стические свойства. Вариации этих параметров в загазованных глинах не связаны с изменением пластового давления.

9. В разгазированной промывочной жидкости и в жидкости, содержащей добавки, которые препятствуют ее поглощению (слюда и пр.), наблюдается повышенное рассеяние акустической энергии. Затухание сигнала иногда столь велико и изменяется так значительно, что не позволяет получить качественную кривую акустического каротажа.

10. Бентонитовые и разбухающие глины обладают крайне низким удельным сопротивлением, из-за чего может быть сделан ошибочный вывод о наличии очень высоких пластовых давлений там, где их нет. Пример такого случая приводится на рис. 5.41.

11. Следует избегать, насколько возможно, зон развития карверн в глинах. Все каротажные кривые в таких зонах значительно искажаются.

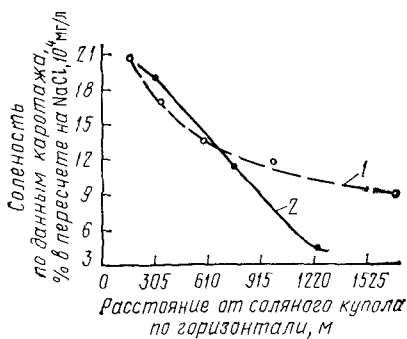


РИС. 5.40 Изменение солёности пластовых вод в песчаниках в зависимости от расстояния до соляного купола, побережье Мексиканского залива США (по У. Х. Фертью и Д. Дж. Тимко, 1971с)

1 — песчаник А, 2 — песчаник Б

ной оценке пластовых давлений из-за неправильного построения линии нормального уплотнения глин; расчетные значения требуемого удельного веса глинистого раствора в результате оказываются слишком высокими. Более того, как показывает опыт исследований, выполненных автором на побережье Мексиканского залива США и в других районах, в определенном диапазоне температур недр обычно наблюдается резкое изменение свойств глин. Соответствующий этому изменению переход к более высоким удельным сопротивлениям глин не имеет никакого отношения к изменениям пластовых давлений (см. рис. 5.38, интервал Б).

В последнее время предложены способы учета таких изменений литологии путем введения соответствующих поправок [Matthews, 1971]. Эти способы позволяют успешно решать проблему оценки аномально-высоких пластовых давлений в отдельных районах, но применять их повсеместно следует с большой осторожностью.

14. В мощных глинистых разрезах часто наблюдается зави-

12. Переход с одного долоита на другое (изменение номинального диаметра скважины) также сопровождается изменением значений удельного сопротивления.

13. Необходимо обнаруживать существенные изменения литологии, например, появление в разрезе известковых глин. Они часто встречаются в зонах как нормальных давлений, так и аномальных. В этих глинах кажущееся удельное сопротивление возрастает, а величина интервального времени пробега акустической волны уменьшается. На рис. 5.38 показано, как неучет этого может привести к ошибоч-

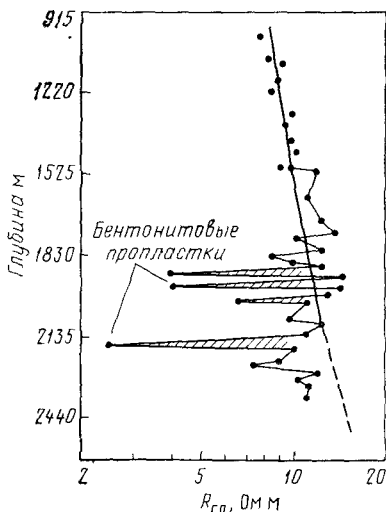


РИС. 5.41 Влияние пропластков бентонитовых глин на график удельного сопротивления

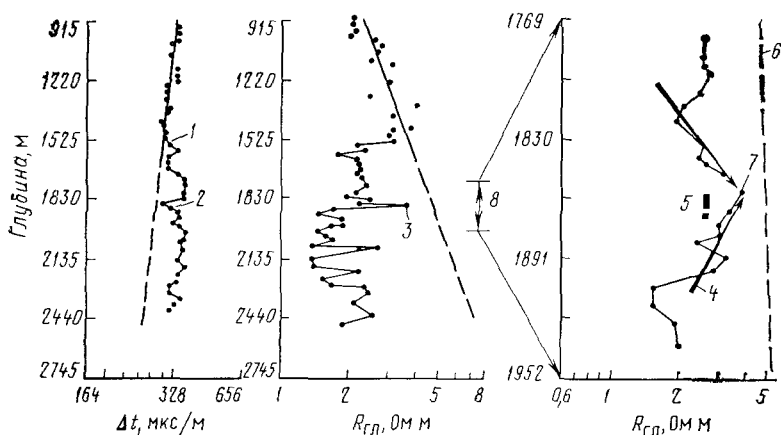


РИС 5.42 Вариации градиента пластового давления в глинах в зависимости от расстояния до проницаемого песчаного пласта

Следует обратить внимание на характер изменения градиентов давления на растянутом по глубине графике удельного сопротивления глин вблизи песчаника Спрингер, штат Оклахома, 1 — кровля зоны АВПД, 2 — $G=0,118 \text{ кгс}/(\text{см}^2 \cdot \text{м})$, 3 — $G=0,120 \text{ кгс}/(\text{см}^2 \cdot \text{м})$, 4 — градиент давления в глинах, 5 — песчаник Спрингер 6 — экстраполированная линия нормальных значений $R_{гп}$, 7 — $G=0,120 \text{ кгс}/(\text{см}^2 \cdot \text{м})$, 8 — растянутый масштаб

симость градиента пластовых давлений в глинах от близости к проницаемому песчаникам. Обычно градиенты давления с приближением к песчаникам несколько уменьшаются. Очевидно, это явление обязательно следует учитывать при бурении, опробовании и заканчивании скважин. Для предотвращения вспучивания и выдавливания глин в скважину требуется значительно утяжеленная промывочная жидкость, но в то же время такая жидкость приводит к потере циркуляции в соседних низкопорных песчаных пластах. При исследовании подобных разрезов следует строить графики зависимости удельного сопротивления глин от глубины в более крупном масштабе (растягивая шкалу глубин) и более детально наносить зоны перехода от глин к песчаникам. Это положение хорошо иллюстрируется примером по одной из скважин в штате Оклахома, вскрывшей при бурении песчаник Спрингер (рис. 5.42).

На рис. 5.43 показан аналогичный пример по одной из морских скважин штата Луизиана. Удельное сопротивление глин и их акустическая характеристика были нанесены на обычный график при масштабе глубин $1,27 \text{ см}=304,8 \text{ м}$ ($\sim 240 \text{ м}$ в 1 см). Газоносность отмечена в интервалах 2384,15—2405,49 и 3097,6—3112,8 м. Оба графика подтверждают, что в верхнем интервале пластовое давление нормальное, а в нижнем характеризуется градиентом порядка $0,173 \text{ кгс}/(\text{см}^2 \cdot \text{м})$.

При бурении интервала 2927—3201 м удельный вес промывочной жидкости превышал $1,8 \text{ гс}/\text{см}^3$. Это подтвердил сделанный

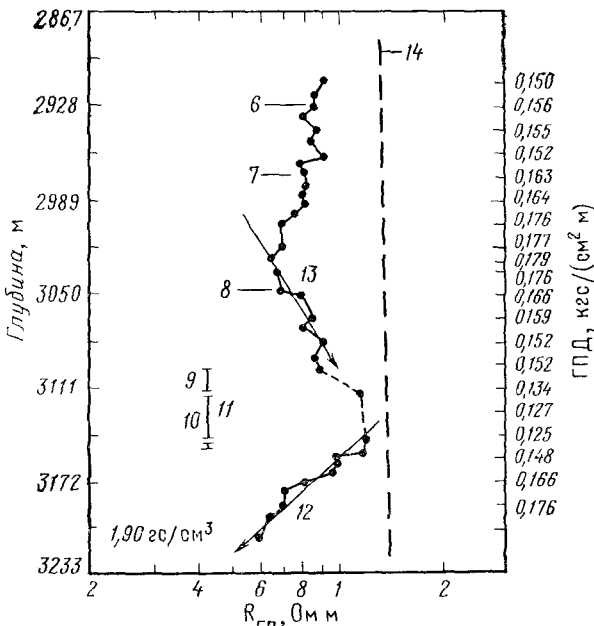
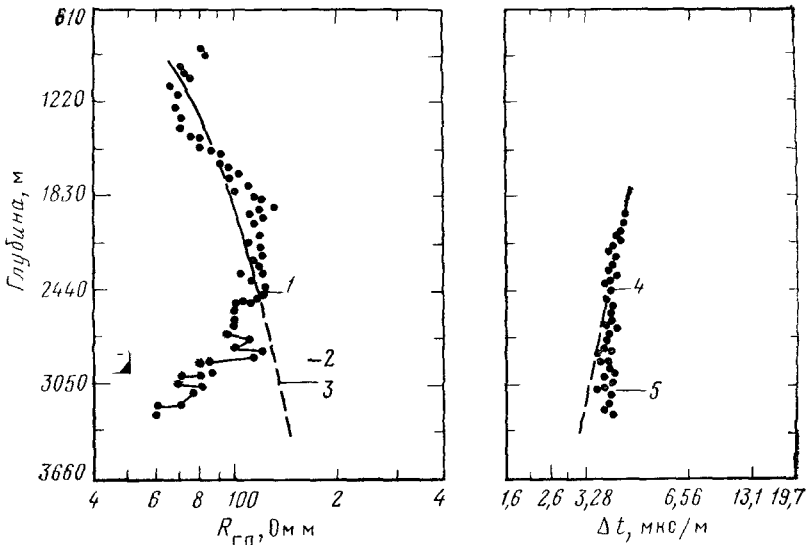


РИС. 543. Ошибочные определения пластовых давлений при использовании только обычных способов построения графиков удельного сопротивления и интервального времени глин (по У. Х. Ферглю и Д. Дж. Тимко, 1970b). С разрешения „Oil and Gas Journal“.

Следует отметить, что разница между значениями градиента, полученными по обычным графикам и с помощью детального графика, достигает 0,046 кгс/(см²·м), 1 — газ, $G=0,107$ кгс/(см²·м) замеренный, 2 — $G=0,176$ кгс/(см²·м) × м), $\rho_{заб}=529$ кгс/см³, 3 — газ, $G=0,171$ кгс/(см²·м), $\rho_{заб}=528$ кгс/см³, 4 — газ, $G=0,107$ кгс/(см²·м) (определено при длительном опробовании пласта).

5 — $G=0,173$ кгс/(см²·м) (подтверждает данные по графику $R_{пл}$); 6 — промывочная жидкость разгазирована, удельный вес снизился с 1,58 до 1,47 гс/см³, утяжелили его до 1,64 гс/см³; 7 — переливание скважины, удельный вес промывочной жидкости утяжелили до 1,85 гс/см³; 8 — промывочная жидкость разгазирована, удельный вес утяжелили до 1,87 гс/см³; 9 — газ; 10 — вода; 11 — песчаный коллектор; 12 — градиент возрастает; 13 — градиент уменьшается; 14 — линия нормальных давлений, линия нормальных давлений экстраполирована с графика, построенного обычным способом

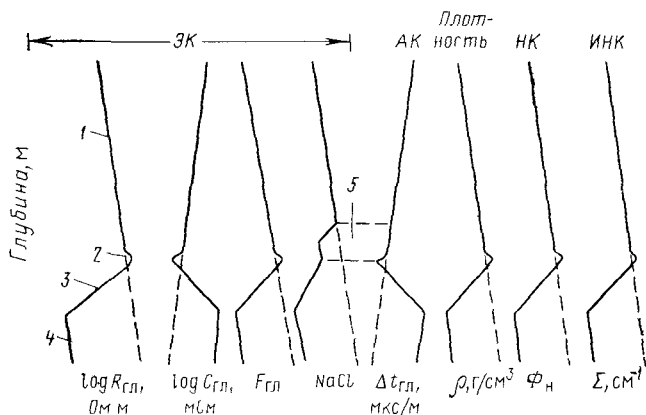


РИС. 544. Схема изменения промыслово-геофизических характеристик с глубиной в условиях нормальных и аномально-высоких пластовых давлений (по У. Х. Фертью и Д. Дж. Тимью, 1971а) С разрешения The Society of Petroleum Engineers of AIME.

1 — линия нормального уплотнения глин; 2 — покрывка-барьер, 3 — переходная зона; 4 — зона АВПД, 5 — предупреждение; $C_{гг}$ — электропроводность глин, $F_{гг}$ — относительное сопротивление, NaCl — концентрация солей в пересчете на NaCl, %, ρ — плотность, $\phi_{п}$ — пористость, Σ — сечение захвата

по каротажу прогноз аномально-высоких пластовых давлений. Поскольку в нижней газоносной зоне ожидали аномально-высокое давление, было решено не заканчивать эту скважину на обе газоносные зоны, а закончить только на нижнюю зону, спустив в нее эксплуатационную колонну от устья скважины до забоя. Опробование нижней зоны показало, что аномально-высокое пластовое давление в ней не так уж велико: фактический градиент пластового давления оказался равным $0,127 \text{ кгс}/(\text{см}^2 \cdot \text{м})$ вместо прогнозного $0,173 \text{ кгс}/(\text{см}^2 \cdot \text{м})$.

В этой скважине было выполнено повторное исследование изменений пластовых давлений с глубиной с нанесением всех данных на график с растянутым масштабом глубин (30,48 м в 1,27 см) в интервале 2927—3201 м. Этот график показал, что градиент пластового давления в глинах уменьшается, начиная с глубины 3026 м и вплоть до песчаника, а ниже песчаника вновь возрастает. Таким образом, давление флюидов в песчанике меньше, чем в глинах, залегающих ниже и выше его на 30,48—45,7 м.

15. Необходимо, чтобы линия нормального уплотнения глин была строго обоснована, так как она является основой для отбивки кровли зоны аномально-высоких пластовых давлений и их количественной оценки. Правильное проведение линии нормального уплотнения особенно важно в случае исследования сверхглубоких скважин, поскольку при экстраполяции на большую глубину любое отклонение от истинного положения линии

пропорционально возрастает, увеличивая ошибку в определении значений пластовых давлений. Правильное проведение этих линий также чрезвычайно важно при исследовании скважин, осложненных кавернами, в условиях разрезов с резкими изменениями возраста пород и литологии, с наличием мощных непроницаемых толщ и т. п. Универсальных однозначных правил построения линий нормального уплотнения глин не существует, здесь основное значение имеет только опыт. Особое внимание следует уделять использованию всех имеющихся данных, а не только промыслово-геофизических материалов.

16. Наконец, даже если окажется, что интерпретация является ошибочной, не следует считать, что положение неоправдано: необходимо пересмотреть все данные, вновь проанализировать все графики и другую имеющуюся информацию. Необходимо точно установить, что явилось причиной неверной интерпретации. Накопленный таким образом опыт поможет предотвратить многие технические просчеты и финансовые потери при бурении последующих скважин.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Известно большое число методик, позволяющих обнаруживать и оценивать аномальные пластовые давления по информации, получаемой при поверхностных съемках и исследованиях в скважинах. Сюда могут быть включены методы, основанные на использовании геофизических данных (см. главу 3), параметров регистрируемых при бурении, данных о промывочной жидкости и результатов анализа шлама (глава 4), материалов промысловой геофизики и результатов прямого измерения пластовых давлений в скважинах глубинными манометрами. Этих методов множество, велико количество публикаций, в которых рассматриваются их теоретические обоснования и приводятся примеры практического применения.

Наилучшими методами качественной и количественной оценки зон аномальных пластовых давлений являются методы, основанные на использовании материалов промысловой геофизики, хотя они и относятся к разряду «ретроспективных», т. е. позволяющих выполнять такую оценку только после того, как скважина пробурена. Следует заметить, что иногда для оценки аномально-высоких пластовых давлений достаточно малого числа каротажных операций с исследованием небольших интервалов разреза.

Со времени выхода ставшей классической работы Х. Е. Хотмана и Р. К. Джонсона [Hottman and Johnson, 1965], в которой рассмотрены методики оценки пластовых давлений по свойствам глин, определенным с помощью электрического и акустического каротажей, различными исследователями были показаны

потенциальные возможности многих других методов каротажа с точки зрения качественной и количественной оценки пластовых давлений как в открытом стволе скважины, так и (в специфических условиях) через обсадные или бурильные трубы. На рис. 5.44 схематически показано, как различные промысловые геофизические параметры изменяются в условиях нормальных гидростатических и аномально-высоких давлений. Причины аномального поведения этих параметров в зонах аномально-высоких пластовых давлений были рассмотрены в настоящей главе.

Кривая акустического каротажа и кривая удельного сопротивления, записанная малым потенциал-зондом, являются наиболее практичными каротажными материалами для качественной и количественной оценки пластовых давлений в недрах. Основанные на их использовании методы были эффективны в прошлом и несомненно останутся таковыми и в будущем. Однако применение этих методов на практике не является простым: как правило, чаще, чем идеальные случаи, встречаются случаи с большим числом затруднений, связанных с трудно поддающейся учету приборно-аппаратурной спецификой, с осложненным состоянием ствола скважины, с необычными характеристиками пластов и пород. Необходимо отдавать себе отчет в наличии ограничений и «узких мест» этих методов, чтобы полностью использовать богатые потенциальные возможности промысловой геофизики, как наилучшего из методов обнаружения зон аномальных пластовых давлений и их количественной оценки.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Симхаев В. З., Самедов С. С. Гидрогеологические критерии при поисках нефти и газоконденсата в Северном Дагестане.— Докл. АН СССР, т. 152, № 4, 1969, с. 18—31.

Сухарев Г. М., Крумбольдт Т. С. Некоторые новые данные о генезисе подземных вод продуктивной толщи Азербайджана — Докл. АН СССР, т. 145, № 5, 1962, с. 1137—1141.

Физико-химические характеристики гидрогеологических факторов миграции природных растворов в связи с изучением нефтегазоносных бассейнов/ Л. А. Польстер, Ю. А. Висковский, А. Н. Гусева, Е. И. Парнов, А. Г. Пласкова. Л., Недра, 1967.

Alger R. P., Raymer L. L., Hoyle W. R. and Tixier M. P., 1963. Formation density log application in liquid-filled holes. J. Pet. Technol., 15: 321—333.

Althaus V. E., 1967. Electrokinetic potential in South Louisiana sediments. Log Analyst, 8(1): 29—34.

Athy L. F., 1930a. Density, porosity, and compaction of sedimentary rocks. Bull. Am. Assoc. Pet. Geol., 14: 1—24.

Athy L. F., 1930b. Compaction and oil migration. Bull. Am. Assoc. Pet. Geol., 14: 25—35.

Bentor Y. K., 1969. On the evaluation of subsurface brines in Israel. Chem. Geol., 4: 83—100.

Bloch F., 1946. Nuclear induction. Phys. Rev., 70: 460—472.

- Breeze A. F.*, 1970. Abnormal-subnormal relationships in the Morrow sands of northwestern Oklahoma. M. S. Thesis, Univ. of Oklahoma, Tulsa, Okla., 122 pp.
- Brown R. J. S.*, 1960. Nuclear magnetism logging. *Trans. AIME*, 219: 199—207.
- Burst J. F.*, 1969. Diagenesis of Gulf Coast clayey sediments and its possible relation of petroleum migration. *Bull. Am. Assoc. Pet. Geol.*, 53: 73—93.
- Case L. C.*, 1945. Analysis of water sands, Russell County, Kansas. *Oil Weekly*, p. 54, October 29.
- Clavier C.*, 1969. Quantitative interpretation of TDT logs. SPE 2658, 44th AIME Fall Meet., Denver, Colo., September.
- Desai K. P. and Moore E. J.*, 1969. Equivalent NaCl solutions from ionic concentrations. *Log Analyst*, 10(2): 23—29.
- Dewan J. T. and Allaud L. A.*, 1953. Environmental basin for neutron logging interpretation. *Pet. Eng.*, 25(9): B49—B54.
- Dickey P. E.*, 1969. Increasing concentration of subsurface brines with depth. *Chem. Geol.*, 4: 361—370.
- Doll H. G.*, 1948. The SP log: theoretical analysis and principles of interpretation. *Trans. AIME*, 179: 146—186.
- Doll H. G.*, 1949. Introduction of induction logging and application to logging of wells drilled with oil-base mud. *Trans. AIME*, 186: 148—162.
- Ferran L. H.*, 1973. Evaluation of abnormally high and low pressured Morrow sands in northwestern Oklahoma using well logs and water sample data. M. S. Thesis, Univ. of Tulsa, Tulsa, Okla., 110 pp.
- Fertl W. H. and Timko, D. J.*, 1970a. Occurrence and significance of abnormal pressure formations, 1. *Oil Gas J.*, 68(1): 97—108.
- Fertl W. H. and Timko D. J.*, 1970b. How abnormal pressure detection techniques are applied, 2. *Oil Gas J.*, 68(2): 62—71.
- Fertl W. H. and Timko D. J.*, 1970c. Association of salinity variations and geopressures in soft and hard rocks. 11th Prof. Well Log Analysts Symp., Los Angeles, Calif.
- Fertl W. H. and Timko D. J.*, 1970d. Occurrence of cemented reservoir roof rock and geopressure cap rock and its implication in petroleum geology and geohydrology. SPE 3085. 45th AIME Fall Meet., Houston, Texas, October.
- Fertl W. H. and Timko D. J.*, 1971a. Parameters for identification of overpressure formations. SPE 3223, 5th Conf. on Drilling and Rock Mechanics, Univ. of Texas, Austin, Texas, January.
- Fertl W. H. and Timko D. J.*, 1971b. Application of well logs to geopressure problems in the search, drilling, and production of hydrocarbons. Colloq. A.R.T.E.P., French Petroleum Institute, Rueil, June, Paper No. 4.
- Fertl W. H. and Timko D. J.*, 1971c. Salinity plots evaluate subsurface formations. *World Oil*, 173(1): 93—100.
- Fertl W. H. and Timko D. J.*, 1972. How downhole temperatures, pressures affect drilling, 4. Pitfalls in overpressure prediction. *World Oil*, 175(4): 45—50.
- Fertl W. H., Pilkington P. E. and Scott J. B.*, 1973. A look at cement bond logs. SPE 4512, 48th AIME Fall Meet., Las Vegas, Nev., October.
- Foster J. B. and Whalen H. E.*, 1965. Estimation of formation pressure from electrical surveys, offshore Louisiana. SPE 1200, 40th AIME Fall Meet., Denver, Colo., October; also *J. Pet. Technol.*, 18: 165—171, 1966.
- Fowler Jr., W. A.*, 1968. Pressure, hydrocarbon assumption and salinities—Chocolate Bayou field, Brazoria County, Texas. SPE 2226, 43rd AIME Fall Meet., Houston, Texas, September; also *J. Pet. Technol.*, 22: 411—432, 1970.
- Gondouin, M., Tixier M. P. and Simard G. L.*, 1957. An experimental study of the influence of the chemical composition of electrolytes on the SP curve. *Trans. AIME*, 210: 58—72.
- Ham H. H.*, 1966. A method of estimating formation pressures from Gulf Coast well logs. *Trans. Gulf Coast Assoc. Geol. Soc.*, 16: 185—197.
- Hedberg H. D.*, 1936. Gravitational compaction of clays and shales. *Am. J. Sci.*, 31: 241—287.

- Hedberg W. H.*, 1967. Pore-water chlorinities of subsurface shales. Ph. D. Thesis. Univ. of Wisconsin, Madison, Wisc., 121 pp.
- Hicks W. G. and Berry J. E.*, 1956. Application of continuous velocity logs to determination of fluid saturation of reservoir rocks. *Geophysics*, 21: 739—754.
- Hilchie D. W.*, 1969. Some aspects of pulsed neutron logging. *Log Analyst*, 10(2): 7—18.
- Hill H. J. and Anderson A. E.*, 1959. Streaming potential phenomena in SP log interpretation. *Trans. AIME*, 216: 203—208.
- Hottman C. E. and Johnson R. K.*, 1965. Estimation of formation pressures from logderived shale properties. *J. Pet. Technol.*, 17: 717—723
- Hubbert M. K. and Rubey W. W.*, 1959. Role of fluid pressure in mechanics of overthrust faulting. I. Mechanics of fluid-filled porous solids and its application to overthrust faulting. *Bull. Geol. Soc. Am.*, 70: 115—166.
- Jones P. H.*, 1968. Hydrodynamics of geopressures in the northern Gulf of Mexico Basin. SPE 2207, 43rd AIME Fall Meet., Houston, Texas, September; also *J. Pet. Technol.*, 21: 802—810, 1969.
- Jones B. R.*, 1972a. The use of downhole gravity data in formation evaluation. 13th Prof. Well Log Analysts Symp., Tulsa, Okla.
- Jones B. R.*, 1972b. Downhole gravity tool spots distant porosity. *World Oil*, 175(2): 56—59.
- Jones B. R., Jageler A. and Nettleton L. L.*, 1971. Applications of borehole gravity data 41st Annu. SEG Meet., Houston, Texas, November.
- Korringa J.*, 1962. Theory of spin pumping and relaxation in systems with a low concentration of electron spin resonance centers. *Phys. Rev.*, 127: 1143—1149.
- Kunz K. S. and Moran J. H.*, 1958. Some effects of formation anisotropy on resistivity measurements in boreholes. *Geophysics*, 23: 770—794.
- Levorsen A. I.*, 1967. *Geology of Petroleum* W. H. Freeman and Co., San Francisco, 2nd ed., 724 pp.
- Lindtrop N. T.*, 1927. Outline of water problems in New Grozny oil field, Russia. *Bull. Am. Assoc. Pet. Geol.*, 11: 1037—1043.
- Loren J. D.*, 1970. Relations between pore size, fluid and matrix properties and NML measurements. *Trans. AIME*, 249: 268—278.
- Loren J. D. and Robinson J. D.*, 1970. Relations between pore size, fluid and matrix properties, and NML measurements. *Soc. Pet. Eng. J.*, 10: 268—278.
- Louden L. R. and Woods E. W.*, 1970. Is shale remineralization a cause for formation damage? *World Oil*, 170(2): 55—58.
- MacGregor J. R.*, 1965. Quantitative determination of reservoir pressures from conductivity log. *Bull. Am. Assoc. Pet. Geol.*, 49: 1502—1511.
- Matthews W. R.*, 1971—1972. Well logs: a basic drilling tool. 7-part series in *Oil Gas J.*, November 15, 1971, to January 24, 1972.
- McCulloh T. H.*, 1968. Application of gravity measurements in wells to problem of reservoir evaluation. 9th Prof. Well Log Analysts Symp., New Orleans, La.
- Moore E. J., Szasz S. E. and Whitney B. F.*, 1966. Determining formation water resistivity from chemical analysis. *J. Pet. Technol.*, 18: 373—377.
- Mounce D. W. and Rust W. M.*, 1944. Natural potentials in well logging. *Trans. AIME*, 155: 49—57.
- Myers R. L. and Van Siclen D. C.*, 1964. Dynamic phenomena of sediment compaction in Matagorda County, Texas. *Trans. Gulf Coast Assoc. Geol. Soc.*, 14: 241—252.
- Overton H. L. and Timko D. J.*, 1969. The salinity principles — a tectonic stress indicator in marine sands. 10th Prof. Well Log Analysts Symp., Houston, Texas.
- Perry E. and Hower J.*, 1970. Burial diagenesis in Gulf Coast pelitic sediments. *Clays Clay Miner.*, 18: 165—177.
- Pickett G. R.*, 1963. Acoustic character logs and their applications in formation evaluations. *J. Pet. Technol.*, 15: 659—668.
- Pirson S. J.*, 1963. *Handbook of Well Log Analysis*. Prentice-Hall, Englewood Cliffs, N. J., 326 pp.

Powers M. C., 1967. Fluid-release mechanism in compacting marine mud rocks and their importance in oil exploration. *Bull. Am. Assoc. Pet. Geol.*, 51: 1240—1245.

Purcell E. M., 1946. Resonance absorption by nuclear magnetic moments in a solid. *Phys. Rev.*, 69: 37—45.

Reynolds E. B., Timko D. J. and Zanier A. M., 1973. Potential hazards of acoustic-log shale pressure plots. *J. Pet. Technol.*, 25: 1039—1045.

Sahay B., 1972. Abnormal subsurface pressures: their origin and methods employed for prediction in India. SPE 3900, 3rd Symp. on Abnormal Subsurface Pore Pressure. Louisiana State Univ., Baton Rouge, La., May.

Schlumberger C. and Leonardon E. G., 1934. A new contribution to subsurface studies by means of electrical measurements in drill holes. *Trans. AIME*, 110: 237—289.

Schmidt G. W., 1973. Interstitial water composition and geochemistry of deep Gulf Coast shales and sandstones. *Bull. Am. Assoc. Pet. Geol.*, 57: 321—337.

SeEVERS D. O., 1972. A method of determining permeability by means of pulsed NMR and an application of the method to the study of a Gulf Coast supernormally pressured well. SPE 3847, 3rd Symp. on Abnormal Subsurface Pore Pressure, Louisiana State Univ., Baton Rouge, La., May.

Senturia S. D. and Robinson J. D., 1970. Nuclear spin—lattice relaxation of liquids confined in porous solids. *Soc. Pet. Eng. J.*, 10: 237—244.

Smith N. J., 1950. The case for gravity data from boreholes. *Geophysics*, 15: 605—635.

Timm B. C. and Maricelli J. J., 1953. Formation waters in southwest Louisiana. *Bull. Am. Assoc. Pet. Geol.*, 37, 394—409.

Timur A., 1969. Pulsed neutron magnetic resonance studies of porosity, movable fluid, and permeability of sandstones. *Trans. AIME*, 246: 775—786.

Tittle C. W., 1961. Theory of neutron logging, I. *Geophysics*, 26: 27—39.

Tittman J. and Wahl J. S., 1965. The physical foundations of formation density logging (γ - γ). *Geophysics*, 30: 284—294.

Tittman J., Sherman H., Nagel W. A. and Alger R. P., 1966. The sidewall epithermal neutron porosity log. *J. Pet. Technol.*, 18: 1351—1363.

Tixier M. P., Alger R. P. and Tanguy D. R., 1960. New developments in induction and sonic logging. *J. Pet. Technol.*, 12: 79—88.

Von Engelhardt W., 1961. Neuere Ergebnisse der Tonmineralienforschung. *Geol. Rundsch.*, 51: 457—477.

Von Engelhardt W. and Gaida K. H., 1963. Concentration changes of pore solutions during the compaction of clay sediments. *J. Sediment. Petrol.*, 33: 919—930.

Wallace W. E., 1964. Will induction log yield pressure data? *Oil Gas J.*, 62(37): 124—126.

Wallace W. E., 1965a. Abnormal subsurface pressures measured from conductivity or resistivity logs. 6th Prof. Well Log Analysts Symp., Dallas, Texas.

Wallace W. E., 1965b. Application of electric-log measured pressures to drilling problems and a new simplified chart for well site pressure computation. *Log Analyst*, 6(6): 26—38.

Weaver C. E. and Beck K. C., 1971. Clay water diagenesis during burial: how clay becomes gneiss. *Geol. Soc. Am., Spec. Paper*, 134, 93 pp.

Wichmann P. A., Youmans A. H. and Hopkinson E. C., 1967. Advances in neutron lifetime logging. *J. Pet. Technol.*, 19: 479—487.

Wyllie M. R. J., 1949. A quantitative analysis of the electrochemical component of the SP curve. *J. Pet. Technol.*, 1: 17—26.

Wyllie M. R. J., 1951. An investigation of the electrokinetic component of the selfpotential curve. *Trans. AIME*, 192: 1—15.

Wyllie M. R. J., 1963. *The Fundamentals of Well Log Interpretation*. Academic Press, New York, N. Y., 3rd ed., 238 pp.

Wyllie M. R. J., De Witte A. J. and Warren J. E., 1958a. On the streaming potential problem. *Trans. AIME*, 213: 409—417.

Wyllie M. R., Gregory A. R. and Gardner G. H. F., 1958b. An experimental investigation of factors affecting elastic wave velocities in porous media. *Geophysics*, 23: 459—494.

Youmans A. H., Hopkinson E. C., Bergan R. A. and Oshry H. I., 1964. Neutron lifetime, a new nuclear log. *J. Pet. Technol.*, 16(3): 319—328.

Youmans A. H., Hopkinson E. C. and Wichmann P. A., 1966. Neutron lifetime logging in theory and practice. 7th Prof. Well Log Analysts Symp., Tulsa, Okla.

Zanier A. M., 1969. Use of the salinity principle to find formation geologic age. *Oil Gas J.*, 67(50): 84—85.

Zanier A. M. and Timko D. J., 1970. Prediction of Morrow sand performance and geological environment by well log salinity. API Mid-Continent Spring Meet., Wichita, Kansas, Paper 851-44-B.

ПРИНЦИПЫ БУРЕНИЯ И ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН В ПЛАСТАХ С АНОМАЛЬНО-ВЫСОКИМ ДАВЛЕНИЕМ

ВВЕДЕНИЕ

В современной практике бурения и заканчивания скважин ключевыми факторами являются максимальный контроль скважины (т. е. технически обеспеченные условия бурения) и ее минимальная стоимость.

Цель оптимального планирования скважины (ее конструкции и поинтервального применения промывочной жидкости) и фактических буровых операций — избежать (или по крайней мере свести к минимуму) опасности выбросов, прихвата бурильных труб, потери циркуляции и т. п. Следовательно, необходимы фундаментальные знания двух ключевых пластовых параметров, а именно пластового порового давления и давления разрыва (см. главу I). Оба параметра одинаково важно учитывать при цементировании, гидравлическом разрыве, закачке флюидов, консолидации песков и т. д. При прогнозировании порового давления и давления разрыва до начала бурения скважины большую помощь оказывают данные сейсморазведки, бурения и скважинного каротажа.

Обзор соответствующей литературы по вопросам теории и состояния напряжений в уплотняющихся осадках был дан недавно Рике и Чилингаряном [Rieke and Chilingarian, 1974]. В данной главе рассматриваются несколько методов прогнозирования градиента давления разрыва, которые применяются в нефтепромысловом деле.

Независимо от используемого метода прогнозирования, кривые зависимости градиента порового давления и давления разрыва от истинной вертикальной глубины залегания исследуемого пласта являются двумя основными параметрами для любого проекта бурения и заканчивания скважины. Однако следует иметь в виду, что даже при идеальном, казалось бы, планировании осложнения все же могут возникнуть в результате, например, неправильной информации или небрежности исполнителя.

ОСНОВНЫЕ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ О ВЗАИМОСВЯЗИ ПОРОВОГО ДАВЛЕНИЯ И ДАВЛЕНИЯ РАЗРЫВА

В инженерных операциях по добыче нефти часто пытаются уменьшить естественное состояние напряженности в породах путем локального введения дополнительной системы напряжений и наблюдают происходящие вследствие этого перемещения или изменения нагрузки. Этот способ применяют при гидравлическом разрыве пласта с целью повышения производительности скважины, при бурении скважины, испытаниях башмака обсадной колонны и т. д.

М. К. Хабберт и Д. Г. Уиллис [Hubbert and Willis, 1957] сделали заключение, что общее состояние напряженности в подземных условиях характеризуется тремя неодинаковыми главными напряжениями и что гидравлические давления закачки должны быть почти эквивалентны наименьшему главному сжимающему напряжению. На рис. 6.1 приведено давление начального разрыва пласта, которое известно также как давление начала образования трещин, тогда как давление закачки соответствует давлению распространения трещин.

Вообще говоря, градиенты пластового давления разрыва связаны с пластовым поровым давлением, литологией, возрастом и глубиной залегания пласта, а также с напряженностью горных пород.

Рисунок 6.2 иллюстрирует тенденцию изменения с глубиной трех ключевых параметров: порового давления (ПД), удельного веса промывочной жидкости (УВПЖ) и давления разрыва (ДР). Эта тенденция довольно типична для многих третичных бассейнов (т. е. для глинисто-песчаных разрезов). Однако во многих районах земного шара, особенно в так называемых пластах твердых пород, встречающихся, например, в Западном Техасе, Оклахоме и других местах, тенденции изменения наблюдаемых градиентов порового давления и давления разрыва иные (рис. 6.3).

Как видно из рис. 6.2, в зонах с нормальным и аномально-высоким давлением рекомендуемый удельный вес промывочной жидкости должен превышать пластовые давления, выраженные в эквивалентном удельном весе промывочной жидкости, примерно на $0,024—0,048$ гс/см³, что позволяет поднимать подвеску бурильных труб без сваблирования, снизить стоимость бурового раствора и достичь хороших скоростей бурения, уменьшить угрозу прихвата труб и т. д. Естественно, что столь близкие допуски между величинами порового давления и соответствующего удельного веса промывочной жидкости требуют точных расчетов.

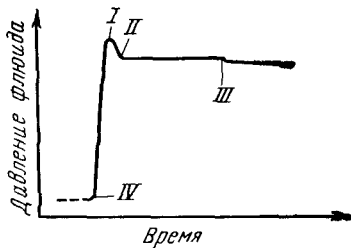


РИС. 6.1. Схематическое изображение соотношений между подземными давлениями.

I — давление разрыва; *II* — давление закачки, *III* — статическое давление при мгновенном закрытии устья скважины, *IV* — пластовое давление

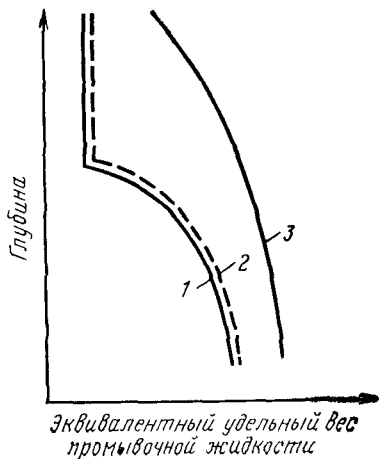
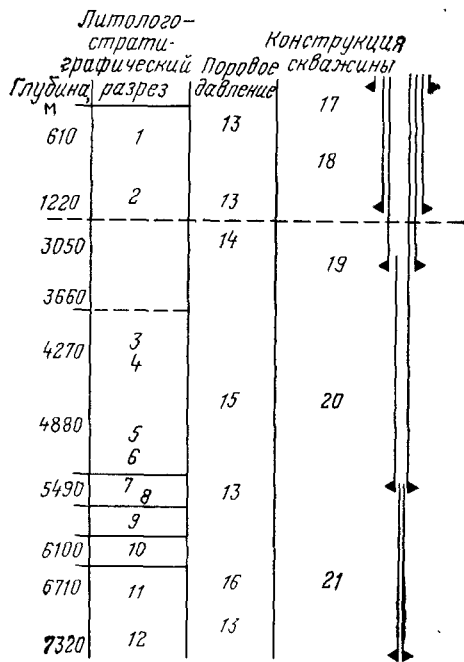


РИС. 6.2. Схематизированные тенденции изменения трех ключевых параметров: порового давления, промывочной жидкости оптимального удельного веса и давления разрыва в скважине с высоким пластовым давлением.

1 — кривая порового давления; *2* — кривая удельного веса промывочной жидкости; *3* — кривая давления разрыва

РИС. 6.3. Геологический разрез, изменения порового давления и стандартная конструкция скважины в бассейне Делавэр, Западный Техас [Reid, 1970]. С разрешения „Oil and Gas Journal“.

Литолого-стратиграфический разрез: *1* — соль; *2* — Бой-Спринг; *3* — Строй; *4* — Атока; *5* — Морроу; *6* — Спрингер; *7* — Барнетт; *8* — миссисипский известняк; *9* — Вудфорд; *10* — Фасселман; *11* — Симпсон; *12* — Эллиенбергер, поровое давление: *13* — нормальное; *14* — увеличивающееся; *15* — максимальное (соответствующее промывочной жидкости удельного веса до $2,16 \text{ г/см}^3$), *16* — высокое, конструкция скважины *17* — кондуктор; *18* — первая промежуточная обсадная колонна (в соляной толще); *19* — вторая промежуточная колонна (для изоляции зон низкого давления); *20* — короткая обсадная труба (для изоляции зон высокого давления), *21* — обсадная (эксплуатационная) труба



ВЫБОР ГЛУБИНЫ УСТАНОВКИ ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ

Обсадная колонна в буровой скважине предохраняет как пройденные пласты пород, так и ствол скважины от загрязнения и случайностей при бурении. Для простоты примем, что преобладают условия совершенного равновесия, т. е. поровое давление равно давлению столба промывочной жидкости. На рис. 6.4 место установки башмака обсадной колонны показано как глубина D_1 . При данных условиях в этой скважине бурение может быть продолжено, пока не будет достигнута отмеченная на рис. 6.4 глубина D_2 (D_1 — глубина установки башмака обсадной колонны). Область A соответствует интервалу глубин, в котором в скважине может поддерживаться циркуляция промывочной жидкости и, если необходимо, скважина может быть заглушена ($ДР > ПД$). Буровые операции в области B (т. е. ниже глубины D_2) могут привести к потере циркуляции где-то ниже башмака обсадной колонны (ГОК), и с выбросами в скважине уже нельзя будет успешно бороться ($ПД > ДР$).

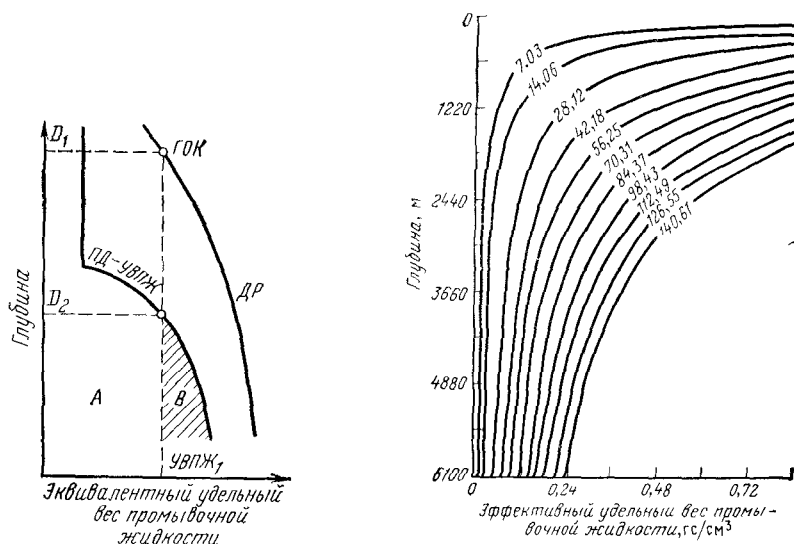


РИС. 6.4. Выбор глубины установки башмака обсадной колонны в условиях совершенного равновесия.

ГОК — глубина установки башмака обсадной колонны; ДР — давление разрыва; ПД — поровое давление; УВПЖ — удельный вес промывочной жидкости. Как видно, условия бурения и заглушения скважины в области A «безопасные», а в области B выбросы не удается контролировать и происходит потеря циркуляции.

РИС. 6.5. Влияние поверхностного давления на увеличение эффективного удельного веса промывочной жидкости как функцию глубины.

Шифр кривых — приложенное поверхностное давление в кгс/см²

Обязательным основным условием является хорошее цементирование у башмака обсадной колонны. В противном случае наличие позади обсадной колонны каналов к верхней части скважины приведет к гораздо более низким градиентам давления разрыва, чем можно было бы ожидать. Более того, всегда возможно присутствие ослабленных зон вдоль открытого ствола скважины, включая угольные (лигнитовые) прослои, пропластки известняков (кепрок, слой ракушняка), небольшие сбросы или системы трещин, пересекающие ствол скважины, и т. п.

Несколько простых расчетов показывают практическую важность основных представлений, приведенных на рис. 6.4. Например, кондуктор обсадной колонны диаметром 34 см был установлен на глубине 1524 м, где предполагалось давление разрыва $1,80 \text{ гс/см}^3$ (эквивалентный удельный вес промывочной жидкости). Следовательно, максимальное давление у башмака колонны без потери заполняющей ствол жидкости в результате ухода ее в пласт равно $1,80 \cdot 0,1 \cdot 1524 \approx 274 \text{ кгс/см}^2$.

Для того чтобы можно было провести такое испытание у башмака обсадной колонны, максимальное допустимое поверхностное давление должно соответствовать давлению на башмаке обсадной колонны минус гидростатическое давление столба промывочной жидкости (УВПЖ равен $1,2 \text{ гс/см}^3$): $274 - (1,2 \cdot 0,1 \cdot 1524) = 274 - 183 \approx 91 \text{ кгс/см}^2$.

Рисунок 6.5 дает быстрое графическое решение, которое может быть использовано при любом удельном весе промывочной жидкости и любом приложенном поверхностном давлении. Из него видно, что даже незначительные поверхностные давления оказывают большое влияние на эффективный удельный вес промывочной жидкости при неглубоком кондукторе. Например, на глубине 1524 м, если поверхностное давление увеличивается от 182 до 274 кгс/см^2 , повышение эффективного удельного веса промывочной жидкости составляет $0,6 \text{ гс/см}^3$.

Дополнительные, но более сложные расчеты давления, необходимого для предотвращения выбросов, с учетом и без учета притока газа в скважину и т. д. были рассмотрены в литературе (см. список литературы к главе 4). Однако скважины имеют тенденцию к выбросам, когда фактический удельный вес промывочной жидкости в стволе скважины ниже веса, необходимого для того, чтобы контролировать избыточное пластовое поровое давление любого данного проницаемого, необсаженного интервала в разрезе, пройденном бурением.

ПРИХВАТ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ

Фактические силы, обуславливающие прихват бурильных труб, зависят: 1) от того, насколько долго труба остается неподвижной напротив пласта; 2) от гладкости фильтрационной корки; 3) от проницаемости; 4) от мощности зоны, что наибо-

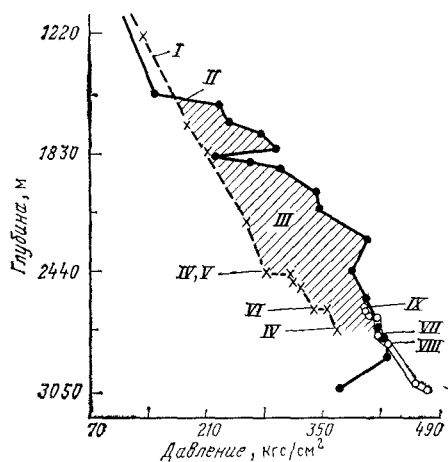
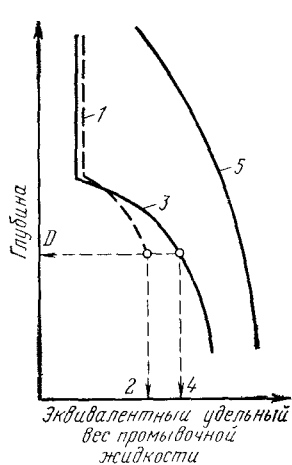


РИС 66 Зависимость между глубиной и эквивалентным удельным весом промывочной жидкости

Схематическая диаграмма показывает, что причиной прихвата бурильной трубы является недостаточно уравновешивающая система промывочной жидкости D — точка прихвата, 1 — удельный вес промывочной жидкости, 2 — то же, в точке D , 3 — поровое давление, 4 — то же, в точке D , 5 — кривая давления разрыва

РИС 67 Соотношение между поровым давлением, давлением промывочной жидкости и глубиной, обуславливающее прихват труб, наполнение скважины и необходимость ухода в сторону боковым стволом вследствие недостатка уравновешивающего давления в скважине (район Мидконтинента, США, Оклахома).

I — промывочная жидкость; II — поровое давление, III — недостаток уравновешивающего давления, IV — прихват бурильной трубы, V — долив скважины 335 м, VI — долив 122 м, VII — долив 195 м, $VIII$ — долив 12 м, IX — начало бурения бокового ствола

лее важно, и 5) от разности между давлением, оказываемым весом промывочной жидкости и поровым давлением.

Прихват труб за счет перепада давлений может возникнуть в результате большого недостатка уравновешивающего давления (рис. 6.6). В разрезе с аномально-высоким давлением эквивалентный удельный вес промывочной жидкости превышает поровое давление до глубины D , где произойдет прихват бурильной трубы. В то время как буровое долото приближается к точке прихвата, ствол скважины начинает обрушиваться, одновременно увеличивается момент вращения. Рисунок 6.7 иллюстрирует типичный случай на месторождении в районе Мидконтинента (США). Следует обратить внимание, что здесь несколько раз возникали осложнения при бурении: прихват бурильных труб и наполнение скважины. В результате оказалось необходимым бурение бокового ствола.

Прихват труб из-за перепада давления может быть следствием недостатка уравновешивающего давления (прихват из-за негативного перепада давления), однако он может быть

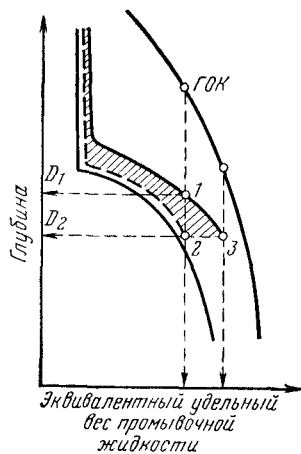
вызван также большим избытком уравновешивающего давления (когда вес промывочной жидкости оказывает давление, намного превышающее поровое давление, т. е. прихват из-за позитивного перепада давлений) или может произойти во время выброса.

ПОТЕРЯ ЦИРКУЛЯЦИИ

Потеря циркуляции может быть обусловлена несколькими причинами: наличием в разрезе кавернозных или трещиноватых пород и слабых зон (лигниты, системы сбросов и трещин), а также применением чрезмерно утяжеленных промывочных жидкостей.

Ниже показано, что предотвращение потерь промывочной жидкости (потери циркуляции) зависит от правильных оценок градиентов давления разрыва и поровых давлений.

Рисунок 6.8 иллюстрирует бурение скважины на слишком тяжелой промывочной жидкости (т. е. с большим избытком уравновешивающего давления). Заштрихована область ненужного и опасного избытка уравновешивающего давления. При использовании такой тяжелой промывочной жидкости бурение должно быть остановлено на глубине D_1 (точка 1), тогда как правильно подобранный удельный вес промывочной жидкости позволил бы бурение до глубины D_2 (точка 2) без дополнительной предохранительной трубы. Избыточный удельный вес промывочной жидкости на глубине D_2 (точка 3) привел бы к прихвату труб и потере циркуляции.



Часто циркуляция промывочной жидкости восстанавливается путем уменьшения ее удельного веса. Однако большой избыток уравновешивающего давления может привести к тому, что предохранительная (обсадная) труба установится слишком высоко, чтобы устранить потерю циркуляции.

МЕТОДЫ ПРОГНОЗА ГРАДИЕНТОВ ДАВЛЕНИЯ РАЗРЫВА

РИС. 6.8 Схематическая диаграмма, иллюстрирующая потерю циркуляции вследствие избыточного веса системы промывочной жидкости

В данном разделе приведен обзор различных методов, разработанных и применяемых нефтяной промышленностью для расчета гидравлических градиентов давления разрыва. Послед-

ние одинаково важны при бурении, заканчивании скважин и операциях по интенсификации отбора нефти и газа, вторичных методах добычи и т. д.

СПОСОБ ХАББЕРТА И УИЛЛИСА

При теоретическом и экспериментальном исследовании механики гидравлического разрыва пород М. К. Хабберт и Д. Г. Уиллис [Hubbert and Willis, 1957] пришли к заключению, что общее состояние напряженности в подземных условиях характеризуется тремя неравными напряжениями и что гидравлические давления закачки должны быть почти равными наименьшему главному сжимающему напряжению. Они предположили также, что в тех геологических областях, где имеет место нормальное сбросообразование, наибольшее напряжение должно быть приблизительно вертикально и равно эффективному давлению перекрывающих пород, а наименьшее — горизонтально и составлять вероятнее всего $1/2$ — $1/3$ эффективного давления перекрывающих пород.

Давление перекрывающих пород p_0 равно сумме пластового давления $p_{пл}$ и вертикального напряжения скелета породы $\sigma_{ск}$ [см. также главу 1, уравнение (1.4)]:

$$p_0 = p_{пл} + \sigma \quad (6.1)$$

или

$$\sigma = p_0 - p_{пл}. \quad (6.2)$$

Давление закачки, или давление распространения трещин $p_{разр}$, должно преодолеть поровое давление $p_{пл}$ и горизонтальное напряжение скелета породы $\sigma_{гор}$:

$$p_{разр} = p_{пл} + \sigma_{гор}, \quad (6.3)$$

где, согласно М. К. Хабберту и Д. Г. Уиллису (1957),

$$\sigma_{гор} = \left(\frac{1}{3} + \frac{1}{2} \right) \sigma = \left(\frac{1}{3} + \frac{1}{2} \right) (p_0 - p_{пл}). \quad (6.4)$$

Подставляя уравнение (6.4) в уравнение (6.3) и разделив все на глубину D , получаем следующее выражение для градиента давления разрыва:

$$p_{разр}/D = p_{пл}/D + \left(\frac{1}{3} + \frac{1}{2} \right) (p_0 - p_{пл})/D. \quad (6.5)$$

Отсюда, при условии нормального гидростатического давления, когда градиент пластового давления равен $0,106 \text{ кгс}/(\text{см}^2 \times \text{м})$ и градиент давления перекрывающих пород равен $0,231 \text{ кгс}/(\text{см}^2 \cdot \text{м})$, что имеет место на побережье Мексикан-

ского залива, предельные значения градиентов давления разрыва (ГДР) могут быть рассчитаны следующим образом:

$$\text{ГДР}_{\text{мин}} = p_o/3D + 2p_{\text{пл}}/3D = 0,148 \text{ кгс}/(\text{см}^2 \cdot \text{м}) \quad (6.6)$$

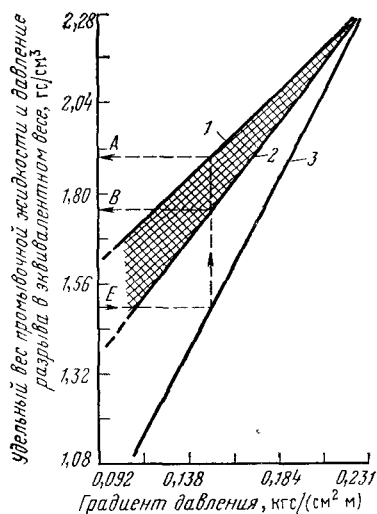
(эквивалентный удельный вес жидкости равен $1,48 \text{ гс}/\text{см}^3$);

$$\text{ГДР}_{\text{макс}} = 0,5(p_o/D + p_{\text{пл}}/D) = 0,169 \text{ кгс}/(\text{см}^2 \cdot \text{м}) \quad (6.7)$$

(эквивалентный удельный вес жидкости равен $1,69 \text{ гс}/\text{см}^3$).

Таким образом, градиенты порового давления зависят от градиентов давления перекрывающих пород и порового давления и от напряжения скелета породы. Следует также напомнить, что соотношение $\sigma_{\text{пор}} = \sigma/3$ соответствует коэффициенту Пуассона 0,25.

Как следует из приведенных выше математических соотношений, для всех пластов с нормальным давлением градиенты давления разрыва остаются постоянными с глубиной. Рисунок 6.9 позволяет получить быстрое графическое решение для условий побережья Мексиканского залива США: 1) определить удельные веса промывочной жидкости, чтобы уравновесить пластовые давления (с помощью каротажных диаграмм, данных близлежащих скважин и т. д.); 2)



3) отложить полученный удельный вес промывочной жидкости на ординате (например, точка E) и продолжить по горизонтали до пересечения с линией градиента порового давления; 4) провести вертикаль до пересечения с линиями градиента давления разрыва; 5) снять значение соответствующего давления разрыва (в эквивалентном удельном весе $\text{гс}/\text{см}^3$) на ординате графика.

Как показано на рис. 6.9, разность между максимальным и минимальным градиентами давления разрыва уменьшается с увеличением градиента порового давления. Следовательно, резкие пульсации давления (которые происходят при вхождении бурового инструмента в скважину и выходе из нее, пуске буровых насосов и т. п.) становятся все более и более важными при более высоких градиентах порового давления.

РИС 6.9 Графическое изображение максимального и минимального градиентов давления разрыва, предложенное М К Хаббертом и Д Г Уиллисом [Hubbert and Willis, 1957]

1 — максимальный градиент давления разрыва равный $0,169 \text{ кгс}/(\text{см}^2 \cdot \text{м})$, 2 — минимальный градиент давления разрыва равный $0,148 \text{ кгс}/(\text{см}^2 \cdot \text{м})$, 3 — градиент порового давления

Практика промысловых работ показывает, что градиент давления разрыва остается постоянным с увеличением глубины не во всех районах. Например, на побережье Мексиканского залива прогнозируемые на основании уравнения (6.5) градиенты давления разрыва обычно оказываются заниженными по сравнению с фактическими промысловыми данными.

ЭМПИРИЧЕСКАЯ КОРРЕЛЯЦИЯ ДАННЫХ

Метод наименьших квадратов при подборе кривых по точкам и эмпирические промысловые данные использовались во многих районах бурения в мире и позволяют успешно коррелировать градиент давления разрыва с градиентом порового давления и глубиной залегания пласта.

МЕТОД МЭТТЮЗА И КЕЛЛИ

В 1967 г. В. Р. Мэттьюз и Дж. Келли [Matthews and Kelly] опубликовали зависимость для градиента давления разрыва, которая отличается от модели Хабберта—Уиллиса тем, что в нее введен переменный коэффициент напряжения скелета породы K_2 (т. е. переменное отношение горизонтального напряжения к вертикальному):

$$p_{\text{разр}}/D = p_{\text{пл}}/D + K_2 \sigma / D, \quad (6.8)$$

где $p_{\text{разр}}$ — давление разрыва в рассматриваемой точке; $p_{\text{пл}}$ — давление порового флюида в рассматриваемой точке; D — глубина в рассматриваемой точке; σ — напряжение скелета породы в рассматриваемой точке; $\sigma = p_{\text{г}} - p_{\text{пл}}$ [см. уравнение (6.2)]; K_2 — коэффициент напряжения скелета породы для глубины, на которой значение σ будет нормальным напряжением скелета породы, безразмерная величина.

Величины для K_2 — наиболее значительной переменной были получены путем подстановки полученных в промысловых условиях эмпирических данных давлений начала образования трещин (разрыва) в уравнение (6.8) и решения его относительно K_2 . Переменное отношение напряжений скелета породы K_2 показано на рис. 6.10 как функция глубины для южнотехасского района побережья Мексиканского залива и для акваторий штата Луизиана. Следует обратить внимание на то, что пески Южного Техаса, которые обычно гораздо более глинисты, чем пески акваторий штата Луизиана, характеризуются значительно более высоким коэффициентом напряжения

В пластах с нормальным давлением, где $p_0/D = 0,231$ кгс/(см² × м) и $p_{\text{пл}}/D = 0,106$ кгс/(см² · м), выражение для градиента давления разрыва упрощается до

$$p_{\text{разр}}/D = 0,106 + 0,125K_2. \quad (6.9)$$

В уравнении (6.9) значение для K_i представляет теперь значение коэффициента напряжения скелета породы на рассматриваемой глубине.

Ступенчатая процедура расчета градиента давления разрыва по методу Мэттьюза и Келли включает: 1) определение порового давления (по каротажным диаграммам скважин, данным близлежащих скважин и т. д.); 2) расчет эффективного напряжения σ , где при постоянной нагрузке вышележащих пород $0,231 \text{ кгс}/(\text{см}^2 \cdot \text{м})$ величина σ равна $(0,231 - \rho_{\text{пл}}/D) D$; 3) определение глубины D_i , для которой σ будет иметь нормальное значение $[\sigma = (0,231 - 0,106) D_i]$:

$$D_i = \sigma / 0,125; \quad (6.10)$$

4) расчет градиента давления разрыва на основании уравнения (6.8).

На рис. 6.11 приведено графическое решение для быстрой интерпретации непосредственно на скважине. На графике находят нужную глубину и проводят горизонталь до пересечения с выраженным в эквивалентном удельном весе промывочной жидкости значением порового давления (определенным, как ука-

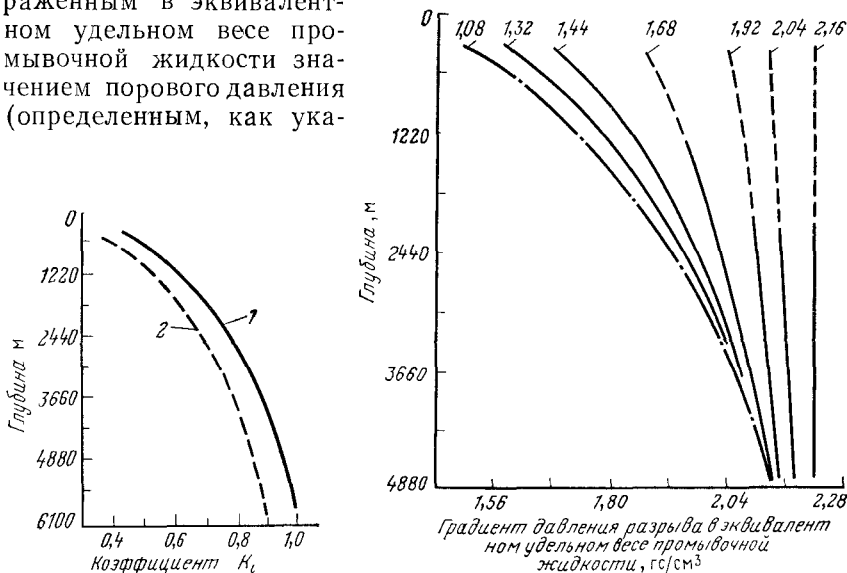


РИС 6.10 Зависимость коэффициента напряжения скелета породы K_i от глубины для побережья Мексиканского залива (США) [Matthews and Kelly, 1967] С разрешения „Oil and Gas Journal“

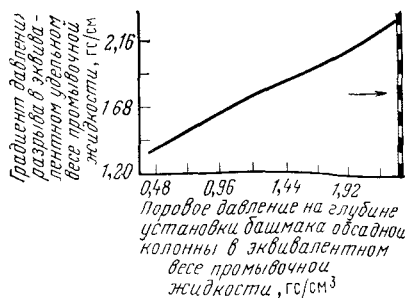
1 — Южный Техас, 2 — Луизиана

РИС 6.11 Графическое прогнозирование градиента давления разрыва для побережья Мексиканского залива с использованием концепции Мэттьюза—Келли (1967)

Цифры на кривых — удельные веса промывочной жидкости, эквивалентные поровому давлению, в $\text{гс}/\text{см}^3$ Штрих пунктиром показана кривая градиента нормального порового давления

РИС 6.12 Оценка градиента давления разрыва в бассейне Делавэр, Западный Техас [Mead and Reid, 1969] С разрешения „Oil and Gas Journal“

Нормальное давление вышележащих пород составляет 23 гс/см² в эквиваленте порового давления что соответствует постоянному градиенту давления вышележащих пород 0,231 кгс/(см²·м) Стрелка показывает нормальное давление вышележащих пород



зывалось выше, в пункте 1); затем опускают вертикаль до абсциссы, где находят значение градиента давления разрыва в эквивалентном выражении — в гс/см³.

Применение этого метода прогнозирования градиента давления разрыва в других районах требует знания изменения местного коэффициента K_i с глубиной. Очевидно, K_i может быть легко определен из уравнения (6.8), если известны все другие входящие в него параметры. Например, исходя из концепции Мэттьюза—Келли, было найдено, что градиент давления разрыва в бассейне Делавэр в Западном Техасе изменяется прямо пропорционально поровому давлению (Mead and Reid, 1969):

$$p_{\text{разр}} = 9,6 + K p_{\text{пл}}, \quad (6.11)$$

где K — постоянная величина, равная 0,5.

Рисунок 6.12 иллюстрирует соотношение между градиентом давления разрыва и поровым давлением, выраженным в эквивалентном удельном весе промывочной жидкости — в гс/см³.

МЕТОД ИТОНА

Принимая земные пласты эластичными, Б. А. Итон [Eaton, 1969] выразил зависимость между горизонтальным напряжением $\sigma_{\text{гор}}$ и вертикальным σ_v с помощью коэффициента Пуассона ν в соответствии с законом Гука:

$$\sigma_{\text{гор}} = \frac{\nu \sigma_v}{(1 - \nu)}. \quad (6.12)$$

Далее Б. А. Итон развил концепцию, ранее предложенную В. Р. Мэттьюзом и Дж. Келли [Matthews and Kelly, 1967], вводя коэффициент Пуассона в выражение для градиента давления разрыва:

$$\text{ГДР} = p_{\text{пл}}/D + \left(\frac{\nu}{1 - \nu} \right) \sigma/D, \quad (6.13)$$

где σ — напряжение скелета породы, равное $p_0 - p_{\text{пл}}$.

По существу, этот исследователь принял, что все независимые переменные, т. е. удельные веса вышележащих пород и

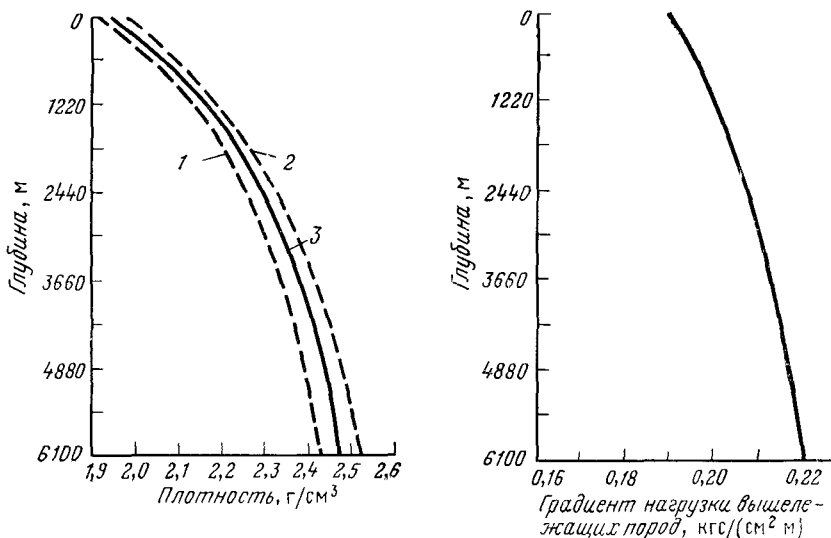


РИС. 6.13. Изменение плотности глинистых пород побережья Мексиканского залива (США) с глубиной [Eaton, 1969]. С разрешения „Journal of Petroleum Technology“.

1 — нижний предел значений; 2 — верхний предел значений; 3 — средние значения

РИС. 6.14. Взаимосвязь между градиентом нагрузки вышележащих пород (горного давления) и глубиной залегания глинистых пород побережья Мексиканского залива (США) [Eaton, 1969]. С разрешения „Journal of Petroleum Technology“

коэффициенты Пуассона для пород, являются функцией глубины. Градиенты давления могут различно изменяться с глубиной.

Давление на глубине D равно давлению, оказываемому суммарным весом вышележающих пород:

$$p_0 = \int_0^D \rho_{пл}(h) dh, \quad (6.14)$$

где $\rho_{пл}(h)$ — плотность пласта как функция глубины его залегания h .

Исходя из этого, на основании уравнения (6.14) могут быть определены локальные и региональные давления вышележащих пород путем использования простого графика зависимости плотности глинистых пород от глубины (построенного по данным диаграмм плотностного каротажа или других измерений плотности глинистых пород) и преобразования полученных данных в кривую градиента нагрузки вышележащих пород. Рисунки 6.13 и 6.14 иллюстрируют эту процедуру для типичных условий побережья Мексиканского залива в том виде, в каком она предложена Б. А. Итоном [Eaton, 1969]. Градиенты нагрузки

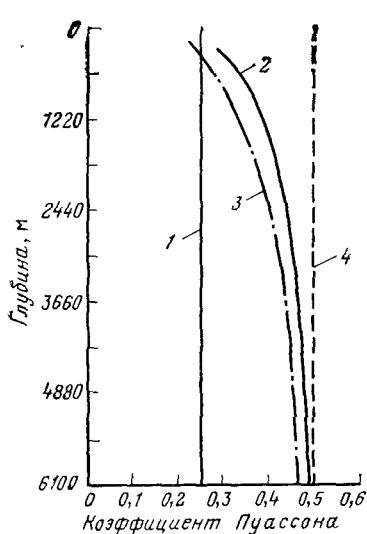


РИС. 6.15. Изменение коэффициента Пуассона с глубиной в Западной Техасе и на побережье Мексиканского залива (США) по Б. А. Итону [Eaton, 1969]. С разрешения „Journal of Petroleum Technology“.

1 — Западный Техас [$\rho_0/D=0,231$ кгс/(см²·м)], 2 — побережье Мексиканского залива (изменяющаяся нагрузка вышележащих пород), 3 — побережье Мексиканского залива [$\rho_0/D=0,231$ кгс/(см²·м)]; 4 — верхний предел

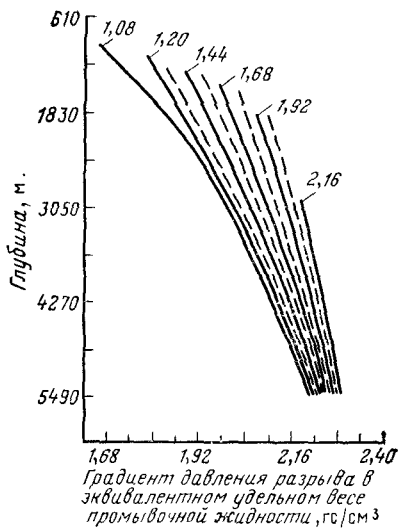


РИС. 6.16. Графические оценки градиента давления разрыва для побережья Мексиканского залива (США), основанные на данных метода Итона [Eaton, 1969].

Шифр кривых — поровое давление в эквивалентном удельном весе промысловой жидкости в гс/см³

вышележащих пород для других районов были показаны на рис. 1.1.

Помимо данных о градиенте нагрузки вышележащих пород и градиенте давления разрыва на нескольких глубинах (значение фактического образования трещин, закачки цемента под давлением и потери циркуляции), требуются сведения о поровых пластовых давлениях на соответствующих глубинах.

Используя эти данные и переписав уравнение (6.13), получим

$$\frac{\nu}{1-\nu} = \frac{\text{ГДР} - p_{пл}/D}{(\sigma/D)} \quad (6.15)$$

Коэффициенты Пуассона могут быть рассчитаны по этой формуле и нанесены на график в зависимости от глубины. На рис. 6.15 видно, что коэффициент Пуассона для пород Западного Техаса остается постоянным с изменением глубин ($\nu=0,25$, $\rho_0/D=1,0$). Эти данные получены на основании материалов обработки призабойной зоны с целью гидравлического

Таблица 6 I

Градиенты пластового давления разрыва для месторождений бассейна Делавэр [Gibbs, 1966], кгс/(см²·м)

Литолого-стратиграфическое подразделение	Месторождение				
	Кояноса	Гомес	Ваха (западная)	Мендель	Хеймон
Аллювий	0,184 *	0,184 *	0,184 *	0,184 *	0,184 *
Растлер	0,207	0,207 *	0,207	0,202	0,195
Соль	0,161 *	0,161 *	0,161 *	0,161 *	0,161 *
Ангидрит	0,151 *	0,151 *	0,151 *	0,151 *	0,151
Тансил	Н. д.	0,179	Н. д.	Н. д.	Н. д.
Иейтс	То же	0,161	То же	То же	То же
Риф Каптан		0,126			
Песчаник Делавэр	0,133	0,135	0,140	0,135	0,131
Черри-Кэаньон	0,128	0,131	0,138 *	0,126	0,128
Браши-Каньон	0,133	0,135	0,138	0,135 *	0,133 *
Бон-Спринг	0,144	0,158	0,144	0,142	0,147
Вулфкамп, кровля	0,165	0,161	0,156	0,161	0,151
Вулфкамп, подошва	0,202	0,207	0,197 *	0,207	0,184
Пенсильваний		0,207	0,202 *	0,207	0,207 *
Миссисипий	0,149 *	0,151	0,149 *	0,149 *	0,149 *
Девон	0,144	0,144	0,144	0,144	0,144 *
Силур	0,149 *	0,149	0,149 *	0,149 *	0,149 *
Симпсон	0,149 *	0,149	0,149	0,167	0,149 *
Элленберджер	0,144	0,147	0,144	0,147	0,147

* Не изменявшиеся величины (не градиенты разрыва)
Н. д. — нет данных о градиентах давления

Таблица 6 II

Некоторые градиенты пластового давления разрыва для бассейнов штата Вайоминг [Rehm, 1969]

Бассейн	Литолого-стратиграфическое подразделение	Градиент пластового давления разрыва, кгс/(см ² ·м)	Бассейн	Литолого-стратиграфическое подразделение	Градиент пластового давления разрыва, кгс/(см ² ·м)
Паудер-Ривер	Сассекс	0,172	Уинд-Ривер	Дакота	0,207
	Шаннон	0,147		Фосфория	0,179
	Мадди	0,172		Тенслип	0,190
	Дакота	0,186	Грин-Ривер (юг)	Меса-Верде	0,144
	Миннелуса	0,172		Фронтир	0,144
Уинд-Ривер	Форт Юнион	0,174	Тенслип	0,195	
	Коди	0,140	Мадисон	0,172	
	Фронтир	0,174	Каприан	0,172	
	Мадди	0,193			

разрыва пласта (Crittendon, 1959]. Коэффициенты Пуассона для пород побережья Мексиканского залива увеличиваются с глубиной, что было показано Б. А. Итоном [Eaton, 1969]. Аналогичные тенденции могут быть установлены для других районов. Для упрощенного прогнозирования локальных или региональных градиентов давления разрыва, которые помогают при любом инженерном планировании скважины, могут быть составлены диаграммы. На рис. 6.16 приведена такая диаграмма для побережья Мексиканского залива.

Метод Итона для прогнозирования градиента давления разрыва является одним из лучших доступных практических методов в нефтяной промышленности. Он широко используется во всем мире как на суше, так и на акватории.

В табл. 6.I приведены градиенты пластового давления разрыва для пород нескольких месторождений бассейна Делавэр (Западный Техас), а в табл. 6.II — для пород бассейнов Паудер-Ривер, Уинд-Ривер и Грин-Ривер (Вайоминг). Все эти данные находятся в пределах диапазона теоретических прогнозов.

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОМЫСЛОВЫХ ДАННЫХ Д Б ТЭЙЛОРОМ И Р К СМИТОМ

Д. Б. Тэйлор и Р. К. Смит [Taylor and Smith, 1970] исследовали результаты экспериментальной закачки воды в контролируемых условиях при ликвидации скважин с целью получения новой информации и знаний для повышения оценки градиента давления разрыва при морском бурении (табл. 6.III). Рассматривались только данные по скважинам без нарушения условий напряженности, например, за счет соляного диапиризма или крупных разломов. Скважины расположены на акватории Луизианы вблизи дельты р. Миссисипи.

Д. Б. Тэйлор и Р. К. Смит [Taylor and Smith, 1970] также констатировали, что «... приемлемые буровые операции с низкой степенью риска потери циркуляции за счет разрыва пласта не могут проектироваться с использованием лишь теоретических прогнозов давления разрыва». Прогнозы градиентов давления разрыва на основании теоретических концепций могут стать умозрительными из-за требуемых допущений для исходных параметров. Однако теоретические концепции могут обеспечить необходимое руководство при правильной технической подготовке промысловых операций.

Эти авторы рассматривали лишь разрыв пласта в породах с нормальным давлением. На рис. 6.17 показаны измеренные градиенты давления распространения трещин в зависимости от глубины спуска обсадной колонны. Представлены кривая регрессивного типа, удовлетворяющая всем данным, и кривая, охватывающая минимальные градиенты давления разрыва. Очевидны колебания измеренных значений на данной глубине.

Таблица 6 III

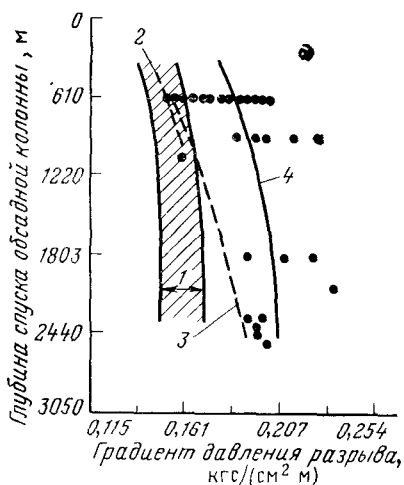
Градиенты давления распространения трещин [Taylor and Smith, 1970]

Глубина спуска осадной колонны, м	Поверхностное давление закачки, кгс/см ²	Уровень отсчета (выше уровня моря), м	Глубина моря, м	Удельный вес промывочной жидкости в скважине, гс/см ³	Давление распространения трещин на глубине расположения осадной колонны, кгс/см ²	Градиент давления распространения трещин на глубине расположения осадной колонны *, кгс/(см ² ·м)
609,2	17,6	28,0	112,8	1,50	108,9	0,178
609,6	21,1	28,0	114,3	1,50	112,5	0,184
609,6	38,7	28,3	99,1	1,39	123,5	0,202
610,2	6,3	28,0	115,8	1,46	95,6	0,156
610,2	42,2	28,3	80,2	1,22	116,8	0,191
610,8	23,9	26,8	56,4	1,26	100,8	0,164
611,4	17,6	28,3	75,6	1,22	92,3	0,151
612,3	28,1	26,8	70,1	1,57	124,3	0,202
613,2	42,2	30,5	54,9	1,43	129,7	0,211
613,8	24,6	28,3	62,6	1,20	98,2	0,159
615,0	28,1	28,3	103,6	1,26	105,5	0,171
615,0	28,1	28,0	76,2	1,44	116,6	0,189
615,6	26,7	26,8	42,7	1,56	122,7	0,199
616,8	42,2	28,3	109,7	1,44	130,9	0,212
617,1	28,1	28,3	106,7	1,38	113,2	0,183
618,3	17,6	28,3	121,9	1,44	106,6	0,172
621,1	47,8	26,8	103,6	1,25	125,3	0,201
623,9	35,1	26,8	56,4	1,55	131,7	0,210
624,8	38,7	28,3	94,5	1,32	121,1	0,193
626,5	24,6	28,3	94,5	1,42	114,0	0,181
890,9	42,2	30,8	47,2	1,35	162,9	0,182
914,4	31,6	27,4	81,7	1,48	167,6	0,183
915	42,2	28,3	94,5	1,53	182,7	0,199
915,9	14,1	28,3	118,9	1,56	156,8	0,171
918,6	31,6	28,3	68,6	1,60	179,3	0,194
918,9	38,7	27,4	73,2	1,44	170,9	0,185
921,7	54,8	27,4	89,9	1,56	198,6	0,215
921,7	66,8	28,3	55,8	1,55	209,4	0,226
935,7	10,5	28,3	114,3	1,59	159,8	0,170
1067	43,6	26,2	73,1	1,20	171,6	0,160
1802	61,5	28,3	48,8	1,89	403,1	0,223
1828	45,7	29,3	47,2	1,84	383,4	0,209
1829	129,0	26,2	73,1	1,20	348,3	0,190
2069	73,8	26,8	42,7	1,96	480,9	0,232
2316	165,2	26,2	73,1	1,20	443,1	0,191
2347	184,6	26,2	73,1	1,20	466,1	0,198
2377	181,4	26,2	73,1	1,20	466,6	0,196
2469	188,4	26,2	73,1	1,20	424,6	0,196
2499	202,1	26,2	73,1	1,20	501,9	0,200

* Рассчитан начиная от уровня отсчета

РИС 6.17. Сравнение прогнозных и эмпирических градиентов давления разрыва для побережья Мексиканского залива (США) [Taylor and Smith, 1970] С разрешения „Oil and Gas Journal“.

1 — данные Хабберта—Уиллиса, 2 — кривая минимальных значений, 3 — кривая начала образования трещин по данным В Р Мэттьюза и Дж Келли; 4 — кривая средних значений для всех эмпирических данных



Аналогичные наблюдения были сделаны Р. А. Андерсоном и др. [Anderson et al., 1973], результаты которых приведены ниже. Следует также отметить на рис. 6.17 сходство градиентов давления начала образования трещин по данным В. Р. Мэттьюза и Дж. Келли [Matthews and Kelly, 1967] с минимальными значениями давления распространения трещин по Д. Б. Тэйлору и Р. К. Смигу [Taylor and Smith, 1970] на небольших глубинах в породах с нормальным давлением. Однако М. К. Хабберт и Д. Г. Уиллис [Hubbert and Willis, 1957] теоретически предсказали гораздо меньший диапазон изменения градиентов давления распространения трещин.

МЕТОД МАК-ФЕРСОНА И БЕРРИ

Л. А. Мак-Ферсон и Л. Н. Берри [MacPherson and Berry, 1972] исследовали возможность прогнозирования градиентов давления разрыва на основании параметров, полученных в скважинах при каротаже, таких как данные корреляции модулей упругости ствола скважины (определенных *in situ* на основании как акустического, так и плотностного каротажа) с градиентами давления разрыва в 10 нефтяных месторождениях, расположенных на акватории Западной Луизианы.

Полученные ими материалы позволяют сделать следующие выводы.

1. Градиенты давления разрыва на разных глубинах различны во всех 10 месторождениях, однако, по-видимому, зависят от коэффициентов песчанистости, глубины появления аномально-высоких давлений, геологического возраста пород и положения их в бассейне. Кривая, отражающая среднюю для всех 10 месторождений тенденцию, показана на рис. 6.18, где для сравнения представлены также результаты других исследований.

2. Градиенты давления разрыва в глинистых породах гораздо более высокие, чем в песках.

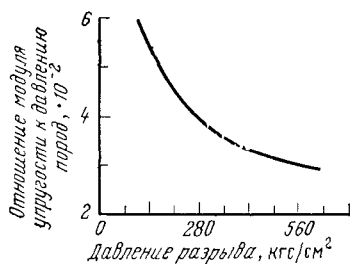
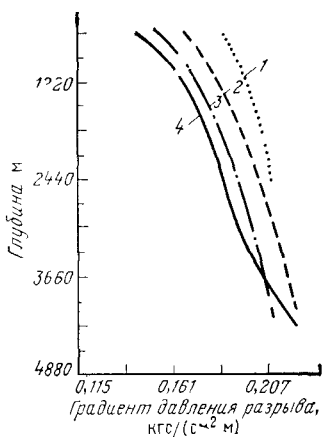


РИС. 6.18 Прогнозные градиенты давления разрыва для побережья Мексиканского залива (США).

1 — Восточная Луизиана [Taylor and Smith, 1970]; 2 — Южный Техас [Matthews and Kelly, 1967]; 3 — Луизиана [Matthews and Kelly, 1969]; 4 — средняя эмпирическая кривая для 10 морских месторождений Западной Луизианы [MacPherson and Berry, 1972]

РИС. 6.19 Количественная корреляция отношения модуля упругости песка к давлению вышележащих пород и давления разрыва на акватории Луизианы [MacPherson and Berry, 1972]

3. На одной и той же глубине чем больше удельный вес применяемой промывочной жидкости, тем выше градиент давления разрыва. Это наблюдение согласуется с ранее сделанными выводами Б. Д. Тэйлора и Р. К. Смита [Taylor and Smith, 1970].

4. Тенденция изменения давления разрыва в интервалах с аномально-высоким давлением на исследованных месторождениях лишь незначительно отличается от нормальных тенденций изменения давления в направлении более высоких градиентов давления разрыва с увеличением аномально-высоких давлений.

5. Существует количественная взаимосвязь между отношением модуля упругости песка к давлению вышележащих пород и давлением разрыва (рис. 6.19). Это наиболее важный вывод, который в общем случае позволяет прогнозировать истинное давление разрыва (начало образования трещин) в пределах 49,3 кгс/см².

МЕТОД КРИСТМЕНА

Надежный прогноз давления разрыва является существенно необходимым условием при современном и особенно будущем глубоководном бурении. Бурение при толще воды 152,4 м стало повседневной практикой. В настоящее время скважина может быть заложена на глубине более 610 м, а нефтяные компании

начали приобретать концессии на морях глубиной 1220 м и более.

Недавно С. А. Кристмен [Christman, 1973] исследовал концепции прогноза градиента давления разрыва, которые позволили бы оценить влияние толщи воды на операцию глубоководного бурения, в проливе Санта-Барбара на акватории Калифорнии. После выведения типичного градиента для наземных площадей на основании концепций Б. А. Итона [Eaton, 1969] по существу аналогичным образом были рассчитаны градиенты давления разрыва на акватории.

Градиент нагрузки вышележащих пород на глубине D соответствует суммарному весу всех пород выше глубины D :

$$\rho_0/D = \int_0^D \rho_{пл}(h) dh. \quad (6.16)$$

На практике такой результат можно получить при использовании среднего значения плотности пород $\rho_{пл}$ в г/см³:

$$\rho_0/D = \rho_{пл}. \quad (6.17)$$

Поскольку при глубоководном бурении самый верхний интервал представлен водой, которая имеет значительно меньшую плотность, чем горная порода, то уравнение (6.17) видоизменяется следующим образом:

$$\rho_0/D = (1/D) (\rho_{пл}D_1 + \rho_вD_в), \quad (6.18)$$

где D — глубина ниже уровня отсчета (поверхности океана); D_1 — глубина ниже грязевой линии; $D_в$ — глубина воды; $\rho_в$ — плотность воды.

Поскольку морская вода имеет плотность 1,02 г/см³, уравнение (6.18) упрощается:

$$\rho_0/D = (1,02/D_в + \rho_{пл}D_1)/D. \quad (6.19)$$

Рисунок 6.20 иллюстрирует значительное уменьшение градиента давления разрыва с увеличением глубины водоема, а в табл. 6 IV приведены промысловые данные по скважинам пролива Санта-Барбара для глубин до 1524 м. Принимается, что образование трещин происходит на

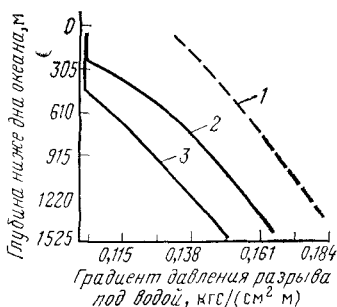


РИС 6.20 Градиенты давления разрыва на акватории как функция глубины моря Пролив Санта-Барбара, акватория Калифорнии [Christman, 1973]. С разрешения «Journal of Petroleum Technology».

1 — на поверхности земли, 2 — при глубине моря 229 м, 3 — при глубине моря 458 м

Таблица 6 IV

Корреляция коэффициента напряжения с плотностью горной породы. Пролив Санта-Барбара [Christman, 1973]

Глубина получения данных под водой, м*	Глубина моря, м	Градиент давления вышележащих пород, кгс/(см ² ·м)	Плотность породы, г/см ³	Примененный градиент давления, кгс/(см ² ·м)	Эквивалентный коэффициент напряжения**	Результаты
126	43	0,170	2,05	0,144	0,62	Потеря циркуляции
221	87	0,160	2,00	0,123	0,36	Удовлетворительные
353	195	0,156	2,20	0,121	0,34	То же
367	219	0,144	1,95	0,123	0,52	Потеря циркуляции
546	396	0,128	1,93	0,114	0,40	То же
604	456	0,125	1,90	0,111	0,40	Удовлетворительные
616	303	0,146	1,90	0,128	0,61	Потеря циркуляции
688	234	0,172	2,08	0,142	0,56	Испытание на разрыв
707	219	0,174	2,00	0,142	0,53	То же
794	425	0,146	1,97	0,123	0,45	Удовлетворительные
852	456	0,146	1,95	0,116	0,30	То же
950	171	0,179	2,10	0,135	0,41	„
965	94	0,205	2,20	0,153	0,49	„
981	219	0,181	1,63	0,137	0,45	Потеря циркуляции
1254	396	0,170	2,11	0,137	0,46	Удовлетворительные
1266	232	0,184	2,16	0,153	0,64	Испытание на разрыв
1317	314	0,172	1,94	0,135	0,47	То же
1374	287	0,191	2,20	0,130	0,32	Удовлетворительные
1431	438	0,170	2,20	0,153	0,74	Испытание на разрыв
1477	319	0,172	1,60	0,125	0,45	Потеря циркуляции

* Глубина получения данных соответствует глубине залегания пластов, для которых были проведены расчеты и испытания на разрыв

** Градиент пластового давления равен 0,1 кгс/(см²·м), эквивалентный коэффициент напряжения равен $(ГДР - p_{пл}/D)/(p_0/D - p_{пл}/D)$.

глубине, отвечающей наивысшему коэффициенту напряжения и наименьшей плотности. На основании данных табл. 6.IV достигается почти полная корреляция при нанесении на график этих коэффициентов напряжения в зависимости от соответствующих плотностей пород.

В районе пролива Санта-Барбара применение корреляции коэффициента напряжения (т. е. отношения горизонтального напряжения к вертикальному) с плотностью пород дает лучшие результаты, чем ранее предложенные способы. Предполагается возможность применения этой концепции в других глубоководных районах, так как градиенты давления разрыва значительно ниже в породах, залегающих в глубоководных условиях, особенно вблизи от поверхности дна, как показано на рис. 6.20.

МЕТОД АНДЕРСОНА, ИНГРЭМА И ЗАНЬЕРА

Выше было отмечено, что значения градиентов давления разрыва могут колебаться в широких пределах на данной глубине в одном и том же геологическом районе [Taylor and Smith, 1970; MacPherson and Berry, 1972]. При прогнозировании градиентов давления разрыва эти колебания часто не учитываются. Правда, ранее было предложено учитывать возможное влияние глинистости (содержания глинистых пород) песков побережья Мексиканского залива с помощью коэффициента напряжения скелета породы K_2 для пластов Южного Техаса и акватории штата Луизиана (см. рис. 6.10), так как для более глинистых песков Южного Техаса установлены более высокие значения K_2 .

Р. А. Андерсон и др. [Anderson et al., 1973] исследовали 29 замеров градиента давления разрыва, выполненных в 12 скважинах на побережье Мексиканского залива в процессе закачки жидкости для консолидации песков. Двенадцать из этих замеров были сделаны в пластах с нормальным давлением. Аналогично приведенным выше данным Д. Б. Тэйлора и Р. К. Смита [Taylor and Smith, 1970] в них были зафиксированы колебания градиентов на данной глубине (рис. 6.21).

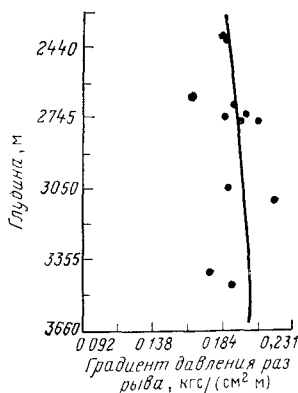


РИС 6.21 Кривая изменения градиента давления разрыва с глубиной на побережье Мексиканского залива (США) [Anderson et al, 1973] С разрешения «Journal of Petroleum Technology»

Используя представление К. В. Терцаги [Terzaghi, 1923] об эффективном напряжении, градиент давления разрыва ГДР можно выразить как

$$\text{ГДР} = \frac{2\nu}{1-\nu} (p_0/D) + \frac{1-3\nu}{1-\nu} (p_{пл}/D). \quad (6.20)$$

С помощью соотношения напряжение—деформация М. А. Байота [Biot, 1955] можно вывести следующее выражение для градиента давления разрыва:

$$\text{ГДР} = \frac{2\nu}{1-\nu} (p_0/D) + \alpha \frac{1-3\nu}{1-\nu} (p_{пл}/D), \quad (6.21)$$

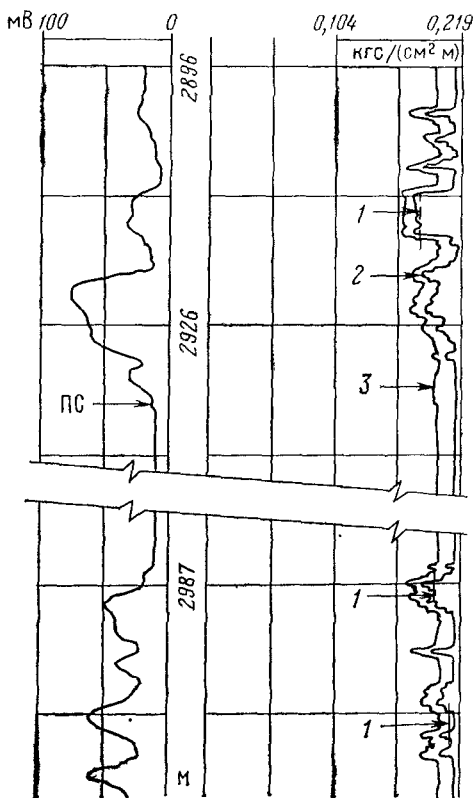


РИС. 6.22. Рассчитанная на ЭВМ и замеренная диаграммы изменения градиента давления разрыва в скважине на побережье Мексиканского залива (США) [Anderson et al., 1973]. С разрешения „Journal of Petroleum Technology“.

1 — замеренный градиент порового давления; 2 — рассчитанный на ЭВМ градиент порового давления; 3 — давление разрыва минус стандартное отклонение. Кривая спонтанной поляризации (ПС) приведена для идентификации литологии

где ν — коэффициент Пуассона; α — коэффициент сжимаемости породы, выраженный в величинах, полученных на основании каротажных диаграмм (например, пористости); $\alpha = 1 - C_{ТВ}/C_{СК}$, где $C_{ТВ}$ — собственная сжимаемость твердого материала породы, а $C_{СК}$ — сжимаемость пористого скелета породы.

Следовательно, уравнения (6.20) и (6.21) различаются только наличием или отсутствием коэффициента α . По Р. А. Андерсону и др. [Anderson et al., 1973] использование (6.21) более предпочтительно ввиду того, что член, выражающий поровое давление, исчезает при нулевой пористости, так как в этом случае $C_{ТВ}$ равно $C_{СК}$ и α становится равным нулю. Наличие коэффициента α в (6.21) показывает зависимость градиента разрыва от пористости, которая уменьшает значение члена уравнения, включающего поровое давление.

Уравнение (6.21) также показывает, что коэффициент Пуассона ν является чувствительным параметром пласта, влияющим на давление разрыва. Так, Р. А. Андерсон и другие исследователи установили важную эмпирическую зависимость между коэффициентом Пуассона и глинистостью (содержанием глинистых пород) песков побережья Мексиканского залива. Содержание глинистых сланцев определялось на основании данных как акустического, так и плотностного каротажа. Как было показано в главе 5, эти виды каротажа обеспечивают возможность порового определения двух параметров — порового давления и градиента нагрузки вышележащих пород, необходимых для вычисления градиента давления разрыва.

В табл. 6.V приведены результаты скважинных измерений и расчетные данные для нескольких скважин побережья Мексиканского залива. Вычисленный градиент давления разрыва выражен как функция давлений вышележащих пород и порового давления, пористости, коэффициента Пуассона и глубины.

Для получения непрерывной каротажной диаграммы изменения градиента давления разрыва в зависимости от глубины можно использовать результаты машинной обработки данных акустического и плотностного каротажа. На рис. 6.22 сопоставлены величины, рассчитанные на ЭВМ, с данными измерений в скважине на побережье Мексиканского залива.

Таблица 6 V

Сравнение вычисленных градиентов давления разрыва с измеренными в скважинах [Anderson et al., 1973]

Глубина, м	Измеренные значения, кгс/(см ² ·м)	По Байоту *, кгс/(см ² ·м)	По Терцаги **, кгс/(см ² ·м)	Данные графы 2 минус данные графы 3	Данные графы 2 минус данные графы 4
1	2	3	4	5	6
2458	0,191	0,194	0,195	-0,003	-0,004
2569	0,191	0,197	0,200	-0,006	-0,009
2575	0,191	0,181	0,177	0,010	0,014
2649	0,165	0,186	0,205	-0,021	-0,040
2655	0,165	0,186	0,206	-0,021	-0,041
2828	0,197	0,189	0,186	0,008	0,011
2914	0,191	0,186	0,178	0,005	0,013
2987	0,196	0,195	0,218	0,001	-0,022
3002	0,220	0,209	0,219	0,011	0,001
3121	0,219	0,194	0,218	0,025	0,001
3557	0,205	0,204	0,200	0,001	0,005
3737	0,199	0,199	0,204	0,000	-0,005

* Стандартное отклонение с использованием модели Байота равно 0,01 кгс/(см²·м)

** Стандартное отклонение с использованием модели Терцаги равно 0,02 кгс/(см²·м)

ТИПИЧНЫЕ КОНСТРУКЦИИ СКВАЖИН В РАЙОНАХ С АНОМАЛЬНО-ВЫСОКИМИ ПЛАСТОВЫМИ ДАВЛЕНИЯМИ

ОБЩИЕ ЗАМЕЧАНИЯ

Конструкция скважины должна быть технически обоснованной и гибкой, соответствовать конкретным условиям. Следовательно, оптимальные конструкции скважины являются результатом постоянной оценки и учета дополнительных данных, полученных в процессе бурения, а не может быть определена заранее.

На рис. 6.23 показаны планируемая и окончательная конструкции скважины в Западном Техасе [Cobb, 1967]. Иногда предусмотренный техническими расчетами компромисс, состоящий в бурении с недостаточным уравнивающим давлением применительно к случайным прихватам труб и возможным выбросам, позволяет глубже устанавливать промежуточную колонну. Рисунок 6.24 иллюстрирует это на примере глубокой скважины, пробуренной на горизонт Уилкокк в Южном Техасе [Hanger, 1968].

Технически правильно рассчитанный проект скважины должен быть эффективным, безопасным и уверенно применимым для получения оптимальных результатов. В то время как бурение ведется от поверхности к забою, техническое планирование скважины представляет собой обратный процесс (т. е. начинается от забоя скважины).

После того как установлены закономерности изменения порового давления и градиентов давления разрыва с глубиной по вертикали, может быть введена кривая предлагаемого идеального удельного веса промывочной жидкости, давление которой часто превышает поровое давление приблизительно на 0,024—0,048 гс/см³ (в эквивалентном весе промывочной жидкости).

На рис. 6.25 показан технический проект скважины. Кривая градиента порового давления была получена на основании данных сопротивления глинистых пород в расположенной поблизости скважине, а кривая градиента давления разрыва — по методу, предложенному Итоном [Eaton, 1969].

Правильные глубины установки обсадных колонн после этого определяются следующим образом [Eaton, 1970].

1. Проводится вертикальная линия *a* от кривой удельного веса промывочной жидкости из точки наибольшего удельного веса (в данном случае 2,16 гс/см³) вверх до пересечения с кривой градиента давления разрыва. Эта линия характеризует статический напор столба промывочной жидкости, который достигает поверхности. Пересечение вертикальной линии и кривой градиента давления разрыва показывает, что промывочная жидкость удельного веса 2,16 гс/см³, стоящая в необсаженной сква-

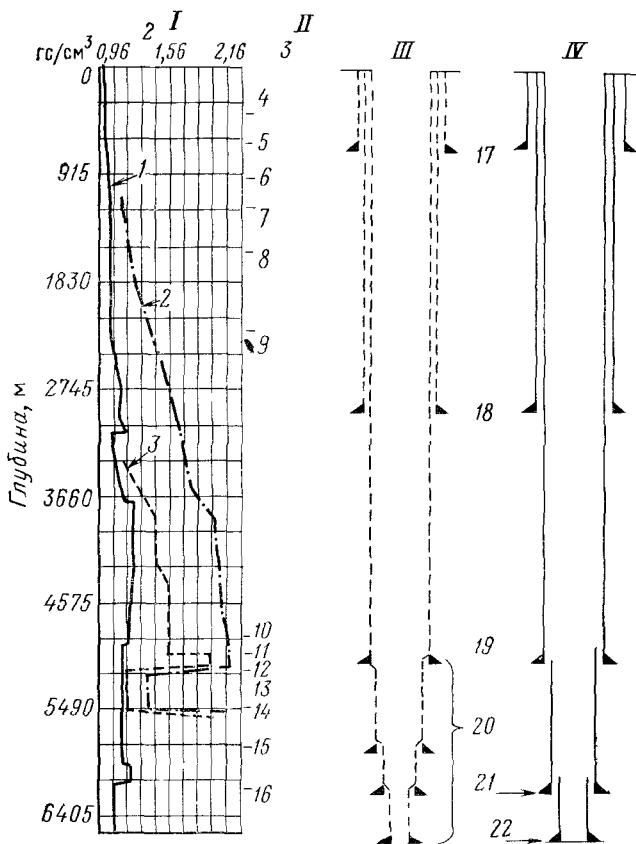


РИС. 6.23. Ожидаемые и фактические требования к удельному весу промывочной жидкости и обсадной колонне для лонсковой скважины в бассейне Делавэр [Cobb, 1967]. С разрешения журнала „World Oil“.

Сначала использовалась промывочная жидкость на слабоминерализованной воде при бурении под кондуктор, затем промывочная жидкость на соленой воде до конечной глубины. Бурение с недостаточным уравновешивающим давлением позволило получить небольшие объемы газа высокого давления из отложений низов свиты Вулфкам и отложений свиты Симпсон. Промывочная жидкость низкого удельного веса на соленой воде дала возможность предотвратить потерю циркуляции и отложения девона и Элленбергер I — график применения промывочных жидкостей: 1 — фактический удельный вес применявшейся промывочной жидкости, 2 — вычисленный градиент давления разрыва, 3 — вычисленное поровое давление; II — глубина залегания кровли стратиграфических толщ (приблизительная) в м, 4 — Растлер — 406,5, 5 — Йейте — 610,5, 6 — Капитан — 945,5, 7 — Делавэр — 1169,3, 8 — Бон Спрингс — 1546,3, 9 — Вулфкам — 2236,7, 10 — пенсильванский — 4880,0, 11 — миссисипийский — 4982,0, 12 — девоц — 5124,0, 13 — силур, 14 — Симпсон — 5459,5, 15 — Уодделл, 16 — Элленбергер — 6151,2; III — конструкция скважины планируемая, IV — то же, фактическая; 17 — обсадная колонна диаметром 508 мм на глубине 620,6 м, 18 — обсадная колонна диаметром 340 мм на глубине 2887 м, 19 — обсадная колонна диаметром 244 мм на глубине 5044 мм, 20 — планируемые короткие обсадные трубы, 21 — обсадная труба диаметром 177,8 мм на глубине 6149 м, 22 — обсадная труба диаметром 127 мм на глубине 6664 м

жине, вызовет разрыв пласта на глубине около 3078 м или выше этой точки.

2. Точка установки обсадной трубы, не доходящей до устья скважины, выбрана ниже точки, где линия *a* пересекает кривую градиента давления разрыва. Необходимо предусмотреть некоторый коэффициент безопасности, так как градиент изменения удельного веса промывочной жидкости не позволяет точно определить истинную плотность циркулирующей промывочной жидкости.

3. Проводится горизонтальная линия *b* на выбранной глубине установки башмака обсадной колонны до кривой требуемого удельного веса промывочной жидкости.

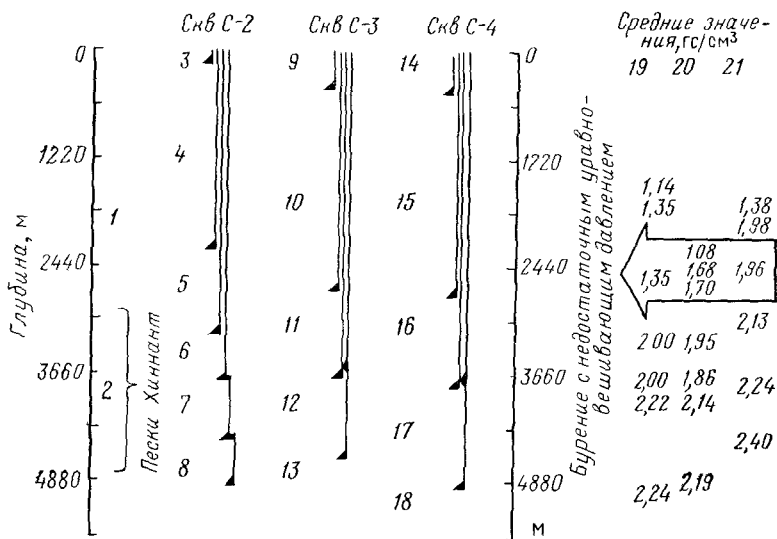


РИС 624 Конструкции, применяемые в глубоких скважинах в Южном Техасе [Hanger, 1968]. С разрешения журнала „World Oil“

Бурение с недостаточным уравновешивающим давлением в интервале глинистых пород с аномально высоким давлением на глубине 2286,6 м и увеличении глубины спуска промежуточной обсадной колонны примерно до 2743,9 м (скважины С 3, С 4) позволили устранить одну обсадную колонну, ранее устанавливаемую на глубине 3201 м (скважина С 2) Конструкция скважины С-4 оказалась удовлетворительной

1 — пески Куин Сити; 2 — пески Хиннант (шесть пластов 1, 2, 8, 9, 10, 11 й); 3 — кондуктор диаметром 508 мм на глубине 157 м; 4 — обсадная колонна диаметром 340 мм на глубине 2226,5 м; 5 — обсадная колонна диаметром 244 мм на глубине 3201 м; 6 — обсадная колонна диаметром 1778 мм на глубине 3743,9 м 7 — короткая обсадная колонна диаметром 127 мм на глубине 4408,5 м; 8 — короткая обсадная труба диаметром 73 мм на глубине 4887,9 м; 9 — кондуктор диаметром 505 мм на глубине 461,5 м; 10 — обсадная колонна диаметром 340 мм на глубине 2684 м; 11 — обсадная колонна диаметром 244 мм на глубине 3674,9 м; 12 — короткая обсадная труба диаметром 177,8 мм с закреплением выше башмака предыдущей колонны на глубине 4582,6 м; 13 — открытый ствол, общая глубина 4760,4 м; 14 — кондуктор диаметром 508 мм на глубине 472,75 м; 15 — обсадная колонна диаметром 340 мм на глубине 2801,4 м; 16 — обсадная колонна диаметром 244 мм на глубине 3733,5 м; 17 — короткая обсадная труба диаметром 177,8 мм с закреплением выше башмака предыдущей колонны на глубине 4945,3 м; 18 — открытый ствол, общая глубина 5208,5 м; 19 — удельный вес промывочной жидкости; 20 — поровое давление и 21 — градиент давления разрыва — в эквивалентном удельном весе промывочной жидкости (гс/см³)

4. Вертикальная линия *c* проводится вверх до кривой градиента давления разрыва от того пункта, где линия *b* пересекает кривую удельного веса промывочной жидкости.

5. Точка установки промежуточной обсадной колонны выбирается непосредственно ниже глубины последнего пересечения с учетом соответствующего запаса прочности.

6. Та же процедура с использованием горизонтальной линии *d* и вертикальной линии *e* применяется для выбора глубины установки кондуктора.

Измерения пластового давления в этой скважине подтвердили, что величины порового давления были предсказаны довольно точно. Такие графики показывают, что чрезмерно высокий удельный вес промывочной жидкости приводит к очень

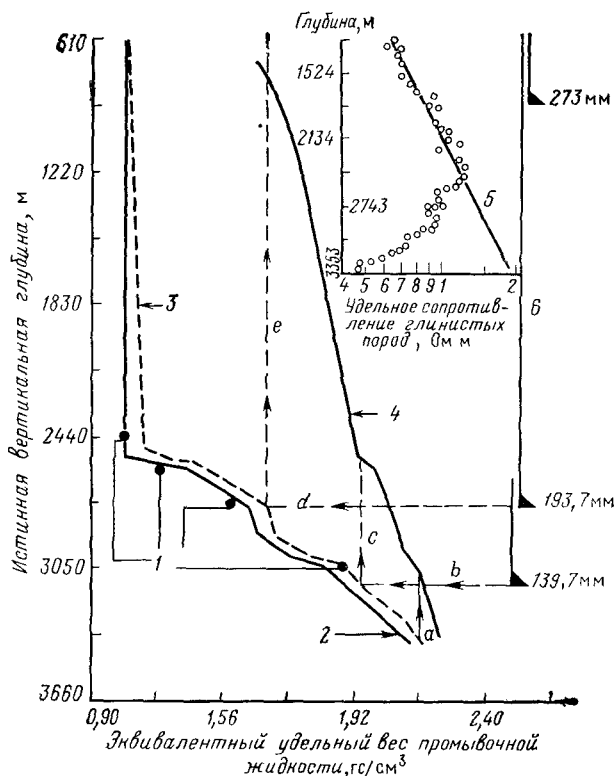


РИС. 6.25. График планирования скважины, расположенной на акватории Луизианы, дающий руководящие указания для безопасного и экономически выгодного бурения [Eaton, 1970]. С разрешения журнала „World Oil“.

Кривая градиента порового давления была вычислена на основании данных сопротивления глинистых пород в расположенной поблизости скважине
 1 — измеренные градиенты давления, 2 — прогнозируемый градиент порового давления,
 3 — удельный вес промывочной жидкости; 4 — вычисленный градиент давления разрыва,
 5 — нормальная тенденция, 6 — конструкция скважины

Схематизированные типичные конструкции скважин, пробуренных в нескольких бассейнах с аномально-высокими давлениями (США)

1	2	3					
		4	5	6	5	6	
Регион *	Типичный размер обсадных колонн, мм	Приблизительная глубина установки башмака обсадной колонны, м					
Бассейн Делавэр (Западный Техас)	1) Кондуктор 508 2) 340 3) 244 или 273 4) Короткая обсадная труба 193,7 5) Короткая обсадная труба с закреплением вверх по стволу ** до верхности 177,8 (193,7) X X127(132) или только 193,7	Округ Уорд 1525 3355 4422,5 6100	Округ Ривс 1525 3355 4880 6405	Округ Пекос 518,5 3203,5 4727,5 6710	Округ Уинклер 1525 3965 5185 6862,5		
Побережье Мексиканского залива (Техас, Луизиана)	1) 508 (местами плюс 762) 2) 340 или 273 3) 244 или 193,7 4) Короткая обсадная труба 1778 и (или) 132 (или 127)	Южный Техас — 2745 3812,5 4575	Верхний Техас — 915 3620 4727,5	Луизиана, суша — 915—1220 3965—4575 4575—5490 и более	Луизиана, акватория — 1220 3965 6100 и более		

Бассейн Анадарко (Техас, Панхандл, Западная Окла- хома)	Для 6100-метровых скважин:	Техас
	1) Кондуктор 609,6	Да
	2) кондуктор 508 (или 406,4)	1220
	3) 273	4117,5
	4) Короткая обсадная труба 193,7 (или 244)	5093,5
Бассейн Юинта (Юта)	5) Короткая обсадная труба 127 (или 177,8)	До забоя
	1) Кондуктор 508	Бассейн Юинта (Юта)
	2) 340	457,5
	3) 244	2897,5—3812,5
	4) Короткая обсадная труба 177,8	До забоя
Район Скалистых гор (Юта, Колора- до)	1) Кондуктор 340	Бассейн Пайсенс (Колорадо)
	2) 244	1525
	3) 177,8	4422,5
	4) Короткая обсадная труба 127	До забоя

* Схемы приведены на рис 6.26

** Типичные подвески коротких обсадных труб с укреплением выше башмака предыдущей колонны в глубоких скважинах на свиту Эдленбергер

высокой установке обсадных колонн и необходимости установки дополнительных звеньев обсадных труб.

Естественно, здесь были затронуты лишь некоторые из основных вопросов. Как и следовало ожидать, образование трещин происходит в самом слабом необсаженном пласте. Таким образом, зона, в которой с наибольшей вероятностью образуются трещины, может быть, а может и не быть самым верхним пластом, обнажающимся ниже башмака обсадной колонны.

Опрессовка башмака обсадной колонны дает информацию о качестве цементирования и градиенте давления разрыва, хотя Б. А. Итон [Eaton, 1970] считает, что применяемое давление должно быть по крайней мере на $0,06 \text{ гс/см}^3$ (в эквивалентном удельном весе) ниже градиента давления разрыва, чтобы разрыв пласта не произошел во время опробования. Однако можно установить максимальное давление (т. е. давление прекращения утечки, или разрыва) на заранее выбранную величину (Моогс, 1973) в зависимости от дальнейших целей оператора. Но каковы бы ни были дальнейшие цели, если узлы обсадной колонны не выбраны должным образом, это может вызвать осложнения при бурении.

БАССЕЙН ДЕЛАВЭР, ЗАПАДНЫЙ ТЕХАС

Буровые работы в бассейне Делавэр (см. рис. 6.3), расположенном в Западом Техасе, часто сопровождаются различными осложнениями. Изоляции с помощью обсадных колонн требуют: 1) неглубокие пресноводные зоны с целью предотвращения их загрязнения; 2) неглубокие газоносные зоны (например, в песках Йейтс); 3) неглубокие зоны потери циркуляции; 4) массивные эвапоритовые зоны; 5) некомпетентные обваливающиеся глинистые породы; 6) зоны низких градиентов давления разрыва выше и (или) ниже интервалов с аномально-

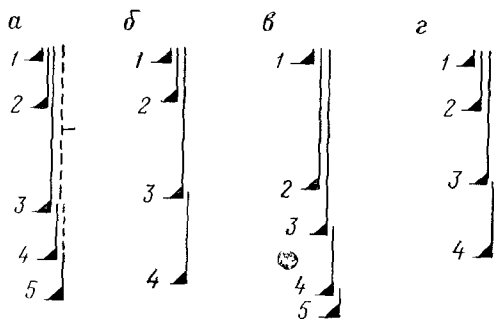


РИС. 6.26 Типичные схематизированные конструкции скважин в районах с аномально-высокими давлениями (США).

а — бассейн Делавэр (Западный Техас); б — побережье Мексиканского залива, штаты Техас, Луизиана (Уиллокс, миоцен); в — бассейн Анадарко, Техас—Панхандл, Западная Оклахома; г — Скалистые горы, штаты Юта, Колорадо. Цифры соответствуют цифрам со скобками в табл. 6.VI

высоким давлением и т. д. Следовательно, при разработке конструкции скважины необходимо принимать во внимание все зоны возможных осложнений. Типичные схематизированные конструкции скважин, использующие колонны коротких обсадных труб, с закреплением последующей трубы выше конца предыдущей трубы в глубоких скважинах, пробуренных на свиту Элленбергер, приведены для нескольких округов Западного Техаса в табл. 6.VI и показаны на рис. 6.26.

ПОБЕРЕЖЬЕ МЕКСИКАНСКОГО ЗАЛИВА (США)

Аномально-высокие пластовые давления в разрезах глинисто-песчаных отложений как на суше, так и на акватории Техаса и Луизианы на побережье Мексиканского залива (США) являются ключевым фактором при выборе оптимальных конструкций скважин. Аномально-высокие давления могут быть причиной притоков газа и соленой воды, неустойчивости ствола скважины, прихвата труб за счет перепада давлений, потери циркуляции, высокой пластовой температуры и т. д. Для того чтобы буровой оператор мог успешно справиться с этими проблемами (особенно при условии контрактов на бурение с повременной, а не пометровой оплатой), большинство современных хорошо апробированных методов прогнозирования градиентов порового давления и давления разрыва было первоначально разработано и опробовано в промысловых условиях именно этого района. В табл. 6.VI приведены типичные конструкции скважин на свиту Уилкоккс в Техасе и на миоценовые отложения в Луизиане, что схематически показано на рис. 6.26.

БАССЕЙН АНАДАРКО, РАЙОН МИДКОНТИНЕНТА (США)

В районе Мидконтинента (США), например в бассейне Анадарко в районе Техас-Панхандл и в Западной Оклахоме, условия бурения несколько похожи на ранее описанные в бассейне Делавэр. Типичные конструкции (см. табл. 6.VI, рис. 6.26) глубоких скважин Анадарко должны предусматривать защиту пресноводных зон и изоляцию зон потери циркуляции, учитывать наличие эвапоритов (солей, гипсов и т. п.) и резко различную литологию, а также контрастные изменения порового давления за счет нормальных, аномально-низких и (или) аномально-высоких пластовых давлений.

РАЙОН СКАЛИСТЫХ ГОР (США)

Большая часть проблем и осложнений, которые присущи буровым работам во всем мире, в той или иной степени характерна для района Скалистых гор, включая штаты Вайоминг,

Юта и Колорадо. К ним относятся резкие колебания рельефа и отметок устьев скважин, потеря циркуляции, наличие обваливающихся или разбухающих глинистых пород, притоки пресных, солоноватых, соленых или троновых вод из свиты Грин-Ривер, изменения в широких пределах поровых давлений. Все это оказывает большое влияние на решение, где и как устанавливать упорные кольца хвостовика (см. табл. 6.VI, рис. 6.26). Например, в бассейне Юинта, расположенном в штате Юта, свиты Душейн-Ривер, Юинта и верхняя Грин-Ривер обнаруживают поровые давления, колеблющиеся от аномально-низких до нормальных, тогда как свиты нижняя Грин-Ривер и Уосатч имеют нормальные или аномально-высокие давления.

В табл. 6.VI приведены схематизированные конструкции скважин, типичные для некоторых бассейнов и районов Скалистых гор (США).

ЗАМЕЧАНИЯ ОТНОСИТЕЛЬНО ЦЕМЕНТНЫХ РАБОТ

Технология цементирования скважин, как относительно вертикальных, так и направленных под острым углом, шагнула далеко вперед с тех пор, как в 1903 г. была зацементирована первая обсадная колонна. Помимо ежедневных потребностей в цементировании в скважинах «без осложнений», недавние технологические усовершенствования позволяют успешно справляться с цементированием арктических, сверхглубоких и «горячих» скважин, а также чувствительных к воде, некомпетентных, трещиноватых или высокопроницаемых пластов.

Хорошие проектные характеристики цементирования основаны на знании свойств пласта, цемента и труб и контролируемой технике цементных работ, учитывающих градиенты давления разрыва. Важными факторами являются также: 1) представления о минимальных практических величинах плотности и вязкости промывочной жидкости; 2) тип цемента; 3) условия турбулентного потока; 4) оптимальный масштаб предварительной промывки; 5) центрирование обсадной колонны труб, применение скребков и обращение с трубами; 6) правильный выбор обсадных колонн.

Современные планирование и лабораторные испытания цементных растворов и добавок начинаются задолго до начала фактических работ в сверхглубоких скважинах и скважинах с высоким давлением, для того чтобы создать в них специфические условия. Например, существуют многочисленные добавки, которые замедляют или ускоряют время загустевания, изменяют плотность и реологические свойства цементного раствора и помогают контролировать фильтрацию и потерю циркуляции.

Поскольку давления при закачке цементного раствора конт-

ролируются, кроме других факторов, также градиентами давления разрыва, должна быть проведена детальная инженерная оценка гидравлических условий, чтобы решить, какие максимальные давления возможны во время любых цементных работ на глубине. Критерии как давления, так и температуры становятся весьма важными, если применяются очень длинные цементные колонны. В настоящее время применяется техника одно- и многоступенчатого цементирования в зависимости от специфических условий давления в скважине. Изменение градиентов пластового давления разрыва и гидростатического градиента цементных колонн для каждой ступени цементирования может быть рассчитано и затем нанесено на график в зависимости от глубины, что поможет выбрать относительно оптимальный метод цементирования в данной скважине. Например, в скважине Грин № 1, расположенной в округе Бекем (Западная Оклахома), колонна цемента в интервале от 7315 до 3048 м была успешно закачана в ходе одностадийного процесса [Wheeler and Moriarty, 1969].

Опыт показал, что в глубоких газовых скважинах с высоким содержанием сероводорода в газе и аномально-высокими давлениями в штате Миссисипи наилучшим способом хорошего цементирования обсадной колонны диаметром 244 мм является многоступенчатый.

В высокопродуктивном бассейне Делавэр в Западном Техасе существует несколько важнейших проблем цементирования: 1) протяженные разрезы, содержащие некомпетентные, непрочные пласты; 2) наличие газоносных зон высокого давления, которые можно разбуривать с применением относительно легких промысловых жидкостей из-за довольно малой проницаемости, но которые не поддаются полному контролю во время цементирования; 3) большие разности температур между верхней и нижней частями очень длинных цементных колонн; 4) чрезвычайно длинные обсадные колонны, не достигающие до устья скважины, устанавливаемые в небольших скважинах с разрезом, содержащим непрочные пласты [Gibbs, 1966]. В процессе бурения скважины техника цементирования, как и конструкция скважины, должна совершенствоваться по мере накопления опыта в данном районе.

В бассейнах Делавэр и Анадарко (Западный Техас) и в других районах, имеющих аналогичные условия, наибольшие трудности возникают тогда, когда появляется необходимость спуска бурильных труб через газоносные зоны высокого давления. Основные проблемы связаны с малыми допусками между размерами ствола скважины и трубы, газированием цементного столба, высокой сминающей нагрузкой на трубу, контактом трубы с коррозионным высокосернистым газом и флюидами и т. д. Значит, нет единой универсальной техники цементирования.

Наибольшие трудности при цементировании коротких обсадных труб возникают при пересечении газоносных интервалов высокого давления, и недавно было разработано несколько методов проведения этого процесса [Van Hook and Feemster, 1969; Lindsey and Bateman, 1973; Mahony and Barrios, 1974].

Наиболее перспективными и широко применяющимися методами цементирования коротких обсадных труб являются следующие.

Одноступенчатое цементирование. Обсадная труба цементируется в течение одной непрерывной операции от основания до вершины. Разновидностью этого метода является контролируемый реверсивный метод, позволяющий оператору поддерживать нужное давление против продуктивного газоносного интервала.

Двухступенчатое цементирование. Около $\frac{2}{3}$ обсадной трубы цементируется с применением традиционной одноступенчатой операции; затем верхняя часть обсадной трубы подвергается планомерному цементированию под давлением.

Усовершенствованные модификации этих методов были детально описаны и успешно применяются на промыслах [Lindsey and Bateman, 1973; Mahony and Barrios, 1974].

По такой технологии в Соединенных Штатах Америки недавно была успешно зацементирована не доходящая до устья обсадная колонна длиной 3330 м и диаметром 193,7 мм.

СПЕЦИФИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН И ДОБЫЧИ

Геологические, технологические, экономические аспекты и вопросы безопасности обуславливают размер, глубину спуска и факторы конструкции (разрыв при внутреннем давлении, сжатие, растяжение) различных секций эксплуатационной колонны труб в условиях аномально-высоких давлений. Технология бурения достигла такого уровня, что если бы аномально-высокие давления были единственным фактором, то требования к заканчиванию скважины были бы довольно просты. Однако часто встают многочисленные дополнительные сопряженные проблемы, особенно когда газ содержит много серы и находится под большим давлением (в некоторых районах содержание H_2S и (или) CO_2 в газе достигает 75 %).

Ниже кратко рассмотрены некоторые из специфических проблем: давления, возникающие при восстановлении вечной мерзлоты, образование гидратов, выпадение в осадок солей, жесткие требования к надпакерной жидкости, смятие обсадной колонны и образование течи в колонне насосно-компрессорных труб.

АНОМАЛЬНО-ВЫСОКИЕ ДАВЛЕНИЯ, ВОЗНИКАЮЩИЕ ПРИ ВОССТАНОВЛЕНИИ ВЕЧНОЙ МЕРЗЛОТЫ ВОКРУГ АРКТИЧЕСКИХ СКВАЖИН

В Арктике встречаются своеобразные феномены аномального пластового давления, обусловленные оттаиванием грунта и восстановлением вечной мерзлоты (см. главу 1). Известно, что бурение и эксплуатация нефтяных скважин в Арктике вызывают обширное таяние вечной мерзлоты [Couch and Keller, 1970]. Если допускается повторное замерзание скважины, т. е. замерзают флюиды, заключенные внутри труб, то давление возрастает и может произойти разрушение обсадной колонны [Bleakley, 1971]. Второй механизм состоит в повторном замерзании флюидов или растаявшей вечной мерзлоты за пределами обсадной колонны. Чрезвычайно высокие внешние давления, которые могут смять обсадную колонну, образуются за счет фазовых переходов воды в лед и, следовательно, изменения ее объема [Шалавин и Ключин, 1972; Goodman and Wood, 1973].

Крупномасштабные промысловые испытания по восстановлению вечной мерзлоты были проведены недавно на Северном склоне Аляски на месторождении Прадхо-Бей [Perkins et al., 1973]. В экспериментальных скважинах были использованы преобразователи давления и термисторы для регистрации *in situ* температурных колебаний и внешних давлений, возникающих во время повторного замерзания. Данные замеров и результаты математического моделирования на ЭВМ показали хорошую сходимость величин градиентов давления, обусловленных повторным замерзанием, и изменение их в зависимости от глубины и времени. Давления, создающиеся за счет повторного замерзания, имеют такую величину, что их следует учитывать в конструкции скважины для районов вечной мерзлоты. Градиенты давления при повторном замерзании колеблются от 0,152 кгс/(см²·м) до 0,333 кгс/(см²·м). Тем не менее, опыт работ на месторождении Прадхо-Бей показал, что обсадная колонна диаметром 340 мм, весом 32,6 кгс типа N-80 может без ущерба противостоять максимальному давлению, генерируемому повторным восстановлением вечной мерзлоты в данном районе.

ГИДРАТЫ

Во многих продуктивных газовых скважинах высокого давления, где добываемый продукт содержит некоторое количество тяжелых углеводородов или сероводорода, существует возможность образования гидратов. Этого можно избежать путем снижения давления с использованием подземных дросселей или регуляторов, нагревателей, циркуляции горячей нефти, закачки спирта и путем применения бессернистого газа в скважинах

с высокосернистым газом. Однако присутствие и возрастающее содержание H_2S и CO_2 увеличивают температуру образования гидратов в высокосернистых газах гораздо значительно, чем указано в опубликованных для бессернистого газа материалах.

Другая проблема гидратов связана с хорошо установленным фактом присутствия газовых гидратов в Арктике. Например, в районе дельты Маккензи (Канада) скважинами были вскрыты зоны, казавшиеся исключительно продуктивными газоносными зонами высокого давления, однако позже было установлено, что в некоторых случаях высокие давления обусловлены высвобождением газов из газогидратных соединений.

ВЫПАДЕНИЕ В ОСАДОК СОЛЕЙ, СЕРЫ И Т. П.

Выпадение в осадок солей из высококонцентрированных, т. е. очень соленых пластовых вод часто наблюдается в газовых скважинах высокого давления. Его можно избежать путем закачки пресной воды ниже глубины выпадения солей в осадок для разбавления насыщенного рассола.

Выпадение в осадок элементарной серы в глубоких скважинах, дающих высокосернистый газ высокого давления, имело место в провинции Альберта (Канада), в карбонатах цехштейна в северной части ФРГ, в штатах Миссисипи и Оклахома США и в других местах. Часто насосно-компрессорные трубы полностью забиваются солями после коротких периодов испытания или добычи и становятся необходимыми работы по очистке скважины.

Основные результаты изучения фазового поведения серы сводятся к тому, что при определенных составе газа, температуре и давлении она может существовать в паровой фазе. Снижение давления и температуры, которое может произойти во время испытания или добычи, вызывает выпадение серы в осадок в пласте и (или) в насосно-компрессорных трубах. Аналогичные осложнения наблюдались недавно в рекордно глубокой скважине Берта-Роджерс № 1, пробуренной до глубины 9585,7 м в Оклахоме, где сера из зоны Арбакл выпала в осадок, что вызвало механические осложнения и впоследствии помешало проведению испытаний в широких масштабах.

Закупорка насосно-компрессорных труб и поверхностных штуцеров в скважинах высокого давления может произойти в результате термической дегидратации твердой фазы промывочной жидкости, утяжелителей и образования случайных пробок из глинистых пород, алевролита, песка или обломков цемента. Для борьбы с этими осложнениями часто применяется оборудование для подачи инструмента в скважину под высоким давлением, использующее колонны легких труб малого диа-

метра для чистки скважины и поверхностные трубные обвязки высокого давления, которые позволяют производить смену штуцеров без закрытия скважины.

ТРЕБОВАНИЯ К НАДПАКЕРНЫМ ЖИДКОСТЯМ

Жидкости для заканчивания скважины, или надпакерные жидкости, должны быть: 1) физически и химически устойчивыми в течение длительных периодов; 2) способными предотвратить коррозию; 3) достаточно тяжелыми, чтобы контролировать аномально-высокие пластовые давления; 4) удобными в обращении; 5) относительно дешевыми. Существуют утяжеленные (тяжелые) системы промывочных жидкостей и неутяжеленные, легкие системы промывочной жидкости.

Утяжеленные системы промывочной жидкости. Они могут быть получены без дополнительных денежных затрат. Эти системы пригодны для глушения скважины в случае нарушения герметичности насосно-компрессорных труб или для изоляции ее в случае нарушения герметичности обсадной колонны. Однако утяжеленные промывочные жидкости имеют недостатки: осаждение барита, разрушение подъемных труб под давлением за счет распада лигносульфоната и необходимость ремонтных работ из-за перехода в гелеобразное состояние извещного раствора.

Неутяжеленные (легкие) системы промывочных жидкостей. Они изучены и классифицированы Л. Спиллом [Speel, 1967] и позже М. Дж. Мейеллом и Ф. К. Стейном [Mayell and Stein, 1973]. Последние резюмировали результаты своих исследований наиболее распространенных надпакерных жидкостей следующим образом: 1) ингибированные системы на соленой воде обладают тормозящими, но не изолирующими свойствами; 2) растворы на нефтяной основе имеют тормозящие свойства, однако дорогостоящи, трудны в обращении при морских работах и чреваты осложнениями, связанными с осаждением барита; 3) полимерно-карбонатные системы отличаются ингибирующими и изолирующими свойствами, устойчивы в течение длительного периода, и обращение с ними не связано ни с какими специфическими осложнениями; 4) гелевые системы на соленой воде обладают ингибирующими свойствами, устойчивостью в течение длительных периодов, вероятными изолирующими свойствами и удобны в обращении.

На основании данных лабораторных испытаний и опыта промысловых работ можно сделать заключение, что полимерно-карбонатные системы и особенно гели на соленой воде имеют наилучшие характеристики по всем показателям и могут применяться в скважинах высокого давления [Mayell and Stein, 1973].

ОБЩИЕ ЗАМЕЧАНИЯ ОТНОСИТЕЛЬНО ТРЕБОВАНИЙ К ОБСАДНЫМ И ЭКСПЛУАТАЦИОННЫМ ТРУБАМ

Вопросы заканчивания скважин, связанные с требованиями к обсадным насосно-компрессорным трубам, многочисленны и не имеют однозначного решения. Часто используются специфические, иногда даже довольно необычные механические устройства для заканчивания скважин. Поскольку фактически невозможно дать хотя бы обзор всех этих концепций, сделана попытка осветить некоторые из относящихся к данной проблеме факторов.

Основные факторы, которые следует учитывать при конструкции обсадной колонны в районах с аномально-высокими пластовыми давлениями,—это разрыв при внутреннем давлении, смятие и растяжение, а также возможность выбора более тяжелого и более высококачественного материала. Следует также обеспечивать абсолютно газонепроницаемые соединения обсадных колонн при контакте металлических поверхностей, применять компоненты для герметизации резьбовых соединений, выбрать соединения, должным образом очищенные, с правильным скручивающим усилием и т. д.

Требования к заканчиванию скважин в условиях высокосернистого газа привели к разработке специальных материалов для насосно-компрессорных труб. Например, материал сорта С-90 был успешно использован в глубоких скважинах высокого давления на свиту Смаковер в штате Миссисипи. Для этих специфических условий имеются инструкции API¹ и NACE². Более того, необходимым условием являются тщательный осмотр материала и его соответствующее испытание как на месте изготовления, так и на промысле.

Оптимальное планирование конструкций обсадных колонн и эксплуатационных труб часто осложняется из-за требований материала чрезвычайно высокой прочности.

С этими и аналогичными проблемами сталкиваются по всему миру: при бурении в отложениях свиты Смаковер в северо-восточной части Техаса [Mottley, 1968] и в штате Миссисипи [Kirk, 1972], на площадях вдоль глубокой продуктивной зоны Уилкокс в Южном Техасе [Hanger, 1968], в районах глубокого бурения в Западном Техасе и Оклахоме, в зонах развития эвапоритов цехштейна и песчаников с аномально-высокими давлениями в северной части ФРГ [Speel, 1967; Werner and Becker, 1968; Peterson et al, 1973] и в районах освоения глубоководных газовых месторождений в предгорьях Пиренеев в юго-западной части Франции [Jean, 1973].

¹ Американский нефтяной институт.

² Национальная ассоциация инженеров по коррозии.

Иногда приходится делать выбор между полной или короткой, не доходящей до устья скважины колонной обсадных труб. Известно, что цементирование не доходящей до устья скважины обсадной трубы внутри обсадной колонны увеличивает общее сопротивление смятию на 25—70 % [Cheatham and McEver, 1964].

«Течение» соли и глинистых пород не только вызывает осложнения при бурении, но может также вызывать либо небольшие деформации обсадной колонны, либо полное ее смятие [Clagg, 1971]. Заканчивание скважины для одновременной эксплуатации двух горизонтов часто оказывается невозможным из-за большой разности давлений между двумя высокодебитными продуктивными интервалами, что наблюдается, например, в Оклахоме между разрезом Морроу — Спрингер с высоким давлением и более глубоко залегающим, но имеющим более низкое давление интервалом Хантон.

Эксплуатационные колонны труб могут быть причиной осложнений и требуют специального подхода аналогично обсадным трубам [Erpperson, 1958]. Колонны труб в стволе скважины постоянно подвергаются действию непрерывно изменяющихся разнонаправленных сил, что вызывает растяжение, изгиб, продольный изгиб, прямое и обратное вздутия. Имеется несколько математических моделей для оценки деформации труб, вызванной изменениями температуры и давления во время эксплуатации месторождения (высокие дебиты) и обработки пласта с целью интенсификации добычи (высокий дебит/высокое давление).

Колонны труб должны быть крепкими, прочными, устойчивыми против химического воздействия H_2S и CO_2 (чтобы избежать коррозионного растрескивания под напряжением) с абсолютно газонепроницаемыми соединениями, выдерживающими чрезвычайно большую разность давлений. Для таких ситуаций имеются соединения со специальной нарезкой, герметизирующие резьбовые соединения, смазочные материалы и синтетические уплотнительные кольца. Тем не менее, практика промысловых работ показала [West and Lindsey, 1968], что часто без видимой причины колонна обсадных труб начинает давать течь в соединениях, несмотря на оптимальный момент вращения труб. При исследовании глубоких газовых скважин в Южной Луизиане установлено, что при высоких дебитах в колонне труб появляется тенденция к развитию обратного момента вращения [Goeken, 1966].

Во многих глубоких скважинах обнаруживается повышение давления в кольцевом пространстве между насосно-компрессорными и обсадными трубами вскоре после установки фонтанной арматуры. Это может быть обусловлено нарушением герметичности в обсадных трубах, насосно-компрессорных трубах или наземном оборудовании. По данным Е. Р. Уэста и Х. Е. Линдсея

[West and Lindsey, 1968] более 75 % (!) глубоких скважин в Западном Техасе имеют осложнения, связанные с повышением давления в одной или нескольких колоннах обсадных труб, в то время как работа по ликвидации осложнения зависит от типа течи, наилучшим решением проблемы являются предупредительные меры.

ПЛАНИРОВАНИЕ С УЧЕТОМ НЕПРЕДВИДЕННЫХ ОБСТОЯТЕЛЬСТВ ПРИ БУРЕНИИ И ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН С ВЫСОКОСЕРНИСТЫМ ГАЗОМ И ВЫСОКИМ ДАВЛЕНИЕМ

В течение последних двух десятилетий была разработана технология, гарантирующая безопасность и эффективность работ в трудных условиях аномально-высоких давлений. Она включает тщательный выбор, контроль качества и соответствующее обследование используемых материалов, правильное планирование и проектирование буровых и эксплуатационных работ, обучение персонала в плане технологии и техники безопасности, разработку соответствующих планов защиты в случае непредвиденных аварий работающего персонала, проживающего поблизости населения, его имущества и окружающей среды (на суше и акватории) в целом. Нет необходимости говорить, что нефтяная промышленность прилагает для этого большие усилия. Имеются инструкции академических, промышленных и правительственных учреждений, обеспечивающие безопасность работ в опасных условиях. Например, при глубоком залегании газоносных пластов с высоким давлением и высоким содержанием серы в газе.

Т. В. Хэмби и Дж. Р. Смит (1972 г.) подробно рассмотрели предусматривающий неожиданные аварии план, который был успешно применен в штате Миссисипи, где в 1970 г. скважина Кокс № 1 возле Пайни Вудс дала выброс высокосернистого газа высокого давления и вышла из-под контроля. Чтобы определить уровень ответственности, необходимый в каждой конкретной ситуации, были рассмотрены три типа рабочих условий (табл. 6.VII).

Кроме того, был разработан детальный план двухфазной эвакуации (табл. 6.VIII). Фаза I предусматривает действия, которые должны быть предприняты рабочим персоналом, который окажется ближе всего к аварийному участку, и включает немедленную эвакуацию всего персонала за пределы опасной зоны. Фаза II — это действия, выполняемые после того, как ситуация оценена, а именно, эвакуация лиц, которые находились на некотором расстоянии от скважины.

Таблица 6 VII

Рабочие условия в присутствии H_2S [Hamby and Smith, 1972 — см. стр. 327]

Условие I — потенциальная опасность для жизни	Условие II — умеренная опасность для жизни	Условие III — крайняя опасность для жизни
Предупредительный знак: желтый с цифрой 1 в центре	Предупредительный знак: оранжевый с цифрой 2 в центре	Предупредительный знак: красный с цифрой 3 в центре
Характерные признаки	Характерные признаки	Характерные признаки
Небольшие утечки газа из промывочной жидкости или оборудования	Умеренные утечки газа из промывочной жидкости или оборудования	Максимально возможный выброс
Присутствие ядовитых газов в пороговых количествах, что можно обнаружить или нельзя обнаружить по запаху	Присутствие ядовитых газов в количествах выше пороговых	Концентрации ядовитых газов выше опасных пределов
Возможное происхождение	Возможное происхождение	Возможное происхождение
Бурение: газопроявления при бурении или спуско-подъемных операциях (т. е. при циркуляции снизу вверх)	Бурение: газопроявление при спуско-подъемных операциях или небольшой выброс в скважине	Бурение и эксплуатация: полная потеря контроля над скважиной
Эксплуатация: небольшие утечки из вентилях, фланцев и т. п.	Эксплуатация: сильные утечки из вентилях, фланцев, разрывов в выкидной линии и т. п.	
Общие действия (всего персонала)	Общие действия (всего персонала)	Общие действия
Проверить исправность работы защитного снаряжения. Держать его при себе.	Оставаться вблизи безопасной зоны в случае неучастия в работах для исправления положения.	Оставаться вблизи безопасной зоны в случае неучастия в работах по исправлению положения или приобретения контроля над скважиной

Продолжение табл 6.VII

Условие I — потенциальная опасность для жизни	Условие II — умеренная опасность для жизни	Условие III — крайняя опасность для жизни
<p>Быть наготове на случай изменения условий. Следовать указаниям ответственного</p>	<p>Следовать указаниям ответственного</p>	<p>Следовать указаниям ответственного. Ответственный должен дать указание, чтобы зажигание скважины и любые другие необходимые работы выполнялись силами минимального количества персонала Все лица, работающие в зоне непосредственной опасности, должны носить автономные противогазы Все другие лица ограничивают свои передвижения в соответствии с инструкциями ответственного Если скважина зажжена, H₂S будет превращаться в двуокись серы (SO₂), которая также ядовита. Не считать, что зона безопасна после зажигания газа Продолжать соблюдать меры, предписываемые аварийной ситуацией, и следовать указаниям ответственного</p>

Примечание. Пороговая величина — концентрация вредных веществ, при которой человек может неоднократно подвергаться их воздействию 8 ч в день без ущерба для здоровья

Таблица 6.VIII

Примерный план эвакуации [Hamby and Smith, 1972]

Район	Действие	
	Фаза I (промысел)	Фаза II (организация работы штата служащих)
<p>Опасная зона (район радиуса 0,8 км вокруг скважины) Возможно присутствие H₂S и (или) SO₂ в смертельных концентрациях</p>	<p>Бригадир должен эвакуироваться</p>	<p>Постоянно следить за концентрацией H₂S и (или) SO₂. Ограниченный доступ, пока аварийная ситуация не будет под контролем</p>

Район	Действие	
	Фаза I (промысел)	Фаза II (организация работы штата служащих)
Сектор возможной опасности для здоровья (45-градусный сектор до 4,8 км)		
Концентрации H_2S/SO_2 могут превысить пороговую величину	Бригадир должен постоянно следить за концентрациями H_2S и (или) SO_2	Постоянно следить за концентрациями H_2S и (или) SO_2
Концентрации не считаются смертельными	Бригадир может эвакуироваться	Вспомогательная аварийная бригада может эвакуироваться Аварийная бригада может разрешить жителям вернуться
Загрязненный сектор (много километров)		
Все концентрации H_2S и (или) SO_2 менее 2,0 мг/л	Никаких действий	Постоянно следить за концентрациями H_2S и (или) SO_2 Эвакуация крайне маловероятна

ПЛАНИРОВАНИЕ ВСПОМОГАТЕЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ДЛЯ ГЛУШЕНИЯ ФОНТАНИРУЮЩЕЙ СКВАЖИНЫ

Борьба с выбросом представляет собой в сущности попытку заблокировать в скважине либо в самом пласте вырывающиеся из скважины пластовые жидкости или газ высокого давления. Это включает закрытие задвижки на открыто фонтанирующей скважине или бурение одной или нескольких наклонных вспомогательных скважин, с помощью которых устанавливается контроль над открыто фонтанирующей скважиной. В последние годы разработаны и успешно применяются в промысловых условиях несколько новых концепций планирования и бурения вспомогательных скважин для глушения фонтанирующей скважины. Ниже рассмотрены некоторые из них.

1. Вспомогательные скважины могут быть пробурены до полной глубины, т. е. до источника аварии вышедшей из-под контроля скважины, чтобы установить с нею связь и заглушить ее путем закачки с большой скоростью тяжелого глинистого раствора или цементного раствора. Здесь решающим является фактор времени, который прямо пропорционален глубине залегания пласта, проблемам контроля наклоннонаправленного бурения, разбуриваемости вышележащего геологического разреза и т. д.

2. Вспомогательная скважина (скважины) бурится до полной глубины и через нее в пласт закачивается вода, однако установления прямой связи между всеми скважинами избегают. По мнению Ф. Ленера и А. С. Уильямсона [Lehner and Williamson, 1974], «... это ограничивает утечку пластового флюида за счет повышения давления, происходящего вследствие потока воды через пласт, и за счет непрерывного сужения каналов, открытых для вытекающего пластового флюида между расширяющимися в объеме участками пласта, насыщенными водой. Когда все каналы будут закрыты водой, некаптированная скважина окажется под динамическим контролем и будет давать вместе с продукцией большую долю воды, которая непрерывно закачивается в пласт. Для установления над скважиной постоянного контроля необходимо поставить в ней пробку. В этом случае следует тщательно планировать срок окончания закачки воды в вспомогательную скважину, особенно когда это связано с газовым пластом аномально-высокого давления». С этой целью упомянутые исследователи представили также очень детально разработанный математический анализ всех относящихся к данному вопросу обстоятельств и факторов.

3. Вспомогательная скважина может быть пробурена промежуточной глубины, так чтобы пересечь открыто фонтанирующую скважину и пройти параллельно ей небольшое расстояние намного выше источника выброса *in situ*. Затем две колонны труб цементируются вместе и перфорируются для установления связи между скважинами, и в неконтролируемую скважину закачивается тяжелый глинистый раствор или цементный раствор, чтобы заглушить ее. Такой метод был успешно применен недавно, чтобы подавить выброс в газовой скважине Кокс № 1 с высоким давлением и высоким содержанием серы в газе, расположенной в штате Миссисипи [Bruist, 1972].

4. Модификация метода 3 состоит в том, что вспомогательная скважина останавливается в точке, очень близкой от некаптированной скважины, на забое ее вымывается большая полость, в эту полость закачиваются традиционные взрывчатые вещества и по команде взрываются. Возможные варианты результатов взрыва были проанализированы Р. Т. Мак-Ламором и Г. О. Сьюменом [Mc Lamore and Suman, 1972]. Взрыв должен расширить полость, разрушить и раздробить горную породу, смять и перекрыть обсадную колонну в вышедшей из-под контроля скважине и в результате задержать приток газа на этой глубине. Авторы сделали заключение, что наибольшую эффективность дает взрыв большой энергии в относительно слабых породах, таких как пластичные глинистые. Кроме того, расстояние между центрами вышедшей из-под контроля и вспомогательной скважин должно быть меньше приблизительно в шесть раз размера заряда взрывчатых веществ для того, чтобы взрыв был эффективным.

5. Подавление методом взрыва фонтанирующей скважины с помощью ядерных устройств. Оно было успешно продемонстрировано в СССР в двух вышедших из-под контроля газовых скважинах высокого давления [Anonymus, 1970]. Отсутствие точных данных относительно направления фонтанирующих скважин, высокие градиенты давления — до $0,208 \text{ кгс}/(\text{см}^2 \cdot \text{м})$ и сильный прорыв газа в расположенные поблизости другие скважины, в том числе водяные, не позволили применить обычные методы заглушения. В связи с этим во вспомогательную скважину на расстоянии менее 70,1 м от вышедшей из-под контроля скважины было помещено 30 килотонн ядерного взрывчатого материала и произведен взрыв в глинистом интервале разреза. Давшая выброс скважина была зацементирована в интервале 61 м, и неконтролируемый фонтан газа (до 1,5 млн. м^3 в сутки) был полностью отрезан.

Наряду со старыми методами сейсмосъемки и группирования взрывных пунктов для определения направления скважины недавно были использованы два независимых метода скважинного каротажа для определения расстояния от вспомогательной до вышедшей из-под контроля скважины и расстояния и направления от необсаженной скважины до обсаженной скважины.

Ф. Р. Митчел и другие исследователи [Mitchell et al., 1972] изучили потенциальные возможности зондов стандартного электрического каротажа и более новых снарядов ULSEL [Runge et al., 1969] для определения расстояний между скважинами. Было установлено, что измерения сопротивлений могут быть применены для количественной оценки расстояний между необсаженной и обсаженной скважинами под землей на расстоянии до 15,24 м, тогда как качественные указания относительно близости к обсадной колонне могут быть получены на расстояниях 21,34—24,38 м. Эти методы включают бурение вспомогательной скважины, работы по забуриванию бокового ствола в скважине и критические ситуации при многоскважинном бурении с платформ, когда требуется переход от одной скважины к другой.

Остаточная намагниченность в обсадной колонне, вызванная некоторыми операциями по ее обследованию, может быть прослежена в близлежащих скважинах с помощью скважинных каротажных измерений. Такие данные могут быть использованы для расчета как расстояния от вспомогательной скважины до открыто фонтанирующей, так и направления ее расположения [Robinson and Vogiatzis, 1972]. Например, в скважине Кокс № 1 в штате Миссисипи этим методом пересекли вышедшую из-под контроля скважину на глубине 3048 м в пределах 0,23 м (!) от предсказанной точки. Существуют два магнитостатических метода и в обоих используются измерения общего магнитного поля, кажущегося азимута по

гирокомпасу и кажущегося азимута по магнитному компасу во вспомогательной скважине. По данным Дж. Д. Робинсона и Дж. П. Вожьятциса [Robinson and Vogiatzis, 1972], «... первый метод использует правильную периодичность поля от обсадной колонны для оценки расстояния и направления от точек наблюдения во вспомогательной скважине. Он применим, если намагниченность обсадной колонны не была изменена в результате сильных механических напряжений. Второй метод состоит в подборе методом наименьших квадратов величины общего магнитного поля, наблюдаемого в нескольких десятках метров от вспомогательной скважины, и сравнении расчетного и наблюдаемого магнитного отклонения на протяжении того же интервала. Он применим даже тогда, когда обсадная колонна подверглась большому положительным и отрицательным напряжениям, которые изменяют правильную периодичность поля за пределами колонны».

Очевидно, что независимо от применяемых методов умение определять как расстояние, так и направление от вышедшей из-под контроля скважины до вспомогательной скважины является одним из наиболее важных факторов правильной инженерной подготовки при бурении вспомогательной скважины.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Смятие обсадных колонн при секционном способе крепления глубоких скважин/В. А. Шишов, А. К. Куксов, В. Б. Суханов, В. А. Пономарев, Л. А. Бурак.— Газовая промышленность, 1970, № 9, с. 3—6.

Шалавин А. М., Ключин Г. П. Методика определения величины давления на обсадные трубы при замерзании промывочной жидкости в скважине.— Бурение, 1972, № 9, с. 24—26.

Anderson R. A., Ingram D. S. and Zanier A. M., 1973. Determining fracture pressure gradients from well logs. J. Pet. Technol., 25: 1259—1268.

Anonymous 1970. Survey of possible uses of nuclear explosions for peaceful purposes within the national economy of the Soviet Union. Paper presented at General Conf. Int. At. Energy Agency, Vienna, September.

Biot M. A., 1955. Theory of elasticity and consolidation for a porous anisotropic solid. J. Appl. Phys., 26(2): 115—135.

Bleakley W. B., 1971. North Slope operators tackle production problems. Oil Gas J., 69(43): 89—92.

Bruist E. H., 1972. A new approach in relief well drilling. J. Pet. Technol., 24: 713—722.

Burley J. D. and Drouin A. H., 1971. A solution to ground subsidence problems in casing strings and well heads. J. Pet. Technol., 23: 654—660.

Cheatham J. B. and McEver J. W., 1964. Behavior of casing subject to salt loading. J. Pet. Technol. 16: 1069—1075.

Christman S. A., 1973. Offshore fracture gradients. J. Pet. Technol., 25: 910—914.

Clegg J. D., 1971. Casing failure study—Cedar Creek anticline. J. Pet. Technol., 23: 676—684.

Cobb J. B., 1967. Underbalanced drilling with brine cuts deep well costs. World Oil, 165(5): 85—90.

Couch E. J. and Keller H. H., 1970. Permafrost thawing around producing oil wells. J. Can. Pet. Technol., 9: 107—116.

- Crittendon R. D.*, 1959. The mechanics of design and interpretation of hydraulic fracture treatments. *J. Pet. Technol.*, 11: 21—29.
- Eaton B. A.*, 1969. Fracture gradient prediction and its application in oil field operations. *J. Pet. Technol.*, 21: 1353—1360.
- Eaton B. A.*, 1970. How to drill offshore with maximum control. *World Oil*, 171(5): 73—77.
- Epperson M. J.*, 1958. Completing high-pressure wells. *Pet. Eng.*, 30(3): B53—B57.
- Gibbs M. A.*, 1966. Delaware Basin cementing—problems and solutions. *J. Pet. Technol.* 19: 1281—1285.
- Goeken R. J.*, 1966. Equipping and operating a high-capacity gas field. *World Oil*, 162(7): 96—100.
- Goodman M. A.* and *Wood D. B.*, 1973. A mechanical model for permafrost freezeback pressure behavior. SPE 4589, 48th AIME Fall Meet., Las Vegas, Nev., October.
- Hanger D. M.*, 1968. Why deep Wilcox wells are difficult to drill, complete. *World Oil*, 166(7): 60—63.
- Hubbert M. K.* and *Willis D. G.*, 1957. Mechanics of hydraulic fracturing. *Trans. AIME*, 210: 153—168.
- Jean L. A.*, 1973. Problems and techniques in producing gas wells in southwest France. *Erdoel Erdgas Z.*, 89(3): 107—111.
- Kirk W. L.*, 1972. Deep drilling practices in Mississippi. *J. Pet. Technol.*, 24: 633—641.
- Lehner F.* and *Williamson A. S.*, 1974. Gas-blowout control by water injection through relief wells—a theoretical analysis. *Soc. Pet. Eng. J.*, 14(4): 321—329.
- Lindsey H. E.* and *Bateman S. J.*, 1973. Improve cementing of drilling liners in deep wells. *World Oil*, 177(5): 65—68.
- MacPherson L. A.* and *Berry L. N.*, 1972. Prediction of fracture gradients from logderived elastic moduli. *Log. Analyst*, 13(5): 12—19.
- Mahony B. J.* and *Barrios J. R.*, 1974. Cementing liners through deep high pressure zones. *Pet. Eng.*, 46(3): 61—67.
- Matthews W. R.* and *Kelly J.*, 1967. How to predict formation pressure and fracture gradient. *Oil Gas J.*, 65(8): 92—106.
- Mayell M. J.* and *Stein F. C.*, 1973. Saltwater gel packer fluid for high pressure completions. SPE 4611, 48th AIME Fall Meet., Las Vegas, Nev., October.
- McLamore R. T.* and *Suman G. O.*, 1972. Explosive termination of a wild well—evaluation of a concept. *J. Pet. Technol.*, 24: 1084—1094.
- Mead J. L.* and *Reid C. A.*, 1969. Instrumentation and analysis of on-site drilling data to achieve an optimized drilling program. Southwest District API Meet., March, Paper 906-14-B.
- Miller R. T.* and *Clements R. L.*, 1972. Reservoir engineering techniques used to predict blowout control during the Bay Marchand fire. *J. Pet. Technol.*, 24: 234—240.
- Mitchell F. R.*, *Robinson J. D.*, *Vogiatzis J. P.*, *Pehoushek F.*, *Moran J. H.*, *Ausburn B. E.* and *Berry L. N.*, 1972. Using resistivity measurements to determine distance between wells. *J. Pet. Technol.*, 24: 723—740.
- Moore P. L.*, 1973. Casing-seat-testing—why and how. *Oil Gas J.*, 71(32): 72—74.
- Mottley J. R.*, 1968. Completing and producing hot corrosive gas wells. *World Oil*, 166(7): 69—72.
- Perkins T. K.*, *Rochon J. A.* and *Knowles C. R.*, 1973. Studies of pressures generated upon refreezing of thawed permafrost around a wellbore. SPE 4588, 48th AIME Fall Meet., Las Vegas, Nev., October.
- Peterson H.*, *Ott H.* and *Kloeckner A.*, 1973. Probleme beim Bohren auf Hochdruckgaslagerstätten in Nordeutschland. *Erdoel Erdgas Z.*, 89(7): 240—248.
- Record L.*, 1968. Engineered concept optimizes deep drilling. *Pet. Eng.*, 40(3): 66—74.

Rehm B, 1969 Pressure control in drilling, 5. Pressures and pressure gradients. *Oil Gas J.*, 67(39): 78—82.

Reid C. A., 1970. Here are drilling fluids being used in Permian basin's pressured formations. *Oil Gas J.*, 68(17): 78—83

Rieke III H. H. and *Chilingarian G. V.*, 1974. *Compaction of Argillaceous Sediments*. Elsevier, Amsterdam, 424 pp.

Robinson J. D. and *Vogiatzis J. P.*, 1972. Magnetostatic methods for estimating distance and direction from a relief well to a cased wellbore. *J. Pet. Technol.*, 24: 741—749.

Runge R. J., *Worthington A. E.* and *Lucas D. R.*, 1969. Ultra-long spaced electric log (ULSEL). *Trans. Soc. Prof. Well Log Analysts*, H-1-22

Speel L., 1967. High-pressure gas well completions. *Proc. 7th World Pet. Congr.*, Mexico City, 2: 431—444.

Taylor D. B. and *Smith R. K.*, 1970. Improving fracture gradient estimates in offshore drilling. *Oil Gas J.*, 68(15): 67—72.

Terzaghi K. V., 1923. Die Berechnung der Durchlaessigkeitsziffer des Tones aus dem Verlauf der Hydrodynamischen Spannungserscheinungen. *Sitzungs der. Akad. Wiss. Wein, Math Naturwiss. Kl. Abts.*, 2A: 105—132.

Van Hook W. A. and *Feemster W. E.*, 1969. Permanent completion techniques used in the high-pressure portion of the Anadarko Basin. *API Prod. Div., Mid-Continent District Meet.*, Hot Springs, Arkansas, April, Preprint 851-43-H.

West E. R. and *Lindsey H. E.*, 1968. Equipping and completing deep West Texas gas wells. *World Oil*, 166(6): 126—132.

Werner K. and *Becker J.*, 1968. Zweizonenboerderung in Hochdruck-Gasbohrungen. *Erdoel Kohle*, 21(12): 757—763.

Wheeler R. and *Moriarty D. G.*, 1969. World's largest/strongest casing set. *Pet. Eng.* 41(5): 105—111.

МЕТОДЫ ОЦЕНКИ ЗАЛЕЖЕЙ В УСЛОВИЯХ АНОМАЛЬНЫХ ПЛАСТОВЫХ ДАВЛЕНИЙ

ВВЕДЕНИЕ

К настоящему времени отрасль нефтепромысловой геологии, занимающаяся оценкой залежи, превратилась в специализированную, высоко технически оснащенную область нефтепромыслового дела, задача которой состоит в описании емкостных и продуктивных свойств коллектора на основании геологических и петрофизических данных, свойств пластовых флюидов, термодинамических условий (давления, температуры) *in situ* и т. д. [Muskat, 1937; Pirson, 1958; Craft and Hawkins, 1959].

На протяжении последнего десятилетия большое внимание стали уделять оценке запасов, содержащихся в коллекторах с аномально-высокими давлениями, поведению таких коллекторов при разработке и выяснению факторов, влияющих на добычу из них углеводородов. Часто такие коллекторы в песчано-глинистых разрезах, содержащие в основном газ, имеют ограниченное распространение по площади и(или) включают ограниченные водоносные зоны, не подчиняются закономерностям, характерным для коллекторов с большими объемами газа. Это усложняет оценку количества газа в коллекторе и обычно приводит к слишком оптимистическим оценкам запасов.

Для того, чтобы объяснить эти очевидные трудности применения традиционных методов оценки коллектора и прогнозирования запасов, было предложено несколько возможных моделей режима пласта, позволяющих более точно оценить залежи с аномально-высокими давлениями, встречающиеся в геологических условиях, сходных с условиями района побережья Мексиканского залива (США).

Предполагаемые движущие механизмы коллекторов с аномально-высоким давлением включают: 1) поступление вод из прилегающих к потенциально продуктивным пескам зон глинистых пород (приток вод из глинистых пород); 2) сжимаемость и разрушение скелета породы; 3) поступление вод в коллектор из небольших водоносных зон и т. д.

Однако исследования показали, что в сущности любой из этих источников энергии может быть использован для математической модели, отвечающей наблюдаемым результатам промысловых измерений по единичному месторождению. Это иллюстрируется в данной главе на примере пласта NS2B

газового месторождения Оссум (округ Лафайет, штат Луизиана).

Ниже рассматриваются некоторые из предложенных принципов и моделей, которые, где это возможно, иллюстрируются фактическими наблюдениями, включающими как промысловые, так и каротажные данные. Читателю предоставляется право самому оценить достоинства каждой предлагаемой модели режима пласта.

РЕЖИМ ПЛАСТА

ПРИТОК ВОД ИЗ ГЛИНИСТЫХ ПОРОД

Геологические запасы газа часто прогнозируются с помощью графического решения уравнения материального баланса, применяемого при подсчете запасов газа. Особое значение в этом уравнении при определенных ограничивающих допущениях имеет линейная (прямолинейная) зависимость между величиной p/Z и накопленной добычей газа (p — пластовое давление, Z — фактор газового отклонения). На основании уравнения состояния с поправкой за сжимаемость залежь рассматривается как закрытая, без какого-либо притока вод.

Наблюдениями в течение ряда лет установлено, что во многих газовых залежах добыча характеризуется быстрым снижением в первые годы, после чего она выравнивается. На рис. 7.1 приведен типичный график для газовой залежи с аномально-высоким давлением в районе побережья Мексиканского залива (США).

Детальное изучение влияния притока вод на графики зависимости между p/Z и накопленной добычей газа было проведено Дж. Р. Брюнсом и др. [Brunns et al., 1965]. Были исследованы

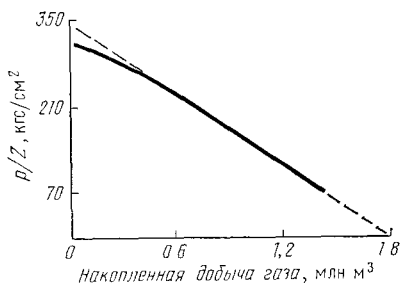


РИС 7.1 Типичная зависимость между p/Z и накопленной добычей для газовой залежи с аномально-высоким давлением на побережье Мексиканского залива (США)

Накопленная добыча газа — при стандартных условиях 17°C и 1 кгс/см^2

различные способы добычи газа и разные виды притока вод [Shilthus, 1936; Hurst, 1943; Van Everdingen and Hurst, 1949]. Полученные результаты показывают, что причиной типичных криволинейных участков на графике в ранний период эксплуатации газовой залежи могут быть не только ошибки промысловых измерений, но и приток вод. Поэтому авторы пришли к правильному выводу, что экстраполяция данных раннего периода добычи в виде прямой линии без учета возможного

притока вод приводит к ошибочным результатам Дж. Р. Брюнс и др. [Bruns et al, 1965] показали, что в этих случаях возможно завышение оценки геологических запасов газа до 100 % (рис. 72).

В. Е. Уоллес [Wallace, 1969] изучил данные о поведении пласта для нескольких газовых залежей с аномально-высоким давлением, расположенных в Южной Луизиане. Он предположил: «Уплотнение глинистых пород может возобновиться при отборе газа или жидкости из пласта, что приведет, таким образом, к созданию перепада давлений на границе раздела глинистые породы — песок. Это даст начало одному из видов водонапорного режима за счет притока вод с аномально-высоким давлением, который мы назовем напором вод глинистых пород. Этот напор вод глинистых пород определяется факторами в соответствии с законом Дарси: 1) проницаемостью глинистых пород; 2) перепадом давлений на границе раздела глинистых пород и песков; 3) площадью поперечного сечения границы с песками; 4) вязкостью воды».

Таким образом, В. Е. Уоллес предположил, что приток воды из глинистых пород может рассматриваться как потенциальная энергия пласта, которая объясняет многочисленные наблюдения из промысловой практики. Эта концепция встретила возражения со стороны В. Херста [Hurst, 1969]. Однако промысловые наблюдения, такие как поведение пласта в процессе разработки и его каротажные характеристики, по-видимому, дают некоторое подтверждение концепции притока вод из глинистых пород. Опубликованные данные о поведении пласта включают пласт L месторождения Андерсон (округ Ньюэйсес, штат Техас) [Duggun, 1972], месторождение Чоколит Байю

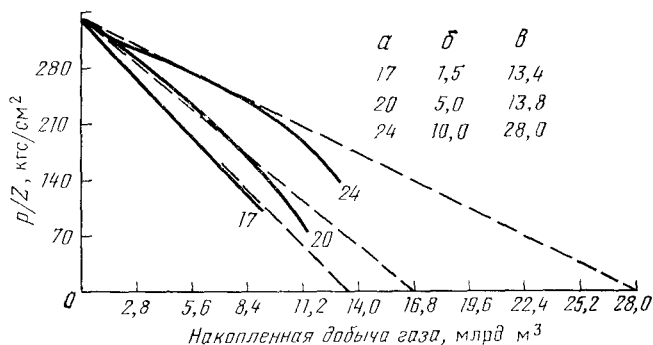


РИС 72 Кривые p/Z для пластов с различными размерами водоносной зоны Метод конечной радиальной залежи Ван-Эвердингена—Херста [Bruns et al, 1965] С разрешения „Journal of Petroleum Technology“.

a — номера кривых, *b* — R_w/R_3 , *в* — оцениваемые запасы (в млрд m^3) при накопленной добыче газа 8,5 млрд m^3 (при стандартных условиях), R_w — радиус водоносной зоны, R_3 — радиус залежи

(округ Бразория, штат Техас) [Fowler, 1968] и несколько исследований на газовых месторождениях Луизианы [Wickenhauser, 1966; Lavaquial, 1971].

Недавно А. Т. Бургойн и др. [Bourgoyne et al., 1972] дали детальный обзор свойств глинистых пород в связи с гипотезой притока из них вод в залежах с аномально-высоким давлением. Авторы отмечают на своей модели и изученных примерах из промысловой практики, что распределение давлений в глинистых породах должно характеризоваться резким градиентом и быть более высоким вблизи проницаемых песков. Эта точка зрения подтверждается независимыми исследованиями на математических моделях, выполненными Дж. Д. Бридхейфом и Б. Б. Хэншоу [Bredhoeft and Hanshow, 1968], Дж. Е. Смитом [Smith, 1973], а также данными каротажа [Fertl and Timko, 1970].

А. Т. Бургойн и др. [Bourgoyne et al., 1972] также предложили метод экстраполяции начальных значений зависимости p/Z и накопленной добычи газа в газовых залежах с аномально-высоким давлением и проиллюстрировали этот метод на пласте NS2B месторождения Оссум (округ Лафайет, штат Луизиана). В основе модели лежит расчет неустановившегося притока воды, когда проницаемость и сжимаемость являются функциями давления. В двух приведенных примерах из промысловой практики проницаемость глинистых пород порядка 10^{-5} мД и объемная сжимаемость их порядка $568 \cdot 10^{-6}$ см²/кгс были бы достаточны для механизма поддержания пластового давления. Более того, приток вод из глинистых пород, по-видимому, приблизительно пропорционален корню квадратному из произведения проницаемости и сжимаемости.

СЖИМАЕМОСТЬ ПОРОД И РАЗРУШЕНИЕ ИХ СКЕЛЕТА ПОД НАГРУЗКОЙ

В 1969 г. Д. В. Харвиль и М. Ф. Хоукинс рассмотрели поведение газоносного пласта NS2B месторождения Северный Оссум, расположенного в округе Лафайет (штат Луизиана). Соответствующие пластовые параметры приведены в табл. 7.1. Более того, геологические данные относительно характера коллектора и наличия сбросов в этом районе дают основание считать пласт гидрогеологически закрытым, с ограниченной водоносной зоной. Графики добычи из пласта показаны на рис. 7.3, а зависимость между p/Z и накопленной добычей — на рис. 7.4. Следует отметить, что экстраполяция данных о добыче в ранний период эксплуатации залежи (см. рис. 7.4) дает очень высокую оценку начальных запасов газа — 6,2 млрд. м³ при стандартных условиях (17 °С и 1 кгс/см²), т. е. приблизительно вдвое больше оцененных объемным методом геологических запасов газа, приведенных в табл. 7.1.

Таблица 7.1

Промысловая характеристика пласта NS2B месторождения
Северный Оссум, округ Лафайет, штат Луизиана, США
[Harville D. W. and Hawkins M. F., 1969]

Характеристики	Величины
Глубина	3812,5 м
Давление абс.	624,5 кгс/см ²
Градиент давления	0,167 кгс/(см ² · м)
Температура	120 °С
Глубина залегания газовой контакта	3836,9 м
Средняя мощность песка	30,5 м
Пористость	
по 33 образцам песчаника, довольно равномерная	0,235
по данным электрокаротажа	0,24
Связанная вода (по данным электрокаротажа)	0,34
Проницаемость (по 33 образцам песчаника)	200 мД
Число продуктивных скважин	4
Число скважин геологического наблюдения	18
Давление начала выпадения конденсата	484,4 кгс/см ²
Начальный газонефтяной фактор	0,9 м ³ /м ³
Плотность конденсата	0,7927 г/см ³
Эффективный суммарный объем газа при стандартных условиях	69,7 млн. м ³
Начальный Z-фактор	1,472
Начальные запасы газа в пласте, определенные объемным методом при стандартных условиях	3,23 млрд. м ³
Начальная сжимаемость газа при давлении 624,5 кгс/см ²	426,7 · 10 ⁻⁶ см ² /кгс

Авторы полагают, что по мере того как пластовое давление падает в процессе разработки, увеличение эффективного давления вышележащих пород вызывает уплотнение неупругих пород или разрушение их скелета. Поскольку разрушение продолжается с уменьшением порового давления, сжимаемость пород уменьшается, пока не достигает нормальных значений порядка $7 \cdot 10^{-8}$ кгс/см². На рис. 7.5 показана сжимаемость пород рассматриваемого пласта как производная объема пор, рассчитанного с помощью уравнения как функция давления поровых флюидов:

$$V_{\text{пор}} = \underbrace{\frac{GB_{\text{нач}}S_{\text{в}}}{1 - S_{\text{в}}}}_{\text{вода}} [1 + c_{\text{в}}(p_{\text{пор. нач}} - p_{\text{пор. ср}})] + \underbrace{(G - G_{\text{р}})B_{\text{г}}}_{\text{газ}} \quad (7.1)$$

где $B_{\text{г}}$ — объемный коэффициент пластового газа при давлении p при стандартных условиях; $B_{\text{гнач}}$ — объемный коэффициент пластового газа при начальном давлении; $c_{\text{в}}$ — сжимаемость погребенной воды [принято значение $0,21 \times 10^{-6}$ (кгс/см²)⁻¹];

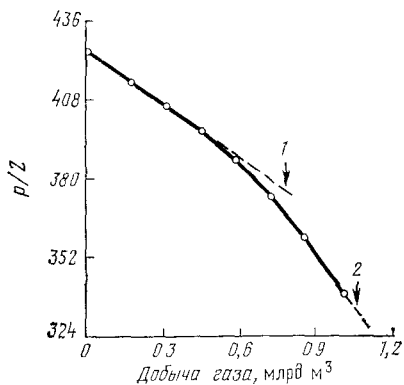
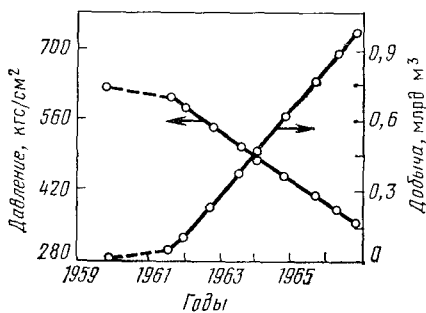


РИС. 7.3. Графики добычи газа и пластовое давление по годам, пласт NS2B месторождения Норт-Оссум (округ Лафайет, штат Луизиана) [Harville and Hawkins, 1969] С разрешения „Journal of Petroleum Technology“.

Добыча производилась в стандартных условиях

РИС. 7.4 Зависимость между p/Z и добычей для пласта NS2B месторождения Норт-Оссум (округ Лафайет, штат Луизиана) [Harville and Hawkins, 1969]. С разрешения „Journal of Petroleum Technology“.

1 — экстраполяция дает 6,23 млрд. м³; 2 — экстраполяция дает 3,34 млрд. м³ Добыча производилась при стандартных условиях

G — начальные запасы газа в пласте; G_p — количество газа, добытого при давлении p ; $p_{пор\ ср}$ — среднее поровое давление в определенный период разработки; $p_{пор\ нач}$ — начальное поровое давление пласта; S_v — насыщение погребенной поровой водой, выраженное как часть объема пор; $V_{пор}$ — полный объем пор.

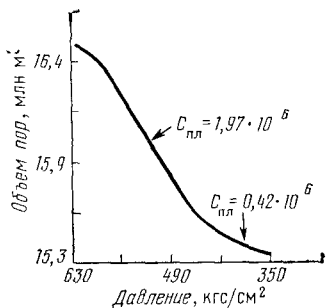


РИС. 7.5. Рассчитанный объем пор пласта NS2B месторождения Норт-Оссум (округ Лафайет, штат Луизиана) при отсутствии притока вод и геологических запасах газа в пласте 3,23 млрд м³ [Harville and Hawkins, 1969] С разрешения „Journal of Petroleum Technology“.

$C_{пл}$ — сжимаемость пласта в $(кгс/см^2)^{-1}$ (см. гл. 2)

Как показано на рис. 7.5, максимальная сжимаемость пород — $1,97 \cdot 10^{-6}$ $(кгс/см^2)^{-1}$ имеет место в начальную стадию падения давления в пласте в процессе разработки, когда предполагается разрушение скелета породы. При давлении около 422 кгс/см² сжимаемость породы вновь «нормализуется» [$0,42 \times 10^{-6}$ $(кгс/см^2)^{-1}$]. Низкая сжимаемость породы плюс более высокая сжимаемость газа (за счет более низкого давления) обуславливают такое поведение пласта, которое оказывается весьма близким к поведению системы постоян-

ного объема, что в результате должно привести к достаточно точной экстраполяции величины p/Z , а следовательно, к более реалистическим оценкам запасов.

Это подтверждается промысловыми наблюдениями: после добычи 566 млн. м³ газа, что вызвало падение давления до 457 кгс/см², экстраполяция значений p/Z дала оценку геологических запасов газа 3,34 млрд. м³ (см. рис. 7.4); это хорошо совпадает с оценкой запасов объемным методом — 3,23 млрд. м³ (см. табл. 7.1).

Однако Харвиль и Хоукинс осмотрительно предупреждают, что эти результаты, разумеется, не доказывают, что разрушение скелета породы является основным источником давления и, следовательно, энергии в изучаемом пласте, несмотря на некоторые подтверждающие это независимые данные по механике грунтов для песчаника Сесп [Fatt, 1954]. Но проведенные исследования позволяют предположить, что сжимаемость пород и связанное с ней разрушение скелета породы под нагрузкой относятся к движущим механизмам пластов-коллекторов с аномально-высоким давлением.

ПРИТОК КРАЕВЫХ ВОД

Данные математических расчетов и фактических промысловых наблюдений за поведением газоносных пластов с аномально-высокими давлениями были недавно проанализированы Д. М. Бассом [Bass, 1972]. Исходя из концепции совместного влияния сжимаемости породы, притока вод из глинистых пород и притока краевых вод как взаимоналоженных движущих механизмов, он разработал обобщенное математическое выражение объемного баланса. Для определения степени влияния каждого из этих трех возможных источников энергии были исследованы данные по поведению газоносного пласта с аномально-высоким давлением. Д. М. Басс пришел к выводу, что продвижение краевых вод — одно из основных долговременных источников энергии, и, основываясь на этом представлении, предложил метод оценки геологических запасов газа в пласте.

Пренебрегая притоком вод из глинистых пород, начальные геологические запасы газа можно описать следующим уравнением:

$$G = \frac{G_{г2} \left[- (p/Z)^{-2} \frac{d(p/Z)}{dG_{г}} + (p/Z)^{-1} \right]_2 + G_{г1} \left[- (p/Z)^{-2} \frac{d(p/Z)}{dG_{г}} + (p/Z)^{-1} \right]_1}{\left[\left(- (p/Z)^{-2} \frac{d(p/Z)}{dG_{г}} \right)_2 + \left((p/Z)^{-2} \frac{d(p/Z)}{dG_{г}} \right)_1 \right]}, \quad (7.2)$$

где G — начальные геологические запасы газа в пласте при стандартных условиях; G_d — накопленная добыча газа при стандартных условиях; p — пластовое давление; Z — фактор газового отклонения.

Попытки Д. М. Басса применить этот метод, используя обычные промысловые данные по нескольким газоносным пластам с аномально-высоким давлением, имели переменный успех, однако, основываясь на этом исследовании, он сделал следующее заключение:

1) если определения проводились тщательно, то начальные геологические запасы газа могут быть установлены уже на ранней стадии разработки газовой залежи;

2) требуются специальные наблюдения за давлением для того, чтобы определить отдачу газоносного пласта;

3) данные о давлении рекомендуется брать через 4, 6 и 8 мес в период высокого темпа добычи газа и по уравнению (7.2) определять геологические запасы газа.

МЕТОДЫ ХАММЕРЛИНДЛА ДЛЯ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ГАЗОНОСНЫХ ПЛАСТОВ С ПОВЫШЕННЫМ ДАВЛЕНИЕМ, РАБОТАЮЩИХ НА РЕЖИМЕ ИСТОЩЕНИЯ

По данным Д. Дж. Хаммерлиндла [Hammerlindl, 1971], подтверждающим результаты сделанных ранее наблюдений, на графиках p/Z для пластов с аномально-высокими давлениями отчетливо видны два отрезка с различными углами наклона, причем последний более крутой, чем первый. Следовательно, оценки геологических запасов газа в пласте, основанные на данных раннего этапа разработки, ошибочно высоки. Д. Дж. Хаммерлиндл отнес первоначальный угол наклона за счет расширения газа, уплотнения породы-коллектора, расширения кристаллов и воды. Как только давление в процессе разработки приближается к нормальному, пласт обычно ведет себя как нормальный пласт, работающий на режиме расширения газа. На этом этапе эффективная сжимаемость системы примерно равна сжимаемости газа, что и обуславливает более крутой второй наклон кривой. Иными словами, оценка запасов по полученным на раннем этапе значениям давлений на забое при закрытии скважин и данным о накопленной добыче должна производиться с поправкой за изменение объема пор и расширение воды.

Д. Дж. Хаммерлиндл разработал два метода прогнозирования начальных геологических запасов газа в пласте по данным, полученным на раннем этапе разработки, включающим сжимаемость породы-коллектора, добычу газа и давление на забое закрытых скважин. Метод А использует соотношение

средних величин эффективной сжимаемости Craft and Hawkins, 1959] и сжимаемости газа, а метод В включает сжимаемость в выражение, описывающее расширение в уравнении материального баланса.

МЕТОД А

Поправки p/Z для получения реалистической оценки геологических запасов газа включают следующие этапы:

1. Определение сжимаемости пласта $c_{пл}$ по соответствующим данным (рис. 7.6), при условии отсутствия притока вод.

2. Расчет величин сжимаемости газа $c_{г1}$ и $c_{г2}$ при $p_2 \geq 0,116$ кгс/см² на 1 м глубины [Craft and Hawkins, 1959, стр. 269—273]:

$$c_{г1} = - \frac{\partial V}{V \partial p} = \frac{1}{p_i} - \frac{1}{Z_i} \frac{\Delta Z}{\Delta p}, \quad (7.3)$$

где $\Delta Z/\Delta p$ — наклон кривой фактора газового отклонения Z в точке Z_i и ΔV — изменение объема газа за счет сжимаемости породы и воды.

3. Вычисление эффективной сжимаемости $c_{эф}$ при давлениях p_i и p_2 по формуле, предложенной Б. Крафтом и М. Хоукинсом [Craft and Hawkins, 1959]:

$$c_{эф1} = (c_{г1} S_{г1} + c_{в1} S_{в1} + c_{пл}) / S_{г1}, \quad (7.4)$$

где $c_{в1}$ — сжимаемость воды; $S_{г1}$ — газонасыщенность.

4. Определение среднего значения $c_{эф}/c_{г1}$, которое приблизительно равно

$$0,5 [(c_{эф1}/c_{г1}) + (c_{эф2}/c_{г2})]. \quad (7.5)$$

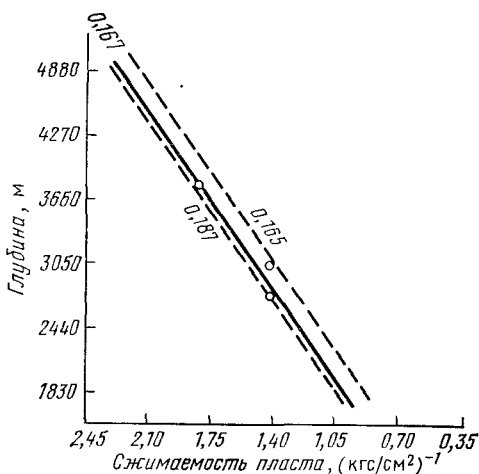


РИС. 7.6. Зависимость сжимаемости пласта от глубины в залежах с аномально-высоким давлением: с градиентами давления 0,167 кгс/(см²·м) на месторождении Норт-Оссуи в Луизиане, 0,165 кгс/(см²·м) в песчаном пласте 34 W. M. T в Юго-Западном Техасе, 0,187 кгс/(см²·м) в глубокозалегающем песчаном пласте 35 M I в Юго-Западном Техасе [Hammerlindl, 1971]. С разрешения Общества инженеров-нефтяников Американского института инженеров горной и металлургической промышленности.

Градиент 0,165 кгс/(см²·м) получен оценочным путем, градиент 0,167 кгс/(см²·м) — по трем пластам, градиент 0,187 кгс/(см²·м) — оценочным путем

5. Расчет действительной величины геологических запасов газа

$$G = G' / (c_{эф} / c_r), \quad (7.6)$$

где G' — предполагаемые геологические запасы газа в пласте, оценка которых произведена по обычному графику p/Z путем экстраполяции данных ранней стадии разработки залежи (см. рис. 7.4).

6. Прогнозирование извлекаемых запасов газа:

а) определить с помощью экстраполяции на графике p/Z точку, отвечающую нормальному градиенту давления $[0,11 \text{ кгс}/(\text{см}^2 \cdot \text{м})]$, в единицах p/Z ;

б) нанести величину G (действительную величину геологических запасов газа) на абсциссу в точке $p/Z=0$;

в) соединить эту точку прямой линией с точкой нормального градиента давления;

г) определить запасы газа для любого значения p/Z , при котором разработка залежи прекращается.

МЕТОД В

Поправки p/Z , в сущности, сводятся к включению сжимаемости в уравнение материального баланса.

Предлагаемая методика состоит из следующих этапов:

1. Определить с помощью обычного графика p/Z видимую величину геологических запасов газа в пласте G' .

2. Вычислить объемные коэффициенты пластового газа B_{r1} и B_{r2} по формуле

$$B_r = 35,35 p / (ZT), \quad (7.7)$$

где давления должны быть выше нормального градиента (T — пластовая температура в $^{\circ}\text{R}$).

3. Определить сжимаемость пласта $c_{пл}$ тем же способом, что и в методе А.

4. Найти величину отношения обычного уравнения материального баланса к уравнению, включающему как сжимаемость пласта, так и расширение воды:

$$G_{pr} = \frac{B_{r1} - B_{r2}}{B_{r1} - B_{r2} + \frac{B_{r2} \Delta p (c_{пл} + c_{вS_{в1}})}{1 - S_{в1}}}, \quad (7.8)$$

где Δp — изменение давления; $S_{в}$ — водонасыщенность.

5. Определить действительную величину геологических запасов газа, как указано в пункте 5 метода А, и извлекаемых запасов газа, как указано в пункте 6.

ПРИМЕР ИЗ ПРОМЫСЛОВОЙ ПРАКТИКИ

Практическое применение методов А и В показано ниже на примере пласта NS2B месторождения Оссум, которое рассматривалось также Д. В. Харвилем и М. Ф. Хоукинсом [Harville

and Hawkins, 1969] при исследовании разрушения скелета породы под нагрузкой; использованы данные, приведенные в табл. 7.1. Оба метода дают по существу одинаковые результаты.

Метод А для коллектора NS2В. При определении сжимаемости пласта с использованием значений, приведенных на рис. 7.3, получаем $c_{пл} = (V_{p1} - V_{p2}) / (V_{p1} \Delta p) = (583 \cdot 10^6 - 557,5 \cdot 10^6) / (583 \cdot 10^6 \cdot 2000) = 21,9$ микросип = 1,55 (кгс/см²)⁻¹.

Сжимаемость газа: $c_{г1} = (1/p_1) - \Delta Z / (Z_1 \Delta p) = 1/8921 - 0,242 / (1,472 \cdot 2000) = 30$ микросип = 2,11 (кгс/см²)⁻¹; $c_{г2}$ при 487 кгс/см² (абс.) равна 48,7 микросип = 3,4 (кгс/см²)⁻¹.

Эффективная сжимаемость: $c_{эф1} = (c_{г1} S_1 + c_{в1} S_{в1} + c_{пл}) / S_{г1} = (30 \cdot 0,66 + 3 \cdot 0,34 + 21,9) \cdot 10^{-6} / 0,66 = 64,8$ микросип = 4,6 (кгс/см²)⁻¹; при $c_{эф2}$ 487 кгс/см² (абс.) равна $(48,7 \cdot 0,66 + 3 \cdot 0,34 + 21,9) \cdot 10^{-6} / 0,66 = 83,5$ микросип = 5,91 (кгс/см²)⁻¹.

Строго говоря, для этого давления должны быть получены и новые значения S_v и S_g , однако точность значений $S_{в1}$ и $S_{г1}$ не оправдывает этого.

Средняя сжимаемость: $c_{эф1} / c_{г1} = 64,8 \cdot 10^{-6} / (30 \cdot 10^{-6}) = 2,16$; $c_{эф2} / c_{г2} = 83,5 \cdot 10^{-6} / (48,7 \cdot 10^{-6}) = 1,71$; $(c_{эф} / c_g)_{ср} = (2,16 + 1,71) / 2 = 1,935$.

Реальные геологические запасы газа в пласте: $G = G' / (c_{эф} / c_g)_{ср} = 6,2$ млрд. м³ / 1,935 = 3,2 млрд. м³.

Метод В для пласта NS2В. Обычный график p/Z по данным раннего периода разработки дает оценку геологических запасов газа в пласте: $G' = 6,2$ млрд. м³.

Объемный коэффициент пласта: $B_{г1} = 35,35 p_1 / (Z_1 T) = 35,35 \times 8921 / 1,472 \cdot 708 = 302,5$ станд. куб. фут/куб. фут = 8,57 м³/м³; $B_{г2} = 381,5$ при давлении 6921 фунт/кв дюйм = 486,6 кгс/см².

Сжимаемость пласта с использованием значений, приведенных на рис. 7.3, $c_{пл} = (V_{p1} - V_{p2}) / (V_{p1} \Delta p) = (583 \cdot 10^6 - 557,5 \times 10^6) / (583 \cdot 10^6 \cdot 2000) = 21,9$ микросип = 1,55 (кгс/см²)⁻¹.

Находим G_{pr} : $G_{pr} = (302,5 - 281,5) / \{302,5 - 218,5 + [(281,5 \times 2000) / (1 - 0,34)] (21,9 - 0,34 \cdot 3) \cdot 10^{-6}\} = 0,518$.

Определяем реальные геологические запасы газа в пласте: $G = G' \cdot G_{pr} = 6,2$ млрд. м³ · 0,518 = 3,2 млрд. м³.

Все промежуточные расчеты выполнены в мерах США.

ЗАВИСИМОСТЬ МЕЖДУ НАЧАЛЬНОЙ ПРОДУКТИВНОСТЬЮ ПЛАСТА И МИНЕРАЛИЗАЦИЕЙ ПЛАСТОВЫХ ВОД

А. М. Заньер и Д. Дж. Тимко [Zanier and Timko, 1970] предложили использовать данные о минерализации пластовых вод для определения начальной продуктивности газоносного песчаного пласта Морроу в скважинах, пробуренных в округах Блейн, Канеидиан и Дьюи (штат Оклахома). Основываясь на

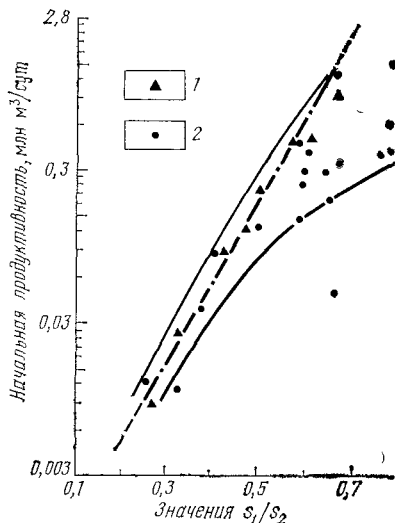


РИС. 7.7. Зависимость начальной продуктивности (при стандартных условиях) от солености пластовых вод в газоносных с аномально-высоким давлением песках Морроу (штат Оклахома).

1 — данные А. М. Заньера и Д. Дж. Тимко [Zanier and Timko, 1970]; 2 — данные Л. Х. Феррана [Ferran, 1973]. S_1 — соленость в перекрывающем песчаном пласте, S_2 — соленость в песках Морроу. Штрих-пунктиром показана кривая А. М. Заньера и Д. Дж. Тимко (1970)

этих данных и материалах наблюдений, проведенных позже Л. Х. Ферраном [Ferran, 1973], по-видимому, можно заключить, что увеличение минерализации пластовых вод и уменьшение начальной продуктивности скважин находятся в корреляционной зависимости (рис. 7.7), что может быть использовано для дополнительного метода картирования с целью оконтуривания перспективных площадей для песчаного пласта Морроу и других продуктивных пластов в сходных геологических условиях.

ПАДЕНИЕ ДАВЛЕНИЯ В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ И ДАВЛЕНИЯ, ПРИ КОТОРЫХ ЭКСПЛУАТАЦИЯ ЗАЛЕЖИ ПРЕКРАЩАЕТСЯ

Данные, опубликованные Дж. Д. Муллинсом [Mullins, 1962], по нескольким газовым залежам высокого давления, разработка которых прекращена из-за чрезмерно высокой степени обводненности скважин, приведены в табл. 7.II. Как видно, давления, при которых была прекращена эксплуатация этих месторождений, близки к гидростатическим или даже все еще превышают их. Аналогичные данные по трем скважинам с высоким давлением в СССР приведены на рис. 7.8. Вопрос о том, выработаны ли эти залежи должным образом, надо рассматривать как с точки зрения отдачи пласта, так и с точки зрения техники заканчивания скважин.

В главе 8 будут описаны случаи резкого и быстрого падения давления на протяжении нескольких часов пробной эксплуатации (см. рис. 8.22).

Как будет показано в главе 8, газовые залежи в условиях песчано-глинистого разреза с аномально-высокими давлениями нерентабельны для промышленной разработки, так как такие

Т а б л и ц а 7 II

Выработанные газовые залежи с аномальными давлениями
на побережье Мексиканского залива (США) [Mullins, 1962]

Пласт	Глубина, м	Накопленная добыча газа, млн. м ³	Пластовое давление, абс., кгс/см ²	
			на момент прекращения эксплуатации	по сравнению с гидростатическим *
A	3374	316,0	408	+45,7
B	3520	12,0	345	—33,0
C	3586	49,0	619	+234,0
D	3487	3,8	330	—43,6

* Знак плюс означает давление выше гидростатического, знак минус — ниже гидростатического

интервалы часто характеризуются исключительно высокими давлениями и их быстрым снижением, что указывает на малый объем и весьма ограниченную площадь залежи. Более того, после кратковременных периодов высоких фонтанных дебитов часто возникают технические проблемы добычи. Например, песок и особенно пластичные глины «текут» через перфорационные отверстия в скважину и забивают эксплуатационные трубы. Несмотря на неоднократные ремонтные работы, результат каждый раз один и тот же, и эксплуатация залежи часто прекращается. Подобные случаи наблюдались вдоль побережья Мексиканского залива как на суше, так и на акватории, а также в других местах в аналогичных геологических условиях.

В настоящей главе режим залежи, обусловленный притоком вод из глинистых пород, рассмотрен с точки зрения оценки продуктивного пласта. Безусловно, представляет интерес изучение возможности обнаружения и (или) контроля подобного явления *in situ*, например, с помощью обычных методов каротажа скважин [Fertl and Timko, 1970a, в, 1972].

Приведенные ниже практические примеры следует рассматривать в свете исследований математических моделей, проведенных Дж. Д. Бридхейфом и Б. Б. Хэншоу [Bredhoeft and Nashaw, 1968] и Дж. Е. Смитом [Smith, 1973], которые предполагали переменный градиент порового давления в глинистых интервалах с аномально-высокими давлениями. Эти исследователи считают также, что наиболее высокое избыточное давление приурочено к центральным частям глинистых толщ, а наименьшее — к проницаемым зонам, сложенным песками и песчаниками. Такая точка зрения подтверждается результатами

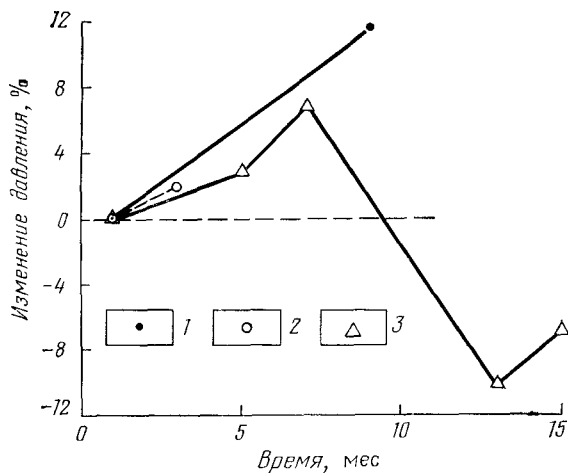


РИС. 7.8. Изменение пластового давления в зависимости от времени эксплуатации в трех скважинах с аномально-высокими давлениями в СССР [Fertl, 1971]. С разрешения Общества инженеров-нефтяников Американского института инженеров горной и металлургической промышленности.

Пунктирная линия — начальное пластовое давление; 1 — скважина А; 2 — скважина В, 3 — скважина С

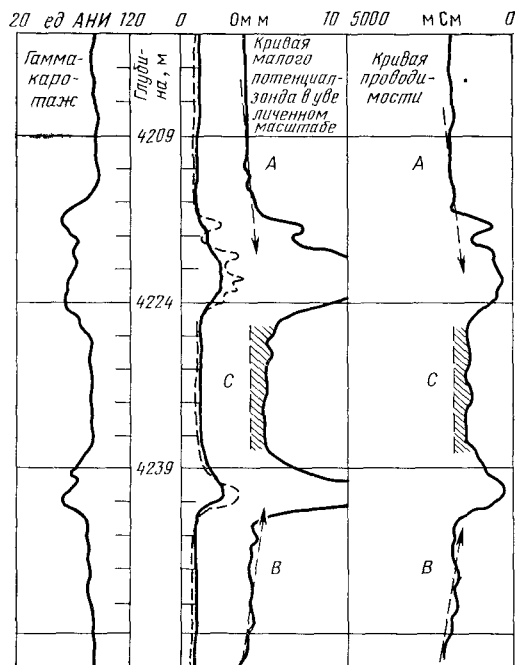


РИС. 7.9. Кривые индукционного электрического каротажа, полученные в скважине высокого давления на акватории Луизианы.

Показаны градиенты давления (А, В) при приближении к проницаемым песчаным пластам и кажущееся более низкое давление (С) у глинистых пород, заключенных между двумя песчаными пластами. На второй диаграмме слева приведены кривые индукционного каротажа и кривые, записанные малым потенциал-зондом

РИС. 7.10. Результаты измерения в скважине разными методами в разное время [Fertl and Timko, 1972]. С разрешения „World Oil“.

I — кривая малого потенциал-зонда в увеличенном масштабе; 2 — данные 1946 г.; 3 — данные 1968 г.; I — продуктивный пласт; II — выработанный продуктивный пласт

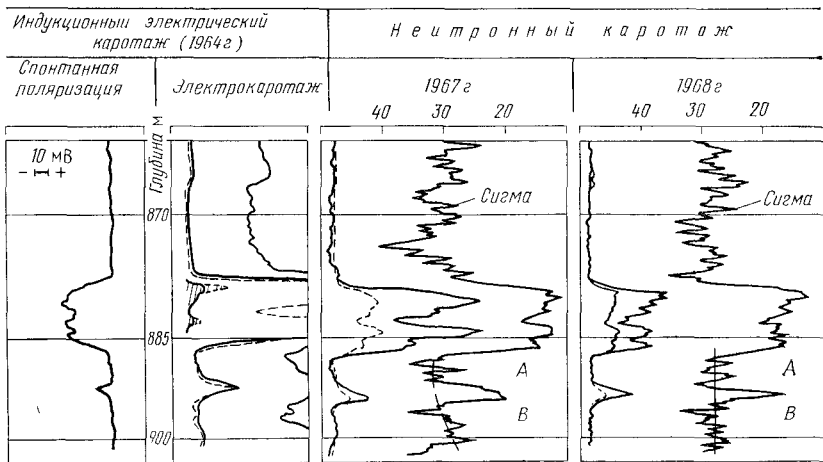
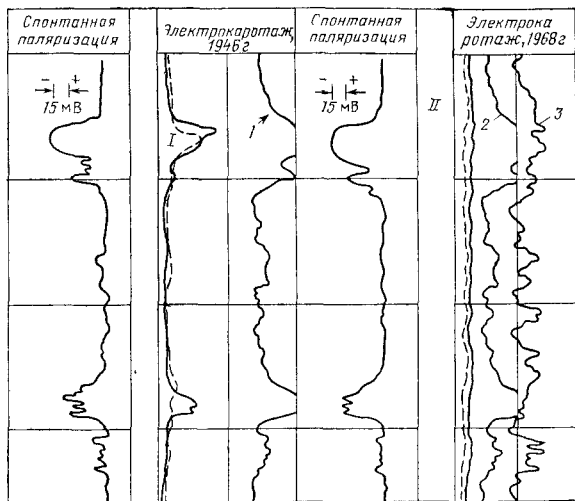


РИС. 7.11. Результаты импульсного нейтронного каротажа, проведенного несколько лет спустя после заканчивания бурением скважины с аномально-высоким давлением в штате Луизиана [Fertl and Timko, 1970].

Увеличение значений сигма в продуктивном пласте вызвано повышением водонасыщенности в процессе добычи, а уменьшение ее значений в глинистой породе А, по видимому, увеличением уплотнения и снижением пористости (сигма — макроскопическое поперечное сечение захвата тепловых нейтронов, равное 10^{-3} см); А — глинистая пачка, прилегающая к проницаемому песчаному пласту, В — глинистая пачка, удаленная от проницаемого песчаного пласта

промысловых наблюдений в новых скважинах, например в районе Мидконтинента (см. главу 5), на акватории штата Луизиана (рис. 7.9) и в других районах.

Случай медленного уменьшения давления по всему разрезу иллюстрируется рис. 7.10, а также рис. 5.29.

После более чем двух десятилетий эксплуатации пластовые давления одной из скважин в штате Луизиана значительно снизились (см. рис. 7.10), о чем свидетельствует увеличение удельного сопротивления глинистых пород [Fertl and Timko, 1972]. Это наблюдение с использованием электрокаротажа стало возможным в 1968 г., когда был пробурен новый боковой ствол всего в 15,2 м от первоначальной скважины, законченной бурением в 1946 г.

На рис. 7.11 на примере скважины с аномально-высоким давлением в Южной Луизиане показано обусловленное притоком вод из глинистых пород падение давления, которое наблюдается в продуктивном пласте и прилегающих к нему участках. Импульсный нейтронный каротаж здесь проводился дважды с интервалом в 1 год с целью проследить изменения насыщения в продуктивном пласте, из которого велась добыча в нескольких соседних скважинах. Изменения значений сигма в песке вызваны увеличением его водонасыщенности. Они произошли также в залегающих поблизости глинистых породах. Глинистые породы зоны А — соседней с продуктивным горизонтом — обнаруживают заметное уменьшение значения сигмы за счет уплотнения и снижения пористости (что предполагает подток вод из глинистых пород в песок). В то же время глинистые породы зоны В, расположенной на некотором расстоянии от проницаемого песчаного пласта, если и обнаруживают изменения значений сигма за счет падения давления, то значительно меньшие.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Bass D. M., 1972. Analysis of abnormally pressured gas reservoirs with partial water influx. SPE 3850, 3rd Symp. on Abnormal Subsurface Pore Pressure, Louisiana State Univ., Baton Rouge, La., May.

Bourgoyne A. T., Hawkins M. F., Lavaquial F. P. and Wickenhauser T. L., 1972. Shale water as a pressure support mechanism in superpressured reservoirs. SPE 3851, 3rd Symp. on Abnormal Subsurface Pore Pressure, Louisiana State Univ., Baton Rouge, La., May.

Bredehoeft J. D. and Hanshaw B. B., 1968. On the maintenance of anomalous fluid pressures, 1. Thick sedimentary sequences. Geol. Soc. Am. Bull. 79: 1097—1106.

Bruns J. R., Fetkovich M. J. and Meitzen V. C., 1965. The effect of water influx on P/Z-cumulative gas production curves. J. Pet. Technol., 17: 287—291.

Craft B. C. and Hawkins M. F., 1959. Applied Petroleum Reservoir Engineering. Prentice-Hall, Englewood Cliffs, N. J., 437 pp.

Duggan J. O., 1970. The Mobil-David (Anderson "L") field — an abnormally pressured gas reservoir in South Texas. SPE 2938, 45th AIME Fall Meet., Houston, Texas, October: also J. Pet. Technol., 24: 132—138, 1972.

Fatt I., 1954. Compressibility of sandstones at low to moderate pressures. Bull. Am. Assoc. Pet. Geol., 42: 1924—1957.

Ferran L. H., 1973. Evaluation of abnormally high and low pressured Morrow sands in northwestern Oklahoma using well logs and water sample data. M. S. Thesis, Univ. of Tulsa, Tulsa, Okla., 110 pp.

Fertl W. H., 1971. A look at abnormally pressured formations in the U.S.S.R. SPE 3613, 46th AIME Fall Meet., New Orleans, La., October.

Fertl W. H. and *Timko D. J.*, 1970a. Association of salinity variations and geopressures in soft and hard rocks. Trans. Soc. Prof. Well Log Analysts, Paper J, 24 pp.

Fertl W. H. and *Timko D. J.*, 1970b. How abnormal pressure detection techniques are applied. Oil Gas J., 68(2): 62—71.

Fertl W. H. and *Timko D. J.*, 1972. How downhole temperatures, pressures affect drilling, 4. Pitfalls in overpressure prediction. World Oil, 175(4): 45—50.

Fowler Jr. W. A., 1968. Pressures, hydrocarbon accumulation and salinities — Chocolate Bayou field, Brazoria County, Texas. SPE 2226, 43rd AIME Fall Meet., Houston, Texas, September; also J. Pet. Technol., 22: 411—423, 1970.

Hamby T. W. and *Smith J. R.*, 1972. Contingency planning for drilling and producing high-pressure sour-gas wells. J. Pet. Technol., 24: 347—356.

Hammerlindl D. J., 1971. Predicting gas reserves in abnormally pressured reservoirs. SPE 3479, 46th AIME Fall Meet., New Orleans, La., October.

Harville D. W. and *Hawkins M. F.*, 1969. Rock compressibility and failure as reservoir mechanisms in geopressed gas reservoirs. J. Pet. Technol., 21: 1528—1530.

Hurst W., 1943. Water influx into a reservoir and its application to the equation of volumetric balance. Trans. AIME, 151: 57—73.

Hurst W., 1969. On the subject of abnormally pressured gas reservoirs. J. Pet. Technol., 21: 1509—1510.

Lavaquial F. P., 1971. Water influx into petroleum reservoirs from adjacent shales. M. S. Thesis, Louisiana State Univ., Baton Rouge, La., 120 pp.

Mullins J. D., 1962. Some problems of superhigh-pressure gas reservoirs in the Gulf Coast area. J. Pet. Technol., 14: 935—938.

Muskat M., 1937. The Flow of Homogeneous Fluids Through Porous Media. McGraw-Hill, New York, N. Y., 763 pp.

Pirson S. J., 1958. Oil Reservoir Engineering. McGraw-Hill, New York, N. Y., 735 pp.

Schilthuis R. J., 1936. Active oil and reservoir energy. Trans. AIME, 118: 33—53.

Smith J. E., 1973. Shale compaction. Soc. Pet. Eng. J., 13: 12—22.

Van Everdingen A. F. and *Hurst W.*, 1949. The application of the Laplace transformation to flow problems in reservoirs. Trans. AIME, 186: 305—324.

Wallace W. E., 1969. Water production from abnormally pressured gas reservoirs in South Louisiana. J. Pet. Technol., 21: 969—983.

Wickenhauser T. L., 1966. Shale water as a pressure support mechanism in superpressure reservoirs. M. S. Thesis, Louisiana State Univ., Baton Rouge, La., 115 pp.

Zanier A. M. and *Timko D. J.*, 1970. Prediction of Morrow sand performance and geologic environment by well log salinity. API Mid-Continent Spring Meet., Wichita, Kansas, Paper 851—44—5.

ОЦЕНКА ОСОБЕННОСТЕЙ РАЗМЕЩЕНИЯ СКОПЛЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ И СВЯЗАННЫХ С ЭТИМ ЭКОНОМИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ В УСЛОВИЯХ НОРМАЛЬНЫХ И АНОМАЛЬНЫХ ПЛАСТОВЫХ ДАВЛЕНИЙ

ВВЕДЕНИЕ

Данные промыслово-геофизических исследований в сочетании с результатами изучения благоприятных материнских пород, основными концепциями образования нефти и газа и материалами геологических работ по оконтуриванию нефтегазо-содержащих пород (ловушек для углеводородов) дают важную информацию и служат руководством при оценке перспектив региона в отношении нефтегазоносности и возможности открытия в его недрах промышленных залежей углеводородов. Эти концепции применимы и полезны также при прогнозировании физического состояния углеводородных систем, таких как нефть, конденсат или газ.

Основные концепции и взгляды относительно образования нефти изучались и (или) пересматривались многочисленными исследователями [Карцев и др., 1954; Андреев и др., 1968; Dott, 1969; Вассоевич и др., 1969; Hedberg, 1969; Cordell, 1972; Klemme, 1972; Pusey, 1973 и многие другие], которые делали попытки установить взаимосвязь между распространением нефти и газа и отдельными параметрами или их сочетанием, такими как потенциал нефтематеринских пород, геологическое время и возраст, глубина залегания, давление, температура, соотношение в разрезе песков и глинистых пород, отношение удельных сопротивлений глинистых пород, специфические геохимические и гидродинамические критерии и т. д. В природе, однако, обычно превалирует сочетание нескольких наложенных один на другой факторов при изменяющейся относительной роли отдельных параметров.

Некоторые из наиболее характерных параметров, как показано ниже, могут быть легко получены на основании данных промыслово-геофизических исследований, таких как скважинные каротажные диаграммы.

РАЗМЕЩЕНИЕ СКОПЛЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ В ВЕРТИКАЛЬНОМ РАЗРЕЗЕ

Влияние глубины залегания пород-коллекторов на свойства углеводородов было описано для многих районов, начиная с ранних стадий развития нефтяной промышленности. Так, изменения свойств нефти с глубиной были отмечены еще Сорокиным (1897) для бакинского района СССР, описаны на примере румынских нефтяных месторождений К. Крейчи-Графом [Krejci-Graf, 1934] и показаны Д. К. Бартоном [Barton, 1934] для побережья Мексиканского залива в США.

В настоящее время средние глубины залегания основных залежей углеводородов по всему миру таковы: 48 % залежей находится на глубине до 1829 м, 43 % — между 1829 и 2744 м и лишь 9 % — ниже 2744 м [Klemme, 1972]. Однако следует иметь в виду, что уменьшение общих запасов с глубиной может до некоторой степени отражать меньшую разведанность больших глубин.

На рис. 8.1 показано число нефтяных и газовых залежей, выявленных на разных глубинах в СССР.

В общем случае анализ регионального размещения углеводородов показывает, что с глубиной наблюдается увеличение запасов газа по сравнению с запасами нефти в условиях как нормальных, так и аномально-высоких пластовых давлений. Например, в табл. 8.1 приведены данные по скважинам

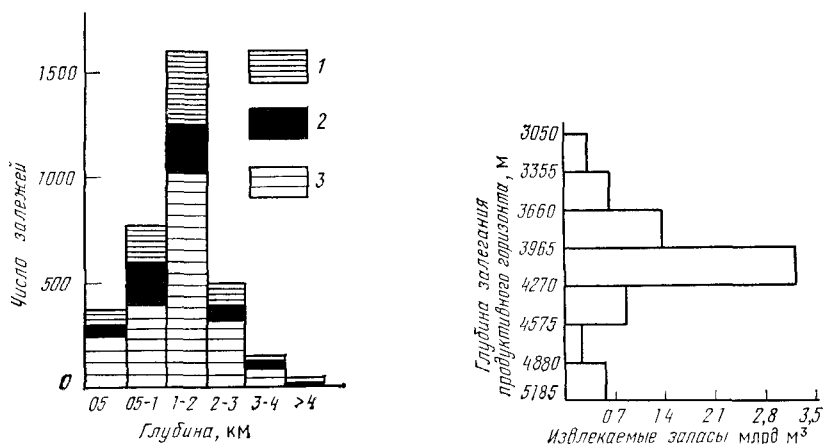


РИС 8.1. Зависимость числа нефтяных и газовых залежей от глубины залегания в СССР [Вассоевич и др, 1969]

1 — газ и газоконденсат, 2 — газ-нефть, 3 — нефть

РИС 8.2 Зависимость оцениваемых извлекаемых запасов газа от глубины залегания в Юго-Западной Луизиане [Реггу, 1972]. С разрешения Общества инженеров нефтяников Американского института горных инженеров

Таблица 8.1

Характеристика рекордных по глубине добычи скважин в США
(по данным журнала «World Oil», 1973, февраль, 15)

Год	Скважина и ее местоположение, фирма	Тип добываемых углеводородов	Глубина залегания продуктивного горизонта, м *
1938	Бакли-Бург 1, фирма «Фокс ойл компани», месторождение Де-Ларг, Южная Луизиана	Конд.	4043
1943	Фитцпатрик-Визард 1, фирма «Юнион продьюсинг компани» — «Фокс ойл компани», месторождение Де-Ларг, Южная Луизиана	„	4112
1944	Бакли-Бург 2, фирмы «Юнион продьюсинг компани» — «Фокс ойл компани», месторождение Де-Ларг, Южная Луизиана	Нефть	4116
1945	Смит-Стейт-Юнит 1—1, фирма «Шелл ойл компани», месторождение Уикс-Айленд, Южная Луизиана	„	4121
1946	Смит-Стейт-Юнит 1—2, фирма «Шелл ойл компани», месторождение Уикс-Айленд, Южная Луизиана	„	4199
1947	Смит-Стейт-Юнит 1—3, фирма «Шелл ойл компани», месторождение Уикс-Айленд, Южная Луизиана	„	4233
1947	Лафурш-Бейсин-Леви-Дистр 1, фирма «Тексас компани», месторождение Куин-Бесс-Айленд, Южная Луизиана	Конд.	4238
1948	Юнит 1, фирма «Пьюр ойл компани», месторождение Уэст-Пойсон-Спайдер, Вайоминг	Нефть	4361
1948	Скул-Ленд 1-А, фирма «Денвер продьюсинг энд рифайнинг компани», месторождение Когар, округ Каддо, Оклахома	Газ	4727
1949	Машраш 5, фирма «Стандард ойл компани оф Калифорния», месторождение Уаско, округ Керн, Калифорния	Нефть	4733
1953	Уикс-Голл Юнит 1—1, фирма «Шелл ойл компани», месторождение Уикс-Айленд, Южная Луизиана	„	5219
1953	Гонсулин-Минвил-Стейт 2, фирма «Шелл ойл компани», месторождение Уикс-Айленд, Южная Луизиана	„	5275
1953	Коул-Леви «А» 67-69, фирма «Рич-филд ойл корпорейшн», месторождение Норт, Калифорния	„	5453

Год	Скважина и ее местоположение, фирма	Тип добываемых углеводородов	Глубина залегания продуктивного горизонта, м *
1956	Хамбл-LL и E1-L, фирма «Ричардсон и Басс и др.», месторождение Лейк-Вашингтон, Южная Луизиана	Нефть	6542
1964	Чарльз Дж Уолкер 1, фирмы «Форест ойл компани» и «Роберт Дж. Зонн и др.», округ Пекос, Западный Техас	Газ	6642
1965	№ 1 W. C. Тайрелл Юнит 3, фирма «Юнион ойл компани оф Калифорния», округ Пекос, Западный Техас	„	6715
1967	Генри Уиллбанкс 11, фирма «Хамбл ойл энд рифайнинг компани», месторождение Гомес, округ Пекос, Западный Техас	„	6891
1968	«DD» Юнит 1, фирма «Галф ойл корпорейшн», месторождение Гомес, округ Пекос, Западный Техас	„	6934
1971	Ист-Риггс Гэс-Юнит-1, фирма «Тексако»	„	7022
1972	Браннер 1-33 NW SENE, 33-11n-25w, округ Бекем, фирма «Юнион ойл компани оф Калифорния»	„	7482 **

* Нижняя граница интервала перфорации или интервала заканчивания скважины с открытым забоем.

** В 1977 г. в округе Уилер штата Техас на месторождении Милс-Ранч была пробурена эксплуатационная скважина № 1 Ледбеттер, в которой в интервале перфорации 7663—8083 м из нижнеордовикских отложений Эллейбергер был получен приток газа дебитом 45,3 тыс. м³/сут. Это самый глубокий в мире продуктивный горизонт с промышленной добычей газа — Прим перев.

с рекордными глубинами добычи в Соединенных Штатах. Следует обратить внимание, что начиная с 1964 г. рекорды принадлежат только газовым скважинам.

Увеличение запасов газа с глубиной (до 4268 м) в Юго-Западной Луизиане характеризуется рис. 8.2. Уменьшение запасов на большей глубине является функцией меньшей разведанности и в целом, возможно, меньшего размера залежей в условиях аномально-высоких пластовых давлений.

Зависимость распространения нефти и газа от глубины в бассейне Персидского залива, характерная для многих других бассейнов, была изучена О. В. Зверевой и А. Г. Селицким (1970). Около 80 % запасов нефти сконцентрировано на платформенной окраине бассейна и более 98 % запасов свободного газа связано с передовым прогибом (складчатая окраина бассейна). По вертикали нефтяные и газовые скопления

распределены в трех зонах: 1) в интервале 250—2500 м развиты в основном нефтегазовые и нефтяные залежи; в них сконцентрировано более 50 % запасов нефти; 2) на глубине 2500—4000 м встречаются нефтяные и газоконденсатные залежи со значительной концентрацией газоконденсатных залежей; 3) на глубинах свыше 4000 м, по-видимому, находятся газоконденсатные и газовые залежи.

Присутствие здесь только двух первых зон подтверждено разведочным бурением.

РАЗМЕЩЕНИЕ СКОПЛЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ПЛАСТОВОЙ ТЕМПЕРАТУРЫ

Широкий диапазон геотермических градиентов (т. е. изменения температуры с глубиной) на различных площадях континентальных регионов делает выбор универсального «нормального» градиента нецелесообразным [Moses, 1961; Landes, 1967].

При бурении на нефть и газ наблюдались температурные градиенты от $0,55^{\circ}\text{C}/100$ м до $10,9^{\circ}\text{C}/100$ м, причем наиболее часто — от $1,8^{\circ}\text{C}/100$ м до $3,1^{\circ}\text{C}/100$ м. Например, сверхглубокие (7317 м и более) скважины в округе Бекем (штат Оклахома) имеют средний градиент $2,7^{\circ}\text{C}/100$ м, а в скважине глубиной 8689 м на площади Ралф-Лоун-Эстэйт (Западный Техас) зафиксирован градиент $2,55^{\circ}\text{C}/100$ м. Вместе с тем средние градиенты в районе Южно-Китайского моря гораздо выше — от $4,6^{\circ}\text{C}/100$ м до $6,4^{\circ}\text{C}/100$ м.

Пластовые температуры могут быть оценены с достаточной точностью на основании скважинных каротажных диаграмм. Следовательно, термометры с максимальным диапазоном регистрации должны использоваться на каждом каротажном скважинном снаряде. Часто принимают максимальную зарегистрированную температуру равной температуре на забое скважины (ТЗС). Однако замеренные ТЗС не обязательно являются абсолютными ТЗ, если скважина не находилась в покое достаточно долго для того, чтобы температуры забоя скважины и прилегающего пласта стабилизировались. К тому времени, когда проводится каротаж скважины, температура стабилизируется очень редко, поэтому можно принять, что замеренная ТЗС будет меньше фактической пластовой температуры. Разница зависит от нескольких параметров и может достигать около 30°C .

Для получения истинной пластовой температуры Д. Дж. Тимко и У. Х. Фертль, [Timko and Fertl, 1972a] предложили методику экстраполяции для тех случаев, когда производятся многочисленные повторные скважинные замеры на каждой данной глубине. Помимо данных максимальной ТЗС для каждого спуска скважинного снаряда, необходимо регист-

ривать время, прошедшее после прекращения циркуляции, когда скважинный зонд в последний раз находился на забое. На рис. 8.3 показаны результаты, полученные указанным способом, который является модификацией метода Д. Р. Хорнера [Hogner, 1951], примененного при испытании скважины на акватории Индонезии и наземной скважины Тексан (США). В обеих скважинах температурные условия почти идентичны, но глубина индонезийской скважины 1987 м, а скважины Тексан почти вдвое больше — 3826 м.

Исследования распределения теплового поля Земли в перспективных в нефтегазовом отношении участках суши показали, что нефтяные месторождения обычно приурочены к низкотемпературным зонам, а газовые — к более высокотемпературным зонам.

На рис. 8.4 показана зависимость размещения угля, нефти и газа от температуры и глубины залегания [Klemme, 1972]. К. К. Ландес [Landes, 1967] предложил универсальную зависимость распределения нефти и газа от глубины и температуры. Его графики (рис. 8.5) достаточно хорошо согласуются с данными о добыче нефти и газа в нескольких бассейнах мира.

Однако нельзя безоговорочно согласиться с утверждением К. К. Ландеса о том, что большая часть температурных градиентов выражается прямой линией ниже 915—1220 м и что такой градиент, будучи стабилизированным, может быть экстраполирован вниз по разрезу в процессе бурения для прогнозирования наличия перспективных продуктивных пластов.

При применении таких графиков в районах с известными или предполагаемыми аномально-высокими пластовыми давлениями следует соблюдать определенную осторожность, так как опыт показал, что для них иногда характерны более резкие по сравнению с нормальными температурные градиенты (см. также раздел «Температура движущегося потока» в главе 4). На рис. 8.6 показан такой случай на примере морского месторождения штата Луизиана, а рис. 8.7 иллюстрирует изменение

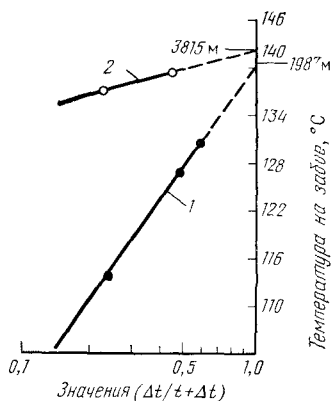


РИС. 8.3. Получение истинной пластовой температуры способом экстраполяции.

1 — высокотемпературная скважина (Южно-Китайское море); были проведены четыре спуска снаряда в скважину до глубины 1987 м. При первом замере, сделанном через 4 ч после остановки циркуляции промывочной жидкости, зарегистрирована температура 103 °С, через 6 ч — температура 128 °С, экстраполяция по прямой линии до бесконечного времени (log 1,0) дает температуру забоя 138 °С, 2 — глубокая наземная скважина Тексан. Были проведены три спуска скважинного снаряда на глубину 3826 м. Первоначально зарегистрирована температура 133 °С, тогда как фактическая стабилизированная температура на забое составляет 140 °С. t — время циркуляции в ч, Δt — время, прошедшее после прекращения циркуляции, в ч.

температурного градиента в глубокой скважине Мидконтинента.

Х. Д. Клемм [Klemme, 1972] рассмотрел влияние температуры на формирование гигантских нефтяных месторождений, образование и миграцию углеводородов в зависимости от типов тектонических бассейнов и сделал вывод, что «Современные и прошлые геотермические градиенты в различных нефтеносных бассейнах, по-видимому, оказывают влияние на относительную величину выхода углеводородов из материнских пород. Имеются надежные данные, позволяющие предположить, что высокие геотермические градиенты в терригенных породах усиливают процессы образования, миграции и аккумуляции нефти

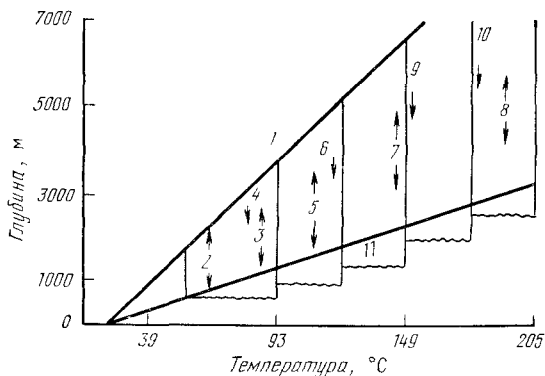


РИС 84. Зависимость распространения угля, нефти и газа от глубины залегания и температуры [Klemme, 1972] С разрешения журнала „Oil and Gas“.

1 — геотермический градиент, равный $1,8^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$, 2 — тяжелая нефть, 3 — нефть и газ, 4 — бурый уголь (B₁—B₂), 5 — легкая нефть и газ, 6 — бурый уголь (B₂—B₃), 7 — преимущественно газ, 8 — только газ, 9 — каменный уголь с высоким выходом летучих, 10 — каменный уголь с низким выходом летучих, 11 — геотермический градиент, равный $5,4^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$

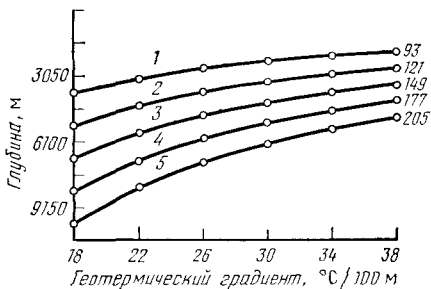


РИС 85. Графики фазового состояния углеводородов как функции глубины и геотермического градиента [Landes, 1967]. С разрешения Американской ассоциации геологов-нефтянников

1 — нефть и газ, 2 — легкая нефть и газ; 3 — преимущественно газ; 4 — зона исчезновения нефтяной фазы, 5 — только газ. Шифр кривых — температура в $^{\circ}\text{C}$

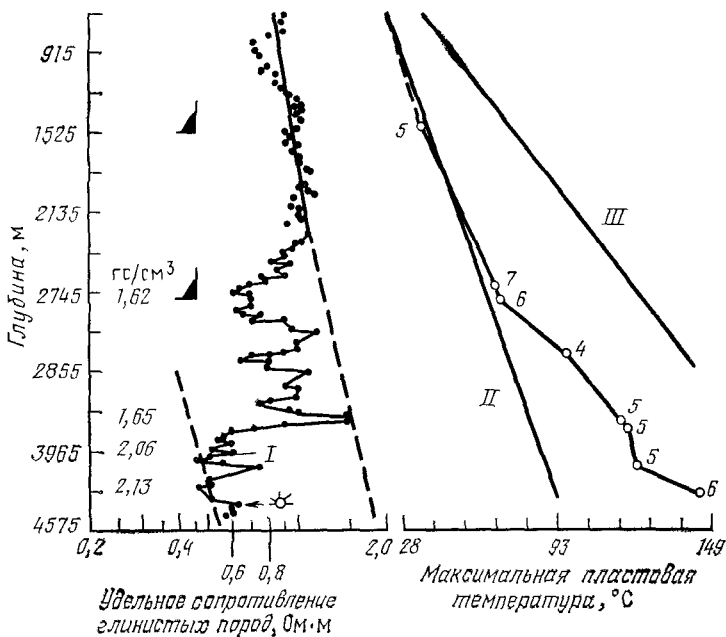


РИС. 8.6. Кривая малого потенциал-зонда, показывающая наличие аномального давления на глубине ниже 2439 м и сверхвысоких давлений — ниже 3963 м, о чем свидетельствуют очень высокий коэффициент, характеризующий отношение сопротивления глина/песок и удельный вес промывочной жидкости $>2,04$ гс/см³. График замеренных с помощью каротажа пластовых температур предполагает существование области резкого их изменения («колена»), которая близка к области высокого давления [Timko and Fertl, 1972]. С разрешения журнала „World Oil“.

I — кровля зоны аномально-высоких давлений; *II* — геотермический градиент, равный $1,8$ °С/100 м; *III* — геотермический градиент, равный $3,6$ °С/100 м; точки с цифрами в правой части рисунка — время, прошедшее после прекращения циркуляции в ч В гс/см³ указан удельный вес промывочной жидкости

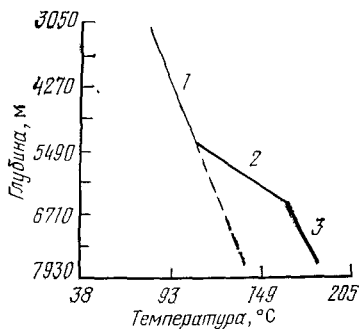


РИС 87. Изменение геотермического градиента в глубокой скважине Мид-континента (США).

1 — $1,4$ °С/100 м; 2 — $4,7$ °С/100 м, 3 — 18 °С/100 м

и газа. Геотермические градиенты в различных бассейнах, за некоторым исключением, очевидно, связаны с величиной теплового потока Земли.

Изменения в тепловом потоке Земли можно считать согласующимися с концепцией расширения морского дна и с положениями «новой глобальной тектоники».

Глубина залегания углеводородов в бассейне и его термическая история тесно взаимосвязаны. Бассейны некоторых типов, приуроченные к зонам существенно высоких тепловых потоков, располагаются вдоль континентальных плит и зон, где, возможно, зарождаются процессы, вызывающие расширение морского дна и вдоль которых наблюдается восходящий поток материала основного состава. Эти бассейны, как правило, дают больше углеводородов на единицу объема осадков, чем бассейны в районах с низким тепловым потоком, при условии наличия всех необходимых геологических условий для аккумуляции углеводородов.

Температура, изменяющаяся со временем, играла важную роль в формировании многих крупных (гигантских) скоплений углеводородов.

В. К. Пьюси [Pusey, 1973] предложил концепцию интервала существования жидкой углеводородной фазы (нефтяное окно), основанную на эмпирических данных, согласно которым генерация углеводородов в значительных масштабах начинается при $65,5^{\circ}\text{C}$, а деструкция жидких углеводородов — при температурах свыше $148,9^{\circ}\text{C}$. Заметное исключение составляет нефть, связанная с высокими температурами ($>148,9^{\circ}\text{C}$), которая приурочена к карбонатным породам (Флорида, США; оз. Маракайбо, Венесуэла) и (или) связана с зонами аномально-высоких давлений. Концепция Пьюси иллюстрируется на примере нескольких залежей нефти и газа из разных районов мира. Из рис. 8.8 видно, что высокие градиенты не означают высоких температур, а указывают на неглубокое залегание продуктивных горизонтов (например, месторождение Минас). Вертикальными черточками на рис. 8.8 показаны диапазоны значительной добычи. Нефтепроявления и притоки в скважинах известны при температурах более 147°C , однако $>99\%$ нефти в мире встречается при температурах ниже 147°C , при этом большая часть ее встречена при температуре 121°C или ниже. Многие нефтяные залежи обнаружены при температуре менее $65,5^{\circ}\text{C}$, однако они неизменно либо связаны с участками, претерпевшими значительное поднятие после нахождения в высокотемпературной зоне, либо, что менее распространено, сформированы в результате дальней миграции по восстанию слоев. Газы в северной части Западно-Сибирского бассейна имеют биогенное происхождение. Данные по изотопному составу углерода показали, что они отличаются большим дефицитом ^{13}C и образовались при низких темпера-

РИС 8.8. Иллюстрация концепции Пьюси на примере гигантских месторождений в отложениях мезозойского и более молодого возраста в районах с геотермическими градиентами, колеблющимися от $1,8^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$ до $10,9^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$ [Pusey, 1973] С разрешения журнала „World Oil“.

1 — А-100, бассейн Сирт, 2 — Дури, Центральная Суматра; 3 — Экофиск, Северное море, 4 — Гавар, Саудовская Аравия, 5 — Хасси-Мессауд, Алжир; 6 — Джей, Флорида; 7 — Ламар, оз. Маракайбо; 8 — Минас, Центральная Суматра, 9 — Прадхо-Бей, Аляска, 10 — Саут-Пасс, блок 27; 11 — газ и нефть Западной Сибири; 12 — Уилмингтон, Лос-Анджелес

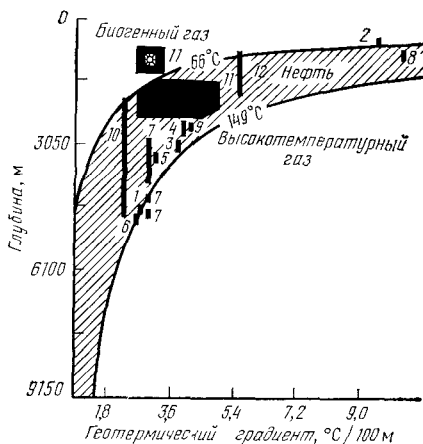
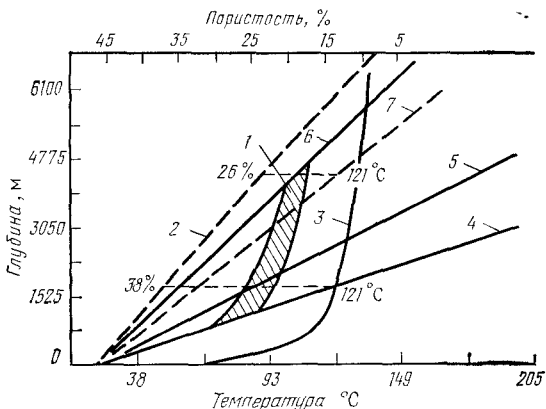


РИС. 8.9. Модель размещения углеводородов в терригенных осадочных отложениях, основанная на данных К. К. Лендса и Дж. Ф. Берста [Klempe, 1972] С разрешения журнала „Oil and Gas“. Температура обуславливает экспоненциальное усиление химических реакций образования углеводородов (кривая условно начинается от 66°C)

1 — зона перераспределения максимального содержания жидких углеводородов; 2 — средняя линейная пористость, 3 — экспоненциальное усиление химических реакций; геотермические градиенты 4 — $5,4^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$, 5 — $3,6^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$, 6 — $1,8^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$, 7 — среднее значение геотермического градиента $25,2^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$



турах. В центральной и южной частях бассейна геотермические градиенты выше, и нефть встречается при температурах $54\text{—}121^{\circ}\text{C}$.

Наконец, следует упомянуть о модели уплотнения глинистых пород (модель диагенеза глин, с потерей воды) Берста [Burst, 1969] (см. главу 1, рис. 1.2), которая была первоначально разработана для побережья Мексиканского залива (США). Интервал максимального распространения жидкости (т. е. стадия вторичной дегидратации, или, по терминологии советских ученых, зона катагенеза) ограничен температурным диапазоном $65\text{—}130^{\circ}\text{C}$, и его глубина является функцией

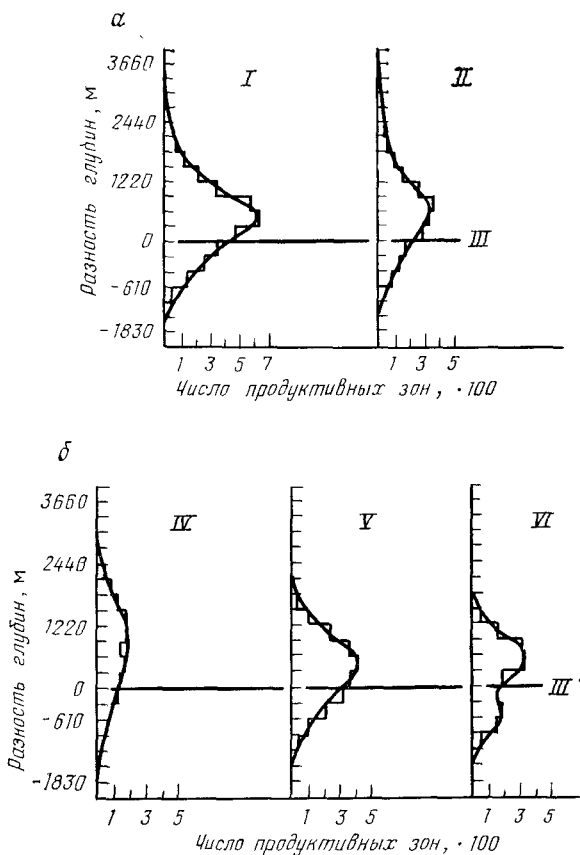


РИС. 8.10. Корреляция между глубиной залегания кровли продуктивных зон и уровнем второй стадии дегидратации глин как функция размера месторождения (а) и геологического возраста (б). Побережье Мексиканского залива [Burst, 1969]. С разрешения Американской ассоциации геологов-нефтяников.

I — 3317 продуктивных горизонтов с добычей свыше 13,5 тыс. т; *II* — 1935 продуктивных горизонтов с добычей свыше 135 тыс. т; *III* — уровень второй стадии дегидратации глин; *IV* — 1404 плейстоцен-миоценовых горизонтов; *V* — 2196 олигоценых горизонтов; *VI* — 1606 эоценовых горизонтов

преобладающего геотермического градиента (рис. 8.9). Статистический анализ расстояния от кровли продуктивных зон до расчетного уровня второй стадии дегидратации глин на побережье Мексиканского залива, США [Burst, 1969] показывает закономерное распределение в виде функции как размера месторождения, так и геологического возраста коллектора (рис. 8.10). Установление местоположения таких уровней диагенеза глин на основании оценки геотермического градиента позволяет прогнозировать благоприятные условия для формирования углеводородов.

ЗАВИСИМОСТЬ МЕЖДУ РАЗМЕЩЕНИЕМ СКОПЛЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ И ГРАДИЕНТОМ ПЛАСТОВЫХ ДАВЛЕНИЙ

При исследованиях градиентов пластовых давлений в нескольких районах мира обнаружена корреляция их с размером и типом залежи углеводородов. Такая информация, несомненно, представляет ценность для выбора методики работ, которая позволила бы вести безопасную, экономичную разработку газовых и нефтяных месторождений с аномально-высокими пластовыми давлениями. Например, величины аномально-высоких давлений на побережье Мексиканского залива в США стали предметом особого интереса в последние два десятилетия, так как современные методы работ позволяют нефтяной промышленности более эффективно определять потенциальные возможности районов с такими высокими пластовыми давлениями. Раньше часто избегали таких районов из-за сложностей бурения и заканчивания скважин, а также высоких коэффициентов риска и затрат.

Г. Е. Кэнтон и Р. К. Крэйз [Cannon and Craze, 1938] установили одну из первых зависимостей пластового давления от глубины в Техасе и в Луизиане с максимальным градиентом давления около $0,177 \text{ кгс}/(\text{см}^2 \cdot \text{м})$. В 1943 г. Х. Х. Дентон [Denton, 1943] указал максимальный градиент $0,192 \text{ кгс}/(\text{см}^2 \times \text{м})$ для того же района, а несколько лет спустя он был увеличен до $0,20 \text{ кгс}/(\text{см}^2 \cdot \text{м})$ [Cannon and Sullins, 1946].

Г. Дикинсон [Dickinson, 1953] наблюдал величину градиента до $0,201 \text{ кгс}/(\text{см}^2 \cdot \text{м})$ и высказал мнение, что это значение приближается к верхнему пределу градиентов аномально-высоких давлений в песчано-глинистых толщах; он предположил, что не исключена возможность превышения $0,208 \text{ кгс}/(\text{см}^2 \cdot \text{м})$. Однако с этого времени на побережье Мексиканского залива были отмечены еще более высокие градиенты давлений.

В 1970 г. В. А. Фаулер отметил, что единственным критерием, позволяющим различать промышленные и непромышленные, непродуктивные песчаные пласты на месторождении Чоколит Байю (округ Бразория, штат Техас), по-видимому, являются изменения градиента пластового давления. Градиенты менее $0,196 \text{ кгс}/(\text{см}^2 \cdot \text{м})$ связаны с промышленно продуктивными песками, тогда как пески с градиентами более $0,196 \text{ кгс}/(\text{см}^2 \cdot \text{м})$ не дают промышленных притоков.

Зависимость между пластовым давлением и добычей вокруг купола Лейк-Монголойс в округе Сен-Мартин штата Луизиана исследовал Классен (1968). Добыча была получена в условиях нормальных гидростатических давлений (таких, как на участках добычи нефти на восточном и северном крыльях купола) и ассоциирована с градиентами давлений до $0,208 \text{ кгс}/(\text{см}^2 \cdot \text{м})$ (добыча сухого газа).

На побережье Мексиканского залива в США несколько промышленных скоплений углеводородов было обнаружено также в условиях аномально-высоких давлений — с градиентами до $0,208 \text{ кгс}/(\text{см}^2 \cdot \text{м})$. Типичным примером таких месторождений служит площадь Ист-Камерон на акватории Луизианы, где были установлены крупные залежи.

Аналогичные данные приводились в литературе начиная с 1949 г. Л. С. Мак-Каслин [McCaslin, 1949] исследовал две скважины на месторождении Фор-Айл округа Террбонн (штат Луизиана) с градиентами давлений $0,221$ и $0,227 \text{ кгс}/(\text{см}^2 \cdot \text{м})$, пробуренные до глубин соответственно 4400 и 4034 м. Кроме того, была известна фонтанирующая нефтяная скважина с высоким давлением в дельте Миссисипи, давшая $21,2$ т/сут нефти плотностью $0,835 \text{ г}/\text{см}^3$ (штуцер диаметром $2,4$ мм) при давлении в колонне труб $555,6 \text{ кгс}/\text{см}^2$. Добыча осуществлялась из интервала $3962—3979$ м открытого забоя; расчетное первоначальное забойное давление составляло $888,5 \text{ кгс}/\text{см}^2$ на глубине 3963 м. Судя по этим данным, градиент давления в скважине был очень высоким — $0,225 \text{ кгс}/(\text{см}^2 \cdot \text{м})$. По мнению автора данной работы, на побережье Мексиканского залива это значение вплотную приближается к давлению, оказываемому весом вышележащих пород, и представляется одним из наиболее высоких градиентов зоны этого района, содержащей углеводороды.

Однако при таких чрезвычайно высоких давлениях присутствие промышленных газовых и (или) нефтяных залежей в песчано-глинистом разрезе является скорее исключением, чем правилом. Часто находящиеся под высоким давлением пласты дают притоки воды с нефтью и (или) газом, характеризуются громадными потенциальными фонтанными дебитами или очень высокой, но кратковременной добычей углеводородов с быстрым падением давления. Такие условия имеют место на побережье Мексиканского залива, в Калифорнии (США), в олигоценовых отложениях Бирмы, в подножиях горных цепей Анд и Гималаев, в третичных отложениях Папуа и Новой Гвинеи, в майкопской свите (миоцен) в СССР и в других местах.

Кроме приведенных выше данных по побережью Мексиканского залива были собраны дополнительные материалы Федеральной энергетической комиссией [Federal Power Commission, 1966], А. А. Мейергоффом [Meyerhoff, 1968] и Д. Р. Перри [Perry, 1969]. Эти данные приведены в табл. 8.11. Геометрические и арифметические средние значения нанесены на рис. 8.11 как изменяющееся среднее $0,0115 \text{ кгс}/(\text{см}^2 \cdot \text{м})$ на каждое приращение в $0,0023 \text{ кгс}/(\text{см}^2 \cdot \text{м})$ [Fowler, 1971 и личное сообщение, 1971]. По мнению В. А. Фаулера, эти данные и позволяют предполагать, что величина залежи уменьшается с увеличением градиента давления до $0,15$ или $0,162 \text{ кгс}/(\text{см}^2 \cdot \text{м})$. В интервале $0,162—0,196 \text{ кгс}/(\text{см}^2 \cdot \text{м})$ размер залежи, по-видимому, увели-

Таблица 8.11

Корреляция средних запасов залежи углеводородов с градиентом пластового давления на побережье Мексиканского залива в США

Число залежей и их запасы	Диапазон градиентов давления, кгс/(см ² ·м)						
	0,14—0,15	0,15—0,16	0,16—0,17	0,17—0,18	0,18—0,19	0,19—0,20	> 0,20
I. Число залежей	3	3	19	10	12	7	2
Средние геометрические запасы, млн м ³	530	180	230	130	1240	510	620
Средние арифметические запасы, млн. м ³	1410	230	1330	310	3700	1510	2800
II. Число залежей	2	1	2	3	5	1	1
Средние геометрические запасы, млн. м ³	650	390	3310	3710	530	5360	4810
Средние арифметические запасы, млн. м ³	970	390	5010	6460	4410	5360	4810
III. Число залежей	49	60	78	55	79	57	23
Средние арифметические запасы, млн. м ³	960	650	910	770	1610	1190	2380

I — данные Д. Р. Перри [Perry, 1969]; II — данные А. А. Мейергоффа [Meyerhoff, 1968]; III — данные Федеральной энергетической комиссии [Federal Power Commission, 1966]

чивается с повышением градиентов. При градиентах более 0,196 кгс/(см²·м), по данным Д. Р. Перри, размер залежи уменьшается с увеличением градиентов давления. Данные А. А. Мейергоффа в этом диапазоне градиентов давления не адекватны, а данные Федеральной энергетической комиссии показывают их непрерывное увеличение. Однако есть основания полагать, что при более тщательной обработке данные Федеральной энергетической комиссии могли бы лучше согласоваться с данными Д. Р. Перри.

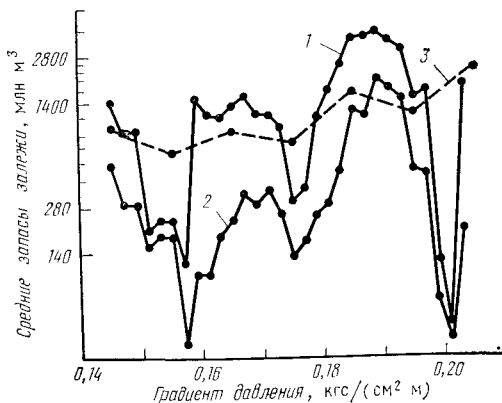


РИС. 8.11. Зависимость между средним арифметическим размером углеводородной залежи и градиентом давления (по В. А. Фаулеру, личное сообщение, 1971).

1 — среднее арифметическое (данные Д. Р. Перри); 2 — среднее геометрическое (данные Д. Р. Перри); 3 — среднее арифметическое (данные Федеральной энергетической комиссии)

ЗАВИСИМОСТЬ МЕЖДУ ФАЗОВЫМ СОСТОЯНИЕМ СКОПЛЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ И ПЛАСТОВЫМИ ТЕМПЕРАТУРОЙ И ДАВЛЕНИЕМ

Пластовые температура и давление вместе являются важными факторами, существенно влияющими на физическое состояние углеводородов на глубине. Оба параметра могут быть определены с помощью скважинного каротажа.

Интересно вспомнить фазовую модель нефти и газа на глубине, предложенную М. Ш. Моделевским и Е. И. Парновым (1967). Фазовые соотношения между нефтями, нефтью и газом, газом, конденсатом и нефтью как непрерывный ряд газообразного и жидкого состояний при увеличении пластовых давлений указывают на возможное существование еще одного, отличного от прочих, состояния смеси, пока не встреченного в природе, единого состояния при суперкритических давлении и температуре (когда весь газ растворен в нефти), названного нефтяным конденсатом (рис. 8.12).

Данные В. В. Байбакова и др. (1969) о распределении 220 залежей углеводородов в осадочном разрезе схематически представлены на рис. 8.13. С ростом давления при постоянной температуре имеется тенденция перехода от газа к газовому конденсату и легкой нефти. Это указывает на замедляющее влияние давления на деструкцию углеводородов в разрезе осадочных пород. Однако, вне всякого сомнения, температура является ключевым фактором при преобразовании углеводородов. Нефтяные залежи могут существовать на большой глубине, если температурный градиент низок. При изучении некоторых площадей вдоль побережья Мексиканского залива (США) Д. Дж. Тимко и У. Х. Фертль [Timko and Fertl, 1970] обнаружили, что практически нормальные градиенты давления и температуры распространяются до больших глубин. Они сделали заключение, что такие глубокозалегающие горизонты все еще высокоперспективны в отношении крупных скоплений нефти.

Распространенным заблуждением в промышленных кругах, связанных с бурением, является представление о том, что высокие градиенты пластового давления связаны с большими глубинами. Это не обязательно. На побережье Мексиканского залива и в других районах на больших глубинах были отмечены в сущности нормальные градиенты порового давления. Такие глубокозалегающие горизонты остаются высокоперспективными на скопления нефти. Таким образом, глубина сама по себе не является определяющим условием для образования крупных залежей нефти. Рисунок 8.14 иллюстрирует добычу нефти на площади Уикс-Айленд штата Луизиана с глубины 4970 м, характеризующейся близким к гидростатическому дав-

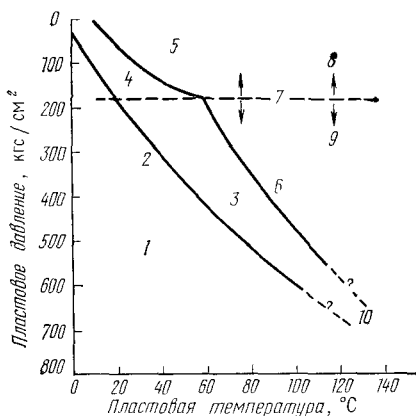
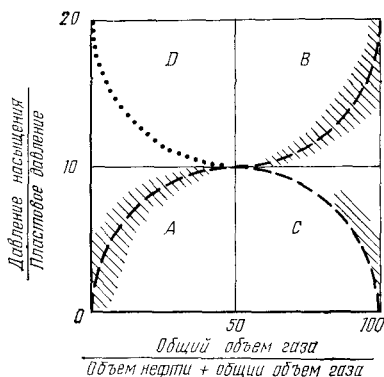


РИС 8.12. Модель физического состояния углеводородов на глубине [Моделевский и Парнов, 1967].

A — нефть, B — газ и нефть, C — газовый конденсат и нефть, D — нефтяной конденсат (?)

РИС. 8.13 Соотношение между состоянием углеводородов и пластовыми температурами и давлением для 220 залежей, приуроченных к осадочному разрезу [Байбаков и др., 1969].

1 — область практического отсутствия углеводородов; 2 — минимальные давление и температура в нефтегазоносных провинциях; 3 — область существования нефти (плотность 0,9—0,7 г/см³), 4 — озокерит, асфальтит и тяжелая нефть (<18 % легких фракций, плотность 0,9—0,8 г/см³), 5 — газ, очень небольшое количество залежей легкой нефти или конденсата; 6 — газ, газовый конденсат, 7 — катагенез, 8 — давление и температура играют меньшую роль; 9 — температура и давление играют большую роль, 10 — возможное пересечение на глубине приблизительно 8—10 км

лением и низким (1,8°C/100 м) температурным градиентом. На рис. 8.15 приведен график для другой скважины того же месторождения, на расстоянии около 1,6 км от первой и расположенной структурно выше. Кроме среднего геотермического градиента 3,6°C/100 м, здесь на глубине ниже 4299 м отмечены очень высокие аномальные давления. Как будет показано ниже при рассмотрении метода соотношений удельных сопротивлений глинистых пород, в этой скважине интервал ниже 4299 м, очевидно, не перспективен на нефть, а ниже 4451 м, по-видимому, не перспективен даже на газ. Это было подтверждено результатами испытания скважины. Эти две скважины пересекают одни и те же геологические горизонты, однако их режимы температуры и давления существенно различны.

Прежде чем сделать заключение о бесперспективности целого района или комплекса разбитых сбросами крупных структур, необходимо тщательно и всесторонне изучить и понять связь пластовых давлений и температуры со структурой. Следует отметить, что глубокозалегающие структуры и пески в песчано-глинистом разрезе часто рассматриваются как высокоперспективные без какого-либо учета термодинамических условий — температуры и давления.

В 1970 г. Д. Дж. Тимко и У. Х. Фертли сообщили важные данные о соотношениях давление—температура в 60 скважинах побережья Мексиканского залива в США. На рис. 8.16 показана зависимость между температурой и давлением в этих скважинах, где средние геотермические градиенты колеблются от 1,8 °С/100 м до 3,6 °С/100 м. Рисунок 8.17 иллюстрирует увеличение аномально-высоких поровых давлений с глубиной для тех же скважин. Резкое увеличение пластового давления очевидно на глубинах около 2439 м и больше.

Однако наиболее важные результаты исследования показаны на графике зависимости между градиентом пластового давления и температурой (рис. 8.18). Следует обратить внимание на колоколообразную область существования углеводородов, охватывающую градиенты давлений от 0,115 до

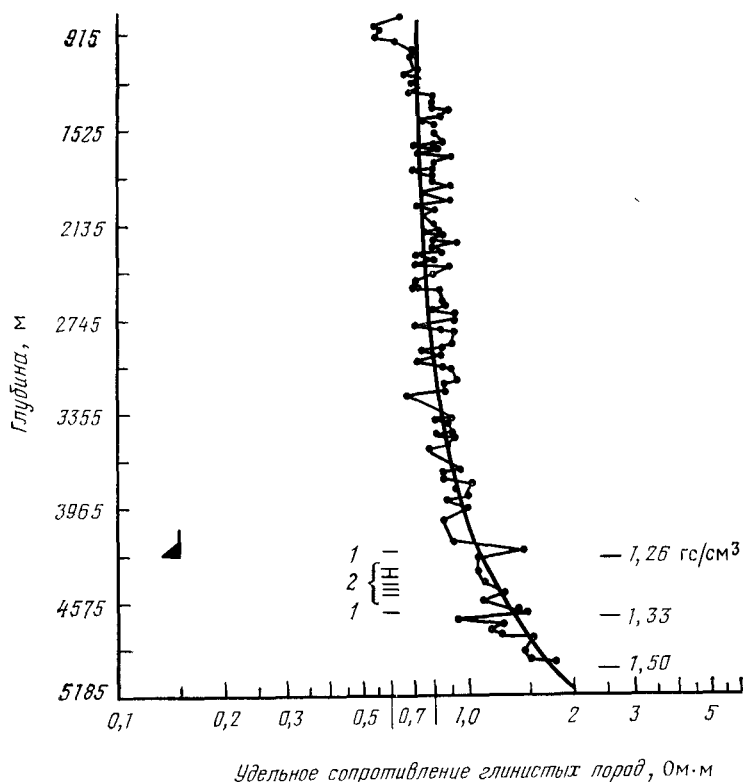


РИС. 8.14. Глубокозалегающие продуктивные горизонты в условиях практически нормальных давлений с низким геотермическим градиентом. Площадь Уикс-Айленд, Луизиана [Timko and Fertl, 1970]. С разрешения Общества инженеров-нефтяников Американского института горных инженеров

1 — нефть, 2 — газ. В гс/см³ показан удельный вес промывочной жидкости

0,217 кгс/(см²·м) и соответствующие пластовые температуры между 104 и 185°C. Температурный интервал 102—143°C совпадает с интервалом наиболее высоких градиентов давлений в углеводородных зонах. Это особенно важно отметить, так как этот температурный интервал лежит преимущественно в зоне второй стадии дегидратации глин, выделенной Дж. Ф. Берстом [Burst, 1969], т. е. в зоне максимального распространения флюидов. На рис. 8.18 видно, что при дальнейшем повышении температуры величина аномально-высоких градиентов давлений приобретает обратную тенденцию изменения и уменьшается в потенциальных пластах-коллекторах, что совпадает с одновременным увеличением объема газа. В то же время чрезвычайно высокие градиенты давления отмечаются в высокотемпературных водоносных пластах и зонах с непромышленными нефте- и газопровлиями.

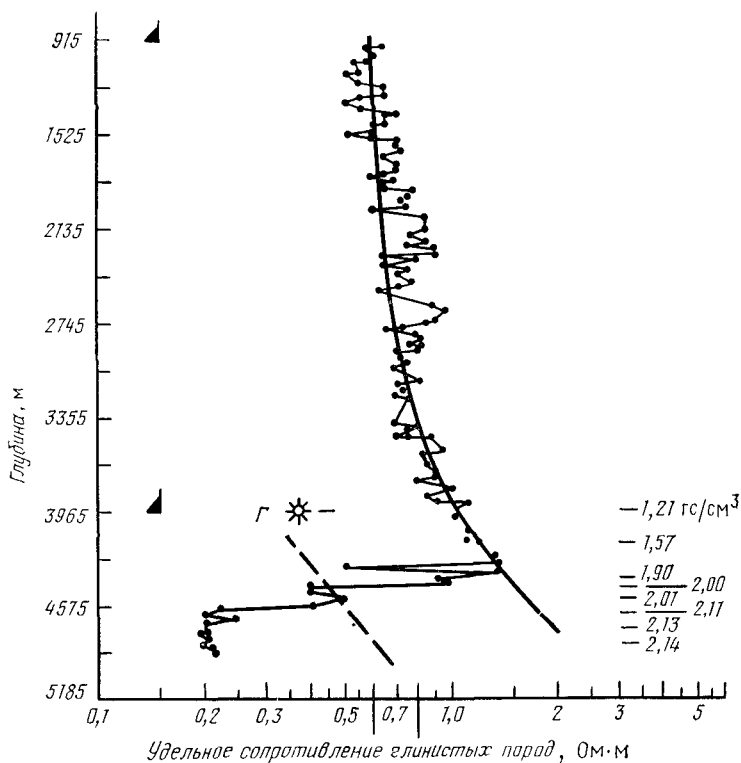


РИС 8.15 Неперспективные глубокозалегающие высокотемпературные интервалы с аномально-высоким давлением. Площадь Уикс-Айленд, Луизиана [Timko and Fertl, 1970]. С разрешения Общества инженеров-нефтяников Американского института горных инженеров.

Г — газоносный продуктивный пласт. В гс/см³ показан удельный вес использованной промывочной жидкости

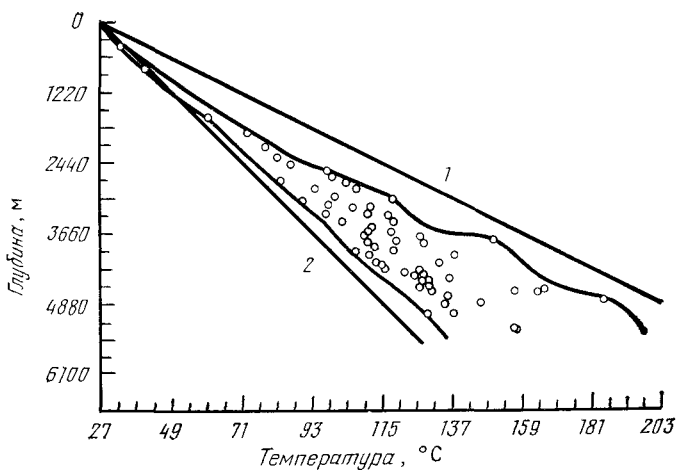


РИС. 8.16. Взаимосвязь между температурой и аномально-высоким давлением в 60 скважинах побережья Мексиканского залива [Timko and Fertl, 1970]. С разрешения Общества инженеров-нефтяников Американского института горных инженеров.
 1 — геотермический градиент, равный $3,6\text{ }^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$; 2 — геотермический градиент, равный $1,8\text{ }^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$

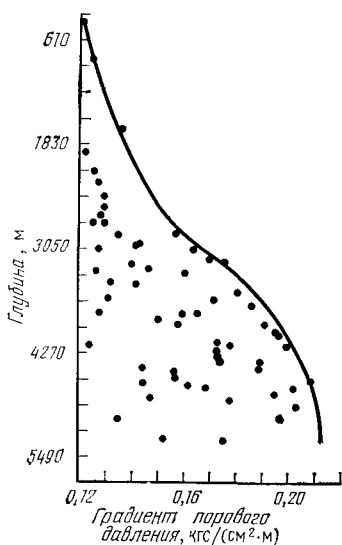


РИС. 8.17. Зависимость между градиентами поровых давлений и глубиной в 60 скважинах побережья Мексиканского залива [Timko and Fertl, 1970]. С разрешения общества инженеров-нефтяников Американского института горных инженеров

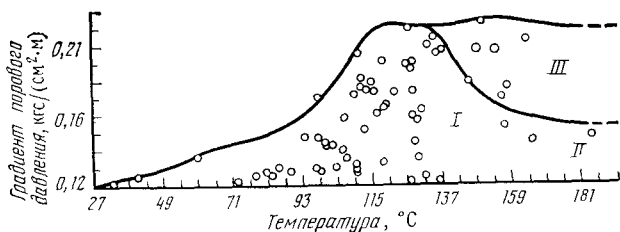


РИС. 8.18. Зависимость между градиентом порового давления и пластовой температурой в 60 скважинах с аномально-высоким давлением на побережье Мексиканского залива [Timko and Fertl, 1970]. С разрешения Общества инженеров-нефтяников Американского института горных инженеров.

I — углеводороды и водоносные пласты; *II* — преимущественно газ; *III* — водоносные пласты (с растворенным газом)

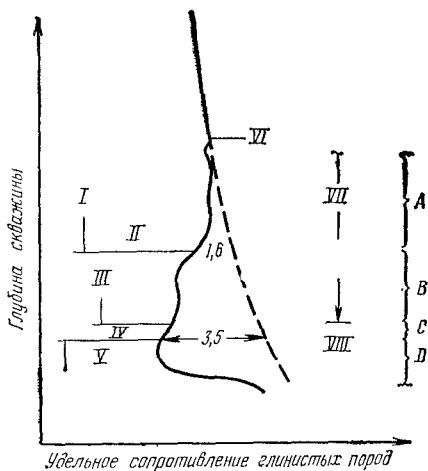


РИС. 8.19. Типичный для побережья Мексиканского залива профиль удельного сопротивления глинистых пород, основанный на кривой малого потенциал-зонда [Timko and Fertl, 1970]. С разрешения общества инженеров-нефтяников Американского института горных инженеров.

I — более 90 % промышленных нефтяных месторождений (могут быть достигнуты без применения предохранительной трубы); *II* — удельный вес промывочной жидкости 1,53 гс/см³; *III* — около 99 % промышленных нефтяных и газовых месторождений; *IV* — небольшие залежи, *V* — промышленные залежи отсутствуют; *VI* — кровля зоны аномальных давлений, *VII* — большая часть месторождений побережья Мексиканского залива; *VIII* — кровля зоны сверхвысоких давлений. На бурение зон *B*, *C*, *D* потрачено около 50 % общей стоимости скважины. Цифры 1,6 и 3,5 — отношения нормального удельного сопротивления глинистых пород к наблюдаемому

ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА ОТНОШЕНИЯ УДЕЛЬНЫХ СОПРОТИВЛЕНИЙ ГЛИНИСТЫХ ПОРОД

Д. Дж. Тимко и У. Х. Фертль [Timko and Fertl, 1970] опубликовали обобщенные результаты корреляции между «типичным» для побережья Мексиканского залива изменением по разрезу удельного сопротивления глинистых пород и размещением нефтяных и газовых месторождений в этом районе. На рис. 8.19 показан типичный профиль, построенный по данным сотен скважин с промышленной и непромышленной продуктивностью, проанализированных за несколько последних лет. Масштабы не указаны, так как конкретные величины изменяются в зависимости от района. Значение зон *A*, *B*, *C* и *D* рассматривается на стр. 350. Применение этих зависимостей помогает определить, возможно ли существование промышленных скоплений ниже глубины, до которой скважина уже пробурена и исследована каротажем, и будет ли экономически целесообразным продолжение бурения скважины ниже данной глубины в условиях песчано-глинистого разреза.

Типичный профиль на рис. 8.19 основан целиком на кривой малого потенциал-зонда. При его составлении не используются материалы (см. главу 5), полученные с помощью какого-либо другого прибора для измерения удельного сопротивления (или проводимости). Аналогичные корреляции могут быть осуществлены исходя из данных измерения акустической скорости при наличии достаточного количества каротажных диаграмм.

Автору данной работы удавалось применить профиль удельного сопротивления глинистых пород для определения благоприятных условий существования углеводородов более успешно, чем градиенты давления или требуемый удельный вес промысловой жидкости, как пытались делать другие исследователи. Можно использовать параметр отношения удельных сопротивлений глинистых пород, который является функцией взаимнозависимых влияний пластового давления, температуры и солесодержания пластовой воды. Таким образом, принимаются в расчет термодинамический и геохимический аспекты. Данная модель, разработанная для побережья Мексиканского залива США, оказалась справедливой для Калифорнии и нескольких третичных бассейнов мира, сложенных песчано-глинистыми породами. Для ее практического использования необходимо провести корреляцию, аналогичную выполненной на побережье Мексиканского залива США.

На рис. 8.20 показан график зависимости между отношениями удельных сопротивлений глинистых пород и средними градиентами давлений в том виде, как он был первоначально

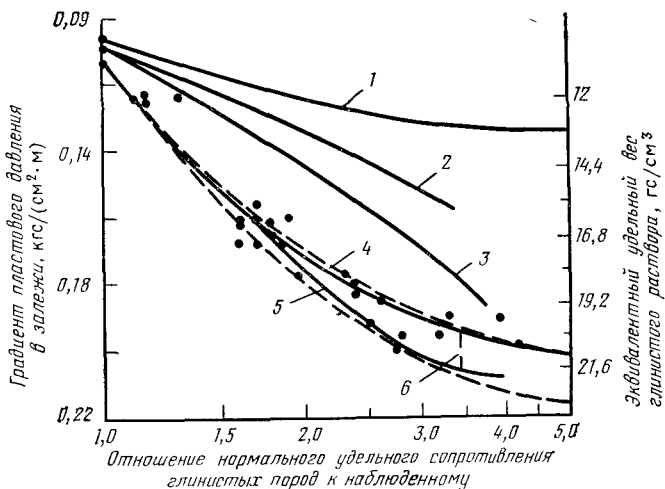


РИС. 820. Использование отношений удельных сопротивлений глинистых пород для выявления благоприятных условий существования углеводородов [Timko and Fertl, 1970]. С разрешения Общества инженеров-нефтяников Американского института горных инженеров.

1 — площадь Ист-Ривертон, Вайоминг [Timko, 1972]; 2 — Северное море (ограниченные данные); 3 — Южно-Китайское море (ограниченные данные) [Timko, 1972]; 4 — побережье Мексиканского залива [Hottman and Johnson, 1965], 5 — Ист-Камерон [Timko and Fertl, 1970], 6 — побережье Мексиканского залива [Eaton, 1972] (диапазон)

разработан для побережья Мексиканского залива США [Hottman and Johnson, 1965]. В 1970 г. Д. Дж. Тимко и У. Х. Фертли опубликовали аналогичную корреляцию для локальной площади Ист-Камерон. Для сравнения на рис. 820 показаны такие корреляции, основанные на ограниченном объеме данных для Северного и Южно-Китайского морей, а также корреляции для побережья Мексиканского залива США, предложенные Б. А. Итоном [Eaton, 1972], в которых учитывается градиент давления, обусловленный весом вышележащих пород. Эти данные отчетливо свидетельствуют о широком изменении градиентов давления в соответствии с отношениями удельных сопротивлений глинистых пород. Признание этого факта имеет важное значение как для буровых работ (правильный выбор удельного веса промывочной жидкости), так и для разведки, поскольку применение рассчитанного по каротажным диаграммам градиента, если он не модифицирован применительно к данному конкретному району, может ввести в заблуждение и привести к большим денежным затратам. По этой причине методу отношения удельных сопротивлений следует отдавать предпочтение, если делается попытка прогнозирования благоприятных условий на забое скважины для существования на этой глубине скоплений нефти и газа.

РУКОВОДЯЩИЕ ПРИНЦИПЫ ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН

Основываясь на дополнительных данных, Д. Дж. Тимко и У. Х. Фергль [Timko and Fertl, 1978] предложили следующие руководящие принципы заканчивания скважин.

Промышленные нефтяные месторождения. Большая часть продуктивных зон на побережье Мексиканского залива может быть достигнута без применения обсадной колонны. Статистические данные показывают, что 90% промышленных нефтяных месторождений находятся в условиях нормальных гидростатических давлений, а также при аномальных давлениях, величины которых, выраженные в эквивалентном удельном весе промывочной жидкости, достигают приблизительно 1,56 г/см³, что соответствует отношению удельных сопротивлений глинистых пород, равному 1,6. При необходимости применения промывочной жидкости плотностью свыше 1,56 г/см³ обычно требуется установка колонны обсадных труб, чтобы избежать потери циркуляции или дифференциального прихвата бурильных труб.

Промышленные газовые и (или) нефтяные месторождения. Около 99% всех промышленных газовых и нефтяных залежей обнаружено в зонах А и В. Это имеет большое экономическое значение, так как стоимость успешного заканчивания скважины в пластах высокого давления может оказаться чрезвычайно высокой.

Установленным является тот факт, что больше всего денег обычно затрачивается на бурение последних нескольких сотен метров скважины с наиболее высокими аномальными давлениями. Зная локальную или региональную взаимосвязь между отношениями удельных сопротивлений глинистых пород и размещением углеводородов, можно принять обоснованное решение относительно необходимости дальнейшего углубления скважины.

Небольшие залежи углеводородов. Судя по профилю удельного сопротивления глинистых пород, типичному для побережья Мексиканского залива США, значительное число промышленных газовых и (или) нефтяных залежей, очевидно, находится в условиях аномально-высоких давлений. Однако с увеличением отношения удельных сопротивлений размеры потенциальных залежей уменьшаются. Продуктивный пласт может иметь ограниченное распространение и давать углеводороды в одной—двух скважинах на площади; обычно этот пласт располагается внутри или вблизи зоны С (см. рис. 8.19).

Часто скважина, проходящая в зоне С или вблизи нее, может быть промышленной сама по себе, но обычно, поскольку скважина может эксплуатироваться с высокими дебитами, бу-

рятся дополнительные скважины на площади, которые оказываются непромышленными, что приводит к экономическому краху предприятия в целом. Скважины, достигшие пределов зоны С, являются первоочередными объектами для детальных исследований с целью определения общих границ залежи, после чего может быть принято решение о дальнейшем ее разбуривании.

Непромышленные скопления углеводородов. В области так называемых сверхвысоких давлений — в зоне D (см. рис. 8.19) не встречено промышленных залежей. Эти интервалы часто характеризуются чрезвычайно высокими давлениями и быстрым падением дебитов, что свидетельствует о малом объеме залежи, а также о трудностях при заканчивании скважин. Более того, большинство пород-коллекторов со сверхвысокими давлениями содержит преимущественно пресную воду с небольшим количеством растворенного в ней газа. Благоприятная оценка перспектив нефтегазоносности по керну, отобранному из стенок скважины, и каротажным диаграммам может быть ошибочной из-за того, что в этих относительно пресных водах (минерализация которых достигает 3 мг/л NaCl) растворено значительное количество газа.

Таким образом, даже без учета измеренных градиентов пластовых давлений можно сделать следующие выводы в отношении песчано-глинистых разрезов.

1. Для большинства промышленно-нефтеносных песчаных пластов характерен коэффициент удельного сопротивления прилегающих к ним глинистых пород менее 1,6. Эти пласты могут быть достигнуты, как правило, без обсадной колонны.

2. Большинство промышленно-газоносных песчаных пластов обнаруживает коэффициент удельных сопротивлений прилегающих глинистых пород около 3,0 и меньше. Это могут быть крупные залежи с высоким градиентом давления, исследованные У. А. Фаулером (личное сообщение, 1971) и Д. Р. Перри [Реггу, 1969]. Например, для площади Ист-Камерон (см. рис. 8.20) отношение удельных сопротивлений 2,8 эквивалентно градиенту 0,208 кгс/(см²·м). Даже при таком высоком градиенте давления в этом районе были встречены залежи очень крупного размера.

3. Скважины с коэффициентами удельных сопротивлений глинистых пород от 3,0 до 3,5 могут давать промышленный газ, а залежь, как правило, эксплуатируется одной или двумя скважинами. Такая ситуация может существовать на крупных месторождениях, сильно нарушенных сбросами, ограничивающими размер отдельных залежей.

4. Промышленная добыча не установлена там, где отношение удельных сопротивлений пород достигает и (или) превышает 3,5 независимо от того, какой фактический градиент давления. Эти скважины часто имеют высокие началь-

ные дебиты и характеризуются чрезвычайно быстрым падением давления. Очень важно отметить, что промышленная добыча не установлена ни в одной скважине ниже глубины, где отношение удельных сопротивлений глинистых пород равно 3,5, даже в том случае, когда оно уменьшается до $< 3,5$, и где градиенты давления имеют тенденцию уменьшения до нормальных, при условии, что скважина не пересекла поверхности крупного несогласия.

Следовательно, качественная каротажная кривая малого потенциала-зонда может быть использована для выяснения размещения углеводородов на побережье Мексиканского залива США и в других геологически сходных районах. Знание такого статистического распределения можно использовать при решении вопроса о прекращении или продолжении бурения в благоприятных или неблагоприятных условиях пластовых давлений.

Однако еще раз следует подчеркнуть, что это касается нефтегазоносных бассейнов с песчано-глинистым разрезом, а не бассейнов, выполненных массивными и карбонатными толщами, такими как свита Смаковер в Миссисипи и Западном Техасе, а также развитыми на Ближнем и Среднем Востоке и в других районах. Геологические условия таких районов требуют дополнительных исследований для прогнозирования аномально-высоких давлений.

ПРИМЕР ИЗ ПРОМЫСЛОВОЙ ПРАКТИКИ, АКВАТОРИЯ ТЕХАСА

Типичный профиль удельного сопротивления глинистых пород в непродуктивной скважине, пробуренной на акватории у берегов округа Арансас, приведен на рис. 8.21. Отношение 3,5 удельных сопротивлений глинистых пород зафиксировано на глубине 2088 м и свидетельствует о том, что скважина достигла неблагоприятных условий. Как указывалось выше, никакой промышленной добычи не было установлено на уровне и ниже предельного значения отношения удельных сопротивлений 3,5.

Статистические подсчеты показывают, что бурение скважины должно быть прекращено на глубине 2088 м и деньги, сэкономленные на бурении, вложены в другую скважину. Ниже 2088 м бурение дорогостоящее, так как требуемый удельный вес промывочной жидкости превышает $2,04 \text{ гс/см}^3$.

График рис. 8.21 указывает на наличие очень узкого вертикального интервала промышленной нефте- и газоносности. Газ и нефть встречаются почти неизменно в песчаных пластах в пределах переходной зоны, сложенной глинистыми породами (приблизительно от 1463 до 2088 м), и лишь интервал от 1468 до 1768 м перспективен, так как в верхней части зоны Анахуак песчаные пласты отсутствуют.

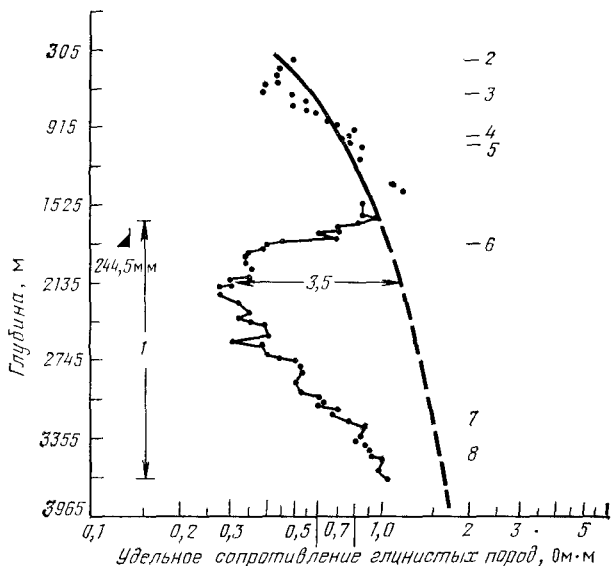


РИС 821. Профиль удельного сопротивления глинистых пород в морской скважине Тексан [Timko and Fertl, 1970]. С разрешения Общества инженеров-нефтяников Американского института горных инженеров. Следует отметить присутствие в разрезе толщи мощностью 1524 м, не содержащей скоплений углеводородов

1 — непродуктивные пески, 2 — кровля верхних глинистых пород, м, 3 — кровля верхних песков, м, 4 — кровля глинистых пород Галвестон, 5 — кровля нижних песков, м, 6 — кровля свиты Анахуак 7 — отсутствие нефтегазопровлялений, 8 — испытания не проводились

ПРИМЕР ИЗ ПРОМЫСЛОВОЙ ПРАКТИКИ, АКВАТОРИЯ ЛУИЗИАНЫ

Попытка заканчивания скважины, показанной на рис. 8.22, была сделана в интервалах 4382—4383,2 и 4384,5—4385,7 м. Эти интервалы располагаются примерно на 396 м ниже уровня достижения предельного значения удельных сопротивлений, равного 3,5. Из двух зон был получен фонтанный приток газа, газоконденсата и воды (около 226 000 м³/сут). Начальное давление на забое скважины составляло около 914 кгс/см² и уменьшилось до 436 кгс/см² буквально в течение нескольких часов. Таким образом, истощение залежи произошло в значительной мере в течение испытания скважины. Образец жидкости, взятый на сепараторе, состоял из 1/3 нефти, 1/3 воды и 1/3 твердого материала. Размер твердых частиц менее 2 мк. При исследовании методом рентгеноструктурного анализа в них обнаружено 49 % смешаннослойных глин, 26 % иллита, 16 % хлорита и 9 % каолинита. Стоимость опробования этого интервала в таких неблагоприятных условиях составила почти 200 000 долларов.

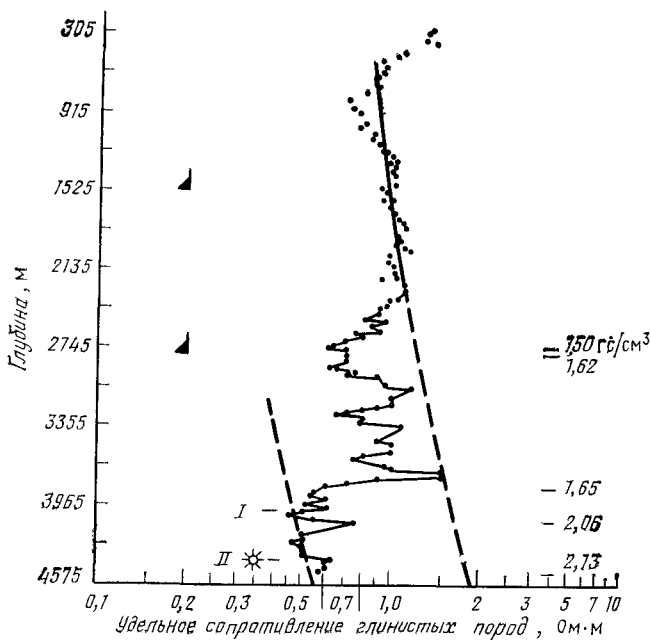


РИС. 8.22. Результаты опробования скважины на акватории Луизианы в интервале на 396 м ниже уровня достижения предельного значения отношения удельных сопротивлений 3,5 [Timko and Fertl, 1970]. С разрешения Общества инженеров-нефтяников Американского института горных инженеров.

I — кровля зоны сверхвысоких давлений, II — скопления газа. В гт/см³ — удельный вес промысловой жидкости

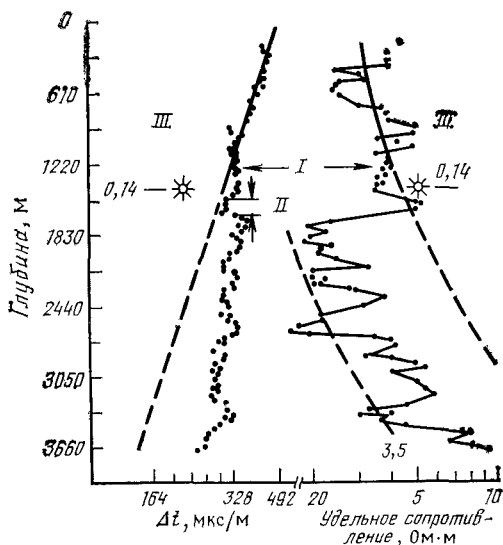


РИС. 8.23. Результаты наблюдения в скважине, пробуренной в Северной Калифорнии [Timko and Fertl, 1972]. Хотя промышленные залежи никогда не были установлены в области сверхвысоких давлений, скважина была пробурена до общей глубины 3750 м и оказалась непродуктивной. С разрешения журнала „World Oil“.

I — кровля зоны повышенных давлений, II — крышка над зоной высоких давлений; III — газоносные продуктивные пласты. Цифры 0,14 и 3,5 — соответственно градиент давления в кгс/(см²·м) и коэффициент удельных сопротивлений глинистых пород

ПРИМЕР ИЗ ПРОМЫСЛОВОЙ ПРАКТИКИ, СЕВЕРНАЯ КАЛИФОРНИЯ

На рис. 8.23 показана довольно неглубоко залегающая (приблизительно 1250 м) переходная зона с незначительным увеличением давления до глубины 1463 м. Хорошо выраженная покрывка над зоной высоких давлений установлена в интервале 1463—1646 м. Наблюдается довольно резкое увеличение градиента давления непосредственно ниже покрывки (над зоной высоких давлений), при этом единственная потенциально продуктивная зона снова располагается в переходной зоне. Значения давлений, весьма близкие к сверхвысоким, были достигнуты на глубине 2134 м; в область этих давлений скважина вошла на глубине 2530 м. Несмотря на такие неблагоприятные для существования углеводородов условия скважина была углублена примерно до 3750 м, и никаких потенциально продуктивных горизонтов в этом интервале встречено не было.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ КРИВОЙ ГАЗОВОГО КАРОТАЖА, АНАЛИЗА КАРОТАЖНЫХ ДИАГРАММ С ЦИФРОВОЙ ЗАПИСЬЮ И ОТНОШЕНИЯ УДЕЛЬНЫХ СОПРОТИВЛЕНИЙ ГЛИНИСТЫХ ПОРОД В ПОИСКОВОЙ СКВАЖИНЕ В РАЙОНЕ ПОБЕРЕЖЬЯ МЕКСИКАНСКОГО ЗАЛИВА

Рисунок 8.24 представляет собой график изменения удельного сопротивления глинистых пород в поисковой скважине в округе Вермилион (штат Луизиана), пробуренной для опробования глубокозалегающих (ниже 4878 м) перспективных песчаных пластов. Аномальные давления были зафиксированы ниже 3354 м. Предельное значение отношения удельных сопротивлений глинистых пород, равное 3,5, было отмечено на глубине 4268 м, что указывает на неблагоприятные условия в отношении промышленной газоносности ниже этой глубины. Следовательно, бурение скважины могло бы быть прекращено на этой глубине. Однако бурение скважины продолжили до глубины ниже 5488 м, что было связано с дорогостоящими простоями из-за многочисленных осложнений в процессе бурения. Хотя по данным традиционных методов перспективы считались хорошими, одна зона при опробовании дала воду, а вторая — газоконденсатная истощилась в течение трех недель. Удельные сопротивления глинистых пород увеличились ниже глубины 4878 м в отсутствие песчаных пластов, что указывает на возможное уменьшение градиента давления, однако опыт показал, что кажущееся уменьшение градиента почти всегда наблюдается в интервалах пластовых температур 124—149 °С.

Фактически происходит не столько уменьшение градиента давления, сколько изменение свойств глинистых пород. Под влиянием высоких температур глинистые породы приобретают слюдястый характер, отличаются высоким содержанием иллитов и хлоритов, образовавшихся из менее устойчивых глин монтмориллонитового типа. Чрезвычайно высокие давления на глубине ниже 4878 м все еще сохраняются. При прохождении песчаных пластов на глубинах 5000 и 5198 м данные газового каротажа указывали на возможное наличие здесь промышленных залежей. Была осуществлена чрезвычайно сложная программа каротажа этих песчаных интервалов. Результаты ана-

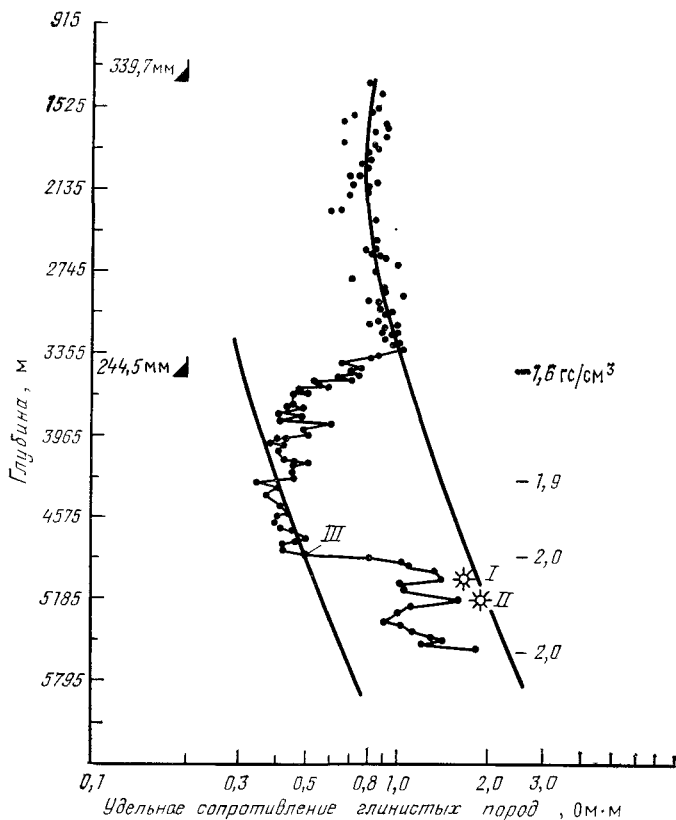


РИС. 8.24. Зависимость удельного сопротивления глинистых пород от глубины в поисковой скважине в округе Вермиллион (штат Луизиана) [Timko and Fertl, 1972]. С разрешения журнала „World Oil“.

I — газ по данным электрокаротажа; *II* — газ по данным газового каротажа; *III* — изменение литологии. Ниже 4300 м не может быть встречено никаких промышленных зон. Газоносные зоны в интервалах 5005—5008 и 5013—5014 м непромышленные из-за небольшого размера залежей (очень быстрое падение давления) (то же в интервале 5199—5201,5 м). В гс/см³ — удельный вес промывочной жидкости

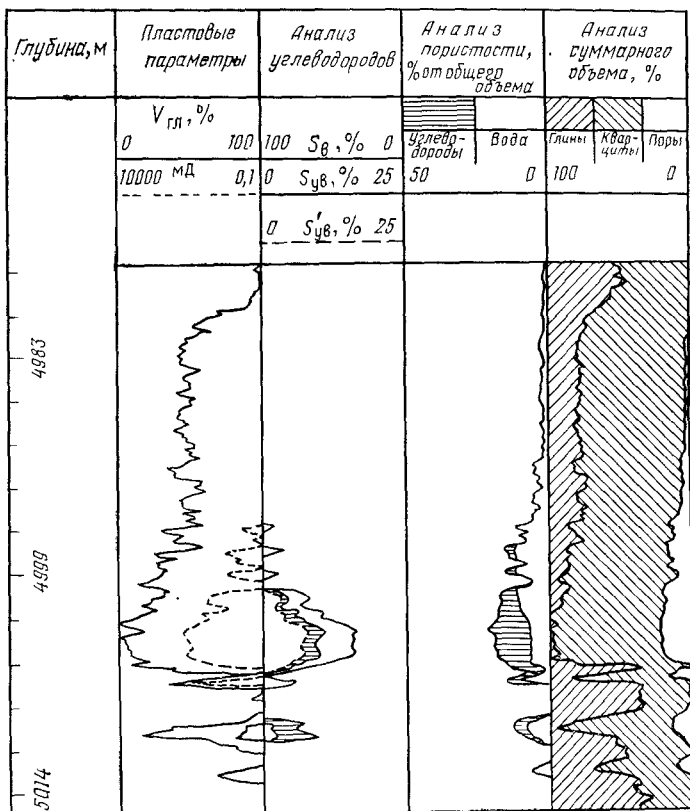


РИС. 8.25. Распечатка результатов анализа на ЭВМ каротажных диаграмм для верхней части песчаного интервала (5003 м) скважины, показанного на рис. 8.24 [Timko and Fertl, 1972]. С разрешения журнала „World Oil“.

$V_{гл}$ — объем глины; S_v — водонасыщенность; $S_{ув}$ — суммарное содержание углеводородов; $S_{ув}$ — содержание тяжелых углеводородов

лиза полученных материалов на ЭВМ в виде графической распечатки для верхнего интервала приведены на рис. 8.25.

Как отмечалось, анализ каротажных диаграмм подтвердил данные газового каротажа не только в верхней зоне, но и в нижней — ниже 5182 м. Как видно на рис. 8.25, согласно анализу каротажных диаграмм песчаного пласта в интервале 5000,6—5007,3 м расчетные значения пористости составляют 18—22 % и водонасыщенность 35 %. Анализ показывает, что песчаник относительно свободен от глинистых примесей и имеет хорошую проницаемость. Однако при испытании обе зоны оказались непромышленными в отношении газоносности. Если ступить за пределы традиционного анализа и нанести на график данные температуры и градиента давления (рис. 8.26) для

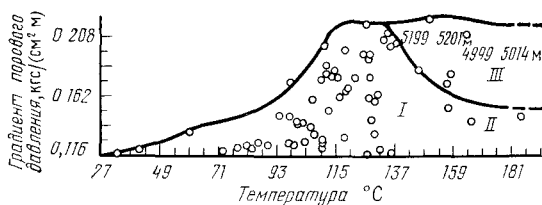


РИС 8 26 Зависимость между температурой и градиентом давления для скважины, рассмотренной на рис 8 24 и 8 25 [Timko and Fertl, 1972c] С разрешения журнала „World Oil“

I — углеводороды и водоносные пласты, *II* — преимущественно газ, *III* — залежи непроизводственного значения. Оба пласта попадают в область непроизводственных залежей

двух представляющих интерес песчаных зон, то эти данные попадут в область непроизводственных залежей. Следовательно, несмотря на то, что все традиционные данные по скважине указывают на наличие продуктивных песков, величины температуры и давления свидетельствуют, что скважина не представляет промышленного интереса, что подтверждает концепцию отношения сопротивлений глинистых пород (см рис. 8.24).

Однако трудно убедить администрацию не спускать обсадную колонну труб в рядовой поисковой скважине, которая могла бы подтвердить продуктивность значительной площади. Обсадная колонна труб в описываемой скважине была установлена со значительными трудностями и денежными затратами. Нижняя зона при опробовании дала воду с небольшим количеством газа, и давление резко упало в процессе испытания. Но верхняя зона на глубине 5003 м дала при опробовании 124 тыс. м³/сут газа (3-часовое опробование) с 64,8 т/сут нефти на штуцере диаметром 3,97 мм и при поверхностном давлении в трубах 610 кгс/см². При таком обнадеживающем результате испытания можно было бы заложить следующую разведочную скважину и начать переговоры о подсоединении трубопровода или (при более осторожном подходе) провести испытание методом восстановления давления для определения размера залежи. Испытанием методом восстановления давления была доказана ограниченность размеров залежи. Скважина была введена в эксплуатацию с дебитом 56,6 тыс. м³/сут и истощилась в течение трех недель

ЭКОНОМИКА В УСЛОВИЯХ АНОМАЛЬНО-ВЫСОКИХ ПЛАСТОВЫХ ДАВЛЕНИЙ

Опыт, приобретенный на побережье Мексиканского залива в США, показывает, что около 50 % всех затрат на бурение скважины приходится на период, когда она достигает глубины

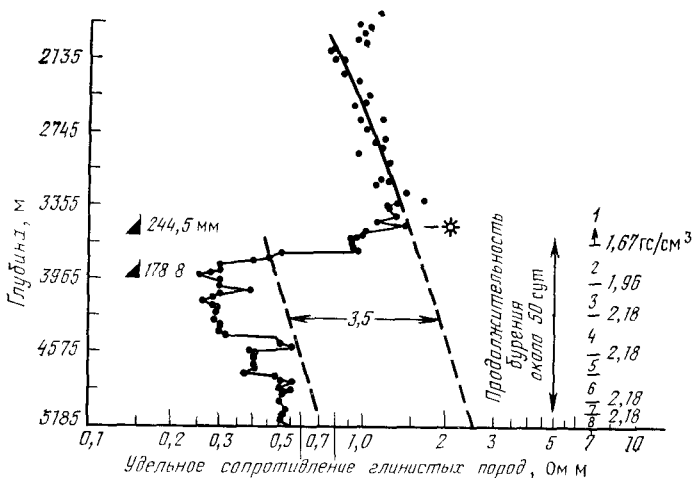


РИС 8.27 Результаты исследования поисковой скважины в округе Айбирия (штат Луизиана) [Timko and Fertl, 1970]. С разрешения Общества инженеров-нефтяников Американского института горных инженеров

В гс/см³ — удельный вес промывочной жидкости 1—8 — интервалы

установки промежуточной обсадной трубы. На рис. 8.27 приведены данные по скважине в округе Айбирия (Луизиана), добыча в которой осуществляется из песчаного пласта с практически нормальным давлением в пределах переходной зоны, сложенной глинистыми породами с аномально-высокими давлениями. Этот продуктивный пласт расположен значительно выше предельного отношения удельных сопротивлений глинистых пород, равного 3,5, и мог быть достигнут просто путем установки кондуктора до глубины 1524 м.

Как было показано выше, очень мало нефти встречается ниже глубины установки промежуточной трубы, однако возможность обнаружения газа не может быть исключена до тех пор, пока не достигнуто отношение 3,5 для глинистых пород. Эта скважина прошла около 1524 м в породах с аномально-высокими давлениями ниже критического значения для глинистых пород, что потребовало установки еще одной колонны труб (177,8 мм) на глубине 3963 м и применения промывочной жидкости с высоким удельным весом (до 2,17 гс/см³). Кроме того, время, потребовавшееся для бурения нижней, продуктивной части скважины, составило около 50 сут.

Интервал ниже 1524 м находится в неблагоприятных для существования углеводородов условиях, и затраты времени и стоимость его бурения были неоправданными

Недавно Л. О. Видрин [Vidrine, 1971], изучая перспективы глубоководных миоценовых пород-коллекторов штата Луизиана в отношении нефтегазоносности, представил несколько

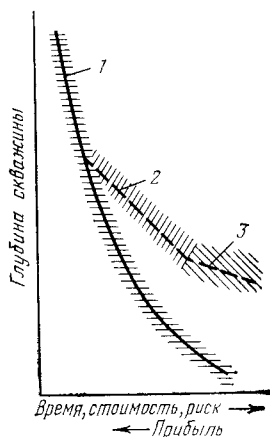
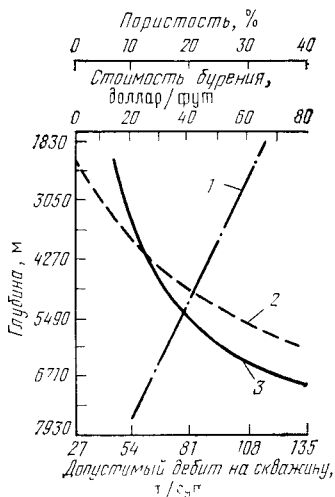


РИС. 8.28. Тенденция изменения некоторых параметров с глубиной в условиях нормальных давлений на побережье Мексиканского залива (США) [Vidrine, 1971]. С разрешения Американской ассоциации геологов-нефтяников.

1 — кривая пористости; 2 — кривая дебитов на скважину; 3 — кривая стоимости бурения — 1 фут=0,305 м

РИС. 8.29. Схематизированные тенденции изменения стоимостей и прибыли, которые обнаруживают резкие отклонения там, где встречаются аномальные давления [Timko and Fertl, 1972]. С разрешения журнала „World Oil“.

1 — нормальное давление; 2 — аномально-высокое давление; 3 — сверхвысокое давление

схематизированных тенденций изменения с глубиной трех параметров в условиях нормальных давлений (рис. 8.28). При разведке в зонах с нормальным давлением вырисовываются в целом поддающиеся прогнозу тенденции в отношении времени, стоимости и риска. Однако наличие аномальных давлений, особенно сверхвысоких, является критическим фактором. Тогда время, стоимость и риск резко возрастают, оказывая сильное влияние на прибыль [Timko and Fertl, 1972]. Это отчетливо иллюстрируется рис. 8.29. В таких районах требуется более тщательное планирование.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Влияние термодинамических условий на размещение углеводородных залежей/В. В. Байбаков, В. Е. Карачинский, В. Г. Осадчий и др.—Докл. АН СССР, т. 187, 1969, с 899—902.

Геохимические методы поисков и разведки нефти и газа/А. А. Карцев, З. А. Табасаранский, М. И. Суббота, Г. А. Могилевский. М., Гостоптехиздат, 1954.

Главная фаза нефтеобразования/Н. Б. Вассоевич, Ю. И. Корчагина. Н. В. Лопатин, В. В. Чернышов.—Вест. МГУ. Сер. геол., 1969, 6, с. 3—27.

Зверева О. В., Селицкий А. Г. Некоторые закономерности в пространственном размещении нефти и газа в нефтегазоносном бассейне Персидского

залива.— Изв. высш. учеб. завед. Сер. Геология и разведка, 1970, № 10, с. 106—112.

Моделевский М. Ш., Парнов Е. И. Физическое состояние нефти и газа на глубине — Докл. АН СССР, т. 175, 1967, с. 1372—1374.

Сорокин, в путеводителе экскурсий VII Международного геол. конгресса. Ред. А. Коншин, 1897.

Andreev P. F., Bogomolov A. I., Dobryanskiy A. F. and Kartsev A. A., 1968. Transformation of petroleum in nature. In: E. L. Ingerson (Editor), International Sciences of Monographs in Earth Sciences, Vol. 29. Pergamon Press, New York, N. Y., 290 pp.

Barton D. C., 1934. Natural history of the Gulf Coast crude oils. In: W. E. Wrather and F. H. Lahee (Editors), Problems of Petroleum Geology. American Association of Petroleum Geologists, Tulsa, Okla., pp. 109—155.

Burst J. F., 1969. Diagenesis of Gulf Coast clayey sediments and its possible relation to petroleum migration. Bull. Am. Assoc. Pet. Geol., 53: 73—93.

Cannon G. E. and Craze R. C., 1938. Excessive pressures and pressure variations with depth of petroleum reservoirs in the Gulf Coast region of Texas and Louisiana. Trans. AIME, 127: 31—39.

Cannon E. and Sullins R. S., 1946. Problems encountered in drilling abnormal pressured formations. Oil Gas J., 45(3): 120—124.

Classen J. S., 1968. Formation pressure—production relation in Lake Monongoulois field SPE 2206, 43rd AIME Fall Meet., Houston, Texas, September.

Cordell R. T., 1972. Depths of oil origin and primary migration: a review and critique. Bull. Am. Assoc. Pet. Geol., 56: 2029—2067.

Denton H. H., 1943. Abnormal salt water pressures on the Texas and Louisiana coast. Field Lab., Southern Methodist Univ. Dallas, Texas, January, 45 pp.

Dickinson G., 1953. Reservoir pressures in Gulf Coast Louisiana. Bull. Am. Assoc. Pet. Geol., 37: 410—432.

Dott R. H., 1969. Source book for petroleum geology, 1 and 2. Am. Assoc. Pet. Geol., Mem., 5, 455 pp.

Eaton B. A., 1972. A theory on the effect of overburden stress on geopressure prediction from well logs. SPE 3719, 3rd Symp. on Abnormal Subsurface Pore Pressure, Louisiana State Univ., Baton Rouge, La., May; also J. Pet. Technol., 24: 929—934, 1972.

Federal Power Commission, 1966. Reservoir Data Storage. Exhibits H, South Louisiana Magnetic Tape File, Baton Rouge, La.

Fertl W. H., 1971. A look at abnormally pressured formations in the U.S.S.R. SPE 3613, 46th AIME Fall Meet., New Orleans, La., October.

Fowler Jr. W. A., 1968. Pressures, hydrocarbon accumulation and salinities—Chocolate Bayou field, Brazoria County, Texas. SPE 2226, 43rd AIME Fall Meet., Houston, Texas, September; also J. Pet. Technol., 22: 411—424, 1970.

Fowler Jr. W. A., 1971. Discussion on the relationship between hydrocarbon accumulation and geopressure and its economic significance. J. Pet. Technol., 23: 933—934.

Hedberg H. D., 1969. Geologic aspects of origin of petroleum. Bull. Am. Assoc. Pet. Geol., 53: 1755—1803.

Horner D. R., 1951. Pressure build-up in wells. Proc. 3rd World Pet. Congr., The Hague, 2: 503—522.

Hottman C. E. and Johnson R. K., 1965. Estimation of formation pressures from logderived shale properties. J. Pet. Technol., 17: 717—723.

Klemme H. D., 1972. Heat influences size of oil giants, 1. Oil Gas J., 69(29): 136, 141—144; Part 2, 70(30): 76—78.

Krejci-Graf K., 1934. In: Erdoel—Naturgeschichte eines Rohstoffes. Springer Verlag, Berlin, 1955, 340 pp.

Landes K. K., 1967. Eometamorphism and oil and gas in time and space. Bull. Am. Assoc. Pet. Geol., 51: 828—841.

McCaslin L. S., 1949. Tidewater's recordbreaking well. Oil Gas J., 48(18): 58—59

Meyerhoff A. A. (Editor), 1968. Lafayette and New Orleans Geological Societies, geology of natural gas in South Louisiana. In: Natural Gases of North America, Vol. 1 — Am. Assoc. Pet. Geol., Mem., 9, 225 pp.

Moses P. L., 1961. Geothermal gradients now known in greater detail. World Oil, 152(6): 79—82.

Perry D. R., 1969. A correlation of reserves and drive mechanisms with reservoir pressure gradients in geopressed gas reservoirs in southwestern Louisiana. M. S. Thesis, Univ. of southwestern Louisiana, Lafayette, La., 54 pp.

Perry D. R., 1972. Statistical study of geopressed reservoirs in southwest Louisiana. SPE 3888, 3rd Symp. on Abnormal Subsurface Pore Pressure, Louisiana State Univ., Baton Rouge, La., May.

Pusey W. C., 1973. How to evaluate potential gas and oil source rocks. World Oil, 176(5): 71—75.

Timko D. J. and *Fertl W. H.*, 1970. Hydrocarbon accumulation and geopressure relationship and prediction of well economics with log-calculated geopressures. SPE 2990, 45th AIME Fall Meet., Houston, Texas, October; also J. Pet. Technol., 23: 923—933, 1971.

Timko D. J. and *Fertl W. H.*, 1972a. Implications of formation pressure and temperatures in the search and drilling for hydrocarbons. 4th Can. Well Logging Symp., Calgary, Alta., May, Paper E, 10 pp.

Timko D. J. and *Fertl W. H.*, 1972b. How downhole temperatures, pressures affect drilling, 5. Predicting hydrocarbon environments with wireline data. World Oil, 175(5): 73—85.

Timko D. J. and *Fertl W. H.*, 1972c. How downhole temperatures, pressures affect drilling, 7. The shale resistivity ratio—a valuable tool for making economic drilling decisions. World Oil, 175(7): 59—63.

Vidrine L. O., 1971. Production potential of deep Miocene rocks in southeastern Louisiana. Bull. Am. Assoc. Pet. Geol., 55: 227—240.

Wallace W. E., 1962. Water production from abnormally pressured gas reservoirs in South Louisiana. Trans. Gulf Coast Assoc. Geol. Soc., 12: 187—193.

РАСПРОСТРАНЕНИЕ АНОМАЛЬНО-ВЫСОКИХ ПЛАСТОВЫХ ДАВЛЕНИЙ НА ЗЕМНОМ ШАРЕ И ИХ ОЦЕНКА

ВВЕДЕНИЕ

При поисках ресурсов углеводородов в различных районах мира как на суше, так и на море аномальные пластовые давления были зафиксированы на всех континентах и примыкающих к ним акваториях (рис. 9.1). Аномальным пластовым давлением считается любое отклонение от нормального гидростатического давления на данной глубине. Они могут быть встречены на таких небольших глубинах, как первые сотни метров от земной поверхности, и на глубинах более 6100 м. Аномальные давления могут быть в песчано-глинистых разрезах и (или) в массивных эвапоритово-карбонатных толщах. Пласты с аномальными давлениями известны в отложениях широкого диапазона геологического возраста — от кайнозоя (плейстоцен) до низов палеозоя (кембрий).

Наличие аномальных давлений и их величины оказывают большое влияние на решение различных проблем нефтяной промышленности. От них зависят активность поисково-разведочных работ, усилия, затрачиваемые на бурение и заканчивание скважин, операции по добыче и связанные с ними методы разработки залежей. Аномальные пластовые давления являются важным фактором при принятии администрацией тех или иных решений.

В данной главе представлена информация о распространении на земном шаре аномальных пластовых давлений и сделана попытка показать потенциальные возможности методов оценки давлений с использованием примеров из промысловой практики, специально подобранных для различных геологических районов.

ЗОНЫ АНОМАЛЬНО-ВЫСОКИХ ПЛАСТОВЫХ ДАВЛЕНИЙ В ЕВРОПЕ

График распространения зон аномально-высоких давлений в Западной и в Восточной Европе, построенный по данным бурения, показан на рис. 9.2.

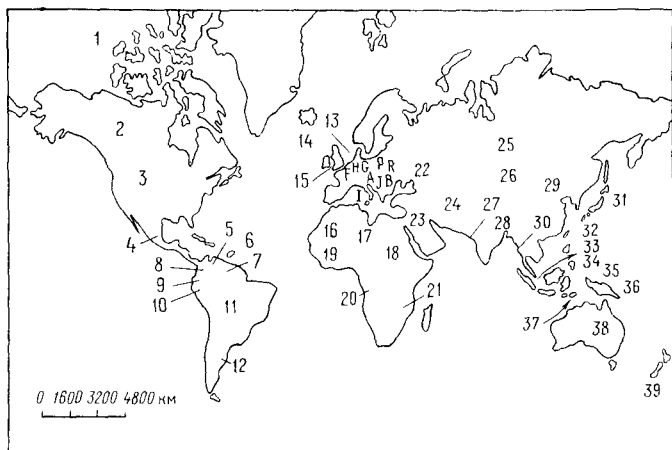


РИС. 9.1. Распространение на земном шаре anomalно-высоких пластовых давлений [Fertl, 1972]. С разрешения Общества инженеров-нефтяников Американского института горных инженеров.

1 — Арктические острова; 2 — Канада; 3 — США; 4 — Мексика; 5 — Венесуэла; 6 — Тринидад; 7 — Гайана; 8 — Колумбия; 9 — Эквадор; 10 — Перу; 11 — Бразилия; 12 — Аргентина; 13 — Северное море; 14 — Кельтское море; 15 — Марокко; 16 — Алжир; 17 — Египет; 18 — Красное море; 19 — Нигерия; 20 — Габон; 21 — Мозамбик; 22 — Ирак; 23 — Саудовская Аравия; 24 — Иран; 25 — СССР; 26 — Каспийское море; 27 — Пакистан; 28 — Индия; 29 — Бангладеш; 30 — Бирма; 31 — Япония; 32 — Тайвань; 33 — Филиппины; 34 — Южно-Китайское море; 35 — Новая Гвинея; 36 — Папуа; 37 — Тимор; 38 — Австралия; 39 — Новая Зеландия; А — Австрия; В — Болгария; F — Франция; G — ФРГ; H — Нидерланды; I — Италия; J — Югославия; P — Польша; R — Румыния

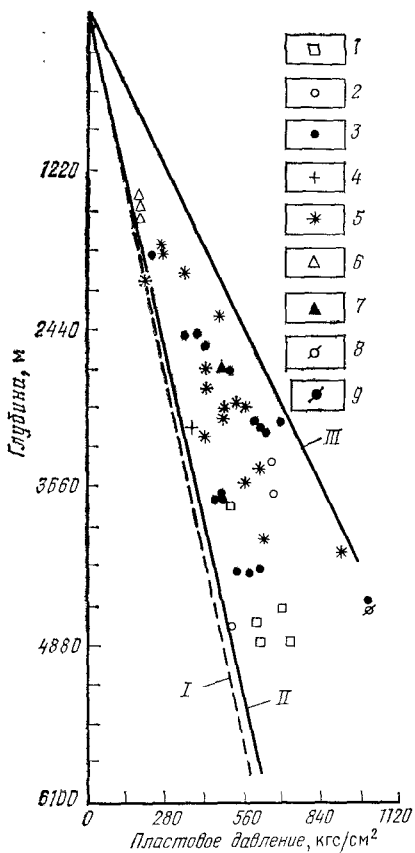


РИС. 9.2. Некоторые данные по anomalным пластовым давлениям на суше и акваториях Европы [Fertl, 1972]. С разрешения Общества инженеров-нефтяников Американского института горных инженеров.

1 — Австрия; 2 — Франция; 3 — ФРГ; 4 — Нидерланды; 5 — Венгрия; 6 — Италия; 7 — Норвегия; 8 — Польша; 9 — Великобритания.
I — гидростатический градиент, равный 0,102 кгс/(см²·м); II — градиент пластового давления, равный 0,107 кгс/(см²·м); III — градиент горного давления, равный 0,231 кгс/(см²·м)

На территории Франции аномальными пластовыми давлениями характеризуется Аквитанский бассейн с его глубоко залегающими залежами газа с высоким содержанием сероводорода на месторождениях Лак, Сен-Марсе, Мейон и др. Высокие давления связаны здесь с мощным эвапоритовым разрезом, развитым вдоль северного склона Пиренейских гор. Наряду со сбросами, надвигами и глубоко залегающими несогласиями аномально-высокие пластовые давления вызывают осложнения при бурении. Например, в глубокой скважине на месторождении Лак начальное давление в залежи составляло 662 кгс/см^2 на глубине 3701 м, а в скважине Мейон № 1 — 515 кгс/см^2 на глубине 4738 м.

Современные технологические проблемы, которые необходимо решать при сверхглубоком бурении во всем этом районе, включают: 1) тенденцию к искривлению ствола скважин во флишевой части разреза на поверхности и ниже 3963 м; 2) неустойчивость ствола скважины в соленосных породах и красных глинах ниже 3659 м; 3) наличие глинистых пород с аномальным давлением, служащих покрывкой для газоносного продуктивного пласта на глубине 5335 м; 4) сернистый газ под высоким давлением в интервале от 5732 до 6402 м. Во время бурения на структурах Беренкс и Кам (рис. 9.3) на глубине

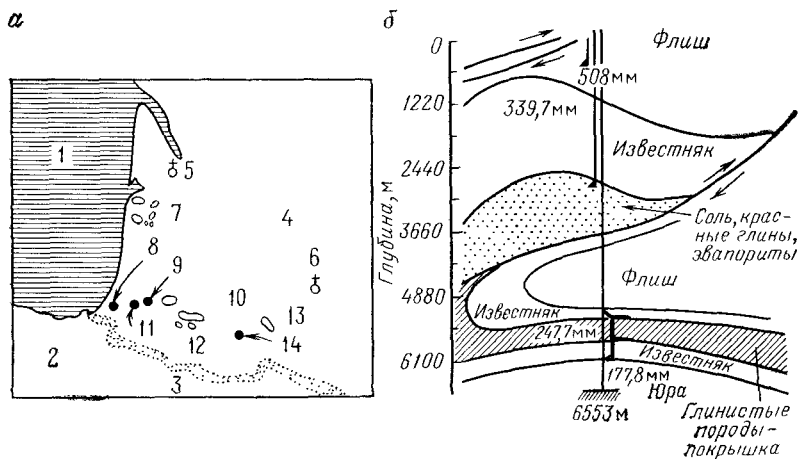


РИС. 9.3. Географическое положение и геологические условия сверхглубоких с аномально-высокими давлениями месторождений сернистого газа во Франции [Guiraudet, 1972].

а — месторождения сернистого газа и перспективные структуры Южной Аквитании; б — структура Берен и конструкция скважины Беренкс 2 глубиной 6557,5 м. 1 — Атлантический океан; 2 — Испания; 3 — Пиренейские горы; 4 — Франция; 5 — Бордо; 6 — Тулуза; 7 — нефтяные месторождения; 8 — Хаспаррен; 9 — Берен; 10 — месторождение Лак; 11 — Кан; 12 — месторождение Мейон; 13 — месторождение Сен-Марсе; 14 — Ланмезан

6098 м были зафиксированы забойные давления до 1055 кгс/см². Дополнительные проблемы связаны с конструкцией скважин, гидравликой бурения и другими специфическими операциями, обусловленными наличием сероводорода.

Вдоль предгорьев Альп в нескольких альпийских бассейнах аномальные пластовые давления, как высокие, так и низкие, отмечались в отложениях третичного и мезозойского возраста. К таким районам относятся Молассовый бассейн в ФРГ (Бавария) и Австрии (Верхняя и Нижняя Австрия), богатый нефтью и газом Венский бассейн в Австрии и бассейн р. По в Северной Италии. Как правило, в этих районах, пока дело касается терригенных осадков, успешно применяются традиционные методы оценки давления.

Однако осложнения становятся очевидными во флишевой свите и в глубокозалегающих массивных газоносных карбонатных разрезах, в которых горизонты, сложенные чистыми глинами, часто практически отсутствуют. Кроме того, тектонические явления, присутствие газовых залежей большой мощности (т. е. контраст плотности флюидов), изменение пьезометрического уровня флюидов (что служит причиной аномально-низких давлений в некоторых эоценовых и юрских отложениях в Баварии), — все это значительно затрудняет применение какого-либо простого, прямого и непосредственного метода оценки давления.

О. Гайер [Geier, 1972] недавно разработал некоторые приемы корреляции, использующие в качестве отправных параметров удельные сопротивления глинистых пород и глубину их залегания, что позволяет более или менее точно оценить ожидаемые пластовые давления в австрийской части Венского бассейна и Молассовом бассейне.

Районом высокой активности буровых работ является крупная впадина в северо-западной части ФРГ, состоящая из нескольких прогибов. Нефтегазоносные третичные и нижнемеловые отложения Западно-Нидерландского бассейна отделены от них областью поднятия. В этом районе, представляющем собой часть крупного Центрально-Европейского нефтегазоносного бассейна (последний захватывает также большую часть Северного моря), содержащего в своем разрезе мощные отложения перми, аномальные давления приурочены к отложениям различного возраста, включая каменноугольные, газоносный Ротлигенд (нижняя пермь), эвапоритовую толщу цехштейна (верхняя пермь), пестрый песчаник (нижний триас) и т. д. Условия аномальных пластовых давлений создаются главным образом наличием соляных куполов или диапиров, других тектонических структур и развитием мощных соляных толщ с большим площадным распространением, которые часто перекрывают пермские глинистые породы и потенциальные породы-коллекторы с аномально-высоким давлением. Так, залежь газового место-

рождения Гронинген в Нидерландах (одного из крупнейших в мире) перекрыта массивными эвапоритами цехштейна, которые образуют непроницаемую покрывку над газовой залежью в пермском песчанике Ротлигенд с незначительно повышенным пластовым давлением [приблизительно $0,115 \text{ кгс}/(\text{см}^2 \times \text{М})$]. В северной части ФРГ (рис. 94) известны пластовые давления с градиентом, близким к $0,185-0,207 \text{ кгс}/(\text{см}^2 \cdot \text{м})$, а местами даже выше. Например, давления в главном доломите (Hauptdolomit), по имеющимся данным, приближаются к весу вышележащих пород, что соответствует градиенту $0,231 \text{ кгс}/(\text{см}^2 \cdot \text{м})$.

Количественная оценка пластовых давлений ниже цехштейна (верхняя пермь), по-видимому, возможна при использовании нескольких параметров: скорости бурения, времени прохождения акустических волн, литологии и протяженности перекрывающей массивной серии цехштейна. Была разработана пригодная для практического применения эмпирическая корреляция для отложений нижнего триаса (пестрый песчаник). Некоторый успех получен для пермских песчаников Ротлигенд, тогда как любая попытка прогноза давления для отложений карбона все еще сталкивается с серьезными трудностями. Более того, недавно проведенные исследования мощного разреза цехштейна с использованием данных бурения, каротажа и опробования скважин не привели к разработке каких-либо надежных количественных методов прогнозирования давлений. Однако отдельные эмпирические способы корреляции открывают некоторые перспективы для карбонатных отложений верхнего и нижнего триаса, таких как кейлер и раковинный известняк. Типичные тенденции изменения времени прохождения звуковых волн Δt (мкс/м) в пределах и ниже соленосной толщи мушелькалька показаны на рис. 95.

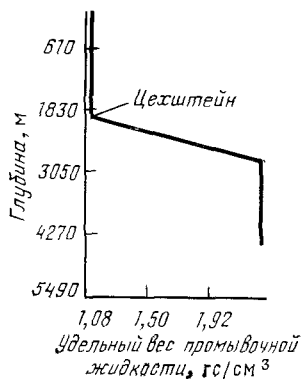


РИС. 94 Типичный профиль пластового давления (ФРГ) [Rehm, 1972] С разрешения Общества инженеров - нефтяников Американского института горных инженеров

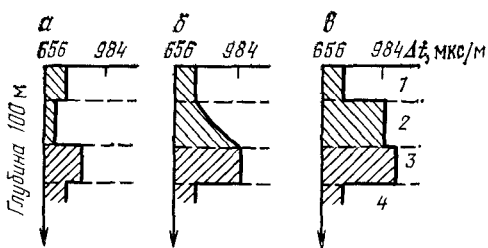


РИС. 95 Изменение времени прохождения звуковых волн в пределах и ниже соленосной толщи Мушелькалька (северная часть ФРГ) [Rizzi, 1973]

а — нормальное давление, б — возможно повышенное давление, в — сильно повышенное давление
1 — соленосная толща Мушелькалька, 2 — лежень Мушелькалька, 3 — литовые отложения рэта, 4 — соленосные отложения рэта

Как и в районах Миндконтинента и Западного Техаса в США, в некоторых районах северной части ФРГ при бурении наблюдаются повторяющиеся переходы от нормальных к аномально-высоким градиентам давлений, что обуславливает важность правильной технологии буровых работ.

На расстоянии около 48 км к востоку от Вены (Австрия) в виде дуги через Словакию и Северную Польшу протягиваются Карпатские горы, которые пересекают р. Дунай, дугообразно переходя в Балканские горы. Внутри этой дуги располагаются Паннонский, Трансильванский и несколько других небольших бассейнов. Нефтяные и газовые месторождения Венгрии находятся в пределах Паннонского бассейна. Средняя глубина скважин, пробуренных в этом бассейне, неуклонно возрастала с 1254 м в 1939 г. до 2322 м в 1967 г. В последнее время поисково-разведочные работы сосредоточены на более глубоких объектах (в 1968 г. была достигнута глубина, близкая к 4573 м, а в 1972 г. была пробурена скважина глубиной 6000 м). Много внимания уделяется правильной технологии буровых работ. При этом используются данные измерений плотности глинистых пород, скорости бурения, d -экспоненты, уровня жидкости в скважине с помощью расходомеров и т. д. наряду с материалами каротажа скважин для поддержания оптимальных условий бурения. Осложнения в этом районе связаны с наличием неконсолидированных верхнеплиоценовых песков и пластичных глинистых пород на глубине около 1829 м и с возможностью потери циркуляции

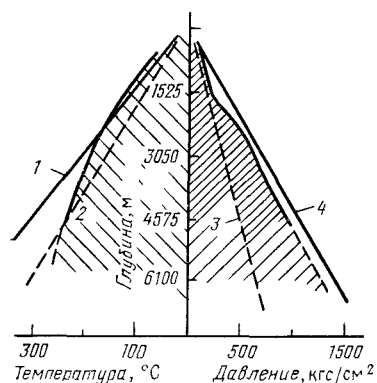


РИС 96 Изменение пластовых давлений и температур в нефтяных и газовых скважинах Венгрии (с изменениями по О Алликандеру [Alliquander, 1973] С разрешения журнала «Oil and Gas»

1 — геотермическая ступень, равная 4,6 м°С. 2 — геотермическая ступень, равная 6,3 м°С. 3 — градиент давления, равный 0,108 кгс/(см²·м); 4 — градиент давления, равный 0,231 кгс/(см²·м)

в связи с тем, что плиоценовые и миоценовые образования часто отлагались на трещиноватых, кавернозных мезозойских известняках (таких, как триасовые известняки). Как правило, градиенты пластового давления 0,199 кгс/(см²·м) и выше наблюдаются вдоль подошвы плиоценовых отложений, мощность которых вдоль прогиба Мако достигает 5000 м. Эта мощность обуславливает на глубине 4878 м давление более 974 кгс/см².

Дополнительным осложняющим фактором являются аномально-высокие градиенты пластовой температуры. Известно, что статические пластовые температуры (рис. 9.6), хотя и изменяющиеся в широких пределах

по всему нефтегазоносному бассейну, на глубинах от 3994 до 5000 м достигают 221—243 °С.

Вдоль предгорий Карпат в пределах интенсивно нарушенного складками и надвигами пояса аномально-высокие пластовые давления были встречены на территории Румынии, Болгарии и Польши, где они обусловлены наличием и тектоническими движениями соляных и глиняных диапиров, взаимосвязью гидродинамических систем с водами, залегающими на больших глубинах в условиях высоких давлений, и т. д. Кроме разрозненных сообщений об основных проблемах контроля давления в скважинах, таких как выбросы и происходящие в результате этого пожары, никакие подробности о величинах давлений на забое скважин и о применяемых в литературе не упоминаются. Тем не менее, некоторые данные по глубоким поисково-разведочным скважинам Польши указывают на существование там давления около 1020 кгс/см² и температур до 204 °С на глубине около 4573 м.

Что касается Югославии, то автором не было найдено никаких относящихся к рассматриваемому вопросу данных, за исключением данных о выбросе на скважине Кикинда в 1971 г. и ограниченной информации технического характера о том, как бурить и произвести первичную цементацию в условиях выброса и при потере циркуляции. Однако, по мнению автора, при современном бурении в Динарских Альпах скважина попадает в трещины и каверны, которые находятся в прямой гидравлической связи с прилегающим Адриатическим морем, чем и вызываются некоторые осложнения в процессе бурения

АКВАТОРИИ

При проведении буровых работ на акваториях Западной Европы также были зафиксированы аномальные пластовые давления. В первую очередь привлекает к себе внимание район Северного моря, ставший одной из наиболее богатых нефтегазоносных провинций. В настоящее время поисково-разведочные работы ведутся на площади, простирающейся на юг до предполагаемого распространения газоносных песков месторождения Гронинген на акватории Нидерландов и на севере до 62-й параллели в британских и норвежских водах. В этом регионе аномально-высокие пластовые давления характерны для акваторий Нидерландов, ФРГ, Великобритании, Дании и Норвегии. Величина этих давлений изменяется в широких пределах как в третичных, так и в мезозойских отложениях. Однако опубликованы лишь ограниченные данные о давлениях, включающие сведения об установленных случаях аномально-высоких давлений и возникающих в связи с этим проблемах контроля скважин в газоносных триасовых песчаниках, верхнепермских

эвапоритовых породах и т. д. Более того, на акватории Норвегии скважины встретили третичные и мезозойские нефте- и газоносные пески с аномально-высокими давлениями. Но наиболее продуктивными среди горизонтов с аномально-высокими пластowymi давлениями являются породы-коллекторы верхнемелового возраста, представленные трещиноватыми известняками и псччим мелом, которые развиты в разрезе нефте- и газоносных структур на акватории Дании. Тот же горизонт продуктивен на акватории Норвегии, где продуктивная зона, имеющая более важное значение, находится в его кровле и представлена псччим мелом датского возраста. Например, имеются данные, что на месторождении Экофиск давление составляет 492 кгс/см^2 на глубине 3048 м.

При бурении на отдельных участках в водах Великобритании и Норвегии потребовались промывочные жидкости с удельным весом $1,56\text{--}1,86 \text{ гс/см}^3$. Бурение здесь могут также осложнять мощные вязкие глинистые породы («гамбо»), которые распространяются по разрезу до глубины 2134 м. Часто встречаются газовые карманы с чрезвычайно высоким давлением, но малого объема. Типичные профили изменения давлений по разрезу показаны на рис. 9.7. Применяющиеся здесь методы прогнозирования и оценки давлений аналогичны способам, используемым в США. Они основаны на совместном учете параметров, полученных в результате сейсморазведки, бурения и каротажа, и являются надежными. Рисунок 9.8 иллюстрирует превосходное совпадение прогнозируемых давлений с фактическими в одной из скважин в Северном море.

При поисково-разведочном бурении в Кельтском море, на акватории Ирландии, было установлено наличие мощных, смятых в складки и нарушенных сбросами осадочных отложений, в которых зафиксированы обнадеживающие нефтепроявления, и глинистых пород с аномально-высокими давлениями.

В Средиземноморье аномальные давления наблюдались в Адриатическом море и на его побережье. Передовой прогиб Апеннин, расположенный на обращенной к Адриатическому морю стороне Апеннинского полуострова, стал ареной значительных открытий залежей углеводородов. Как на побережье, так и на акватории условия аномальных давлений были причиной осложнений в процессе бурения — выбросов и разрушения обсадных колонн.

В последние годы применение современных способов оценки давлений оказалось высокоэффективным. Это иллюстрируется рис. 9.9 на примере морской скважины, расположенной в центральной части Адриатического моря.

Другим районом Средиземноморья, где были встречены недавно газо- и нефтепроявления с аномально-высокими давлениями, является акватория Греции в Эгейском море (скважина Саут-Кавала № 2).

РИС. 97. Типичные профили (изменения по разрезу) пластового давления для районов Северного моря [Rehm, 1972].

а — район месторождения Экофиск; *б* — эвапоритовый разрез цехштейна. С разрешения Общества инженеров-нефтяников Американского института горных инженеров

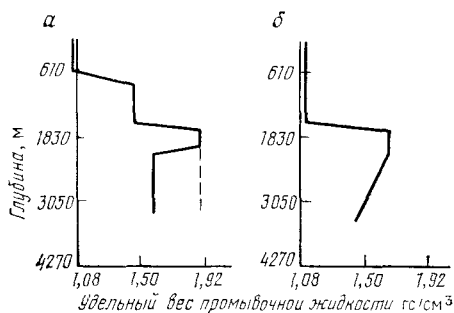
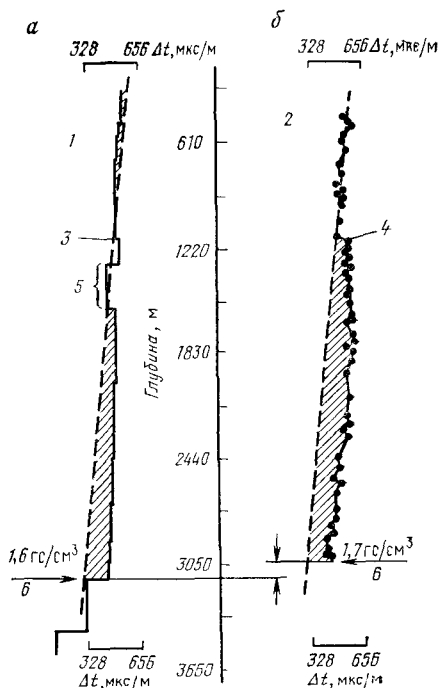


РИС. 98. Сравнение прогнозируемых и фактических забойных давлений в районе Северного моря [Herring, 1973]. С разрешения журнала «Petroleum Engineer».

а — до бурения, *б* — после бурения. 1 — данные сейсморазведки, 2 — данные акустического каротажа; 3 — прогнозируемая кровля интервала повышенных давлений; 4 — фактическая кровля интервала повышенных давлений; 5 — прогнозируемый участок нормальных пластовых давлений или литологических изменений, 6 — кровля мела 1.6 гс/см³ — прогнозируемый удельный вес промывочной жидкости, 1.7 гс/см³ — фактический удельный вес промывочной жидкости



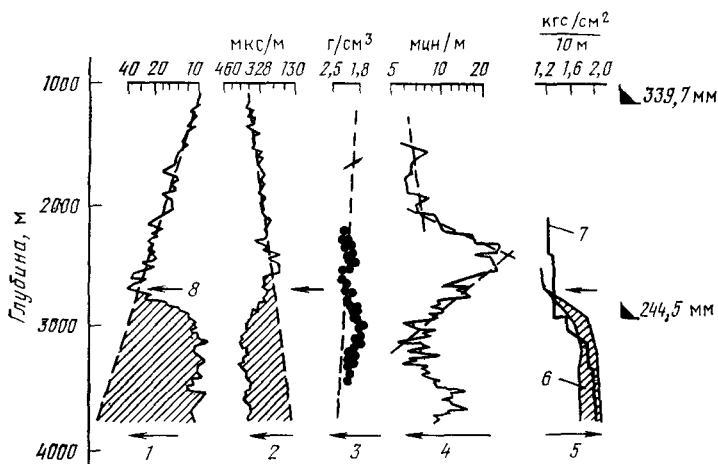


РИС 99. Условия anomalно-высоких пластовых давлений в скважине в центральной части Адриатического моря [Rizzi, 1973].

1 — объемный пластовый коэффициент, 2 — время пробега волны в глинистых породах, 3 — плотность разбуриваемых пород, 4 — скорость бурения, 5 — градиент давления, 6 — интервал значений давления по индикаторам, 7 — удельный вес промывочной жидкости, 8 — кровля зоны повышенных давлений

РАСПРОСТРАНЕНИЕ АНОМАЛЬНО-ВЫСОКИХ ПЛАСТОВЫХ ДАВЛЕНИЙ В СССР

Недавно автором были изучены данные более чем по 100 скважинам СССР, вскрывшим девонские, каменноугольные, мезозойские и третичные отложения. В породах девонского возраста, развитых в Саратовской и Куйбышевской областях, давления мало отличаются от гидростатического, временами превышая его не более чем на 15%. Породы-коллекторы карбона ведут себя аналогичным образом, повышенные давления в них не превышают гидростатическое более чем на 20%. Таким образом, можно сделать заключение, что на Русской платформе, которая окружена Уралом и Кавказом и содержит много сводов и впадин, палеозойские породы как девонского, так и каменноугольного возраста в целом обнаруживают давления гидростатические или лишь незначительно повышенные (рис. 9.10). Нефтегазоносные породы мезозойского возраста в СССР часто характеризуются заметно отличающимся от гидростатического пластовым давлением. В складчатой области Кавказского региона оно превышает гидростатическое на 50—100%. Лишь в Днепровско-Донецкой впадине в отложениях мезозоя оно приближается к гидростатическому.

По характеру давлений высокопродуктивные нефтяные и газовые залежи в отложениях третичного возраста можно разделить на три группы (рис. 9.11): 1) с anomalно-низкими дав-

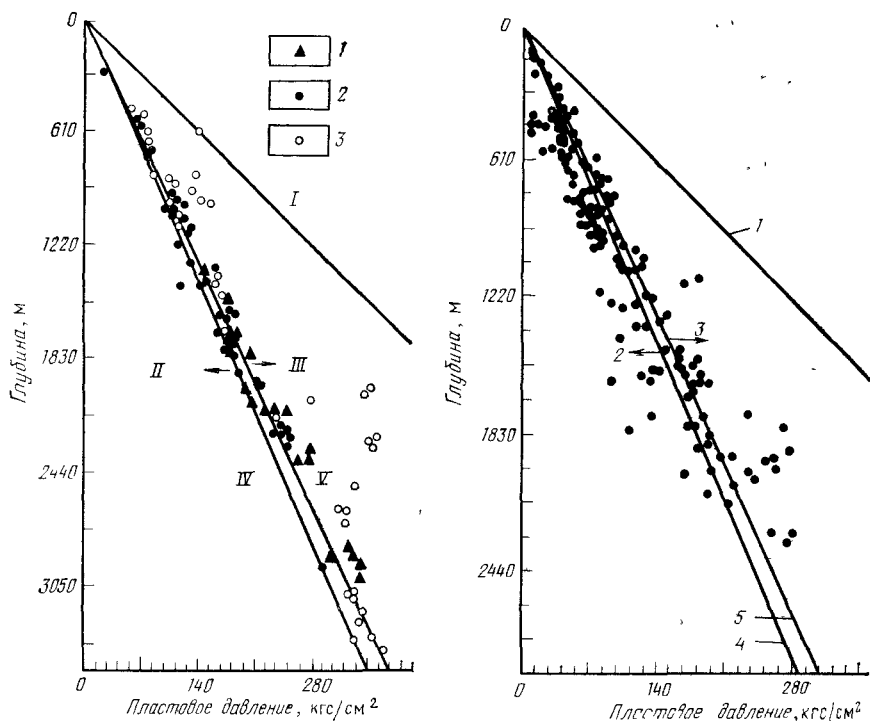


РИС. 9.10. Результаты исследования отложений девона, карбона и мезозоя с аномальными давлениями на территории СССР [Fertl, 1971].

1 — девон, 2 — карбон; 3 — мезозой.

1 — градиент горного давления, равный $0,231 \text{ кгс}/(\text{см}^2 \cdot \text{м})$; II — аномально-низкие давления; III — аномально-высокие давления; IV — градиент гидростатического давления $G_2 = 0,102 \text{ кгс}/(\text{см}^2 \cdot \text{м})$, V — градиент гидростатического давления $G_1 = 0,107 \text{ кгс}/(\text{см}^2 \cdot \text{м})$

РИС. 9.11 Результаты изучения третичных отложений с аномально-высокими давлениями на территории СССР [Fertl, 1971]. С разрешения Общества инженеров-нефтяников Американского института горных инженеров

1 — градиент горного давления, равный $0,231 \text{ кгс}/(\text{см}^2 \cdot \text{м})$; 2 — аномально низкие давления; 3 — аномально высокие давления, 4 — градиент гидростатического давления G_2 , равный $0,1 \text{ кгс}/(\text{см}^2 \cdot \text{м})$; 5 — градиент гидростатического давления $G_1 = 0,107 \text{ кгс}/(\text{см}^2 \cdot \text{м})$

лениями (средний миоцен, чокракский и караганский горизонты); однако такие условия встречаются реже с увеличением глубины залегания; 2) с гидростатическими давлениями (газоносные зоны тортонского и сарматского возраста в Закавказском прогибе); 3) с аномально-высокими давлениями (майкопские отложения). В Дагестанской АССР пластовые давления вплотную приближаются к давлению веса вышележащих пород, а в Чечено-Ингушской АССР они местами превышают давление веса вышележащих пород. Например, на глубине 1600 м пластовые давления предположительно колеблются от 413 до 517 $\text{кгс}/\text{см}^2$.

Советские исследователи изучают в широких масштабах возможные причины возникновения аномально-высоких давлений, и в области прогнозирования и оценки давлений ими опубликовано много работ [Аникиев, 1964; Зильберман, 1972]. Однако большинство их методов, по-видимому, аналогично методам, используемым в Соединенных Штатах Америки

УСЛОВИЯ РАСПРОСТРАНЕНИЯ АНОМАЛЬНО-ВЫСОКИХ ПЛАСТОВЫХ ДАВЛЕНИЙ НА СЕВЕРОАМЕРИКАНСКОМ КОНТИНЕНТЕ

В центральной части нефтегазоносной провинции Арктических островов находится вытянутый с востока на запад мезозойский бассейн Сведруп, к югу — комплекс более древних палеозойских сводов и впадин, к северу — более молодой кайнозойский шельфовый бассейн. Несмотря на то что большая часть данных о давлениях все еще является собственностью частных компаний, известно, что на островах Мелвилл и Кинг-Кристиан произошли выбросы газа высокого давления и на нескольких островах градиенты давлений составляют около $0,139 \text{ кгс}/(\text{см}^2 \cdot \text{м})$.

Аномально-высокие давления известны также в нескольких районах Канады. Это район Рейнбоу-Лейк в Западной Канаде, акватории у западного побережья, акватории у восточного побережья под шельфом Новой Шотландии и район дельты Маккензи, как наземная часть, так и акватория. Причинами аномально-высоких давлений считают быструю седиментацию, глинистый и соляной диапиризм и наличие крупных сбросовых зон. В районе дельты Маккензи для бурения требуется промывочная жидкость удельным весом около $2,04 \text{ гс}/\text{см}^3$, тогда как промывочная жидкость удельного веса $2,22 \text{ гс}/\text{см}^3$, по-видимому, пригодна для любых условий новых перспективных районов Канады. Например, при первоначальном опробовании скважины на острове Сейбл — первой скважины, пробуренной на шельфе Новой Шотландии, аномально-высокие давления были зарегистрированы у подошвы глинистой толщи Наскапи, здесь потребовалась промывочная жидкость удельного веса $1,86 \text{ гс}/\text{см}^3$. В другой скважине у восточного побережья Канады градиент давления достигал $0,169 \text{ кгс}/(\text{см}^2 \cdot \text{м})$ после того, как была пройдена очень небольшая по мощности переходная зона от нормальных давлений к аномально-высоким. На рис. 912 показан типичный профиль изменения по разрезу давления для этого района.

В то время как большая часть информации о давлениях в рядовых поисковых скважинах в этих отдаленных и новых разведочных районах остается в собственности проводящих работы фирм, методы прогнозирования и оценки давлений хо-

РИС 912 Типичные удельные веса применяемых промысловых жидкостей для акватории Восточной Канады [Rehm, 1972] С разрешения Общества инженеров-нефтяников Американского института горных инженеров. ИГС — известковый глинистый сланец

рошо известны и не отличаются от тех, которые используются в Соединенных Штатах

В многочисленных публикациях были рассмотрены вопросы распространения условий аномальных пластовых давлений и связанные с ними проблемы в Соединенных Штатах Кроме того, большая часть используемых во всем мире методов прогнозирования и оценки была разработана в США. В Соединенных Штатах аномальные давления (как аномально-высокие, так и аномально-низкие) встречаются на суше и на акваториях, песчано-глинистых и карбонатных разрезах. Сюда относятся как неглубокие, так и

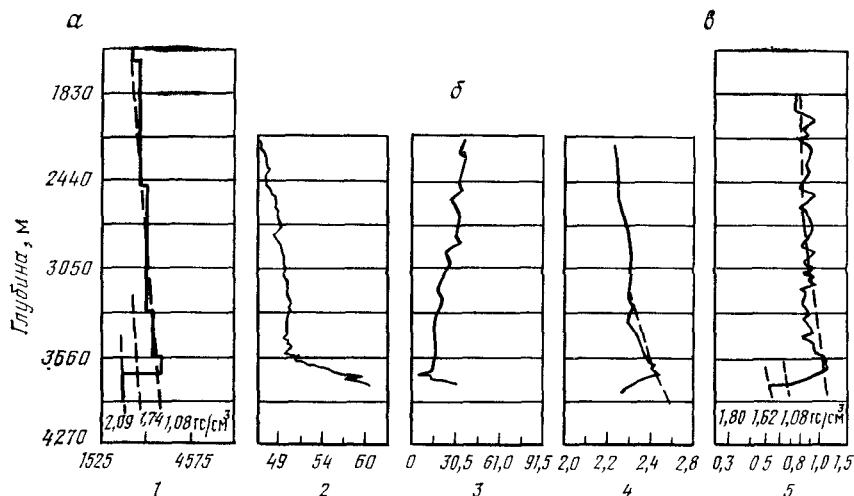
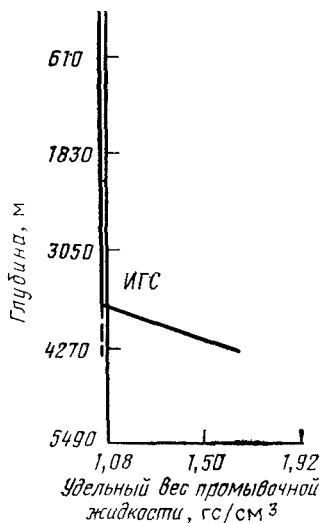


РИС 913 Сопоставление данных сейсморазведки, бурения и каротажа скважин использованных для прогнозирования и прослеживания аномальных пластовых давлений в скважине на акватории штата Луизиана [Fertl and Timko, 1970] С разрешения журнала «Oil and Gas»

а — сейсмические данные б — данные бурения в — данные каротажа
 1 — скорость распространения волн 2 — температура промысловой жидкости в циркуляционной системе °С 3 — скорость бурения в глинистых породах м/ч 4 — плотность глинистых пород г/см³ 5 — удельное сопротивление глинистых пород Ом м В г/см³ — удельный вес промысловой жидкости

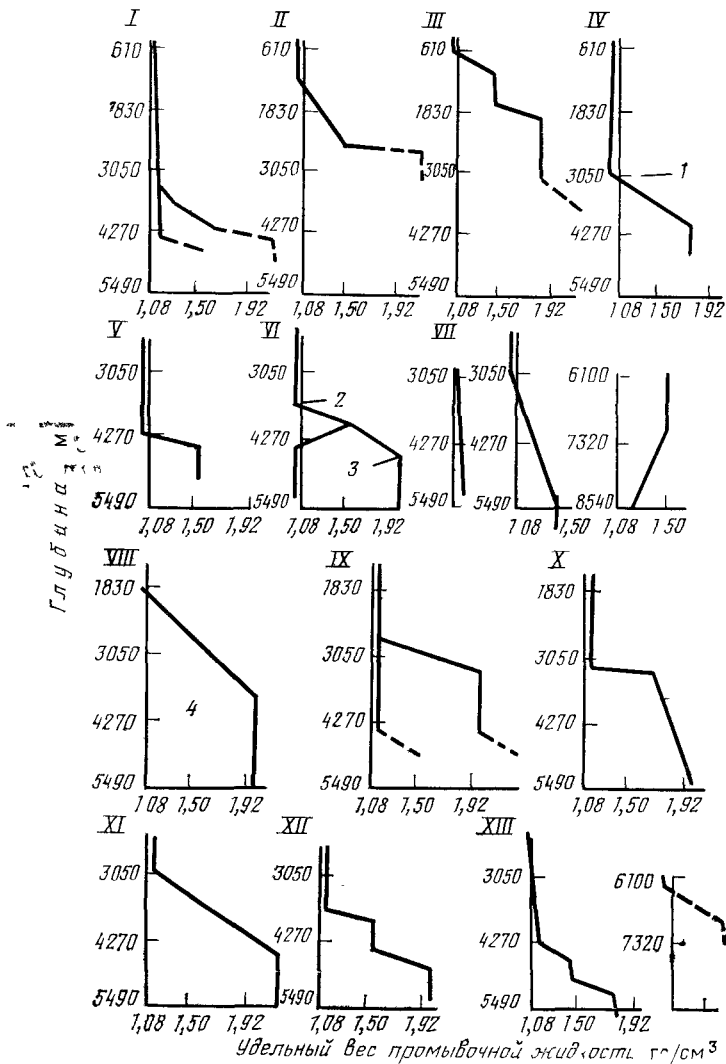


РИС 9 14 Типичные профили изменения по разрезу пластового давления в Соединенных Штатах [Rehm 1972] С разрешения Общества инженеров нефти ков Американского института горных инженеров

I — пролив Санта Барбара (Калифорния) II — округ Колуса (Калифорния) III — округ Гумбольдт (Калифорния) IV — бассейн Юнита (Юта) V — округ Рио Бланко (Колорадо) VI — бассейн Анадарко (Оклахома) VII — Ральф Лоун Эстейт (Западный Техас) VIII — округ Запаата (Южный Техас) IX — акватория Верхнего Техаса X — округ Вермонтон (Луизиана) XI — округ Террбон (Луизиана), XII — дельта Миссисипи (Луизиана), XIII — округ Уэйи (Луизиана) Зигзагообразные линии на рис VI VII XIII дают разбивку по глубине 1 — глинистые породы Грин Ривер 2 — глинистые породы Атока 3 — песчаники Морроу 4 — меловые породы Остин

сверхглубокие объекты поисково разведочных работ в штатах Алабама, Аляска, Арканзас, Калифорния, Колорадо, Южная Дакота, Флорида, Луизиана, Миссисипи, Монтана, Нью Мексико, Оклахома, Техас, Юта, Вайоминг, Западная Виргиния и др. На рис 9 13 приведены данные различных методов прогнозирования и оценки аномальных давлений в скважине на акватории Луизианы. Типичные профили изменения по разрезу давления для нескольких районов США представлены на рис 9 14.

Таким образом, аномально высокие пластовые давления установлены в Мексике, к югу от границы Техаса и на акватории Мексиканского залива. Для успешного ведения буровых работ здесь были необходимы промывочные жидкости с удельным весом до $2,16 \text{ гс/см}^3$. Пластовые температуры в этом районе достигали 204°C .

РАСПРОСТРАНЕНИЕ АНОМАЛЬНО-ВЫСОКИХ ПЛАСТОВЫХ ДАВЛЕНИЙ В ЮЖНОЙ АМЕРИКЕ

Аномально-высокие пластовые давления в этом регионе часто наблюдаются на акваториях, вдоль Анд и в других местах (рис 9 15). В районе Тринидада—Тобаго аномально-высокие пластовые давления известны в третичных песчано глинистых разрезах (например, градиент пластового давления $0,206 \text{ кгс}/(\text{см}^2 \cdot \text{м})$ зафиксирован на нефтяном месторождении Форест-Резерв). Градиенты давления $0,173—0,209 \text{ кгс}/(\text{см}^2 \cdot \text{м})$ были отмечены в подножьях Анд в Аргентине, Боливии и Колумбии как при неглубоком (до 610 м), так и при очень глубоком бурении.

В Венесуэле аномально-высокие давления были установлены при поисково-разведочных работах на перспективные меловые отложения в озере Маракайбо, в новом перспективном в нефтегазовом отношении районе акваторий на севере, а также встречены в восточной части страны. Здесь было необходимо применение промывочных жидкостей с удельным весом $1,92—2,34 \text{ гс/см}^3$. Особенно большие трудности представляет массивный, тяжелый черный глинистый сланец Колон мелового возраста. Аномальные пластовые давления для месторождений района Анако показаны на рис 9 16.

Аномально-высокие пластовые давления существуют также на акваториях западного побережья Колумбии, Эквадора и Перу и вдоль восточного побережья Венесуэлы, Гайаны и Бразилии. Как и на побережье Мексиканского залива в США, наиболее высокие аномальные давления в глинисто-песчаном разрезе здесь связаны с залежами, характеризующимися высокими дебитами, но имеющими довольно ограниченные размеры.

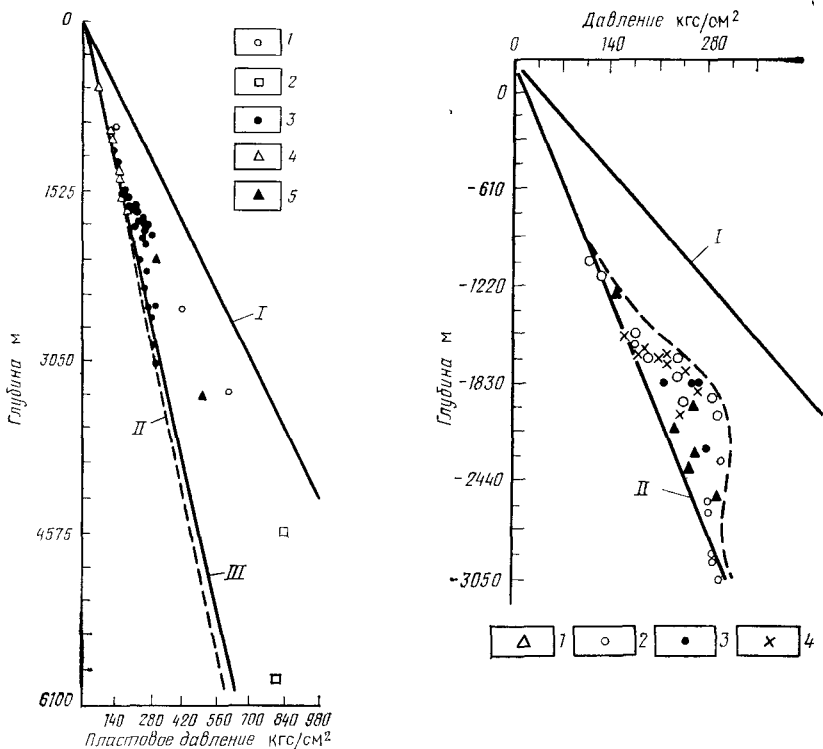


РИС. 9.15. Аномальные пластовые давления, зафиксированные в Южной Америке и Африке [Fertl, 1972] С разрешения Общества инженеров-нефтяников Американского института горных инженеров

1 — Аргентина, 2 — Колумбия; 3 — Венесуэла, 4 — Марокко; 5 — Алжир, I — градиент горного давления, равный $0,231 \text{ кгс}/(\text{см}^2 \cdot \text{м})$ II — градиент гидростатического давления G_2 , равный $0,102 \text{ кгс}/(\text{см}^2 \cdot \text{м})$, III — градиент гидростатического давления G_1 , равный $0,107 \text{ кгс}/(\text{см}^2 \cdot \text{м})$

РИС. 9.16 Аномальные пластовые давления на месторождениях района Анако (Центральный Ансоатеги) в Венесуэле С изменениями по Х Дж Функауэзеру и др. [Funkhouser et al, 1948]

1 — Санта Ана 2 — Сан Хоакин, 3 — Гуарио, 4 — Санта Роса, I — градиент горного давления, равный $0,231 \text{ кгс}/(\text{см}^2 \cdot \text{м})$, II — градиент гидростатического давления, равный $0,102 \text{ кгс}/(\text{см}^2 \cdot \text{м})$

и отличающимися быстрым падением добычи. На рис. 9.17 приведены данные по скважине, пробуренной на акватории восточного побережья Южной Америки

В Южной Америке, как и повсюду, в течение последних нескольких лет значительные усилия были предприняты в отношении как обучения персонала, так и использования современных способов оценки давлений, чтобы правильно проводить бурение в пластах с аномально-высоким давлением.

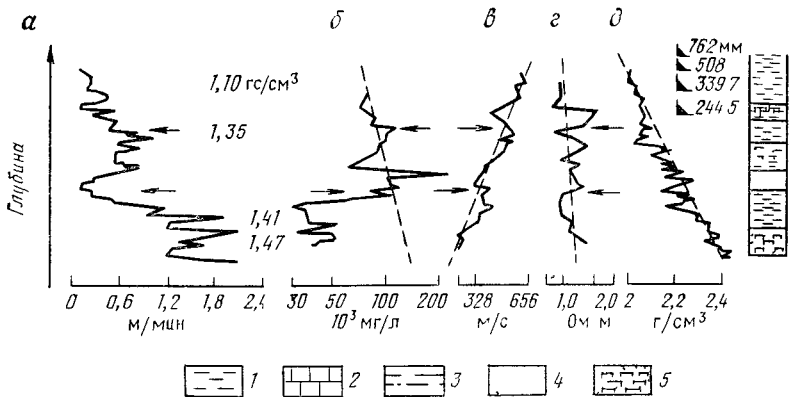


РИС 917 Результаты изучения пластов с аномально высокими давлениями в скважине на акватории Гайаны (Южная Америка)

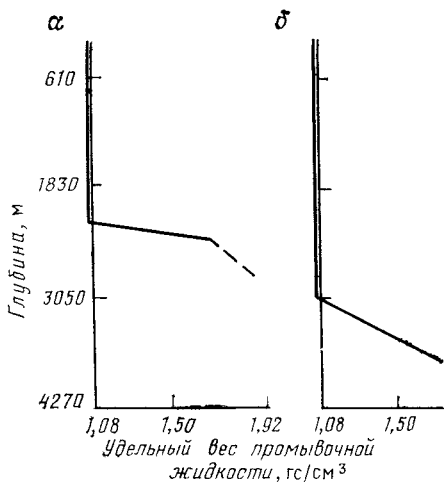
a — кривая скорости бурения, *b* — график солености воды в песчаных прослоях, *c* — кривая скорости распространения волн в глинистых породах, *d* — кривая удельного сопротивления, *e* — плотность 1 — глины, 2 — известняки, 3 — чередующиеся песчаники и глины, 4 — песчаники 5 — чередующиеся известняки, песчаники и глины В г/см³ дан удельный вес промывочной жидкости

ЗОНЫ АНОМАЛЬНО-ВЫСОКИХ ПЛАСТОВЫХ ДАВЛЕНИЙ В АФРИКЕ

На территории Африки зафиксированы лишь незначительно повышенные давления в тектонически нарушенных удлиненных антиклинальных складках, перекрытых мощными миоценовыми мергелями в Марокко, и более высокие аномальные давления в нескольких высокопродуктивных месторождениях Алжира. Так, градиенты давления приблизительно 0,143 кгс/(см²·м) характерны для антиклинали Хасси-Рмель площадью 2210 км² с покрышкой, сложенной триасовой солью. При бурении на знаменитом месторождении Хасси-Мессауд также установлены градиенты 0,139—0,150 кгс/(см²·м).

РИС 918 Изменение по разрезу пластовых давлений в Африке [Rehm, 1972] С разрешения Общества инженеров-нефтяников Американского института горных инженеров

a — Нигерия *b* — акватория Восточно-Африканского побережья



В Нигерии и дельте Нила (Египет) условия аномально-высоких давлений аналогичны условиям акватории штата Луизиана в США. Кроме того, аномально-высокие пластовые давления, широко распространенные в районах Западно-Африканского побережья, отмечаются на отдельных площадях восточного побережья (Мозамбик, Мадагаскар), в районе Красного моря (на акватории Эфиопии, на суше Саудовской Аравии и в Йемене). Приурочены аномально-высокие давления к песчано-глинистым толщам и массивным карбонатным разрезам (см. рис. 9.15 и 9.18).

УСЛОВИЯ РАСПРОСТРАНЕНИЯ АНОМАЛЬНО-ВЫСОКИХ ПЛАСТОВЫХ ДАВЛЕНИЙ В ЮГО-ВОСТОЧНОЙ АЗИИ И ОКЕАНИИ

Отложения с аномально-высоким давлением были обнаружены при бурении в Австралии, Папуа и Новой Гвинее, включая бассейны Папуа и Боуэн, акваториальную часть бассейна Карнарвон, бассейн залива Бонапарта и бассейн Перт (рис. 9.19). Так, явления аномально-высоких давлений широко распространены по всей Австралии — как на суше, так и на акваториях в отложениях различного геологического возраста. В Квинсленде аномально-высокие давления были причиной выбросов на меньших глубинах (скв. 7, 8), а на большей глубине градиенты давления составляли $0,139 \text{ кгс}/(\text{см}^2 \cdot \text{м})$. На шельфе бассейна Гипсленд зарегистрированы градиенты давления $0,127 \text{ кгс}/(\text{см}^2 \cdot \text{м})$. Аномально-высокие давления широко распространены в Западной Австралии (скв. 15, 14, 6 на рис. 9.19) с градиентами $0,143 \text{ кгс}/(\text{см}^2 \cdot \text{м})$ ниже глубины 3354 м и в Северной Австралии, как на суше (скв. 12), так и на акватории (скв. 9, 13), где требуемый удельный вес промысловой жидкости иногда превышает $1,67 \text{ гс}/\text{см}^3$.

Аномально-высокими давлениями характеризуются интенсивно нарушенные сбросами осадочные отложения третичного и мезозойского возраста в Новой Гвинее и Папуа. При поисково-разведочном бурении в районе дельты р. Мамберамо на севере Новой Гвинее аномально-высокие давления более чем вдвое превышают гидростатические. Как правило, они приурочены к плиоцен-миоценовым аргиллитам прогиба Ауре и аптским аргиллитам нижнего мела. В Папуа в скв. 5 потребовалась промысловая жидкость удельным весом $2,04 \text{ гс}/\text{см}^3$ при бурении надвигового нарушения и появлении исключительно тяжелого газа из глинистых пород. Для скважины Товала 1 (скв. 4 на рис. 9.19) градиент давления на глубине 1418 м составляет $2,40 \text{ кгс}/(\text{см}^2 \cdot \text{м})$. На акватории Папуа в прогибе Ауре были зафиксированы градиенты $2,10 \text{ кгс}/(\text{см}^2 \cdot \text{м})$. В массивном газоносном рифовом известняке аномально-высокое давление

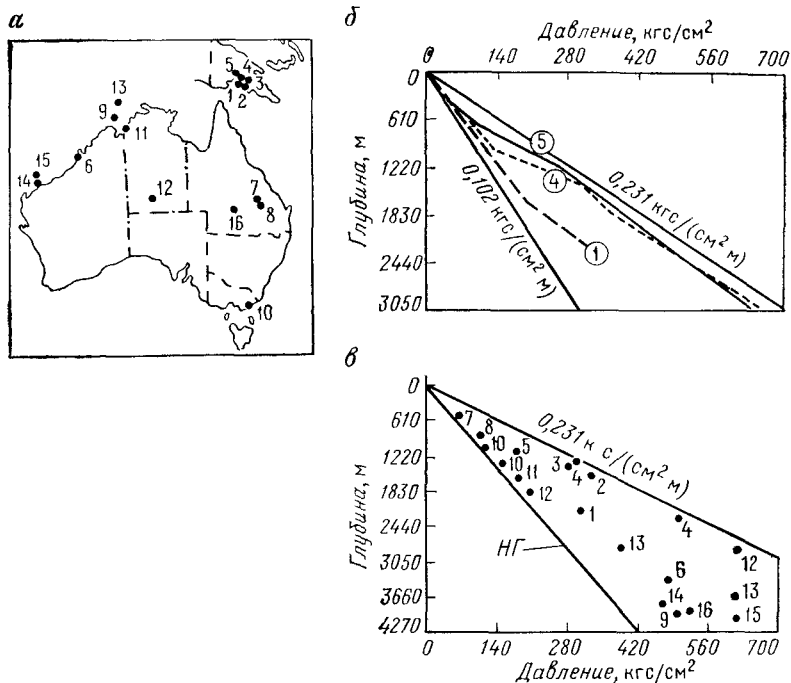


РИС. 9.19. Результаты изучения аномальных пластовых давлений в Австралии в бассейне Папуа [Lepine and White, 1973]

а — расположение и номера скважин с аномально высокими давлениями, *б* — аномальные давления, зарегистрированные в австралийских скважинах (цифры в кружках соответствуют номерам скважин на рис. *а* и *в*), *в* — градиенты давления в неокомских отложениях скважин, пробуренных в бассейне Папуа Скважины. 1 — Паска 1, 2 — Капури 1, 3 — Йюека, 4 — Товала 1А, 5 — Рарако-Крик 1, 6 — Юлру 1, 7 — Арктыюрес 1, 8 — Роллстон 1, 9 — Петрел 1; 10 — Барракута 1, 11 — Калшилл, 12 — Палм-Валли, 13 — Херон 1, 14 — Дампир 1, 15 — Мадлей 1, 16 — Леопардвуд 1; НГ — нормальный градиент давления — пресная вода, 0,231 кгс/(см²·м) — градиент горюго давления

0,143 кгс/(см²·м) в скважине Паска № 1 (скв. 1 на рис. 9.19) обусловлено контрастом плотностей пластовых флюидов. При буровых работах здесь успешно использовался метод «плавающей шапки промывочной жидкости», т. е. метод, в котором тяжелая промывочная жидкость плавает на поверхности устья скважины, тогда как бурение ведется при закачке морской воды вниз по бурильным трубам. Это требует тщательной балансировки давления, сопровождается высоким поглощением промывочной жидкости и потерей бурового шлама, необходимого для геологических исследований.

Геологические данные по острову Тимор, что в 483 км от северного побережья Австралии, указывают на присутствие мощных третичных и мезозойских осадочных отложений, грязевых вулканов и выходов на поверхность углеводородов. При бурении, проводившемся в ограниченном объеме, здесь

отмечены аномально-высокие давления [градиент около $0,15 \text{ кгс}/(\text{см}^2 \cdot \text{м})$] на относительно небольшой глубине.

В Новой Зеландии условия аномально-высоких давлений создали грязевые вулканы и мощная, быстро отложившаяся толща третичных или верхнемеловых пород. В скважинах, пробуренных вблизи северного побережья залива Хок, зафиксирован градиент давления $0,185 \text{ кгс}/(\text{см}^2 \cdot \text{м})$ (в нижнетретичных бентонитовых аргиллитах). Незначительно повышены давления в верхнемеловых отложениях. Аномально-высокие пластовые давления и разрушения обсадной колонны известны в других местах впадины Нортленд.

При бурении в Южно-Китайском море также зарегистрированы аномально-высокие давления и аномально-высокие геотермические градиенты ($5,5^\circ\text{C}/100 \text{ м}$ и более). Аномально-высокие давления, весьма различные по величине и требующие промывочной жидкости с удельным весом до $2,10 \text{ гс}/\text{см}^3$, наблюдаются на суше и акваториях Суматры, Явы, Борнео и Калимантана. Вязкие глинистые сланцы, известковистые глинистые

сланцы, прослой вулканического пепла, мелкие газовые карманы и глубинные условия с аномально-высокими давлениями и т. п. создают различные проблемы, которые приходится решать при бурении в том или ином районе. Типичные профили изменения давления по разрезу показаны на рис. 9.20.

Наличие углеводородов было установлено в складчатых и нарушенных сбросах миоценовых слоях юго-западного Себу (Филиппины). Здесь аномально-высокие давления на очень малой глубине (640 м) обуславливают градиенты, близкие к $0,194 \text{ кгс}/(\text{см}^2 \cdot \text{м})$.

На о. Тайвань аномально-высокие давления [градиенты до $0,185 \text{ кгс}/(\text{см}^2 \cdot \text{м})$] установлены в песчано-глинистом разрезе третичного возраста, в миоценовой свите Чжухуанкен как на нефтяных, так и на газовых месторождениях (на-

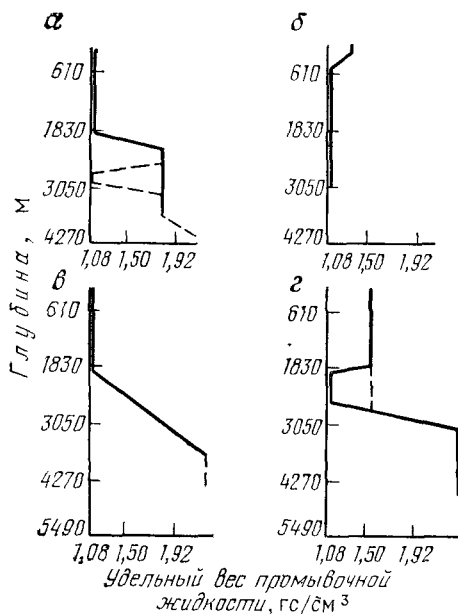


РИС 9.20 Типичные профили изменения по разрезу пластового давления в районе Южно-Китайского моря [Rehm, 1972]. С разрешения Общества инженеров нефтяников Американского института горных инженеров

а — Индонезия, Суматра, б — Индонезия, Ява, в — Южно-Китайское море, г — прибрежные низины Калимантана

пример, Цзиньшуй, Чжухуанкен и Дэчжэньшань-Туншиао) Как правило, наиболее высокие градиенты давления и температуры встречаются в глубоких газовых залежах (табл. 9 1).

Таблица 9 1

Пластовые давления и градиенты давления в газовых и нефтяных месторождениях о. Тайвань [Chan, 1964]

Номер скважины	Зона	Средняя глубина, км	Высота над уровнем моря, м	Пластовое давление, кгс/см ²	Градиент давления, рассчитанный на поверхности земли, кгс/(см ² ·м)	Градиент давления, рассчитанный от уровня моря, кгс/(см ² ·м)
Газовое месторождение Цзиньшуй						
45	CS-13	2,354	115,68	231,8	0,0985	0,1036
54	CS-13	2,181	43,38	227,1	0,1041	0,1062
55	CS-13	2,283	63,72	232,3	0,1018	0,1047
56	CS-13	2,270	76,45	229,6	0,1011	0,1047
60	CS-13	2,222	112,37	229,9	0,1035	0,1090
60	CS-14Z	2,372	112,37	245,1	0,1033	0,1085
59	CS-14Z	2,313	66,56	232,5	0,1005	0,1035
59	CS-15	2,868	66,56	339,8	0,1188	0,1213
38	CS-17A, 18	3,632	76,48	522,5	0,1439	0,1469
52	CS-18	3,393	112,37	505,8	0,1492	0,1541
58	CS-16, 17, 17A	3,121	91,29	476,1	0,1525	0,1571
58	CS-17A, 18	3,298	91,29	507,4	0,1537	0,1582
53	CS-30	4,416	37,83	669,9	0,1517	0,1530
Нефтяное месторождение Чжухуанкен						
108	CHK-2, 2A	1,847	237,33	237,0	0,1283	0,1472
108	CHK-3Z, 3	2,005	237,33	257,9	0,1286	0,1459
107	CHK-5Z, 5	2,026	186,87	331,7	0,1637	0,1804
106	CHK-6	2,911	215,80	405,6	0,1393	0,1505
106	CHK-7	3,062	215,80	420,1	0,1372	0,1476
106	CHK-9A	3,368	215,80	436,7	0,1297	0,1385
106	CHK-10	3,557	215,80	449,9	0,1265	0,1347
Газовое месторождение Дэчжэньшань-Туншиао						
TCS-2	TT-1A	2,719	34,96	278,2	0,1023	0,1037
TCS-2	TT-3, 4A	3,357	34,96	466,0	0,1388	0,1403
TCS-2	TT-4B, 5A, 5B, 5C	3,512	34,96	503,22	0,1433	0,1447
TCS-2	TT-6, 7	3,638	34,96	519,8	0,1429	0,1457
TCS-2	TT-9, 10, 10A	4,042	34,96	639,1	0,1581	0,1595
TCS-2	TT-12, 12A	4,214	34,96	698,5	0,1658	0,1671
TCS-2	TT-14, 15	4,390	34,96	704,2	0,1604	0,1617
TCS-2	TT-16, 17	4,535	34,96	709,1	0,1564	0,1576

Таблица 9 II

Забойные давления, замеренные в нескольких скважинах в долине Нагаока (Япония) [Magaga, 1968]

Месторождение	Порода	Глубина, м	Давление, кгс/см ²	Градиент давления, кгс/(см ² ·м)
Фудзикава	Агломерат	2310,4	367,6	0,159
Кумоиде	Агломерат	1745,0	251,2	0,144
	Песчаник	1394,8	157,1	0,112
Секихара, скв 1	Агломерат	1129,0	117,5	0,104
	Песчаник	817,0	74,5	0,091
Катагай, скв 1	Агломерат	1052,5	99,8	0,105
Ниши-Нагаока	Агломерат	1172,2	117,7	0,10
	Песчаник	1144,5	106,1	0,093
Мицуке	Песчаник	1201,3	125,5	0,104
	Лава	1744,9	264,3	0,151
Куросака	Лава	1816,0	256,6	0,142
Хигаси-Санйо	Туф	1248,8	132,3	0,106

Равнина Нагаока расположена на о. Хонсю — главном острове Японии. Основные залежи углеводородов в коллекторах третичного возраста приурочены здесь к вулканическим и пирокластическим породам, которые обнаруживают широкий диапазон пластовых давлений (табл. 9 II). Аномально-высокие давления повышаются с увеличением глубины залегания пород-коллекторов и мощности перекрывающих низкопроницаемых аргиллитовых слоев, которые играют роль покрывок. Известны градиенты до 0,185 кгс/(см²·м).

РАСПРОСТРАНЕНИЕ АНОМАЛЬНО-ВЫСОКИХ ПЛАСТОВЫХ ДАВЛЕНИЙ НА ИНДИЙСКОМ СУБКОНТИНЕНТЕ

В Пакистане самые высокие аномальные пластовые давления установлены в неглубоко залегающих третичных отложениях в подножье горных хребтов Гималаев. На глубине 1646 м было зарегистрировано давление 492 кгс/см². Градиент давления 0,3 кгс/(см²·м) в разрезе, сложенном чередующимися глинистыми сланцами, алевролитами и песчаниками, связан с тектоническими напряжениями, вызванными гималайской складчатостью и чрезвычайно крутым падением потенциальной продуктивной зоны. Аналогичные аномально-высокие давления наблюдались на месторождениях Дхулиян, Джоя-Майр и дру-

гих в Пакистане и в Северной Индии. Во время недавнего бурения на акватории Пакистана также были зафиксированы аномально-высокие пластовые давления

В Индии аномально-высокие пластовые давления приурочены к зонам эоцен-плиоценового возраста как в песчано-глинистых разрезах с высоким содержанием глинистых пород так и в районах с большим количеством тектонических нарушений. В складчатом поясе предгорий Гималаев, в таких районах, как Джамму, Пенджаб и Ассам, аномально-высокие пластовые давления во многих скважинах приближаются к весу вышележащих пород. В геосинклинальной области Бенгальского бассейна аномально-высокие пластовые давления обычно наблюдаются в свитах Дебаграм и Пандуа, залегающих ниже массивной толщи глинистых пород. При бурении здесь требуются промысловые жидкости удельного веса до $2,22 \text{ гс/см}^3$.

Частые осложнения при бурении вызывают аномально-высокие давления в Бангладеш. Например, маломощные песчаные пропластки в массивных толщах глинистых пород на структуре Силхет обнаруживают градиенты давлений до $0,229 \text{ кгс/(см}^2 \cdot \text{м)}$.

Аномально-высокие пластовые давления в Бирме связаны с третичными породами бассейна рек Ирравади и Чиндуин, акватории залива Мартабан. Градиент давления на месторождении Чаук составляет $0,199 \text{ кгс/(см}^2 \cdot \text{м)}$, а в центральной части структуры Енанджаун на глубине 1524 м достигают $0,231 \text{ кгс/(см}^2 \cdot \text{м)}$. Для бурения глубже 2744 м требуется промысловая жидкость удельного веса $2,27 \text{ гс/см}^3$.

РАСПРОСТРАНЕНИЕ АНОМАЛЬНО-ВЫСОКИХ ПЛАСТОВЫХ ДАВЛЕНИЙ НА БЛИЖНЕМ И СРЕДНЕМ ВОСТОКЕ

На Ближнем и Среднем Востоке аномально-высокие пластовые давления обусловлены тектоническими структурами, глинистыми и соляными диапирами, массивными перекрывающими толщами эвапоритов и контрастом плотностей пластовых флюидов на крупных структурах. Аномально-высокие давления известны на севере равнины Горган в Иране, в центральной его части и в других районах (рис 9.21). Здесь применяется промысловая жидкость с высоким удельным весом — до $2,64 \text{ гс/см}^3$, известны градиенты давлений в диапазоне от $0,196$ до $0,224 \text{ кгс/(см}^2 \cdot \text{м)}$. Аналогичные условия установлены в Ираке В Саудовской Аравии аномально-высокие пластовые давления в сочетании с аномально-высокими температурными градиентами ($4,6^\circ\text{C}/100 \text{ м}$) зафиксированы на побережье и акватории Красного моря.

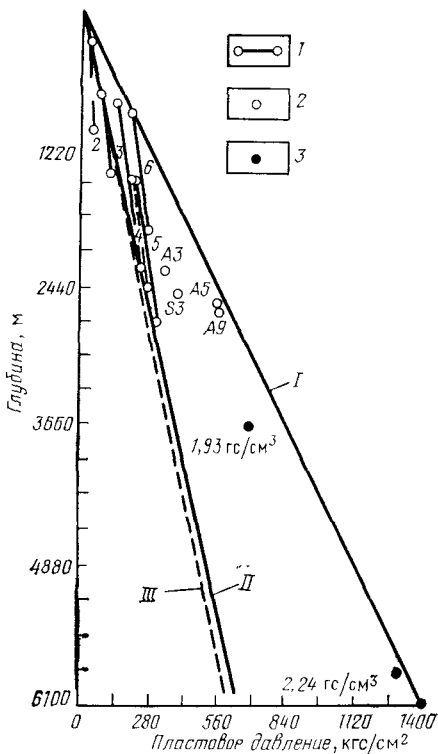


РИС. 9.21. Условия аномальных пластовых давлений на территории Ирана [Fertl, 1972]. С разрешения Общества инженеров-нефтяников Американского института горных инженеров.

I — интервалы изменения давления в зависимости от глубины в нескольких нефтяных месторождениях; 2 — Центральный Иран (A3, A5, A9 — структура Эльбурс, S3 — структура Серадже); 3 — удельный вес промывочной жидкости, равнина Горган, Северный Иран; I — градиент горного давления, равный 0,231 кгс/(см²·м); II, III — градиенты гидростатического давления, равные соответственно 0,107 и 0,102 кгс/(см²·м)

БЛАГОДАРНОСТИ

Автор выражает глубокую благодарность многим лицам, работающим в производственных, научных и государственных учреждениях многих стран мира, которые так или иначе содействовали сбору данных для написания этой работы. Много сведений, использованных в этом обзоре, заимствовано из большого объема опубликованной литературы по данной проблеме. Учтены также результаты из промышленной практики автора. Однако автор не пытался сослаться на всех лиц, материалы которых им были использованы, за исключением случаев из промышленной практики, о которых упомянуто в данной главе. Нет надобности говорить, что при написании такого обзора всегда что-то оказывается неучтенным вследствие объективных и субъективных причин.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Аникиев К. А. Аномально-высокие пластовые давления в нефтяных и газовых месторождениях.— Труды ВНИГРИ, вып. 233. Л., Недра, 1964.

Зильберман В. И. Показатели приближения к горизонтам с аномально-высоким пластовым давлением в процессе бурения скважин.— Нефтяное хозяйство, 1972, № 5, с. 12—14.

- Alliquander O.*, 1973. High pressures, temperatures plague deep drilling in Hungary. *Oil Gas J.*, 71(21): 97—100.
- Chan Y. C.*, 1964. Preliminary study on the geothermal gradients and formation or reservoir pressures of oil and gas fields in northern Taiwan. *Pet. Geol. Taiwan*, 3: 127—139.
- Fertl W. H.*, 1971. A look at abnormally pressured formations in the U.S.S.R. SPE 3613, 46th AIME Fall Meet., New Orleans, La., October.
- Fertl W. H.*, 1972. Worldwide occurrence of abnormal formation pressures. I. SPE 3844, 3rd Symp. on Abnormal Subsurface Pore, Pressure, Louisiana State Univ., Baton Rouge, La., May.
- Fertl W. H.* and *Timko D. J.*, 1970. How abnormal pressure detection techniques are applied. *Oil Gas J.*, 68(2): 62—71.
- Funkhouser H. J.*, *Sass L. C.* and *Hedberg H. D.*, 1948. Santa Ana, San Joaquin, Guarrio, and Santa Rosa oil fields (Anaco fields), Central Anzoategui, Venezuela. *Bull. Am. Assoc. Pet. Geol.*, 32: 1851—1908.
- Geier O.*, 1972. Begründungen fuer die An-oder Nichtanwendbarkeit der amerikanischen Methoden fuer Hochdruckzonen—Frueherkennung im adriatischen Raum, Wiener Becken und Sueddeutschland an hand einiger Beispiele des italienischen, oesterreichischen und sueddeutschen Raumes. Diplomarbeit, (Dissertation). Institut fuer Tiefbohrtechnik und Erdoelgewinnung, Montanistische Hochschule, Leoben, 95 pp.
- Guiraudet B.*, 1972. Drilling for ultra-deep sour gas in France. *Pet. Eng.*, 44: 41—45, September.
- Herring E. A.*, 1973. North Sea abnormal pressures determined from logs. *Pet. Eng.*, 45: 72—84, November.
- Lepine F. H.* and *White J. A. W.*, 1973. Drilling in overpressured formations in Australia and Papua. *Aust. Pet. Explor. Assoc. J.*, 13: 157—161.
- Magara K.*, 1968. Compaction and migration of fluids in Miocene mudstone, Nagaoka Plain, Japan. *Bull. Am. Assoc. Pet. Geol.*, 52: 2466—2501.
- Mostofi B.* and *Gansser A.*, 1957. The story behind the 5 Alborz. *Oil Gas J.*, 55(3): 78—84.
- Rehm B.*, 1972. Worldwide occurrence of abnormal formation pressures. II. SPE 3845, 3rd Symp. on Abnormal Subsurface Pore Pressure, Louisiana State Univ., Baton Rouge, La., May.
- Rizzi P. W.*, 1973. Hochdruckzonen-Frueherkennung in Mitteleuropa. *Erdoel Erdgas Z.*, 89: 249—256.

ПРИЛОЖЕНИЕ I

Коэффициенты пересчета между мерами метрическими, АНИ * и США (по данным компании «Шлюмберже», 1970)

Исходная размерность	Коэффициент пересчета **	Искомая размерность
акры	0,4047	га
акры	4047	м ²
атмосферы	76	см рт. ст.
атмосферы	1,033	кгс/см ²
баррели (АНИ)	158 987	см ³
баррели (АНИ)	159	л
баррели (АНИ)	0,1590	м ³
баррели/сут	6,625	л/ч
баррели/сут	0,1590	м ³ /сут
баррели/сут	0,006 625	м ³ /ч
бары	0,9869	атм
бары	1,020	кгс/см ²
Б Т. Е.	0,2520	ккал
Б Т. Е.	0,2930	Вт-ч
Б Т Е /мин	0,023 57	л. с.
Б Т Е /мин	0,1758	кВт
м ³ /час	10 ³	л/ч
м ³ /час	24	м ³ /сут
см рт. ст.	0,013 16	атм
см рт. ст.	0,013 60	кгс/см ²
см/сек	0,6	м/мин
куб футы	2,832 · 10 ⁴	см ³
куб футы	28,32	м
куб футы/мин	472	см ³ /с
куб футы/мин	0,472	л/с
куб дюймы	16,39	см ³
куб дюймы	1,639 · 10 ⁻⁵	м ³
куб дюймы	1,639 · 10 ⁻²	л
куб футы/сут	1,18	л/ч
куб футы/сут	1,18 · 10 ⁻³	м ³ /ч
куб футы/сут	0,028 32	м ³ /сут
м ³ /сут	41,67	л/ч
м ³ /сут	0,041 07	м ³ /ч
футы	30,48	см
футы	0,3048	м
футы вод. ст.	0,029 50	атм
футы вод. ст.	0,030 48	кгс/см ²

* Американский нефтяной институт, США — Прим. перев.

** Для получения искомой размерности умножить исходную размерность на коэффициент пересчета

Продолжение прилож. I

Исходная размерность	Коэффициент пересчета **	Искомая размерность
футы/мин	0,5080	см/с
футы/мин	0,018 29	км/ч
футы/мин	0,3048	м/мин
футы/с	30,48	см/с
футы/с	18,29	м/мин
футы/ч	0,008 467	см/с
футы/ч	$5,086 \cdot 10^{-3}$	м/мин
фут-фунты	$3,238 \cdot 10^{-4}$	ккал
фут-фунты/мин	$3,030 \cdot 10^{-5}$	л. с
фут-фунты/мин	$2,260 \cdot 10^{-5}$	кВт
фут-фунты/с	$1,818 \cdot 10^{-3}$	л. с.
фут-фунты/с	$1,356 \cdot 10^{-3}$	кВт
галлоны	3785	см ³
галлоны	$3,785 \cdot 10^{-3}$	м ³
галлоны	3,785	л
галлоны/мин	3,785	л/мин
галлоны/мин	90,84	л/ч
гран (ср)	0,064 80	г
граны/галлон	17,12	частей на миллион
граны/галлон	0,017 14	г/л
лошадиная сила	10,68	ккал/мин
лошадиная сила	0,7457	кВт
лошадиная сила	745,7	Вт
лошадиная сила/ч	641,1	ккал
лошадиная сила/ч	$2,733 \cdot 10^5$	кгм
лошадиная сила/ч	0,7455	кВт-ч
дюймы	2,540	см
дюймы рт. ст.	0,033 42	атм
дюймы рт. ст.	0,034 53	кгс/см ²
дюймы вод. ст.	0,002 458	атм
дюймы вод. ст.	0,002 538	кгс/см ²
килокалории	427	кгм
килокалории/мин	0,093 58	л. с.
килокалории/мин	0,069 77	кВт
киловатт-ч	1,341	л. с.
киловатт-ч	860	ккал
киловатт-ч	$3,672 \cdot 10^5$	кгм
миля	1,609	км
метры/мин	1,667	см/с
мили/ч	44,70	см/с
мили/ч	26,82	м/мин
фунты	453,6	г
фунты	0,4536	кг
фунты/куб. фут	0,016 02	г/см ³
фунты/куб. фут	16,02	кг/м ³
фунты/кв. дюйм	0,6805	атм
фунты/кв. дюйм	51,70	мм рт. ст.
фунты/кв. дюйм	0,070 31	кгс/см ²
кв. футы	929,0	см ²
кв. футы	0,092 90	м ²
кв. дюймы	6,452	см ²
кв. дюймы	645,2	мм ²

Продолжение прилож I

Исходная размерность	Коэффициент пересчета **	Искомая размерность
----------------------	--------------------------	---------------------

Температура:

градус Цельсия +273	1	К (абс.)
градус Фаренгейта +460	1	Р (абс.)
градус Цельсия +17,8	1,8	°Ф
градус Фаренгейта -32	5/9	°С

Геотермический градиент:

°Ф/100 футов	1,823	°С/100 м
тонны (длинные)	1016	кг
тонны (метрические)	10 ³	кг
вязкость, фунт-с/кв. дюйм	6,895 · 10 ⁶	сП
вязкость, фунт-с/кв. фут	4,78 · 10 ⁴	сП
вязкость, сантистоксы	плотность	сП
ватты	1,341 · 10 ⁻³	л. с.
ватты	0,014 33	ккал/мин
ватты	10 ⁻³	кВт
ватт-ч	1,341 · 10 ⁻²	л. с.-ч
ватт-ч	0,860	ккал
ватт-ч	367,2	кгм
ватт-ч	10 ⁻³	кВт

ПРИЛОЖЕНИЕ II

Формулы для пересчета температур (по Лангнесу и др., 1972)

Искомая величина	Формула	Искомая величина	Формула
°F (Фаренгейта)	(°С · 1,8) + 32	°К (Кельвина)	°С + 273,16
°С (стоградусная шкала) *	(°F + 40) : 1,8 - 40	°R (Ренкина)	°F + 459,688

* Предпочтительнее в международном употреблении

Источники 1. *Langnes G. L., Robertson I. O. and Chilinger G. V.*, 1972. Secondary Recovery and Carbonate Reservoirs. Elsevier, Amsterdam. 304 p. 2 *Schlumberger Company*, 1970. *Production Log Interpretation Manual*. 138 p

ПРИЛОЖЕНИЕ III

Таблица удельного веса — веса единицы объема и давления для нефти, воды и промывочной жидкости (по данным компании «Шлюмберже», 1970)

Градусы АНИ	Уд. вес, гс/см ³	Вес единицы объема, кг			Напор флюида	
		галлона	куб фута	барреля	Давление столба флюида высотой в 1 фут, кгс/см ²	Высота флюида, м
60	0,739	2,79	20,91	117,5	0,0225	0,95
59	0,743	2,81	21,05	117,9	0,0226	0,95
58	0,747	2,83	21,14	118,8	0,0228	0,94
57	0,751	2,84	21,23	119,3	0,0229	0,94
56	0,755	2,86	21,36	120,2	0,0230	0,93
55	0,759	2,87	21,50	120,7	0,0231	0,93
54	0,763	2,88	21,59	121,1	0,0232	0,92
53	0,767	2,90	21,73	122,0	0,0233	0,92
52	0,771	2,91	21,82	122,5	0,0235	0,91
51	0,775	2,93	21,91	122,9	0,0236	0,91
50	0,780	2,95	22,09	123,8	0,0238	0,90
49	0,784	2,97	22,18	124,7	0,0239	0,90
48	0,788	2,98	22,32	125,2	0,0240	0,89
47	0,793	2,99	22,45	126,1	0,0241	0,89
46	0,797	3,02	22,59	126,6	0,0243	0,88
45	0,802	3,03	22,68	127,5	0,0245	0,88
44	0,806	3,05	22,82	127,9	0,0245	0,88
43	0,811	3,07	22,95	128,8	0,0247	0,87
42	0,816	3,09	23,09	129,7	0,0249	0,86
41	0,820	3,10	23,22	130,2	0,0250	0,86
40	0,825	3,12	23,36	131,1	0,0251	0,85
39	0,830	3,14	23,50	132,0	0,0252	0,85
38	0,835	3,16	23,63	132,5	0,0255	0,84
37	0,840	3,18	23,77	133,4	0,0256	0,84
36	0,845	3,20	23,90	134,3	0,0257	0,83
35	0,850	3,22	24,04	135,2	0,0259	0,83
34	0,855	3,23	24,18	135,6	0,0260	0,82
33	0,860	3,25	24,31	136,5	0,0262	0,82
32	0,865	3,27	24,45	137,4	0,0264	0,81
31	0,871	3,29	24,63	138,3	0,0266	0,81
30	0,876	3,32	24,81	139,3	0,0267	0,80
29	0,882	3,34	25,00	140,2	0,0269	0,80
28	0,887	3,36	25,13	141,1	0,0270	0,79
27	0,893	3,38	25,27	142,0	0,0272	0,79
26	0,898	3,40	25,40	142,9	0,0274	0,78
25	0,904	3,42	25,58	143,8	0,0276	0,78
24	0,910	3,44	25,76	144,7	0,0277	0,77
23	0,916	3,47	25,94	145,6	0,0279	0,77
22	0,922	3,49	26,08	146,5	0,0281	0,77
21	0,928	3,51	26,26	147,4	0,0283	0,76
20	0,934	3,53	26,44	148,3	0,0285	0,75

Продолжение прилож III

Градусы АНИ	Уд вес, гс/см ³	Вес единицы объема, кг			Напор флюида	
		галлона	куб. фута	барреля	Давление столба флюида высотой в 1 фут, кгс/см ²	Высота фунта флюида, м
19	0,940	3,56	26,63	149,2	0,0286	0,75
18	0,946	3,58	26,76	150,1	0,0288	0,74
17	0,953	3,61	26,99	151,5	0,0290	0,74
16	0,959	3,63	27,13	152,4	0,0292	0,73
15	0,966	3,66	27,35	153,8	0,0295	0,73
14	0,973	3,68	27,53	154,7	0,0296	0,73
13	0,979	3,70	27,67	155,6	0,0298	0,72
12	0,986	3,73	27,90	156,5	0,0300	0,71
11	0,993	3,76	28,08	157,9	0,0302	0,71
10° АНИ или пресная вода	1,0	3,78	28,31	158,8	0,0304	0,70
	1,01	3,81	28,49	160,1	0,0307	0,70
	1,03	3,90	29,17	163,8	0,0314	0,68
	1,06	3,99	29,85	167,8	0,0321	0,67
	1,08	4,08	30,53	171,5	0,0329	0,65
Соленая вода	1,10	4,17	31,21	175,1	0,0336	0,63
	1,13	4,26	31,89	179,2	0,0343	0,62
	1,15	4,36	32,57	182,8	0,0345	0,61
	1,154	4,37	32,66	183,3	0,0352	0,61
	1,18	4,46	33,25	186,9	0,0358	0,60
	1,20	4,54	33,93	190,5	0,0365	0,59
	1,22	4,63	34,61	194,1	0,0373	0,58
	1,25	4,72	35,29	198,2	0,0380	0,56
	1,27	4,81	35,97	201,9	0,0387	0,55
	1,29	4,90	36,65	205,9	0,0394	0,54
	1,32	4,99	37,33	209,6	0,0402	0,53
	1,34	5,08	38,01	213,2	0,0409	0,52
	1,37	5,17	38,69	217,3	0,0416	0,52
	1,39	5,26	39,37	220,9	0,0424	0,51
	1,41	5,35	40,05	225,0	0,0431	0,50
	1,44	5,44	40,73	228,6	0,0438	0,49
	1,46	5,53	41,41	232,2	0,0446	0,48
1,49	5,63	42,09	236,3	0,0453	0,47	
1,51	5,72	42,77	240,0	0,0461	0,47	
1,53	5,81	43,46	244,0	0,0468	0,46	
1,56	5,90	44,09	247,7	0,0475	0,45	
1,58	5,99	44,77	251,3	0,0482	0,45	
1,61	6,08	45,36	255,4	0,0489	0,44	
1,63	6,17	46,27	259,0	0,0496	0,43	
1,65	6,26	46,72	263,1	0,0504	0,42	
1,68	6,35	47,63	266,7	0,0511	0,42	
1,70	6,44	48,08	270,4	0,0519	0,41	
1,73	6,53	48,99	274,4	0,0526	0,41	
1,75	6,62	49,44	278,1	0,0533	0,40	
1,77	6,71	50,35	282,1	0,0541	0,40	
1,80	6,80	50,80	285,8	0,0548	0,39	
1,82	6,90	51,71	289,4	0,0555	0,39	

Продолжение прилож III

Градусы АНИ	Уд вес, гс/см ³	Вес единицы объема, кг			Напор флюида	
		галлона	куб. фута	барреля	Давление столба флюида высотой в 1 фут, кгс/см ²	Высота фута флюида, м
Обычный цементный раствор {	1,85	6,99	52,16	293,5	0,0563	0,38
	1,87	7,08	53,07	297,1	0,0570	0,37
	1,89	7,17	53,53	301,2	0,0577	0,37
	1,92	7,26	54,43	304,8	0,0584	0,37
	1,94	7,35	54,89	308,5	0,0592	0,36
	1,97	7,44	55,79	312,5	0,0599	0,36
	1,99	7,53	56,25	316,2	0,0606	0,35
	2,01	7,62	57,15	320,2	0,0614	0,35
	2,04	7,71	57,61	323,9	0,0621	0,34
	2,06	7,80	58,51	327,5	0,0629	0,34
	2,09	7,89	58,97	331,6	0,0636	0,34
	2,11	7,98	59,88	335,2	0,0643	0,33
	2,13	8,07	60,33	339,3	0,0650	0,33

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие	5
Введение	9

ГЛАВА 1 АНОМАЛЬНЫЕ ПЛАСТОВЫЕ ДАВЛЕНИЯ

Введение	11
Понятия о давлениях	11
Гидростатическое давление	11
Давление вышележащих пород	12
Пластовое давление	13
Аномально-низкие (пониженные) пластовые давления	14
Аномально высокие (повышенные) пластовые давления	24
Барьеры давления	24
Представления о происхождении аномальных пластовых давлений	27
Осмотические явления	47
Явления диагенеза	50
Массивное накопление каменной соли	55
Условия вечной мерзлоты	55
Термодинамические и биохимические факторы	57
Другие факторы	58
Благодарности	58
Список литературы	58

ГЛАВА 2 УПЛОТНЕНИЕ ГЛИНИСТЫХ ОСАДКОВ

Введение	64
Разработка модели уплотнения	67
Модель уплотнения Каца и Ибрагима	69
Математическое описание уплотнения	71
Течение флюидов через пористую среду	78
Потенциальная энергия вышележащих пород	82
Влияние уплотнения на химический состав внутрипоровых растворов	83
Химический состав внутрипоровых растворов	83
Состав внутрипоровых растворов по сравнению с морской водой	86
Изменения в химическом составе растворов, выжимаемых при различных давлениях вышележащих осадков	90
Распределение солености пластовых вод в песчанниках и в связанных с ними глинистых сланцах	98
Напряжения в осадках	102
Гидростатическое напряжение	102
Разложение общего поля напряжений	103
Сжимаемость песчаных и глинистых осадочных отложений	103
Влияние сжимаемости породы на оценку запасов нефти	116
Список литературы	116

ГЛАВА 3 ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ОБНАРУЖЕНИЯ И ОЦЕНКИ АНОМАЛЬНЫХ ПЛАСТОВЫХ ДАВЛЕНИЙ

Введение	122
Анализ данных сейсморазведки	123
Анализ данных гравиразведки	137
Другие геофизические методы	138
Список литературы	138

ГЛАВА 4 ВЫЯВЛЕНИЕ И ОЦЕНКА АНОМАЛЬНЫХ ПЛАСТОВЫХ ДАВЛЕНИЙ ПО ДАННЫМ БУРЕНИЯ

Введение	140
Параметры бурения	144
Скорость бурения	144
d -экспонента (нормализованная скорость бурения)	146
Модифицированная d -экспонента	149
Уравнения скорости бурения	152
Данные о пористости и пластовом давлении по буровым характеристикам	154
Новые методы каротажа в процессе бурения	160
Момент вращения бурильного инструмента	160
Увеличение нагрузки на крюке	160
Параметры промывочной жидкости	161
Содержание газа в промывочной жидкости	161
Удельный вес промывочной жидкости на выкидной линии	165
Выбросы	166
Температура на выкидной линии	169
Измерения удельного сопротивления, содержания хлоридов и использование других новых методов	173
Уровень и общий объем промывочной жидкости в резервуаре	174
Наполнение скважины промывочной жидкостью	175
Расход промывочной жидкости	176
Параметры глинистого бурового шлама	176
Плотность глинистых сланцев	176
Фактор глини	183
Объем, форма и размер частиц шлама глинистых сланцев	184
Новые различные методы выявления аномально высоких пластовых давлений	184
Список литературы	199

ГЛАВА 5 ОБНАРУЖЕНИЕ И ОЦЕНКА АНОМАЛЬНЫХ ПЛАСТОВЫХ ДАВЛЕНИЙ МЕТОДАМИ ПРОМЫСЛОВОЙ ГЕОФИЗИКИ

Введение	203
Электрический каротаж	204
Кривая малого потенциал зонда	204
Кривая электрической проводимости	211
Кривая спонтанной поляризации (ПС)	215
Метод относительного сопротивления глини	223
Акустический (звуковой) каротаж	225
Измерения плотности пород	231
Нейтронный каротаж	232
Импульсный нейтронный каротаж	233
Методы ядерного магнитного резонанса	235

Скважинная гравиметрия	237
Промыслово-геофизические методы, рекомендуемые для оценки пластовых давлений	239
Ограничения и ошибки, связанные с методами промысловой геофизики	240
Возможные ошибки	241
Графическое изображение изменения параметров глин с глубиной	250
Заключение	256
Список литературы	257

ГЛАВА 6. ПРИНЦИПЫ БУРЕНИЯ И ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН В ПЛАСТАХ С АНОМАЛЬНО-ВЫСОКИМ ДАВЛЕНИЕМ

Введение	262
Основные представления о взаимосвязи порового давления и давления разрыва	263
Выбор глубины установки обсадной колонны	265
Прихват бурильных труб	266
Потеря циркуляции	268
Методы прогноза градиентов давления разрыва	268
Способ Хабберта и Уиллиса	269
Эмпирическая корреляция данных	271
Метод Мэттьюза и Келли	271
Метод Итона	273
Исследование промысловых данных Д. Б. Тэйлором и Р. К. Смитом	277
Метод Мак-Ферсона и Берри	279
Метод Кристмена	280
Метод Андерсона, Ингрэма и Заньера	283
Типичные конструкции скважин в районах с аномально-высокими пластовыми давлениями	286
Общие замечания	286
Бассейн Делавэр, Западный Техас	292
Побережье Мексиканского залива (США)	293
Бассейн Анадарко, район Мидконтинента (США)	293
Район Скалистых гор (США)	293
Замечания относительно цементных работ	294
Специфические вопросы заканчивания скважин и добычи	296
Аномально-высокие давления, возникающие при восстановлении вечной мерзлоты вокруг арктических скважин	297
Гидраты	297
Выпадение в осадок солей, серы и т. п.	298
Требования к надпакерным жидкостям	299
Общие замечания относительно требований к обсадным и эксплуатационным трубам	300
Планирование с учетом непредвиденных обстоятельств при бурении и эксплуатации газовых скважин с высокосернистым газом и высоким давлением	302
Планирование вспомогательной скважины для глушения фонтанирующей скважины	305
Список литературы	308

ГЛАВА 7. МЕТОДЫ ОЦЕНКИ ЗАЛЕЖЕЙ В УСЛОВИЯХ АНОМАЛЬНЫХ ПЛАСТОВЫХ ДАВЛЕНИЙ

Введение	311
--------------------	-----

Режим пласта	312
Приток вод из глинистых пород	312
Сжимаемость пород и разрушение их скелета под нагрузкой	314
Приток краевых вод	317
Методы Хаммерлиндла для прогнозирования продуктивных газоносных пластов с повышенным давлением, работающих на режиме истощения	318
Зависимость между начальной продуктивностью пласта и минерализацией пластовых вод	321
Падение давления в процессе разработки и давления, при которых эксплуатация залежи прекращается	322
Список литературы	326

ГЛАВА 8. ОЦЕНКА ОСОБЕННОСТЕЙ РАЗМЕЩЕНИЯ СКОПЛЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ И СВЯЗАННЫХ С ЭТИМ ЭКОНОМИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ В УСЛОВИЯХ НОРМАЛЬНЫХ И АНОМАЛЬНЫХ ПЛАСТОВЫХ ДАВЛЕНИЙ

Введение	328
Размещение скоплений углеводородов в вертикальном разрезе	329
Размещение скоплений углеводородов в зависимости от пластовой температуры	332
Зависимость между размещением скоплений углеводородов и градиентом пластовых давлений	339
Зависимость между фазовым состоянием скоплений углеводородов и пластовыми температурой и давлением	342
Применение метода отношения удельных сопротивлений глинистых пород	348
Руководящие принципы заканчивания скважин	350
Пример из промысловой практики, акватория Техаса	352
Пример из промысловой практики, акватория Луизианы	353
Пример из промысловой практики, Северная Калифорния	355
Использование кривой газового каротажа, анализа каротажных диаграмм с цифровой записью и отношения удельных сопротивлений глинистых пород в поисковой скважине в районе побережья Мексиканского залива	355
Экономика в условиях аномально-высоких пластовых давлений	358
Список литературы	360

ГЛАВА 9. РАСПРОСТРАНЕНИЕ АНОМАЛЬНО-ВЫСОКИХ ПЛАСТОВЫХ ДАВЛЕНИЙ НА ЗЕМНОМ ШАРЕ И ИХ ОЦЕНКА

Введение	363
Зоны аномально-высоких пластовых давлений в Европе	363
Наземные районы	365
Акватории	369
Распространение аномально-высоких пластовых давлений в СССР	372
Условия распространения аномально-высоких пластовых давлений на Североамериканском континенте	374
Распространение аномально-высоких пластовых давлений в Южной Америке	377

Зоны аномально-высоких пластовых давлений в Африке	379
Условия распространения аномально-высоких пластовых давлений в Юго-Восточной Азии и Океании	380
Распространение аномально-высоких пластовых давлений на Индий- ском субконтиненте	384
Распространение аномально-высоких пластовых давлений на Ближнем и Среднем Востоке	385
Благодарности	386
Список литературы	386

ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение I. Коэффициенты пересчета между мерами метрическими, АНИ и США	388
Приложение II. Формулы для пересчета температур	390
Приложение III. Таблица удельного веса — веса единицы объема и давления для нефти, воды и промывочной жидкости	391

УОЛТЕР Х. ФЕРТЛЬ

АНОМАЛЬНЫЕ ПЛАСТОВЫЕ ДАВЛЕНИЯ

Редакторы издательства Ф. Н. Чумакова, В. Н. Никитина
Переплет художника О. В. Камаева

Художественный редактор В. В. Шутько

Технические редакторы: Л. Г. Лаврентьева, В. В. Володарская
Корректор Э. А. Ляхова

ИБ № 3138

Сдано в набор 22.01.80. Подписано в печать 24.06.80. Формат 60×90^{1/16}.
Бумага типографская № 2. Гарнитура «Литературная». Печать высокая.
Усл. п. л. 25,0. Уч.-изд. л. 27,49. Тираж 2000 экз. Заказ 99/7902-3.
Цена 2 р. 20 к.

Издательство «Недра», 103633, Москва, К-12, Третьяковский проезд, 1/19.

Ленинградская типография № 8 ордена Трудового Красного Знамени
Ленинградского объединения «Техническая книга» им. Евгении Соколовой
Союзполиграфпрома при Государственном комитете СССР по делам
издательств, полиграфии и книжной торговли.
190000, г. Ленинград, Прачечный переулок, 6.