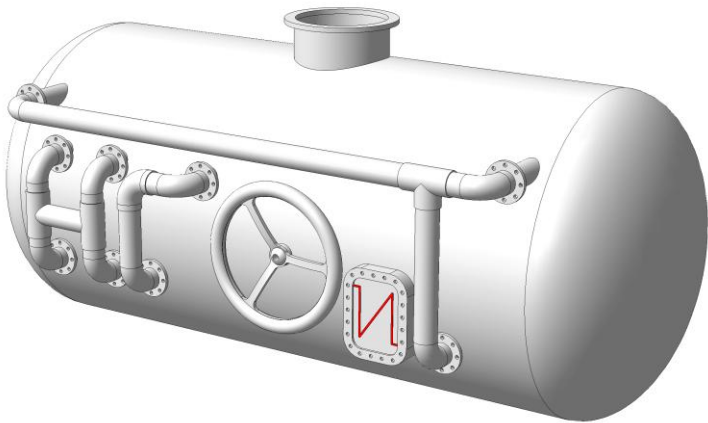


Ю.А. Булыгин

ФИЗИКА ПЛАСТА

Учебное пособие



Воронеж 2006

ГОУВПО «Воронежский государственный
технический университет»

Ю.А. Булыгин

ФИЗИКА ПЛАСТА

Утверждено Редакционно-издательским советом
университета в качестве учебного пособия

Воронеж 2006

УДК 622.276.031

Булыгин Ю.А. Физика пласта: учеб. пособие / Ю.А. Булыгин. Воронеж: ГОУВПО «Воронежский государственный технический университет», 2006. 182с.

Учебное пособие включает в себя основные сведения о закономерностях взаимодействия пластовых флюидов и пород-коллекторов.

Издание соответствует требованиям Государственного образовательного стандарта высшего профессионального образования по направлению 130500 «Нефтегазовое дело», специальности 130501 «Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ», дисциплине «Физика пласта».

Табл. 2. Ил. 38. Библиогр.: 6 назв.

Научный редактор д-р техн. наук, проф. С.Г. Валюхов

Рецензенты: кафедра общей геологии и геодинамики ВГУ
(д-р геол.-минер. наук, проф. В.И. Сиротин);
канд. техн. наук, доц. Ю.М. Зинюков

© Булыгин Ю.А., 2006

© Оформление. ГОУВПО

«Воронежский государственный
технический университет», 2006

1. ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

Пласт – залежь осадочных горных пород в виде тела, более или менее однородного по составу, ограниченного двумя, приблизительно параллельными поверхностями. Толщина пласта много меньше его протяжённости. Мощность пласта (толщина) обычно измеряется от долей до нескольких метров (иногда десятков метров). Ограничивающая пласт верхняя поверхность называется кровлей, нижняя – подошвой.

Нефтяной пласт представляет собой горную породу, пропитанную нефтью, газом и водой.

Под *горной породой* понимается естественный твёрдый минеральный агрегат определенного состава и строения, образующий в земной коре тела различной формы и размера. Горные породы делятся на 3 группы:

- осадочные
- изверженные (магматические)
- метаморфические.

Осадочные породы возникают в результате преобразования в термических условиях поверхностной части земной коры осадков, представляющих собой выпавшие механическим или химическим путём продукты разрушения более древних пород, изверженных вулканов, жизнедеятельности организмов и растений (пески, песчаники, галечники, глины, глинистые сланцы, мел, известняки, мергели).

Пески по величине зёрен подразделяются на тонкозернистые, мелкозернистые, среднезернистые, крупнозернистые (от 1 до 2 мм). *Гравий* имеет размеры частиц от 2 до 10 мм, галечник и брекчия – свыше 10 мм. *Галечником* называется скопление окатанных частиц, а *брекчией* – скопление угловатых частиц.

Если через поры между зёрнами песка протекает вода с растворами солей, то они откладываются в порах и соединяют

отдельные зёрна песка – цементируют их; сцементированные пески называются *песчаники*.

Глины представляют собой плотные однородные породы, не проницаемые для жидкостей. Бывают глины, которые при смачивании водой сильно увеличиваются в объеме (набухают); при бурении таких глин ствол скважины суживается, что может привести к заклиниванию долота и бурильных труб. Встречаются также оскольчатые глины, при бурении которых происходят обвалы стенок скважины.

Сланцы (тонкослоистая структура) и *мергели* являются видоизмененными глинами со слоистым строением.

Известняки бывают плотными и однородными (мрамор) или могут состоять из скоплений раковин, скорлупок и т.д., сдавленных и сцементированных в общую массу средней твёрдости. Но встречаются окремненные известняки чрезвычайно большой твёрдости, которые образуются в результате оседания в промежутках между раковинами и в трещинах различных солей. Кроме того, к осадочным породам относятся слои мела, гипса поваренной соли и др.

Метаморфические (преобразованные) породы образовались следующим образом: на протяжении миллионов лет изверженные и осадочные породы под влиянием высокой температуры и высокого давления и воды, изменились по своему составу и структуре. Под влиянием высокого давления изверженные непластичные породы сделались сланцеватыми, а осадочные породы приобрели кристаллическое строение. Таким образом получались кристаллические сланцы, гнейсы, полосчатое строение (кварцы, шпаты, минералы), слюдяные сланцы и др.

Пласты осадочных пород редко бывают ровными, в большинстве случаев они согнуты в складки различной формы. Складки земной коры образовались в результате горообразования, т.е. в результате действия боковых и вертикальных сил, сжимающих горизонтальные пласты.

Складки, обращённые выпуклостью вверх, называются *антиклиналями*; складки вогнутые, направленные своей выпуклостью вниз, называются *сиклиналями*.

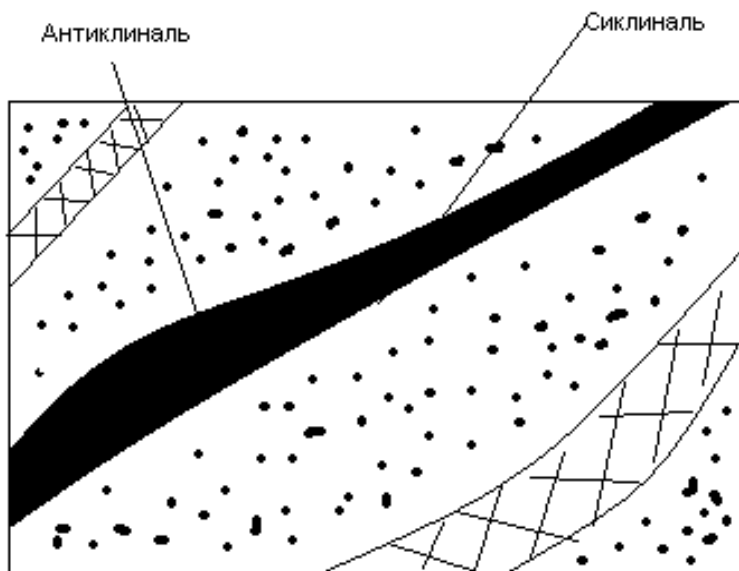


Рис. 1.1

Наиболее повышенные части складок называются сводами или вершинами, боковые части складок называются *крыльями*. Если крылья одинаково наклонены в обе стороны, то антиклиналь называют симметричной. Если же крылья антиклинали наклонены по разному – одно круче, а другое положе, то такую антиклиналь называют ассиметричной.

Поднятие, в котором пласты падают во все стороны, называется *куполом*.

Но часто, при смятии пласта в складки, происходят разломы, трещины, и по трещинам пласты перемещаются друг относительно друга. Если одна часть складки опустится, а другая останется на прежнем месте, то образуется *сброс* (Жигули).

Если же одна из частей складки поднимется и несколько перекроет другую, то образуется *взброс*. Большие взбросы называются *надвигами*.

Когда сводовая часть оказывается приподнятой по отношению к опущенным крыльям, то такое строение называется *горстом*.

Если же участок между двумя сбросами будет опущен, то образуется так называемый *грабен* (озеро Байкал).

Залегаёт нефть в большинстве случаев в песках и песчаниках и реже в известняках. В этих горных породах она занимает пустоты – поры, промежутки между отдельными зёрнами и трещины. Более того, скопления нефти и газа находятся вблизи горных пород, содержащих большие количества органического материала. Горные породы, которые богаты органическими материалами, называются нефтематеринскими породами.

Для формирования нефтяной залежи необходимо существование нефтематеринских пород и ловушки для нефти, которая должна быть пористой и проницаемой. Взаимосвязь поровых каналов должна обеспечивать миграцию нефти по пласту. Места окончательных скоплений указывают на то, что для формирования промышленных нефтяных залежей необходимы условия миграции нефти из материнской породы в ловушку. Отсюда вытекает третье условие формирования нефтяной залежи, требующее наличие системы проницаемых пород, по которым происходила бы миграция нефти из материнских пород в ловушку. Такими проницаемыми породами может служить часть пласта, образующую ловушку или примыкающие к ней толщи пористых и проницаемых пород.

Основными силами, определяющими процесс миграции нефти в пористых средах, являются капиллярные и гравитационные силы.

Нефть и газ легче пластовых вод, поэтому для их локального скопления необходимо, чтобы ловушка была

сверху изолирована от остальных пород непроницаемым экраном.

В естественных условиях встречаются различные типы ловушек для нефти.

Предложена классификация ловушек, которая основана на различии между особенностью структуры в пределах нефтяной залежи и общим характером залегания пласта.

Типы ловушек:

1. выпуклый пласт, находящийся в водяном бассейне;

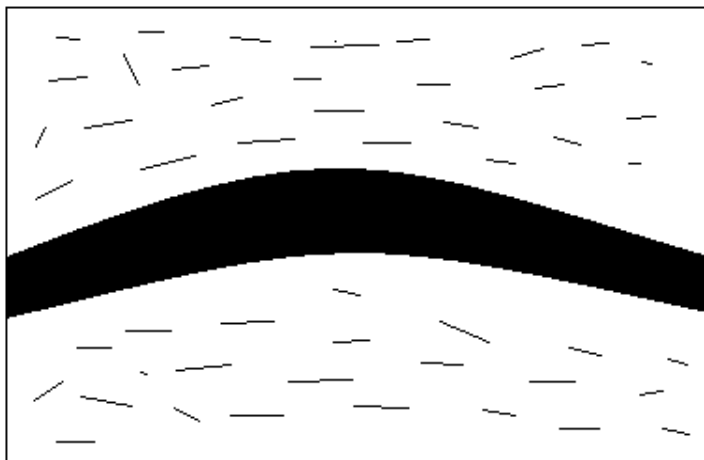


Рис. 1.2

пласт порист и за пределами нефтяной области; образование ловушки обусловлено только выпуклостью пласта;

2. проницаемые породы, оконтуренные на периферии с одной стороны краевой водой, с другой – непроницаемыми породами; иногда она может быть полностью изолирована непроницаемой границей;

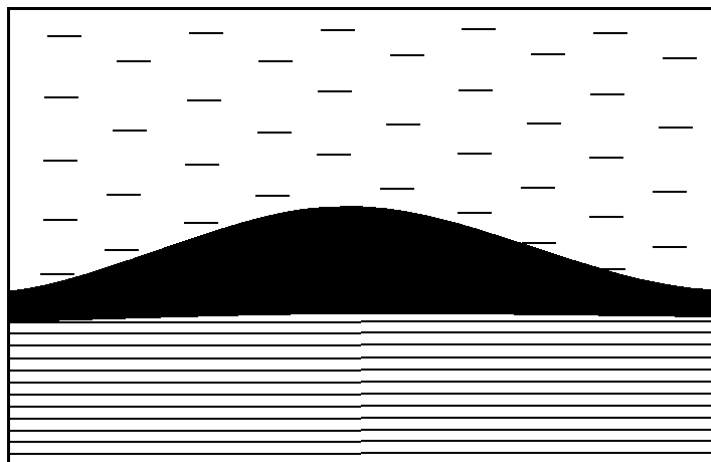


Рис. 1.3

3. выклинивающийся пласт, ограниченный на периферии краевой водой и выклиниванием пористых и проницаемых пород;

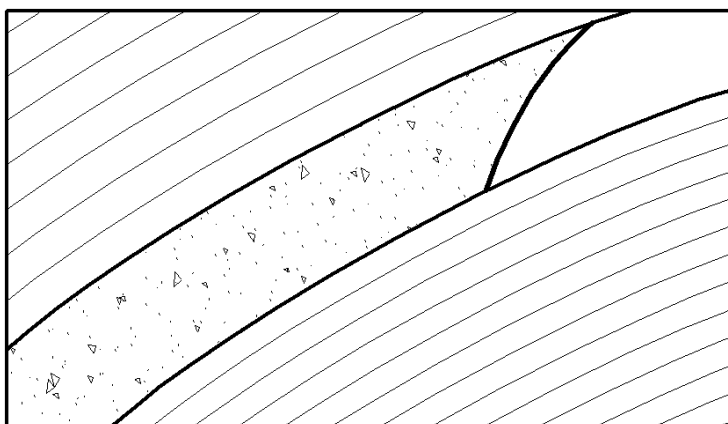


Рис. 1.4

4. пласт, нарушенный сбросом; в этом случае залежь ограничена краевой водой и границей сброса;

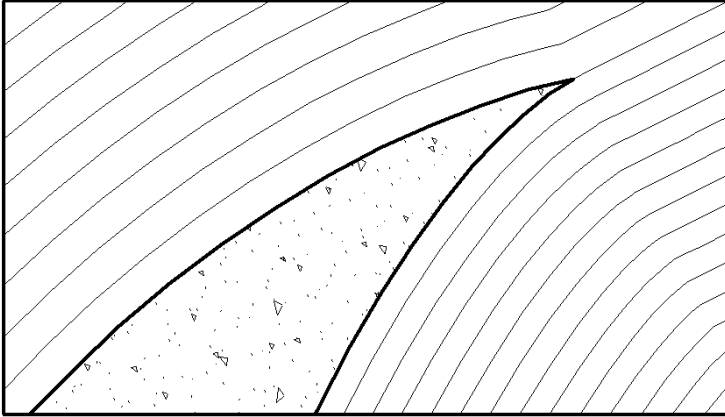


Рис. 1.5

5. пористый коллектор, ограниченный краевой водой и ядром протыкания диапира.

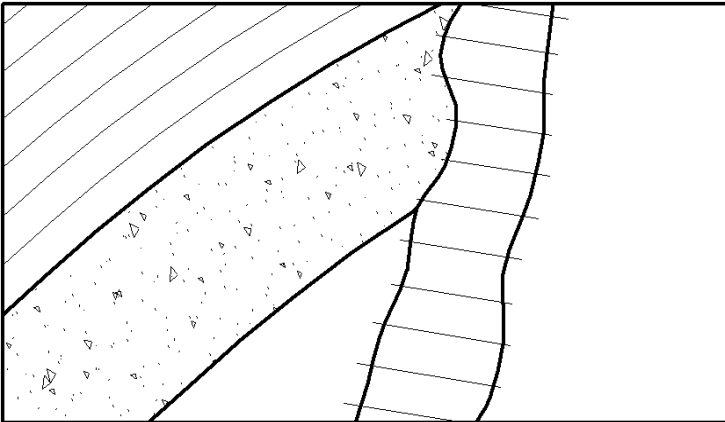


Рис. 1.6

Нефтяная залежь представляет собой сочетание одного из типов ловушек с одной из разновидностей структур. Форма и конфигурация нефтяного пласта зависят от типа ловушки.

Некоторые сложные залежи образованы ловушками нескольких типов.

Для формирования нефтяной или газовой залежи необходимо, чтобы ловушка имела достаточную высоту, т.е. расстояние по вертикали от нижней замкнутой изогипсы до вершины ловушки. Предполагается, что нефтяной коллектор должен быть перекрыт непроницаемыми породами, исключающими миграцию нефти и газа в вышележащие горизонты.

Нефтяное месторождение определяется только площадью нефтенасыщенных пород, тогда как под нефтяной залежью подразумевается непрерывный нефтеносный пласт. Нефтяное месторождение может включать несколько нефтеносных пластов. Существование ловушки необязательно предопределяет наличие промышленных запасов нефти. Ловушка является необходимым, но недостаточным условием для скопления углеводородов. Следовательно, не во всех ловушках формируется нефтяные залежи.

Разделение месторождений на промышленные и непромышленные зависит от многих факторов: близости потребителя, железной и других дорог, количества и качества нефти и газа, глубин их залегания и т.д.

Так, промышленные месторождения в Западной Сибири должны содержать гораздо больше нефти, чем промышленные месторождения на Кавказе или на Украине, или иметь гораздо большие дебиты скважин.

Размер месторождений в плане могут колебаться в больших пределах: от нескольких сотен метров до десятков и даже сотен километров. Так гигантское нефтяное месторождение Гхавар в Саудовской Аравии, содержащее более 30 млрд.т. нефти, приурочено к ловушке, протягивающейся более чем на сотню километров при ширине 50-60 км. Крупнейшее в России Уренгойское газовое месторождение протянулось на 170 км при ширине 30 – 50 км и обладает запасами почти 6 трлн. м³, чего хватило бы, чтобы

обеспечить потребность всего мира в течении 3-х лет. Но всегда следует иметь в виду, что никогда не удаётся извлечь полностью содержащиеся в них эти полезные ископаемые. В среднем коэффициент извлечения нефти составляет примерно 33%, а по многим странам значительно меньше.

Коэффициент извлечения газа, естественно, значительно выше, чем нефти, но всё же почти никогда не составляет 100%. В среднем он принимается равным 85%, но может быть значительно ниже и зависит как от природных факторов, так и от технических показателей (количества скважин, темпов отбора и т.д.). При интенсивном отборе газ, содержащийся в плохо проницаемых участках, может оказаться «зажатым» со всех сторон водой, не попадет в скважины и останется в недрах.

Определяющим моментом в распределении нефти, газа и воды в недрах является существенное различие их плотностей: пластовые воды обычно солёные (поваренная, глауберова соли), часть имеют плотность $1.05 - 1.25 \text{ г/см}^3$, а в пластовых условиях, на глубине порядка 1000 м, благодаря большому количеству растворенного в ней газа (до 300 м^3 в 1 м^3 нефти) – $0.6-0.7 \text{ г/см}^3$, наконец плотность газа, преимущественно метанового, на этой же глубине – 0.07 г/см^3 . Согласно закону удельных весов: вода (как самая тяжёлая жидкость) находится внизу, нефть посередине, а газ сверху.

Но в нефтяных месторождениях часто встречаются и чисто водоносные горизонты, которые разделяются следующим образом:

1. вода, насыщающая пониженные части пластов и крылья складок, подпирающая нефтяную залежь, называется *контурной* или *краевой*;

2. вода, которая залегает в одном пласте с нефтью, занимая нижнюю часть этого пласта, называется *подошвенной*;

3. вода, залегающая выше нефтяного пласта, носит название *верхней*;

4. вода, которая залегает ниже нефтяного пласта, носит название *нижней*;

5. известны случаи, когда вода проникает в пласт из глубоких водяных горизонтов по сбросовым трещинам; такая вода называется *тектонической*.

Исследуя химический состав воды из скважины, можно определить из какого она горизонта.

Важно знать, какие из пройденных пластов водоносные, т.к. вода может привести к большим осложнениям во время бурения и эксплуатации. Необходимо пробурить скважину и закончить её так, чтобы вода одного пласта не могла попасть в другой (особенно в нефтяной) пласт.

Мы пока не говорили о различных представлениях и гипотезах о происхождении нефти и горючих газов. Проблема эта имеет многовековую историю, и мы к ней обязательно вернёмся.

Сегодня мы расстались с представлением о том, что нефть в недрах под поверхностью земли, так же как и вода на поверхности, образует реки и озёра. Кстати, когда начали добывать нефть в районах Волго-Урала и в тоже время снижалось количество добываемой нефти в районе Баку, многие обыватели объясняли это снижение тем, что «нефтяную реку» перехватили в районе Волго-Урала.

2. ФИЛЬТРАЦИОННЫЕ И КОЛЛЕКТОРСКИЕ СВОЙСТВА ПОРОД

Подземный резервуар – коллектор должен обладать способностью вмещать нефть и газ и отдавать их при разработке.

Мы убедились, что породы осадочного происхождения – основные коллекторы нефти и газа.

Глинистые породы – коллекторы для газа, но не для нефти, т.к. из-за большой вязкости нефть не могла бы даже при больших перепадах давления вытекать из нее. Для газа проницаемость глин может оказаться вполне достаточной для разработок.

Основной показатель коллектора – емкость порового пространства.

Свойства горной породы вмещать (обусловлено пористостью породы) и пропускать (обусловлено проницаемостью) через себя жидкости и газы называется *фильтрационно-ёмкостными свойствами* (ФЕС).

Фильтрационные и коллекторские свойства пород нефтяных пластов характеризуются следующими основными показателями:

- гранулометрическим составом пород;
- пористостью;
- проницаемостью;
- насыщенностью пород водой, нефтью и газом;
- удельной поверхностью;
- капиллярными свойствами;
- механическими свойствами.

Гранулометрический анализ – анализ гранул, из которых состоит пласт.

Если имеются разрушения пласта, например вынос песка в скважину, то нужно знать, какие фильтры применять.

Гранулометрический анализ проводят для определения дисперсности частиц определённой крупности (размера).

Прежде всего, породу необходимо освободить от насыщающих её жидкостей в аппарате Сокслета. По разности масс образца до и после экстракции определяют вес нефти и воды в нём. Для оценки гранулометрического состава используется данные микроскопического, ситового и седиментационного анализа. При этом для изучения по ситовому и седиментационному методу пласт изначально дезинтегрируется (разрушается) на отдельные зёрна механическим путём, природная структура меняется, появляются обломки не характерные для природного состава породы (более крупные частицы).

В этом смысле данные микроскопического анализа предпочтительны, т.е. пласт сохраняет свою природную структуру. Данные гранулометрического состава получают в основном при помощи ситового (для частиц размером более 0.05 мм) или седиментационного (лат. – оседание) (для частиц размером меньше 0.05 мм) анализов. Сущность первого способа заключается в рассеве песка через набор проволочных или шёлковых сит (с размером отверстий от 0.053 до 3.36 мм), причём вверху располагается сито с наибольшими отверстиями, ниже следующее по крупности отверстий сито и т.д.

Седиментационный анализ основан на закономерностях осаждения частиц в водной среде с использованием формулы Стокса, связывающей скорость w равномерного движения сферической частицы диаметром d с силой вязкого сопротивления f :

$$f = 3\pi\mu dw,$$

где μ – коэффициент динамической вязкости жидкости.

Если приравнять f к весу частицы и вычесть выталкивающую силу, то получим выражение скорости оседания частицы в жидкости:

$$w = \frac{d^2(\rho_w - \rho_f)g}{18\mu}$$

или

$$d = \left[\frac{18\mu}{(\rho_w - \rho_f)g} \right]^{\frac{1}{2}} w^{\frac{1}{2}},$$

где ρ_w и ρ_f – соответственно плотности частицы и жидкости.

Формула связывает скорость осаждения с диаметром частицы правильной, шарообразной формы и плотностью и справедлива при свободном движении и малых числах Рейнольдса.

Если h – высота столба жидкости, в которой тщательно перемешаны частицы, то время выпадения всех частиц одного размера определится по формуле

$$t_1 = \frac{h}{w} = \frac{h}{ar^2},$$

где a – коэффициент пропорциональности в формуле Стокса,

w – скорость выпадения всех частиц одного размера,

r – радиус частиц.

Поскольку скорость пропорциональна квадрату радиуса частицы, то раньше всего выпадут частицы наибольшего размера, при этом время выпадения этой фракции

$$t_0 = \frac{h}{ar_{\max}^2}.$$

Пусть число размеров частиц настолько велико, что можно от дискретной схемы перейти к непрерывной и получить зависимость для всех фракций. Суммируя эти выражения, получим общую массу выпавшей твёрдой фазы F в виде интеграла, для которого характерна прямая пропорциональность между величиной осадка и времени. На этом свойстве основан метод построения интегральной кривой распределения частиц по размерам

$$F(t) = \frac{at}{h} \int_{r_{\min}}^{r_{\max}} r^2 Q(r) dr ,$$

где F – общая масса выпавшей твёрдой фазы;

Q – масса частиц определённого размера r в пробе песка.

На рис. 2.1 показана седиментационная кривая.

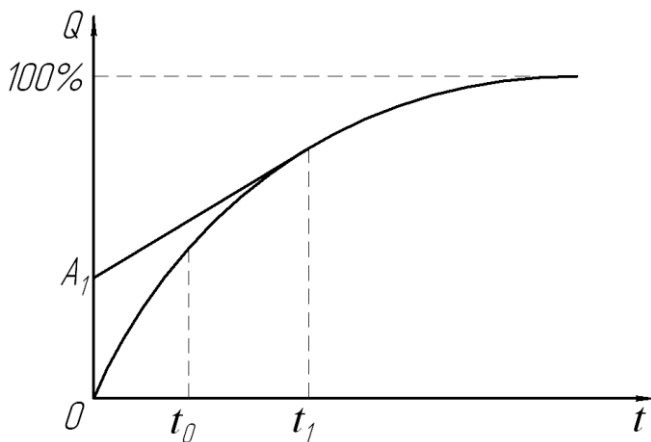


Рис. 2.1

Проведя в точку t_1 этой кривой касательную, находим отрезок OA_1 , представляющую сумму масс всех фракций

размером более $r_1 = \sqrt{\frac{h}{at_1}}$ выпавших к этому моменту.

Сделав несколько таких построений, получим ряд значений $r_1=0.5d_1$, $r_2=0.5d_2$, ... и соответствующие им суммы масс фракций.

Распределение частиц по размерам описывается с помощью кривой распределения частиц.

1. Определяется суммарная масса ΣM
2. Строится интегральная кривая.

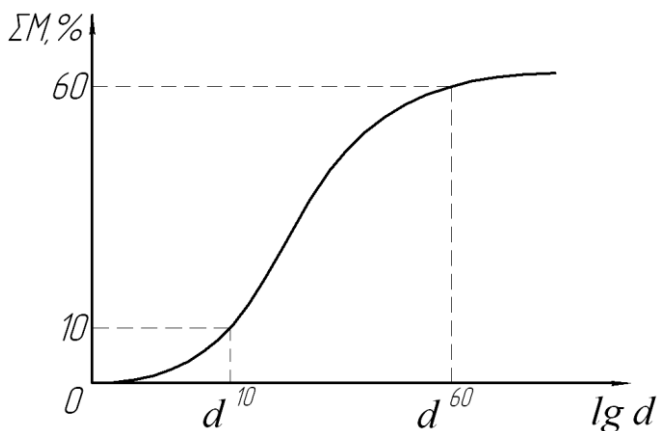


Рис. 2.2

Неоднородность размеров частиц характеризуется величиной отношения d^{60}/d^{10} , где

d^{60} – диаметр частиц, при котором сумма масс фракций от 0 до 60 %,

d^{10} – диаметр частиц, при котором сумма фракции рассматривается от 0 до 10 %.

В нефтепромысловой практике применяются и другие более простые методы и в первую очередь пипеточный (метод

Робинзона). Сущность его заключается в отборе пробы суспензии при помощи пипетки и определении в ней содержания частиц размером менее расчетного.

Существуют и другие методы седиментационного анализа: отмучивание потоком воды, отмучивание сливанием жидкости.

После получения описанными способами числовых данных о содержании частиц в породе переходят к составлению соответствующих таблиц. Весь диапазон изменения размеров частиц разбивается на ряд неодинаковых интервалов, причём длины их представляют геометрическую прогрессию. Разумеется, в каждом интервале имеется какое-то число частиц. Отметим, что не существует строгих методов определения длин интервалов. При очень дробном делении возможно получение пустых «промежутков»; при больших интервалах могут исчезнуть особенности вида распределения. Каждому интервалу соответствует своя частота значений размеров частиц.

При такой разбивке область, соответствующая мелкозернистым фракциям, будет очень сжата и неудобочитаема. Кроме того, неравенство интегралов усложняет вычисление гранулометрических коэффициентов, характеризующих неоднородность породы. Единственное преимущество шкалы заключается в её наглядности.

Более целесообразны нелинейные шкалы:

шкала Крамбейна, по которой вычисляется функция

$$\Phi = -\log_2(d/d_0),$$

где d_0 – размер частицы, равный 1мм

d – размер частицы;

шкала В.П. Батурина

$$\gamma = -10 \cdot \log_{10}(d/d_0).$$

При таком разбиении интервалы значений Φ оказываются одинаковыми и по этим данным строятся частотная гистограмма и кумулятивная кривая.

Полученные описанным способом функции распределения должны служить основой для составления обобщенной статистической характеристики распределения зерен песка. Все эти характеристики определяются либо с целью непосредственной генетической интерпретации осадков или для анализа обстановки и условий осадконакопления.

Кроме размера неоднородность определяется и формой частиц. Чем больше отличие частиц от идеальной геометрической фигуры, тем хуже коллекторские свойства пласта.

Есть так называемые глинистые частицы, вносящие огромный вклад в ухудшение извлечения. Частицы, размер которых < 10 мкм – это частицы, которые определяют глинистость пласта. Глина – прекрасный адсорбент, образующий связанную нефть и связанную воду.

Важным свойством глины является взаимодействие с флюидами.

Различают *массовую глинистость* (в долях единицы)

$$c_{гл} = \frac{m_{0,01}}{m_{тв}}$$

и *общую глинистость* (коэффициент глинистости)

$$k_{гл} = c_{гл}(1 - k_n)$$

В зависимости от структуры пласта (т.е. формы и размера гранул) можно различать:

- псефитовую (>2 мм)

- псаммитовую (0.1 – 2 мм)
- алевритовую (0.01 – 0.1 мм)
- пелитовую (<0.01 мм) структуры.

Текстура указывает на слоистость, характер размещения и расположения пород, взаиморасположение и количественное соотношение цемента.

Выделяются разные уровни неоднородности.

| | |
|---------------------------------------|---|
| Уровни атомов и ионов | $0.5 \cdot 10^{-4} - 2 \cdot 10^{-4}$ мкм |
| Уровень молекул | $10^{-4} - 10^{-3}$ мкм |
| Моно и полимолекулярные слои | $10^{-4} - 10^{-1}$ мкм |
| Поры, заполненные жидкостью или газом | $10^{-4} - 10^3$ мкм |
| Зерна скелета | $10^{-3} - 10^5$ мкм |
| Полости выщелачивания (каверны) | $10^2 - 10^7$ мкм |
| Прослой, линзы, включения | $10^3 - 10^7$ мкм. |

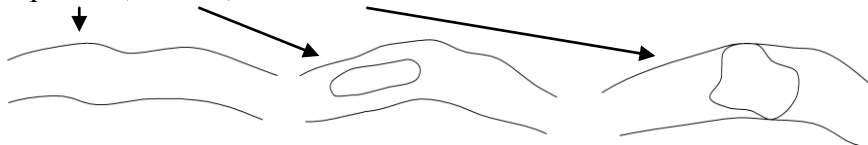


Рис. 2.3

3. ПОРИСТОСТЬ

Пористость характеризует способность горной породы вмещать жидкость и газы.

В зависимости от происхождения различают следующие виды пор:

1. Поры между зернами обломочного материала (межкристаллические поры), промежутки между плоскостями наложения – это *первичные поры*, образовавшиеся одновременно с формированием породы.

2. Поры растворения, образовавшиеся в результате циркуляции подземных вод, за счет процессов растворения минеральной составляющей породы активными флюидами образуются породы, например, выщелачивания, вплоть до образования карста.

3. Поры и трещины, возникшие под влиянием химических процессов, приводящие к сокращению объёма породы. Например, превращение известняка (CaCO_3) в доломит ($\text{CaCO}_3 \cdot \text{MgCO}_3$). При доломитизации идёт сокращение объёмов породы \approx на 12%, что приводит к увеличению объёма пор. Аналогично протекает и процесс каолинизации – $\text{Al}_2\text{O}_3 \cdot 2\text{SiO}_2 \cdot \text{H}_2\text{O}$.

4. Пустоты и трещины, образованные за счёт эрозионных процессов, выветривания, кристаллизации.

5. Пустоты и трещины, образованные за счёт тектонических процессов, напряжений в земной коре.

Виды пор (2) - (5) – это так называемые *вторичные поры*, возникающие при геолого-минералогических или химических процессах.

Таким образом, первичные – это гранулярные поры,

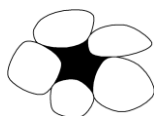


Рис. 3.1

а вторичные – это трещиноватые поры.

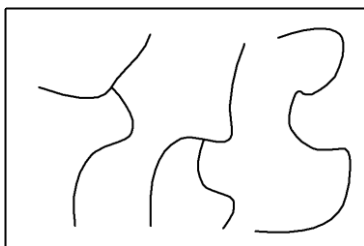


Рис. 3.2

Объём пор зависит от:

- формы зёрен и размера зёрен;
- сортировки зёрен (чем лучше отсортирован материал, тем выше пористость);
- укладки зёрен, например, при кубической укладке пористость составляет $\approx 47,6\%$, при ромбической укладке – $25,96\%$;

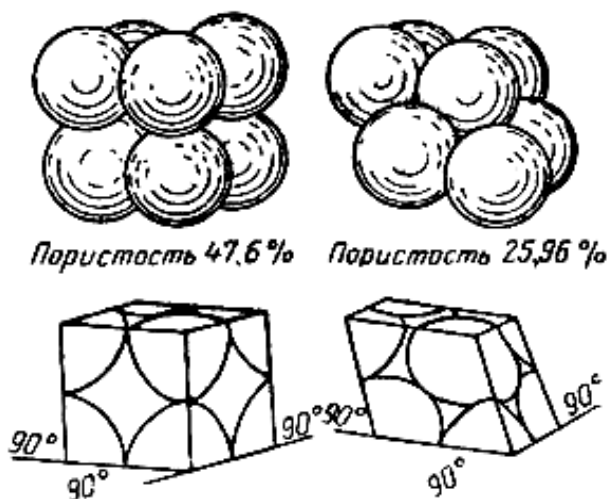
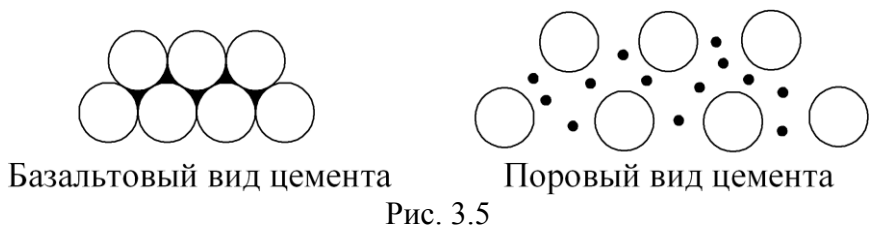


Рис. 3.3

- однородности и окатанности зерен; различают хорошо окатанные гранулы, полуокатанные, и угловатые (неокатанные);



- вида цемента – базальтный (изверженный) вид цемента, поровый вид цемента.



Не все виды пор заполняются флюидами: водой, газом, нефтью. Часть пор бывает изолирована, в основном, это внутренние поры.

Первичные поры могут быть различной конфигурации, в зависимости от гранулометрического состава:

- 1) ромбоидальной формы (это в основном высокопористые, открытопористые, хорошо окатанные песчаники)
- 2) тетраэдральной формы (это спрессованные песчаники)
- 3) трещиноватые (глины, слюды и др.)

Вторичные поры, в свою очередь, подразделяются на:

- 1) щелевидные

2) каверновые

Поры можно характеризовать такими параметрами, как:

- эффективный диаметр $d_{эф}$
- степень раскрытости трещин.

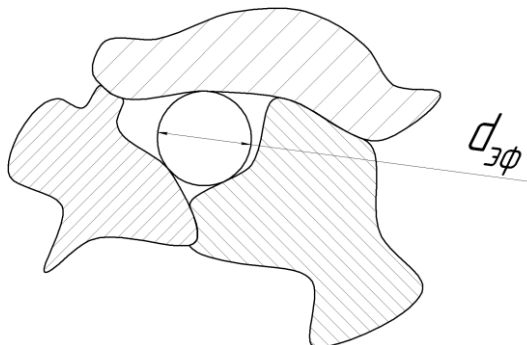


Рис. 3.6

В зависимости от размеров пор имеются определённые классификации пор по способности их фильтровать:

- сверхкапиллярные – наиболее крупные поры - $d_{эф} > 10^{-4}$ м. Здесь движение нефти, воды, газа происходит свободно (песчаники и доломиты).

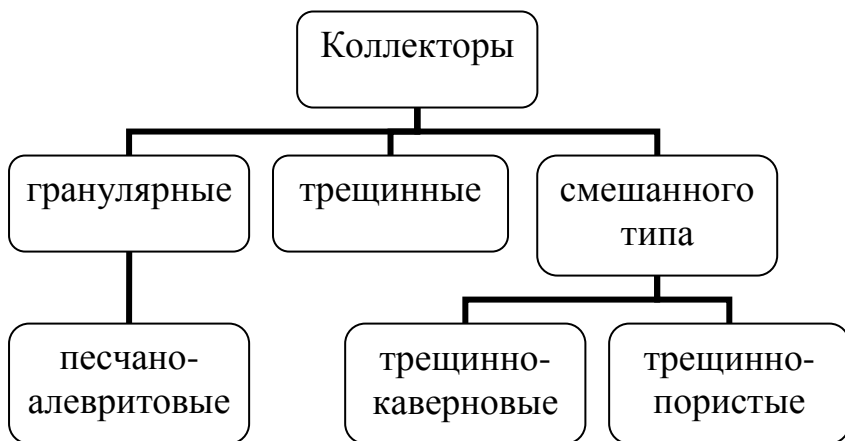
- капиллярные - $d_{эф} = 10^{-7} - 10^{-4}$ м. Здесь большую роль играют капиллярные силы, которые препятствуют фильтрации жидкости и газа (сцементированные песчаники).

- субкапиллярные - $d_{эф} = 2 \cdot 10^{-9} - 10^{-7}$ м. Размер подобных пор настолько мал, что молекулярные силы, действующие на поверхности пор, имеют существенное влияние. Поэтому практически никакого движения не происходит, необходим высокий градиент давления (глины, глинистые сланцы).

- микропоры - $d_{эф} < 2 \cdot 10^{-9}$ м. В этих порах вообще ничего не движется. Пора забита слоем, созданным молекулярными силами.

Трещиноватость характерна для хрупких горных пород.

Существует следующее деление коллекторов:



Различают следующие виды пористости:

- *общая (полная, абсолютная) пористость* – суммарный объем всех пор ($V_{\text{пор}}$), открытых и закрытых;

- *открытая пористость* или *пористость насыщения* – эквивалентна объему сообщающихся ($V_{\text{сообщ}}$) между собой пор и измеряется она в м^3 , см^3 . Не учитывая те поры, в которые не проникает жидкость при рассматриваемом давлении насыщения;

- *динамическая (эффективная) пористость*, включающая только ту часть поровых каналов, которая занята подвижной жидкостью в процессе фильтрации при полном насыщении породы жидкостью, при этом не учитывается объем субкапиллярных пор и пор, где жидкость удерживается молекулярно-поверхностными силами. Эта пористость в одном и том же образце не имеет постоянного значения, а изменяется в зависимости от перепада давления, скорости фильтрации и свойств жидкости.

На практике для характеристики пористости используется коэффициент пористости m , выраженный в долях единицы или в процентах.

Коэффициент общей (полной, абсолютной) пористости m_n зависит от объема всех пор:

$$m_n = \frac{\sum V_{пор}}{V_{обр}} \cdot 100\% ,$$

характеризует запасы.

Коэффициент открытой пористости m_o зависит от объема сообщающихся между собой пор:

$$m_o = \frac{\sum V_{сообщпор}}{V_{обр}} \cdot 100\% .$$

Вводят и такой параметр, как *коэффициент нефтегазонасыщения*, как отношение объема пор, содержащих нефть и газ к общему объему пор:

$$m_{н.г.} = \frac{V_{н.г.}}{V_{пор}} .$$

В соответствии с этим выделяется такое понятие как *коэффициент эффективной пористости*

$$m_{эф} = m_o \cdot m_{н.г.} ,$$

т.е. это доля пор, занятых нефтью и газом, отнесенная к общему объему пласта.

Коэффициент эффективной пористости $m_{эф}$ оценивает фильтрацию в породе жидкости или газа, и зависит от объема пор ($V_{пор.фильтр.}$), через которые идет фильтрация

$$m_{эф} = \frac{\sum V_{пор.фильтр.}}{V_{обр.}} \cdot 100\%$$

В качестве меры, характеризующей полезную емкость пласта, используется коэффициент динамической пористости:

$$m_{дин.п.} = m_o (m_{н.г.} - m_{о.н.г.}),$$

где $m_{н.г.}$ – коэффициент нефтегазонасыщения,

$m_{о.н.г.}$ – коэффициент остаточного нефтегазонасыщения.

Для зернистых пород, содержащих малое или среднее количество цементирующего материала, общая и эффективная пористость примерно равны. Для пород, содержащих большое количество цемента, между эффективной и общей пористостью наблюдается существенное различие.

Для коэффициентов пористости всегда выполняется соотношение:

$$m_n > m_o > m_{эф}$$

Для хороших коллекторов коэффициент пористости лежит в пределах 15 – 20%.

Породы, поры которых представлены в основном субкапиллярными каналами, независимо от пористости практически непроницаемы для жидкостей и газов.

Общая и открытая пористость зависит от:

- глубины залегания и, как правило, падает с увеличением глубины залегания;
- от плотности пород;
- количества цемента.

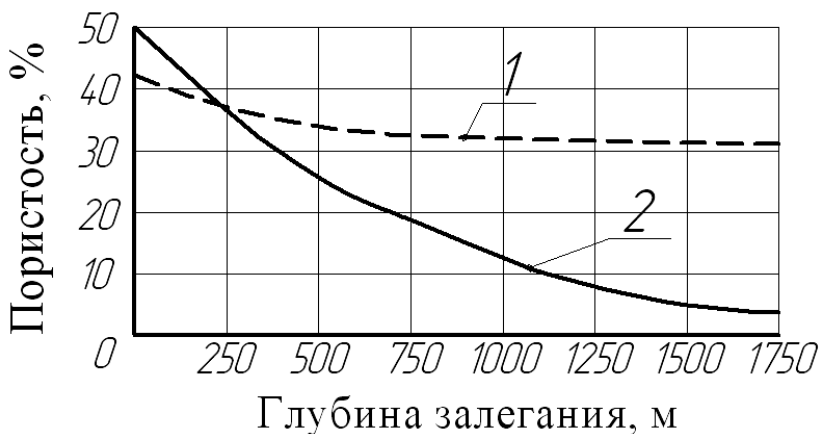


Рис. 3.7: 1 – песчаники, 2 – глины

| Горная порода | Пористость % |
|------------------|--------------|
| Глинистые сланцы | 0.54 – 1.4 |
| Глины | 6 – 50 |
| Пески | 6 – 52 |
| Песчаники | 3.5 – 29 |
| Известняки | до 33 |
| Доломиты | до 39 |

Пористость пород продуктивных пластов определяют в лабораторных условиях по керновому материалу. Пористость пласта на больших участках определяется статистически по большому числу исследованных образцов керна.

В некоторых случаях для непосредственного определения пористости песков применяют метод насыщения водой. Для этого в сухой стакан насыпают предварительно высушенный на воздухе песок. Замерив объем песка в стакане и определив его массу, насыщают песок водой при помощи бюретки. Насыщение ведут до появления на поверхности песка тонкой пленки воды. Количество воды, ушедшей на насыщение песка, определяют по делениям на бюретке.

Пористость песка рассчитывают по формуле

$$m = \frac{V_g}{V} \cdot 100\%$$

где V_g – объем воды, ушедшей на насыщение песка;
 V – объем песка в стакане.

4. ПРОНИЦАЕМОСТЬ

Мы рассмотрели проблему вместимости пластов, залегающих в недрах земли. Теперь будем обсуждать вопросы, касающиеся способности пористой среды пропускать сквозь себя жидкости и газы. Это свойство пористой среды называется проницаемостью.

Проницаемость – это фильтрующий параметр горной породы, характеризующий её способность пропускать через себя жидкости и газы при перепаде давления.

Абсолютно проницаемых тел в природе нет. При сверхвысоких давлениях все горные породы проницаемы. Однако, при сравнительно небольших перепадах давления в нефтяных пластах многие породы в результате незначительных размеров пор оказываются практически непроницаемыми для жидкостей и газов (глины, сланцы).

Хорошо проницаемыми породами являются: песок, песчаники, доломиты, доломитизированные известняки, алевролиты, а так же глины, имеющие массивную пакетную упаковку (рис 4.1).

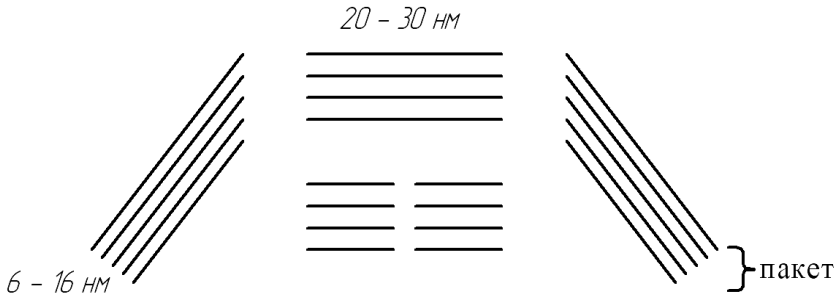


Рис. 4.1

К плохо проницаемым относят глины с упорядоченной пакетной упаковкой (рис 4.2), глинистые сланцы, мергели, песчаники с обильной глинистой цементацией. Фильтрация идет, в основном, через капилляры, каналы и трещины.

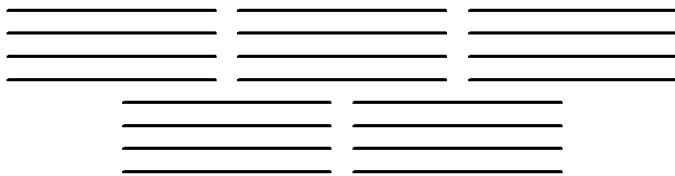


Рис. 4.2

По аналогии с электрическими проводниками проницаемость представляет собой величину, обратную сопротивлению, которое возникает в породе при течении через неё жидкости.

Течение вязкой жидкости в трубах круглого сечения описывается *уравнением Пуазейля*

$$v = \frac{d^2 \Delta p}{32 \mu L},$$

где v – скорость течения жидкости;

d – диаметр канала;

μ – коэффициент динамической вязкости;

Δp – потери давления на длине L ;

или в более распространенной форме:

$$Q = \frac{\pi r^2 \Delta p}{8 \mu L},$$

где Q – объемная скорость, $\text{м}^3/\text{с}$;

r – радиус канала (трубки круглого сечения).

Если породе, слагающую пласт, рассматривать в виде пучка трубок, в которых течение жидкости можно представить как сумму потоков во всех трубках, то можно найти общий поток. Однако в каждом элементе пористой среды имеется большое количество трубок разного радиуса, замерить которое

совершенно невозможно, также как невозможно определить и их соотношение между собой.

Поиски метода расчета проводимости пород делались с целью уточнения эмпирического определения проницаемости и других параметров, полученного Дарси в 1856 г. При изучении течения воды через песчаный фильтр, применяемый для очистки воды.

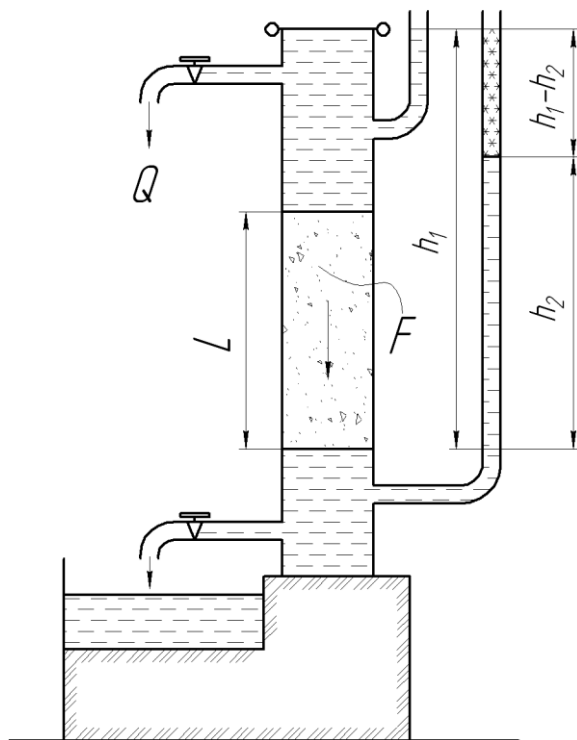


Рис. 4.3

Дарси интерпретировал полученные им результаты по уравнению

$$Q = kF \frac{h_1 - h_2}{L}.$$

Здесь Q – объемная скорость воды при течении вниз, через цилиндрическую заполненную песком трубу, имеющую площадь поперечного сечения F и высоту L ; h_1 и h_2 – высота столба воды в манометрах относительно некоторого уровня, принятого за стандартный. Манометры расположены на входном и выходном концах трубы и показывают высоту гидростатического столба жидкости, соответственно в точках 1 и 2.

Величина k – константа пропорциональности. Было установлено, что эта величина является характеристикой пористой среды. Исследования Дарси ограничивались случаями, когда песок был насыщен на 100% водой. В дальнейшем нашли, что закон Дарси применим и для других жидкостей, но при этом нужно учитывать вязкость, характеризующую взаимодействие компонентов внутри системы:

$$Q = k \cdot F \frac{\Delta p}{L \cdot \mu}.$$

В этом уравнении способность породы пропускать жидкости и газы определяется *коэффициентом проницаемости*:

$$k_{np} = \frac{Q \cdot \mu \cdot L}{\Delta p \cdot F} = \frac{\frac{m^3}{c} \cdot Pa \cdot c \cdot m}{Pa \cdot m^2} = [m^2].$$

В системе СГС единица измерения проницаемости должна равняться $[cm^2]$. Применительно к пористым средам эта величина оказалась слишком мала. Поэтому в нефтяной промышленности (система НПГ) для измерения проницаемости была принята единица дарси:

$$1 \text{ дарси} = 1,02 \cdot 10^{-8} \text{ см}^2 = 1,02 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2 = 1,02 \text{ мкм}^2 \approx 1 \text{ мкм}^2$$

Проницаемостью в 1 м² называется проницаемость пористой среды при фильтрации через образец площадью 1 м² и длиной 1 м при перепаде давления 1 Па расход жидкости вязкостью Па·с составляет 1 м³/с.

Пористая среда имеет проницаемость 1 дарси, если при однофазной фильтрации жидкости вязкостью 1 спз при ламинарном режиме фильтрации через сечение образца площадью 1 см² и перепаде давления 1 ат., расход жидкости на 1 см длины породы составляет 1 см³/с.

Физический смысл размерности проницаемости – это величина площади сечения каналов пористой среды, через которые идёт фильтрация.

Коэффициенты по газу и нефти различны. В случае фильтрации газа условие несжимаемости не выполняется. При перепаде давления объем газа изменяется по закону *Бойля-Мариотта*:

$$\text{при } T = \text{const}, \quad pv = \text{const}$$

$$v_{cp} P_{cp} = v_0 P_0 = v_1 P_1 = v_2 P_2,$$

$$P_{cp} = \frac{P_1 + P_2}{2},$$

$$v_{cp} = \frac{v_0 P_0}{P_{cp}} = \frac{2v_0 P_0}{P_1 + P_2}.$$

Тогда средний объемный расход газа будет равен отношению объема газа v_{cp} к времени t :

$$Q_{cp} = \frac{v_{cp}}{t} = \frac{2v_0 P_0}{(P_1 + P_2)t}. \quad (*)$$

Коэффициент проницаемости при линейной фильтрации газа будет выглядеть так:

$$k_{np} = \frac{2v_0 \cdot p_0 \cdot \mu \cdot L}{F(p_1^2 - p_2^2) \cdot t}. \quad (**)$$

При измерении проницаемости и применении полученных данных часто встречаются простые случаи течения, которые можно рассматривать отдельно.

Это горизонтальный линейный установившийся поток через элемент пористой среды и вертикальный поток, фильтрующийся через цилиндрический образец пористой среды. В последнем случае можно выделить три схемы вертикального потока:

1. давление на входном и выходном концах образца равно и течение жидкости обусловлено только гравитационными силами.

2. давления не равны и течение жидкости сверху вниз определяется наличием над пористой средой столба жидкости высотой h

$$Q = \frac{k_{np} F}{\mu} \rho g \left(\frac{h}{L} + 1 \right).$$

3. жидкость течет снизу вверх и давление, обуславливающее это течение, создаётся столбом жидкости высотой h

$$Q = \frac{k_{np} F \rho g h}{\mu L}.$$

Процесс притока пластовых флюидов из пласта в скважину описывается моделью радиальной фильтрации. В этом случае образец породы представляется в виде цилиндрического кольца с проводящими каналами в осевом направлении.

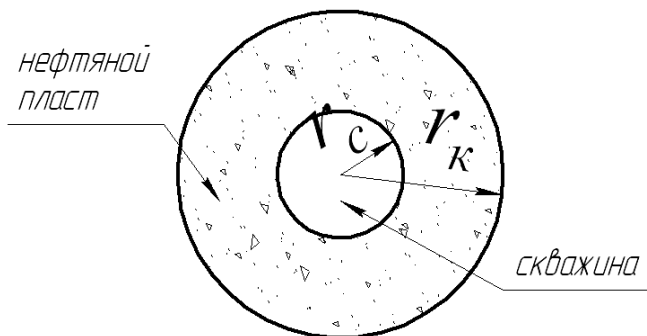


Рис. 4.4

Площадь боковой поверхности цилиндра обозначим через F и она оценивается как $F = 2\pi r h$. Таким образом, уравнение Дарси для радиальной фильтрации нефти (пластовой воды) будет иметь следующий вид:

$$\frac{Q}{F} = \frac{Q}{2\pi r h} = \frac{k_{np} \cdot \Delta p}{\mu \cdot \Delta r} = \frac{Q}{2\pi r h} \int_{r_c}^{r_k} \frac{dr}{r} = \frac{k_{np}}{\mu} \int_{p_c}^{p_k} dp,$$

где r_c – радиус внутренней границы (скважины),

r_k – радиус наружной границы (контура).

Отсюда дебит при радиальной фильтрации жидкости:

$$Q = \frac{2\pi r h k_{np} (p_k - p_c)}{\mu \ln \frac{r_k}{r_c}}.$$

Таким образом, оценить коэффициент проницаемости при радиальном фильтровании можно по уравнению:

$$k_{np} = \frac{Q\mu \ln \frac{r_{\kappa}}{r_c}}{2\pi r h (p_{\kappa} - p_c)}$$

А для оценки коэффициента проницаемости при радиальной фильтрации газа выражение запишется соответственно с учётом уравнений (*) и (**).

$$k_{np} = \frac{2\nu_0 p_0 \mu \ln \frac{r_{\kappa}}{r_c}}{2\pi r h (p_{\kappa}^2 - p_c^2) t}$$

Однако, в природе очень редко встречаются пласты, однородные по проницаемости на всем протяжении. Как правило, пласт состоит из отдельных пропластков, поэтому общая проницаемость пласта оценивается с учетом проницаемости пропластков и направления фильтрации.

При линейной фильтрации жидкость в пласте, состоящем из нескольких изолированных пропластков различной мощности и проницаемости (рис. 4.5)

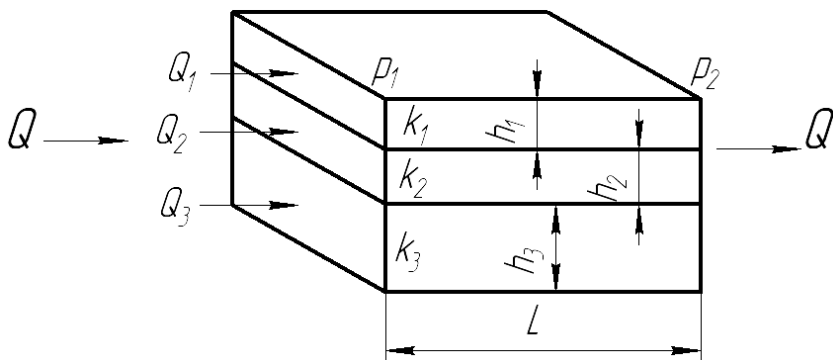


Рис. 4.5

средняя проницаемость пласта рассчитывается следующим образом:

$$k_{np} = \frac{\sum_{i=1}^n k_i h_i}{\sum_{i=1}^n h_i},$$

где h_i – мощность i -го пропластка; k_i – проницаемость i -го пропластка.

При линейной фильтрации жидкости через пласт, имеющий несколько последовательно расположенных зон различной проницаемости (рис.4.6)

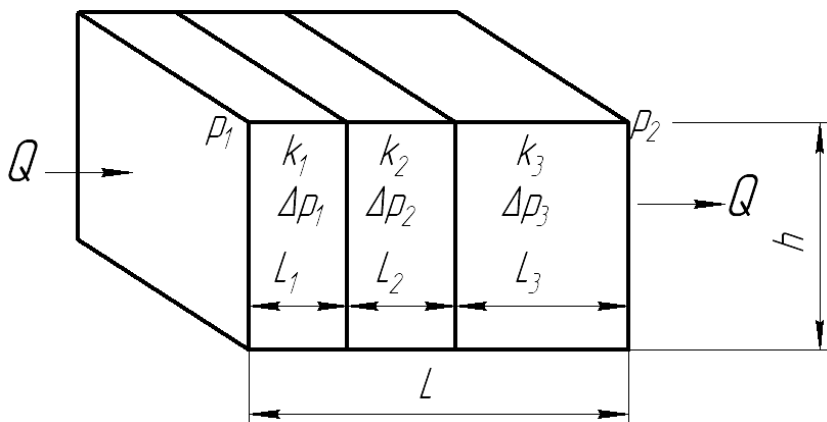


Рис. 4.6

коэффициент проницаемости пласта рассчитывается следующим образом:

$$k_{cp} = \frac{L_{общ}}{\sum_{i=1}^n \frac{L_i}{k_i}},$$

где L_i – длина i -го пропластка; k_i – проницаемость i -го пропластка.

При радиальной фильтрации жидкости через пласт, имеющий несколько concentрически расположенных зон различной проницаемости (рис. 4.7)

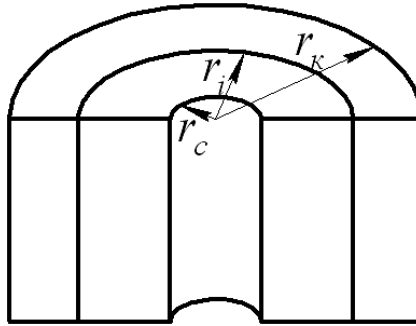


Рис. 4.7

средняя проницаемость пласта оценивается следующим образом:

$$k_{np} = \frac{\lg\left(\frac{r_k}{r_c}\right)}{\sum_{i=1}^n \lg\left(\frac{r_i}{r_{i-1}}\right) / k_i},$$

где r_k – радиус контура; r_c – радиус скважины; r_i – радиус i -го пропластка;

k_i – проницаемость i -го пропластка.

4.1. Классификация проницаемых пор

По характеру проницаемости различают следующие виды коллекторов:

- равномерно проницаемые;
- неравномерно проницаемые;
- трещиноватые.

По величине проницаемости (мкм^2) для нефти выделяют 5 классов коллекторов:

1. очень хорошо проницаемые (>1);
2. хорошо проницаемые ($0.1 - 1$);

3. среднепроницаемые (0.01 – 0.1);
4. слабопроницаемые (0.001 – 0.01);
5. плохопроницаемые (<0.001).

Гравелиты, хорошо отсортированные пески имеют проницаемость в 1Д. Но такая проницаемость – редкость, чаще принимают единицу в миллидарси.

По проницаемости определяют некоторые граничные значения: если для газа граничные значения составляют 1 – 10 мД, то для нефти граничные значения – 5 – 10 мД.

Проницаемость относится к физико-технологическим характеристикам пласта.

Исследования показали, что пласты с проницаемостью около 0.01 мД могут переходить в коллекторы, если пласт разорвать мощным гидроразрывом. Такие пласты называют плотными коллекторами.

Такой важный на практике показатель, как *порог перколяции*, можно преодолевать с помощью добавочных трещин (percolation (лат.) – процеживание, фильтрация). Иными словами, преодоление порога перколяции позволяет непроводящей породе проводить.

Гидроразрыв аналогичен проводящему изолятору, т.е. если на изолятор под действием перепада напряжений ΔU набрасывать проводники, то после достижения критической массы проводников произойдет как бы разрыв и изолятор начнет проводить.

Многие песчаники и карбонатные породы, слагающие продуктивные пласты, очень часто имеют каналы и естественные или искусственные трещины. Эти каналы и трещины не изменяют проницаемости отдельных блоков породы, но оказывают существенное влияние на проводимость всего пласта.

5. ЗАВИСИМОСТЬ ПРОНИЦАЕМОСТИ ОТ ПОРИСТОСТИ

Теоретически, для хорошо отсортированного материала проницаемость не зависит от пористости. Для реальных коллекторов в общем случае более пористые породы и более проницаемы.

Зависимость проницаемости от размера пор для фильтрации через капиллярные поры идеальной пористой среды оценивается из уравнений Пуазейля и Дарси. В этом случае пористая среда представляется в виде системы прямых трубок одинакового сечения длиной L , равной длине пористой среды.

Уравнение Пуазейля описывает объемную скорость течения жидкости через такую пористую среду:

$$Q = \frac{n\pi r^4 F \Delta p}{8\mu L},$$

где r – радиус порового канала;

L – длина порового канала;

n – число пор, приходящихся на единицу площади фильтрации;

F – площадь фильтрации;

μ – динамический коэффициент вязкости;

Δp – перепад давлений.

Коэффициент пористости среды, через которую проходит фильтрация:

$$m = \frac{V_{nop}}{V_{обп}} = \frac{nF\pi r^2 L}{FL} = n\pi r^2.$$

Тогда можно записать:

$$Q = F \frac{mr^2 \Delta p}{8\mu L}$$

и сравнить с уравнением Дарси:

$$Q = Fk = \frac{\Delta p}{\mu L}.$$

Приравняв правые части уравнений, получим выражение для взаимосвязи пористости, проницаемости и радиуса порового канала:

$$k_{np} = \frac{mr^2}{8}.$$

Из чего следует, что размер порового канала можно оценить следующим образом:

$$r = \sqrt{\frac{8k_{np}}{m}}.$$

Если выразить проницаемость в мкм^2 , то радиус поровых каналов в мкм будет рассчитываться так:

$$r = 2.86 \sqrt{\frac{k_{np}}{m}}.$$

Для реальных коллекторов оценка радиуса порового канала производится с учетом структурных особенностей

пород. Обобщенным выражением для этих целей является эмпирическое уравнение Котьякова:

$$r = \frac{2}{7 \cdot 10^5} \sqrt{\frac{k_{np} \cdot \varphi}{m}},$$

где r – радиус пор,

φ – структурный коэффициент, учитывающий извилистость порового пространства.

Значение φ можно оценить путем измерения электрического сопротивления пород. Для керамических пористых сред при изменении пористости от 0.39 до 0.28 φ изменяется от 1.7 до 2.6.

Структурный коэффициент для зернистых пород можно приближенно оценить по эмпирической формуле

$$\varphi = \frac{0.5035}{m^{1.1}}.$$

Для оценки взаимосвязи коэффициента проницаемости от радиуса порового канала опять сравним уравнения Пуазейля и Дарси и учтём, что общая площадь пор через которое происходит фильтрация равна: $F = \pi r^2$, откуда $\pi = F / r^2$. После сокращения одинаковых параметров получим:

$$k_{np} = \frac{r^2}{8}.$$

Если r измеряется в см, а k_{np} в Д ($1\text{Д} = 10^{-8}\text{см}$), то вводится соответствующий коэффициент пересчета, равный $9,869 \cdot 10^{-9}$.

Тогда коэффициент проницаемости при фильтрации жидкости через капилляры оценивается эмпирическим выражением:

$$k_{np} = \frac{r^2}{8 \cdot 9.869 \cdot 10^{-9}} = 1.25 \cdot 10^6 \cdot r^2.$$

Оценка взаимосвязи коэффициента проницаемости от высоты поровой трещины (для фильтрации жидкости только через трещиноватые поры) оценивается из уравнений Букингема и Дарси.

Потери давления при течении жидкости через щель очень малой высоты определяют по *уравнению Букингема*

$$\Delta p = \frac{12\mu v L}{h^2},$$

где h – высота трещины; v – линейная скорость фильтрации.

Подставив это выражение в уравнение Дарси и сократив подобные члены, получим:

$$k_{np} = \frac{h^2}{12}$$

или

$$k_{np} = \frac{h^2}{12 \cdot 9.869 \cdot 10^{-9}} = 84.4 \cdot 10^5 \cdot h^2.$$

На практике проницаемость породы определяют в лабораторных условиях либо по небольшим цилиндрическим образцам диаметром примерно 20 мм и длиной 25 мм, после

полного извлечения жидкости из пор и 100% насыщения их воздухом, либо по кернам, отобраным непосредственно из скважины, диаметром в зависимости от типа колонкового долота и длиной 30-50 см. В обоих случаях задаётся некоторый перепад давления в образце и замеряется скорость течения через него жидкости или газа.

При измерениях необходимо соблюдать факторы, влияющие на проницаемость. Когда в качестве рабочего агента применяется газ, то следует вносить поправку на *проскальзывание газа* в тех случаях, когда диаметр капилляра соизмерим с длиной среднего свободного пробега молекулы газа. Максимальное проявление эффекта проскальзывания проявляется при использовании газа с меньшим молекулярным весом. Эффект проскальзывания с уменьшением размера поровых каналов пропорционально возрастает.

Хотя вода считается веществом, не реагирующим с породой, во многих нефтяных коллекторах встречаются набухающие в воде глины. Проницаемость породы вследствие разбухания глин может изменяться в 50 и более раз за счет изменения внутренней геометрии порового пространства. Набухание цементирующего материала породы под действием пресной воды является обратимым процессом. Если через керн затем фильтровать солёную воду, то проницаемость образца со временем может восстановиться до первоначальной.

Также может вызвать существенное уменьшение проницаемости (в некоторых породах до 60%) уплотнение породы вследствие давления вышележащих пород. Когда керн извлекается из скважины, все силы, действующие на этот участок породы, снимаются и образец расширяется во всех направлениях, что ведет к частичному изменению формы поровых каналов внутри керна и интерпретация данных исследования затрудняется.

5.1. Виды проницаемости

Проницаемость абсолютная (физическая) – это проницаемость пористой среды для газа или однородной жидкости при выполнении следующих условий:

1. Отсутствие физико-химического взаимодействия между пористой средой и газом или жидкостью.
2. Полное заполнение всех пор среды газом или жидкостью.

Для продуктивных нефтяных пластов эти условия не выполняются.

Проницаемость фазовая (эффективная) – это проницаемость пористой среды для данного газа или жидкости при одновременном наличии в порах другой фазы (жидкости или газа) или системы (газ-нефть, нефть-вода, вода-газ, газ-нефть-вода).

При фильтрации смесей коэффициент фазовой проницаемости намного меньше абсолютной проницаемости и неодинаков для пласта в целом.

Относительная проницаемость – отношение фазовой проницаемости к абсолютной.

Проницаемость горной породы зависит от степени насыщения породы флюидами, соотношения фаз, физико-химических свойств породы и флюидов.

Фазовая и относительная проницаемость для различных фаз зависят от нефте-, газо- и водонасыщенности порового пространства породы, градиента давления, физико-химических свойств жидкостей и поровых фаз.

6. ВОДО-, НЕФТЕ- И ГАЗОНАСЫЩЕННОСТЬ

Мы рассмотрели свойства пористых материалов, обуславливающих вместимость различных агентов и течение через них. Однако важно знать и другие параметры продуктивных пластов, в частности, какая жидкость насыщает данную породу. Полагают, что большинство нефтяных пластов первоначально было полностью насыщено водой. Затем в пласты вторглись и образовали скопления углеводороды. Вследствие меньшей плотности углеводороды мигрировали в повышенные части пластов, вытесняя оттуда воду, но не полностью. Легче всего вода уходит из трещин и каналов, а из капилляров вода плохо уходит из-за капиллярных эффектов. Таким образом в пласте остаётся связанная вода.

Чтобы определить количество углеводородов, содержащихся в продуктивном пласте, необходимо определить насыщенность порового пространства породы водой, нефтью и газом.

Водонасыщенность S_g – отношение объема открытых пор, заполненных водой к общему объёму пор горной породы.

$$S_g = \frac{V_g}{V_{пор}} \cdot 100\% .$$

Аналогично определяются *нефте-* и *газонасыщенности*:

$$S_n = \frac{V_n}{V_{пор}} \cdot 100\% \quad S_z = \frac{V_z}{V_{пор}} \cdot 100\%$$

Обычно для нефтяных месторождений остаточная водонасыщенность изменяется в диапазоне $S_g = 6 - 35\%$ (пласт считается созревшим для разработки, если остаточная

водонасыщенность в среднем ($S_g < 25 \%$); нефтенасыщенность $S_n = 65 - 94 \%$, в зависимости от «созревания» пласта.

Для месторождений параметр насыщенности нормирован и равен единице ($S_{насыщ.} = 1$) или 100%. То есть, для нефтяных месторождений справедливо следующее соотношение:

$$S_n + S_g = 1.$$

Для газонефтяных месторождений:

$$S_g + S_n + S_z = 1 \quad S_z = 1 - (S_g + S_n)$$

Остаточная водонасыщенность, обусловленная капиллярными силами, не влияет на основную фильтрацию нефти и газа. На практике насыщенность породы определяют в лабораторных условиях по керновому материалу, отобранному из пласта. Наиболее распространенным является ретортный метод определения начальной насыщенности, предусматривающий нагрев образца до $550 \text{ }^\circ\text{C}$ в реторте. При данной температуре обеспечивается испарение из образца воды и нефти, пары которых затем конденсируются и собираются в мерном цилиндре. При этом возможны потери нефти из-за крекинга и образования кокса, а также извлечение кристаллизационной воды и это приводит к необходимости использовать соответствующие поправки по калибровочным кривым.

К прямым методам определения насыщенности относятся также методы, основанные на экстракции нефти растворителем или при помощи центрифуги.

Водонасыщенность образца определяется непосредственно замером воды в ловушке (градуированной бюретке-приёмнике) и по объему пор:

$$S_v = \frac{\text{вода} [\text{см}^3]}{\text{объем пор} [\text{см}^3]}.$$

Нефтенасыщенность определяется косвенно. Для этого образец, насыщенный водой и нефтью, взвешивают до экстрагирования, затем после экстрагирования и сушки взвешивают вторично:

$$S_n = \frac{(\text{вес насыщенного керна} [г] - \text{вес сухого керна} [г] - \text{вес воды} [г])}{\text{объем пор} [\text{см}^3] \cdot \text{плотность нефти} [г/\text{см}^3]}.$$

Косвенный метод предусматривает определение насыщенности породы путем измерения некоторых её физических свойств. Дело в том, что естественные пористые среды представляют собой агрегаты зерен минералов, кусков породы с пустотами между ними. Твердая фаза, кроме некоторых глинистых минералов, не является проводником электричества. Следовательно, электрические свойства пород зависят от геометрии порового пространства и свойств жидкостей, заполняющих это пространство. В нефтяных пластах поровое пространство может быть заполнено нефтью, газом и водой. Нефть и газ не проводят электрического тока. Течение тока в воде обусловлено движением ионов, т.е. ионной проводимостью. Удельное электрическое сопротивление материала представляет величину, обратную проводимости, и является критерием способности данного материала проводить электрический ток.

$$\rho' = \frac{r' \cdot F}{L},$$

где ρ' – удельное сопротивление;

r' – сопротивление;

F – площадь поперечного сечения проводника;

L – длина проводника.

При изучении удельного сопротивления твёрдых материалов и пород целесообразно выражать ρ' в Ом·м. Для того, чтобы перейти от Ом·см к Ом·м, выражение ρ' в Ом·см надо разделить на 100.

Важное значение имеет концепция о *параметре пористости* (относительном сопротивлении породы)

$$P_n = \frac{\rho'_n}{\rho'_e},$$

где ρ'_n – удельное сопротивление породы, насыщенной водой, имеющей удельное сопротивление ρ'_e .

Рассмотрим кубик соленой воды, имеющий площадь сечения F , длину L и удельное сопротивление ρ'_e .

Если через этот кубик пропускать электрический ток, то можно определить сопротивление кубика:

$$r'_1 = \frac{\rho'_e \cdot L}{F}.$$

Другой кубик представляет собой элемент породы, полностью насыщенной водой с удельным сопротивлением ρ'_e . Если твёрдая фаза является непроводником, электрический ток будет течь через насыщенные водой поры. Следовательно, площадь поперечного сечения токопроводящей среды равна F_a . Длина пути, по которому будет протекать электрический ток, увеличится до L_a – средней длины, которую проходит ток при своем движении в поровых каналах.

Сопротивление такого кубика определится аналогично тому, как и кубика воды:

$$r'_2 = \frac{\rho'_e \cdot L_a}{F_a}.$$

По определению удельное сопротивление породы равно

$$\rho'_n = \frac{r'_2 F}{L}.$$

Следовательно,

$$\rho'_n = \frac{\rho'_e \cdot L_a \cdot F}{L \cdot F_a}.$$

Отсюда параметр пористости будет

$$P_n = \frac{\rho'_n}{\rho'_e} = \frac{\rho'_e \cdot L_a \cdot F}{L \cdot F_a \cdot \rho'_e} = \frac{L_a}{L} = \frac{\sqrt{\tau}}{F_a / F},$$

где τ – извилистость. По определению, $\tau = (L_a/L)^2$.

Если кубик пористой породы содержит в порах вместе с водой углеводороды, то токопроводящей средой будет только вода. В этом случае площадь поперечного сечения, через которую будет протекать электрический ток, уменьшится до F'_a , а длина пути, проходимого ионами, изменится и будет равна L'_a .

Подобным же образом определим сопротивление данного кубика

$$r'_3 = \frac{\rho'_e L'_a}{F'_a}.$$

Удельное сопротивление частично насыщенной водой породы определяется следующим образом:

$$\rho'_{нас.п} = \frac{r'_3 \cdot F}{L}$$

и

$$\rho'_{нас.п} = \frac{\rho'_e \cdot L'_a \cdot F}{F'_a \cdot L}.$$

Вторым основным понятием при рассмотрении электрических свойств пористых пород является понятие о параметре насыщения

$$P_n = \frac{\rho'_{нас.п}}{\rho'_n},$$

следовательно

$$P_n = \frac{F_a}{\frac{F'_a}{\frac{L'_a}{L}}}$$

Как параметр пористости, так и параметр насыщения зависят от отношения длины действительного пути, по которому течет электрический ток, и длины образца, т.е. извилистости. Прямые измерения действительной длины пути

невозможны, поэтому используются эмпирические зависимости по данным лабораторных измерений.

В результате была получена зависимость параметра пористости от пористости в виде:

$$P_n = cm^{-\varphi}.$$

где c – постоянная, учитывающая пористость материала до цементирования, m – пористость в долях единицы, а φ – коэффициент цементации.

При этом φ для песчаников колеблется от 1.8 до 2.0, а для рыхлых нецементированных песков равен 1.3.

Известная зависимость Хембла имеет вид:

$$P_n = 0.62 \cdot m^{-2.15}.$$

На самом деле из теоретических соображений величина c должна быть больше 1, а φ должно равняться 2 или менее. Несоответствие между теорией и экспериментом следует объяснить тем, что значения c и φ представляются константами для широкого интервала значений пористости.

Из теории предложено следующее обобщенное выражение:

$$P_n = c' S_e^{-n},$$

где c' – некоторая функция извилистости,

n – показатель степени.

Для цементированных песчаников Вильямс предложил уравнение, связывающее параметр насыщения и водонасыщенность в виде:

$$P_n = S_e^{-2.7}.$$

По данным исследований кернов на водонасыщенность можно определить, является ли пласт продуктивным, т.е. содержит извлекаемые углеводороды.

Опытами установлено, что в зависимости от объемного насыщения порового пространства различными компонентами возможно одно-, двух- и трехфазное движение.

При водонасыщенности до 25% нефте- и газонасыщенность пород максимальная: 45 – 75%, а относительная фазовая проницаемость для воды равна нулю. При увеличении водонасыщенности до 40%, фазовая проницаемость для нефти и газа в пласте стремится к нулю. При увеличении водонасыщенности до 80% фильтрация газа и нефти в пласте стремится к нулю.

При газонасыщенности меньше 10% и нефтенасыщенности меньше 23% в потоке будет практически одна вода и движения газа не будет.

При содержании в породе газа свыше 33 – 35% фильтроваться будет один газ.

При нефтенасыщенности меньше 23% движение нефти отсутствует. При содержании воды от 20 до 30 % и газа от 10 до 18% фильтроваться может только одна нефть.

Для несцементированных песков область совместного движения в потоке всех трех фаз находится в следующих пределах насыщенности: нефтью от 23 до 50% , водой от 33 до 64%, газом от 14 до 30%.

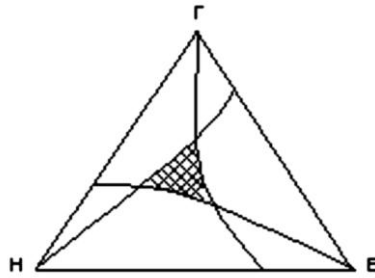


Рис. 6.1

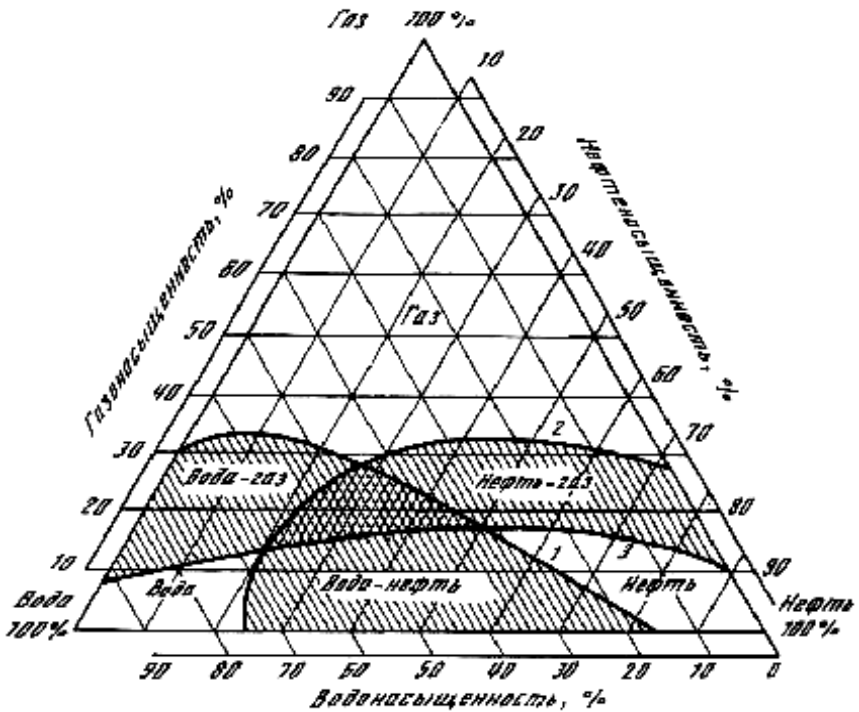


Рис. 6.2. Области распространения одно-, двух- и трёхфазного потоков:

1. – 5% воды; 2. – 5% нефти; 3. – 5% газа.

7. УДЕЛЬНАЯ ПОВЕРХНОСТЬ

Удельная поверхность $S_{y\partial}$ горных пород – это суммарная поверхность всех её зёрен в единице объема породы. Она характеризует степень дисперсности породы. С увеличением дисперсности, т.е. с уменьшением диаметра зерен и коэффициента пористости, поверхность породы возрастает. В коллекторах всегда присутствуют поры различного диаметра и поэтому опытно измерить удельную поверхность очень сложно. Она зависит от фазовой проницаемости и от адсорбционной способности пород.

Оценивают удельную поверхность по эмпирическим соображениям, например, по формуле Козени – Кармана:

$$S_{y\partial} = \frac{7 \cdot 10^5 (m \cdot \sqrt{m})}{\sqrt{k_{np}}}.$$

Если выразить проницаемость в $[\text{мкм}^2]$, то получим объемную удельную поверхность в $[\text{м}^2/\text{м}^3]$ или $[\text{м}^{-1}]$. Если удельную поверхность отнести к единице массы, то размерность будет $[\text{м}^2/\text{кг}]$ и она называется массовой.

Взаимосвязь между объемной и массовой удельными поверхностями выражается следующим образом:

$$S_m = S_o \cdot \rho_{ms} (1 - k_{np}),$$

где $\rho_{\text{ТВ}}$ – плотность породы.

Чем больше удельная поверхность, тем сильнее твердая фаза влияет на движение жидкости и газа, сужается диапазон фазовой проницаемости.

Наиболее просто удельная поверхность пород определяется по гранулометрическому составу и пористости. К динамическим методам определения удельной поверхности

относится метод, основанный на использовании данных по течению воздуха через пористую среду. При заданном значении расхода воздуха находится перепад давления и затем по формуле Дарси вычисляется проницаемость. Далее по формуле Кармана или ей аналогичной рассчитывается величина удельной поверхности. Этот метод пригоден для крупнозернистых структур (грубодисперсные структуры), поперечный линейный размер пор которых во много раз больше свободного пробега молекул воздуха. Поэтому скольжением газа по стенкам пор можно пренебречь.

7.1. Карбонатность породы

Под *карбонатностью породы* понимается содержание в ней солей угольной кислоты:

известняка – CaCO_3 ,

доломита – $\text{CaCO}_3 \cdot \text{MgCO}_3$,

соды – Na_2CO_3 ,

поташа – K_2CO_3 ,

сидерита – FeCO_3 и др.

Общее количество карбонатов относят обычно к CaCO_3 , потому что углекислый кальций наиболее распространен в породах и составляет основную часть перечисленных карбонатов. Карбонатность продуктивных пород определяют в лабораторных условиях по керновому материалу газометрическим методом, основанном на химическом разложении солей угольной кислоты действием соляной кислоты и измерении объема углекислого газа, образовавшегося в результате реакции:



По объему выделившегося CO_2 вычисляют весовое процентное содержание карбонатов в породе в пересчете на CaCO_3 .

7.2. Механические свойства горных пород

Упругость, прочность на сжатие и разрыв, пластичность – наиболее важные механические свойства горных пород, влияющие на ряд процессов, происходящих в пласте в период разработки и эксплуатации месторождений.

Упругость – свойство горных пород сопротивляться изменению их объема и формы под действием приложенных сил. *Абсолютно упругое тело* восстанавливает первоначальную форму мгновенно после снятия напряжения. Если тело не восстанавливает первоначальную форму или восстанавливает ее в течение длительного времени, то оно называется *пластичным*.

Давление в пласте в результате действия на породу комплекса сил (веса вышележащих пород, тектонических сил, напора подземных вод, тепловых и электрических полей) благодаря упругим свойствам пород и жидкостей перераспределяется не мгновенно, а постепенно после изменения режима работы скважины. Упругие свойства пород и жидкостей создают запас упругой энергии в пласте, которая освобождается при уменьшении давления и служит одним из источников движения нефти по пласту к забоям скважины.

При снижении пластового давления, объем жидкости будет увеличиваться, а объем порового пространства будет уменьшаться. Считается, что основные изменения объема пор при уменьшении пластового давления происходят вследствие увеличения сжимающих условий на пласт от веса вышележащих пород. При одинаковой прочности пород интенсивность трещиноватости будет увеличиваться при уменьшении мощности пласта.

Упругие свойства горных пород описываются *законом Гука*:

$$\beta_c = \frac{1}{V_o} \frac{\Delta V_{пор}}{\Delta P} = m \cdot \beta_n,$$

где β_c – коэффициент объемной упругости пористой среды;

β_n – коэффициент сжимаемости пор;

V_o – объем образца;

$V_{пор}$ – объем пор;

P – давление;

m – пористость.

Изменение пористости пород функционально зависит от объемной упругости пористой среды β_c и наименьшего напряжения

$$\sigma_0 = \frac{P}{F},$$

где P – сила, а F – площадь поперечного сечения.

$$\sigma = E\varepsilon,$$

т.е. напряжение равно произведению *модуля упругости* (модуля Юнга) E на *относительное удлинение* ε (линейная деформация).

$$\varepsilon = \frac{\Delta V}{V}$$

Модуль упругости равен отношению приложенного напряжения к вызванному им относительному удлинению:

$$E = \frac{\sigma}{\varepsilon}.$$

Связь изменения пористости пород с объемной упругостью пористой среды β_c и наименьшим напряжением σ_0 такова:

$$m = m_0 [1 - \beta_n (\sigma - \sigma_0)],$$

где m_0 – пористость при начальном эффективном напряжении.

Коэффициент объемной упругости пористой среды β_c будет влиять на коэффициент сжимаемости пор β_n и на пористость пород:

$$\beta_n = \frac{\beta_c}{m_0}.$$

Величина коэффициента объемной упругости пористой среды β_c , обратная модулю упругости, очень мала. Для нефтеносных пород она изменяется в диапазоне $0,3 - 2 \cdot 10^{-10}$ м²/Н.

Прочность на сжатие и разрыв горной породы оценивается через модуль объемного сжатия, представляющий собой сопротивление, которое оказывает данное тело всестороннему сжатию. Данные о прочности пород на сжатие и разрыв необходимы при изучении процессов разрыва пластов.

7.3. Тепловые свойства горных пород

Тепловые свойства горных пород характеризуются, в основном, удельной теплоемкостью, коэффициентом теплопроводности и коэффициентом температуропроводности.

Удельная теплоемкость характеризуется количеством теплоты, необходимым для нагрева единицы массы породы на 1°С:

$$c = \frac{dq}{dT}, \quad \left[\frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot \text{К}} \right].$$

Вводятся и такие понятия как: удельная объемная теплоемкость c' , $\left[\frac{\text{кДж}}{\text{м}^3 \cdot \text{К}} \right]$, и удельная молярная теплоемкость μc , $\left[\frac{\text{кДж}}{\text{кмоль} \cdot \text{К}} \right]$. Эти параметры необходимо учитывать при тепловом воздействии на пласт.

В естественном состоянии пласты находятся на большой глубине и температура в этих условиях близка к 150 °С, поэтому можно утверждать, что породы изменяют свои свойства, т. к. при проникновении в пласт нарушается тепловое равновесие.

Удельная теплоемкость зависит от минералогического состава, дисперсности, температуры, давления и влажности горных пород и не зависит от строения и структуры минералов.

Удельная теплоемкость увеличивается при уменьшении плотности породы и растет с увеличением температуры и влажности в пределах 0,4 – 2 $\left[\frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot \text{К}} \right]$. Чем больше пористость, тем меньше теплоемкость.

Теплоемкость является аддитивным свойством пласта:

$$c = \sum_{i=1}^n c_i K_i,$$

где K – количество фаз.

Коэффициент теплопроводности λ , $\left[\frac{Вт}{м \cdot К} \right]$ появляется как коэффициент пропорциональности в законе Фурье:

$$dQ = -\lambda \frac{dT}{dx} dF d\tau$$

и является физическим параметром, характеризующим количество теплоты dQ , переносимой в породе через единицу площади dF в единицу времени $d\tau$ при градиенте температуры, равном единице.

Знак минус указывает на противоречие в направлениях температурного градиента и плотности теплового потока.

Коэффициент теплопроводности зависит от минерального состава скелета. Разброс значений λ очень велик. Так у алмаза $\lambda=200 \left[\frac{Вт}{м \cdot К} \right]$, т.к. у его кристалла практически отсутствуют структурные дефекты. Для сравнения, у воздуха $\lambda=0,023 \left[\frac{Вт}{м \cdot К} \right]$, а у воды $\lambda=0,58 \left[\frac{Вт}{м \cdot К} \right]$. Кроме того, существует зависимость λ от степени

наполненности скелета и теплопроводности флюидов.

Существует и такой параметр как *контактный коэффициент теплопроводности*, при этом подразумевается идеальный контакт между поверхностями. Наибольшим контактным λ обладает кварц: $7 - 12 \left[\frac{Вт}{м \cdot К} \right]$, далее идут

гидрохимические осадки, каменная соль, сильвин, ангидрит. Пониженный контактный коэффициент имеют уголь и асбест.

Правило аддитивности для λ не соблюдается.

Величина, обратная теплопроводности, именуется *термическим сопротивлением*, вследствие которой распределение тепловых полей носит сложный характер. Термическое сопротивление уменьшается со снижением плотности, проницаемости, влажности и степени льдистости в северных районах.

Повышается оно при замещении воды нефтью, газом или воздухом в процессе теплового изменения давления, с увеличением слоистой неоднородности, явления анизотропии.

Минимальным термическим сопротивлением обладают гидрохимические осадки, такие как галит, сильвин, мирабилит, ангидрит, т.е. породы, обладающие структурой пластинчатой соли. Глинистые пласты выделяются максимальным термическим сопротивлением.

На практике часто используется *коэффициент температуропроводности*

$$a = \frac{\lambda}{c\rho}, \quad \left[\frac{m^2}{c} \right],$$

который характеризует скорость изменения температуры при нестационарном процессе теплопередачи, т.е. скорость прогрева пород или скорость распространения изотермических границ.

Коэффициенты линейного и объемного расширения характеризуют изменение размеров породы при нагревании:

$$\alpha_L = \frac{dL}{dT \cdot L}, \quad \alpha_V = \frac{dV}{dT \cdot V},$$

где L и V – начальные длина и объем образца.

Коэффициенты α_L и α_V изменяются в зависимости от плотности породы аналогично теплоемкости. Наибольшим коэффициентом расширения обладает кварцевый песок и другие крупнозернистые породы.

Теплопроводность и температуропроводность пород очень низки по сравнению с металлами, поэтому для прогрева призабойных зон требуется очень большая мощность нагревателей. Вдоль напластования теплопроводность выше, чем поперек напластования на 10 – 50 % - явление анизотропии.

Тепловые свойства некоторых горных пород

| Горная порода | c , $\left[\frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot \text{К}} \right]$ | λ , $\left[\frac{\text{Вт}}{\text{м} \cdot \text{К}} \right]$ | $a \cdot 10^3$, $\left[\frac{\text{м}^2}{\text{с}} \right]$ | $\alpha_L \cdot 10^5$, $\left[\frac{1}{\text{К}} \right]$ |
|------------------|---|---|--|--|
| Глина | 0,755 | 0,99 | 0,97 | – |
| Глинистые сланцы | 0,772 | 154 – 218 | 0,97 | 0,9 |
| Доломит | 0,93 | 1,1 – 4,98 | 0,86 | – |
| Известняк | 1,1 | 2,18 | 0,91 | 0,5 – 0,89 |
| Кварц | 0,692 | 2,49 | 1,36 | 1,36 |
| Песок | 0,8 | 0,347 | 0,2 | 0,5 |

Вводится еще один параметр – *адиабатный коэффициент*

$$\eta_s = \frac{dT}{dp},$$

который определяет изменение температуры в зависимости от изменения давления. При адиабатном сжатии $\eta_s > 0$ и вещество нагревается. Исключением является вода – она остывает.

Рассчитывают эту величину следующим образом:

$$\eta_s = \frac{V}{c_p g} \cdot \alpha \cdot T,$$

где V – объем, T – температура, α – коэффициент линейного расширения, g – ускорение свободного падения, c_p – изобарная теплоемкость.

Коэффициент Джоуля-Томпсона определяет изменение температуры при дросселировании

$$\varepsilon = \frac{dT}{dp} = \frac{V}{c_p g} (1 - \alpha \cdot T) = \frac{V}{c_p g} - \eta_s,$$

где $\frac{V}{c_p g}$ – определяет нагрев за счет работы сил трения;

η_s – охлаждение вещества за счет адиабатного расширения.

Для жидкости $\frac{V}{c_p g} \gg \eta_s$ – они нагреваются, для газов

$\varepsilon < 0$ – они охлаждаются.

8. СОСТАВ И ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ПРИРОДНЫХ ГАЗОВ

Природные газы – это вещества, которые при нормальных условиях находятся в газообразном состоянии, представляют собой смесь углеводородных и неуглеводородных газов и, в зависимости от условий, могут находиться в трех состояниях: свободном, сорбированном, растворенном.

Углеводородные газы в пластовых условиях в зависимости от их состава, давления и температуры могут находиться в залежи в различных состояниях – газообразном, жидком или в виде газожидкостных смесей. Свободный газ обычно расположен в повышенной части пласта, в газовой шапке.

Если газовая шапка в нефтяной залежи отсутствует (это возможно при высоком пластовом давлении или особом строении залежи), то весь газ залежи растворен в нефти. Этот газ будет, по мере снижения давления, выделяться из нефти при разработке месторождения, он называется *попутным газом*.

В пластовых условиях все нефти содержат растворенный газ. Чем выше давление в пласте, тем больше растворенного газа содержится в нефти. Давление, при котором весь имеющийся в залежи газ растворен в нефти, называется *давлением насыщения*.

Координаты тройной точки воды:

$$T = 273,16 \text{ К } (\approx 0,01 \text{ } ^\circ\text{C})$$

$$p = 610,6 \text{ Па } (= 4,58 \text{ мм рт. ст.})$$

$$t_{\text{кр}} = 374,2 \text{ } ^\circ\text{C} ; p_{\text{кр}} = 22,11 \text{ МПа}$$

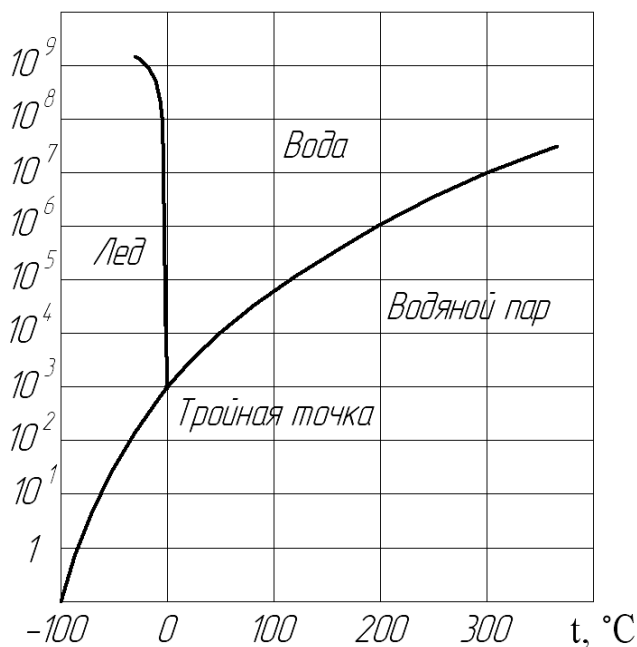


Рис. 8.1

Критическая точка – это такое состояние давления и температуры, при котором свойства газообразной и жидкой фаз становятся одинаковыми.

Понятие «пар» – определяется как газообразное состояние любого вещества, которое, при обычных условиях, является жидкостью или твёрдым телом.

Д. И. Менделеев назвал *критической* ту *температуру*, при которой поверхностное натяжение данной жидкости становится равным нулю, а стало быть, исчезает граница между жидкостью и насыщенным паром над ней. При критической температуре переход жидкости в пар осуществляется минуя двухфазную систему жидкость – насыщенный пар.

От давления насыщения зависит *газовый фактор* – количество кубометров газа, содержащееся в 1 тонне нефти.

8.1. Состав природных газов

Природные газы, добываемые из газовых, газоконденсатных и нефтяных месторождений, состоят из углеводородов (от CH_4 до C_4H_{10} и выше), а также неуглеводородных компонентов (H_2S , N_2 , CO , CO_2 , H_2 , Ar , He и др.). Качественный состав газов нефтяного происхождения всегда одинаков, чего нельзя сказать о газах вулканических извержений.

При нормальных условиях в газообразном состоянии существуют только углеводороды $\text{C}_1 - \text{C}_4$. Углеводороды C_5 и выше при нормальных условиях находятся в жидком состоянии.

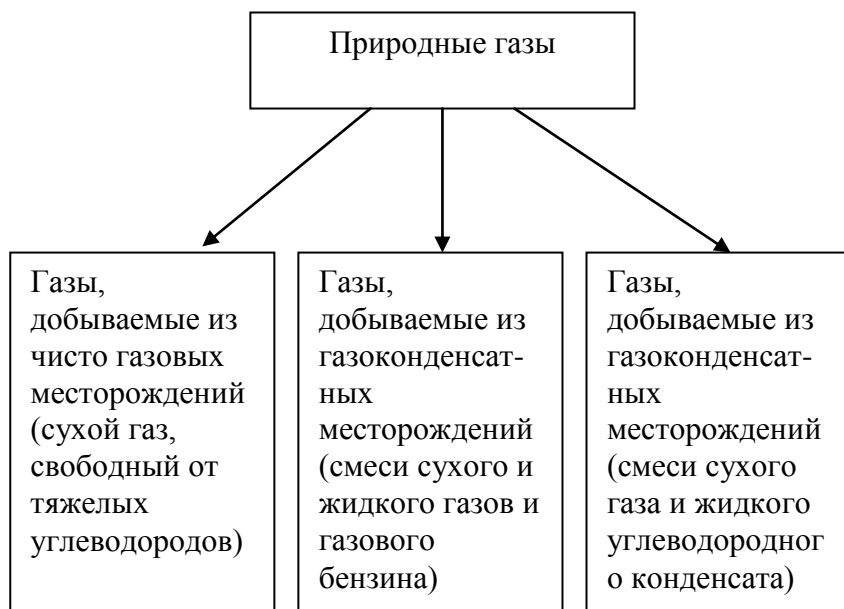
Смесь таких газов, как метан, этан, этилен (C_2H_4) при $p = 10^5$ Па и нормальной температуре называется *сухим газом*.

Смесь пропана, пропилена, изобутана (C_4H_{10}), бутилена (C_4H_8) при высоких давлениях (жидкость) называется *жидким газом*.

Смесь следующей группы углеводородов уровня изопентана $i\text{-C}_5\text{H}_{12}$, находящихся в жидком состоянии, называется *газовым бензином*.

Физическое состояние последней группы углеводородов ряда от $\text{C}_{18}\text{H}_{38}$ при нормальных условиях – твёрдое.

Жидкий конденсат представляет собой смесь большого числа тяжелых углеводородов, из которых можно выделить бензиновую, лигроиновую, керосиновую фракции (иногда из них можно выделить более тяжелые масляные фракции).



Газы, добываемые из чисто газовых месторождений, содержат более 95% метана CH_4 . Содержание метана на газоконденсатных месторождениях колеблется от 75% до 90%.

Газы, добываемые вместе с нефтью (попутный газ) представляют собой смесь метана, этана, пропан-бутановой фракции (сжиженного газа) и газового бензина. Содержание метана изменяется от 35% до 55%. Содержание тяжелых углеводородов в попутном газе варьируется в диапазоне 20 – 40 %, реже доходит до 60%.

Тяжелым нефтям свойственны сухие попутные нефтяные газы с преобладанием метана. Коэффициент сухости $k_{сyx}$ пропорционален содержанию метана:

$$k_{сyx} = \frac{CH_4}{\sum Тяж. УВ} \cdot 100\% .$$

Под тяжелыми углеводородами (УВ) понимается суммарное содержание углеводородов от этана C_2H_6 и выше.

Легким нефтям свойственны жирные попутные газы. Коэффициент жирности $k_{жирн}$ пропорционален содержанию тяжелых углеводородов:

$$k_{жирн} = \frac{\sum \text{Тяж. УВ}}{CH_4} \cdot 100\% .$$

Для оценки свойств нефтяного газа применимы аддитивные методы расчетов физико-химических и технологических параметров:

$$P_{см} = \sum_{i=1}^n P_i \cdot g_i (r_i \cdot v_i)$$

где P_i – параметр i -го углеводорода;

g_i – массовая доля;

r_i – объемная доля;

v_i – молярная доля.

Например, плотность смеси газов рассчитывается следующим образом:

$$\rho_{см} = \sum \rho_i \cdot v_i .$$

Плотность газа можно рассчитать через отношение молярной массы газа к молярному объему для нормальных условий:

$$\rho_i = \frac{M_i}{22,4} .$$

Напомним, что g_i , r_i , v_i – соответственно отношение массы, объема и количества вещества i -го компонента, содержащегося в системе к массе, объему и количеству вещества системы.

$$g_i = \frac{m_i}{\sum_{i=1}^n m_i}; \quad \sum g_i = 1; \quad r_i = \frac{V_i}{\sum_{i=1}^n V_i}; \quad \sum r_i = 1;$$

$$v_i = \frac{n_i}{\sum_{i=1}^n n_i}; \quad \sum v_i = 1.$$

Для идеального газа объемная доля равна молярной доле. Молярную массу смеси можно рассчитать по формуле:

$$M_{см} = \sum_{i=1}^n M_i \cdot r_i; \quad M_{см} = \frac{1}{\sum_{i=1}^n g_i / M_i}.$$

Относительная плотность газа рассчитывается по отношению к плотности воздуха:

$$\rho_{см}^o = \frac{\rho_{см}}{\rho_{возд}}.$$

Для нормальных условий $\rho_{возд.} \approx 1,293$; для стандартных условий $\rho_{возд.} \approx 1,205$.

Если плотность газа ρ_o задана при атмосферном давлении, равном 0,1013 МПа, то пересчет ее на другое давление p при той же температуре для идеального газа производится по формуле:

$$\rho = \frac{\rho_o \cdot P}{P_{атм}}.$$

Смеси идеальных газов характеризуются аддитивностью парциальных давлений и парциальных объемов, т.е. выполняются

$$\text{закон Дальтона: } p = \sum_{i=1}^n p_i \text{ и}$$

$$\text{закон Амага: } V = \sum_{i=1}^n V_i.$$

При этом: $p_i = r_i \cdot p$ и $V_i = r_i \cdot V$.

Состояние газа характеризуется уравнением Клапейрона - Менделеева

$$p \cdot V_m = M \cdot R \cdot T.$$

При повышенном давлении газ сжимается. За счет направленности связи **C–H** происходит перераспределение электронной плотности и молекулы газов начинают притягиваться друг к другу (физическое взаимодействие). Для этого введем коэффициент сжимаемости:

$$z = \frac{pV}{RT},$$

который зависит от давления, температуры и природы газа.

Критическое давление – давление, при котором газообразный углеводород переходит в жидкое состояние.

Критическая температура – температура, при которой жидкий углеводород переходит в газообразное состояние.

Приведенными параметрами индивидуальных компонентов называются безразмерные величины, показывающие во сколько раз действительные параметры состояния газа отклоняются от критических:

$$T_{np} = \frac{T}{T_{cr.kp}}, \text{ где } T_{cr.kp} = \sum_{i=1}^n r_i T_{i_{кр}};$$

$$p_{np} = \frac{p}{p_{cr.kp}}, \text{ где } p_{cr.kp} = \sum_{i=1}^n r_i p_{i_{кр}}.$$

Существуют графики, эмпирические формулы и зависимости для оценки z от приведенных давлений и температур.

Зная коэффициент сжимаемости, можно найти объем газа в пластовых условиях:

$$V_{nl} = z \frac{V_0 \cdot T_{nl} \cdot p_0}{T_0 \cdot p_{nl}}.$$

Отношение объема газа в пластовых условиях V_{nl} к объему газа при нормальных условиях V_0 называется *объемным коэффициентом газа b* и используется при пересчете объема газа в нормальных условиях на пластовые условия и наоборот:

$$b = \frac{V_{nl}}{V_0} = z \frac{T_{nl} \cdot p_0}{T_0 \cdot p_{nl}}.$$

В реальных газах молекулы аргона, ксенона, криптона и метана имеют сферическую конфигурацию, и силы, которые на них действуют – сферические, т.е. симметричные.

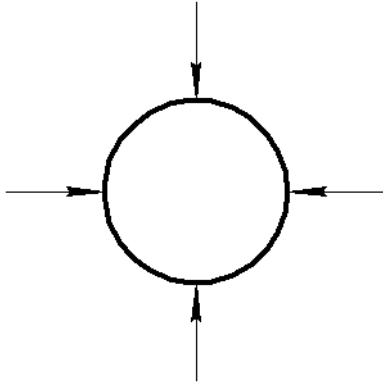


Рис. 8.2

Если же молекулы не сферические (пропан, бутан), то возникает асимметрия действующих сил, для учета которых был введен ацентрический фактор ω .

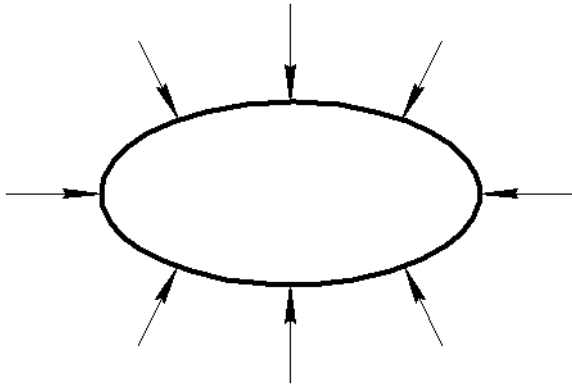


Рис. 8.3

$$z_{см} = z_0(p_{np}, T_{np}) + z_1(p_{np}, T_{np}) \cdot \omega_{см},$$

где z_0 – коэффициент сжимаемости простого газа;
 z_1 – поправка к коэффициенту сжимаемости непростого газа;

$\omega_{см}$ – ацентрический фактор всей смеси

$$\omega_{см} = \sum_{i=1}^n r_i \cdot \omega_i .$$

На практике компоненты природного газа определяются не полностью, а до бутана или гексана, а остальные объединяют в единый псевдокомпонент C_{5+} , C_{7+} .

8.2. Вязкость газов и углеводородных конденсатов

Вязкость газа – это свойство оказывать сопротивление перемещению одной части газа относительно другой. Различают *динамическую вязкость* μ и *кинематическую вязкость* ν .

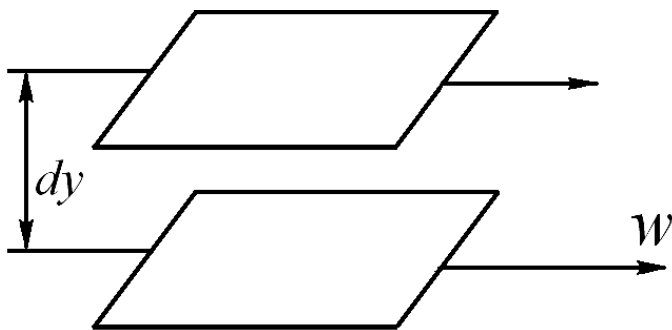


Рис. 8.4

$$\tau = \mu \frac{dw}{dy} ,$$

$$\mu, [\text{Па} \cdot \text{с}], \quad \mu = \mu \frac{\rho \cdot w \cdot \lambda}{3} ,$$

где w – средняя скорость движения молекул;

λ – длина свободного пробега.

Повышение давления от 1 до 10 ат. не влияет на вязкость газа т.к. хотя плотность возрастает, но λ снижается, следствием чего является возрастание вероятности соударения, средняя скорость движения при этом постоянна. С ростом температуры вязкость возрастает, т.к. увеличивается средняя скорость движения молекул, а плотность и длина свободного пробега практически не меняются.

Если возрастает молекулярная масса газа, то вязкость увеличивается соответственно.

Учет наличия неуглеводородных газов и их влияния на вязкость проводится следующим образом:

$$\mu = \nu \cdot \mu_0 + (1 - \nu)\mu_y,$$

где μ_0 – вязкость неуглеводородного газа;

μ_y – вязкость углеводородного газа.

Вязкость углеводородного газа при нормальных условиях невелика и не превышает 0,01 сантипуаза. Неуглеводородные компоненты природного газа: гелий, азот, углекислый газ, сероводород, воздух имеют более высокие значения – от 0,01 до 0,025 спз.

При давлениях более 3 МПа газ приближается к области критического давления и переходит в жидкое состояние. Вязкость жидких систем описывается *законом Ньютона* и для нее характерны свои закономерности.

8.3. Растворимость газов в нефти и воде

Способность газа растворяться в нефти и воде имеет большое значение на всех этапах разработки месторождений – от добычи нефти до процессов подготовки и транспортировки.

Процесс растворения идеального газа при небольших давлениях и температурах описывается *законом Генри*:

$$V_2 = \alpha \cdot p \cdot V_{жс} \quad \text{или} \quad \frac{V_2}{V_{жс}} = K \cdot p,$$

где V_2 – объем растворенного газа;

α – коэффициент растворимости газа;

p – давление газа над поверхностью жидкости;

$V_{жс}$ – объем жидкости-растворителя;

K – константа Генри ($K = f(\alpha)$).

Коэффициент растворимости газа α показывает какое количество газа V_2 растворяется в единице объема жидкости $V_{жс}$ при заданном давлении:

$$\alpha = \frac{V_2}{V_{жс} \cdot p}.$$

Растворимость углеводородов в нефти подчиняется закону Генри. С повышением давления растворимость углеводородного газа растет, а с повышением температуры – падает. Разные компоненты нефтяного газа обладают разной способностью растворяться в жидкостях, причем с увеличением молекулярной массы газового компонента растет α , но не зависит от молекулярной массы растворителя.

Растворимость углеводородов в воде не подчиняется закону Генри. Здесь α изменяется в широких пределах и

достигает $4 - 5 \cdot 10^{-5} \left[\frac{м^3}{м^3 \cdot Па} \right]$ и зависит от минерализации

воды и с ее увеличением уменьшается. С увеличением температуры α в воде вначале уменьшается, а затем возрастает, пройдя через минимум. Причем температура минимальной растворимости различных газов возрастает с увеличением размера молекулы газа.

Количество выделившегося из нефти газа зависит не только от содержания газа в нефти, но и от способа дегазирования. Различают контактное разгазирование, когда выделившийся газ неподвижен и находится в контакте с нефтью, встречается в начальные периоды снижения давления от давления насыщения. И дифференциальное разгазирование, когда выделившийся из нефти газ непрерывно отводится из системы и быстро движется к забою скважины.

Коэффициент разгазирования определяется как количество газа, выделившегося из единицы объема нефти при снижении давления на единицу.

При движении газа по пласту наблюдается дроссельный эффект – уменьшение давления газового потока при его движении через сужения в каналах.

Интенсивность изменения температуры при изменении давления характеризуется *коэффициентом Джоуля – Томсона*:

$$\Delta T = \alpha \cdot \Delta p,$$

где α – коэффициент Джоуля – Томсона.

Понижение температуры при движении газа в пласте даже при больших перепадах давления сравнительно невелико, поскольку соблюдаются изотермические условия. Ближе к забою, особенно в забойных штуцерах, дросселирование газа может привести к значительному снижению температуры, что имеет большое значение при эксплуатации нефтяных месторождений с высоким содержанием парафина.

Давление, при котором весь газ растворяется в жидкости, т.е. переходит в жидкое состояние, называется давлением насыщения. Если пластовое давление меньше давления насыщения, то часть газа находится в свободном состоянии, залежь имеет газовую шапку. Если пластовое давление больше давления насыщения, то говорят, что нефть недонасыщена

газом. Давление насыщения может соответствовать пластовому, при этом нефть будет полностью насыщена газом.

Давлением насыщения пластовой нефти называют максимальное давление, при котором газ начинает выделяться из нефти при ее изотермическом расширении в условиях термодинамического равновесия.

Давление насыщения зависит от соотношения объемов нефти и растворенного газа, их состава и пластовой температуры. С увеличением молекулярной массы нефти (плотности) этот параметр увеличивается. Чем больше в составе газа компонентов, плохо растворимых в нефти, тем больше давление насыщения. Особенно высоким давлением насыщения характеризуются нефти, в которых растворено значительное количество азота. С понижением температуры давление насыщения может значительно увеличиться.

9. СОСТАВ И ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА НЕФТЕЙ

Нефть представляет собой сложную смесь органических соединений, преимущественно углеводородов, их производных и гетероатомных соединений. Свойства нефтей различных месторождений и даже различных пластов одного месторождения отличаются большим разнообразием.

По консистенции нефти различаются от легко подвижных до высоковязких (почти не текучих) или застывающих при нормальных условиях. Цвет нефтей меняется от зеленовато-бурого до черного.

В нефти содержатся следующие классы углеводородов. *Парафиновые углеводороды* (алканы) – насыщенные (предельные) углеводороды с общей формулой C_nH_{2n+2} . Их содержание составляет 30-70%. Различают алканы нормального строения (н-алканы – пентан и его гомологи), изостроения (изоалканы – изопентан и др.) и изопреноидного строения (изопрены – пристан, фитан и др.). В нефти присутствуют газообразные алканы от C_1 до C_4 (в виде растворенного газа), жидкие алканы $C_5 - C_{16}$ составляют основную массу жидких фракций нефти, твердые алканы $C_{17} - C_{53}$, входящие в тяжелые нефтяные фракции – парафины.

Нафтеновые углеводороды (циклоалканы) – насыщенные глициклические углеводороды. К ним относятся моноциклические с общей формулой C_nH_{2n} , бициклические - C_nH_{2n-2} , трициклические - C_nH_{2n-4} , тетрациклические - C_nH_{2n-6} . Содержание их в нефти колеблется в интервале 25-75% и растет по мере увеличения молекулярной массы нефти.

Ароматические углеводороды (арены) – соединения, в молекулах которых присутствуют циклические π -сопряженные системы. Содержание их в нефти изменяется от 10 до 50 %. К ним относятся представители моноциклических: бензол и его

гомологи (толуол, о-, м-, п- ксилол и др.), бициклические: нафталин и его гомологи, тетрациклические: пирен, его гомологи и др.

Гибридные углеводороды (церезины) – углеводороды смешанного строения: парафино-нафтенowego, парафино-ароматического, нафтенo-ароматического. В основном, это твердые алканы с примесью длинноцепочечных углеводородов, содержащих циклановое или ароматическое ядро. Они являются основной составной частью парафиновых отложений в процессах добычи нефтей.

Гетероатомные соединения – углеводороды, в состав молекул которых входят кислород, сера, азот, металлы.

1. кислородсодержащие – фенолы, нафтенoвые кислоты, жирные кислоты – от 0,1 до 1 %;
2. серосодержащие – меркаптаны, сульфиды, тиофены – от 0,1 до 1 – 6 %;
3. азотсодержащие – амины, пиридин, хиолин, пирролы и их производные – от 0,02 до 0,4 – 1 %;
4. порфирины – имеют структуру, в основе которой расположены четыре пиррольных кольца, координационно соединенные с атомами ванадия, никеля, – меньше 1 %;
5. смолы и асфальтены – высокомолекулярные соединения, содержащие два и более гетероатома – от 1 до 35 %.

Подавляющая часть гетероатомных соединений содержится в наиболее высокомолекулярных фракциях нефти, выкипающих выше 300 °С. В нефтях Западной Сибири на них приходится до 15 %.

В малых количествах содержатся минеральные вещества и вода.

Фракционный состав нефти отражает содержание соединений, выкипающих в определенных интервалах температур. Нефти выкипают в очень широком интервале температур – 28 – 540 °С.

Различают следующие основные фракции нефти:

28 – 180 °С – широкая бензиновая фракция;

- 140 – 200 °С – уайт-спирит;
- 180 – 320 °С – широкая керосиновая фракция;
- 150 – 240 °С – осветительный керосин;
- 180 – 280 °С – реактивное топливо;
- 140 – 340 °С – дизельное топливо (летнее);
- 180 – 360 °С – дизельное топливо (зимнее);
- 350 – 500 °С – широкая масляная фракция;
- 380 – 540 °С – вакуумный газойль.

Фракционирование осуществляется на установках АВТ – атмосферно-вакуумная трубчатка.

9.1. Физико-химические свойства нефти

Плотность характеризует количество покоящейся массы, выраженной в единице объема:

$$\rho = \frac{m}{V}, \left[\frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \right].$$

Относительная плотность – это отношение абсолютной плотности нефти ρ_n к плотности воды ρ_v при 4 °С:

$$\rho_o = \frac{\rho_n}{\rho_v}.$$

Плотность ρ_n и удельный вес γ_n не всегда совпадают. Под удельным весом понимается отношение веса нефти к весу воды того же объема. Обычно плотность сепарированных нефтей колеблется в пределах $820 - 950 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$. Нефти условно различают по величине плотности:

легкие $(820 - 860 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3})$,

средние $(860 - 900 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3})$,

тяжелые $(900-950 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3})$.

Чем меньше плотность нефти, тем выше выход светлых фракций. С возрастанием температуры плотность сепарированных нефтей уменьшается, а с увеличением давления возрастает.

Плотность пластовой нефти зависит от состава нефти, давления, температур, количества растворенного газа. Здесь, с увеличением пластового давления, плотность нефти уменьшается до давления насыщения за счет увеличения количества растворенного газа. Не все газы, растворяясь в нефти, одинаково влияют на ее плотность. С повышением давления плотность нефти значительно уменьшается при насыщения ее углеводородными газами, а при насыщения азотом или CO_2 несколько возрастает. С повышением температуры в области давлений меньше давления насыщения, плотность пластовых нефтей будет возрастать.

В залежи величина плотности возрастает от купола к крыльям и к подошве.

Вязкость - важнейшее технологическое свойство нефтяной системы. Величина вязкости учитывается при оценке скорости фильтрации в пласте, при выборе типа вытесняющего агента, при расчете мощности насоса добычи нефти и др.

Нефть – неидеальная система. С точки зрения физики углеводороды и гетеросоединения взаимодействуют друг с другом. С точки зрения математики все наблюдения макрохарактеристики нефтяных систем нельзя рассчитывать

по принципу аддитивности. Параметр вязкость наиболее тесно коррелирует со степенью этих взаимодействий.

Динамическая вязкость μ находится из уравнения Ньютона:

$$\frac{F}{A} = \mu \frac{dw}{dy},$$

где A – площадь перемещающихся слоев жидкости;

F – сила, требующаяся для поддержания разницы скоростей движения между слоями на величину dw ;

dy – расстояние между движущимися слоями жидкости;

μ – коэффициент динамической вязкости, $[\text{Па} \cdot \text{с}]$,

$$\left[\text{Пуаз} = \frac{\text{кг}}{\text{м} \cdot \text{с}} \right].$$

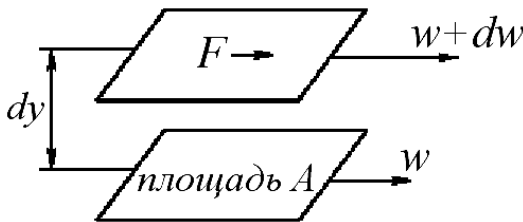


Рис. 9.1

С возрастанием температуры вязкость сепарированных нефтей уменьшается, а с возрастанием давления увеличивается. С ростом молекулярного веса фракций, плотности, температурного интервала выкипания величина вязкости возрастает.

Величина, обратная вязкости *текучесть*

$$\varphi = \frac{1}{\mu}.$$

В расчетах часто используют *кинематическую вязкость* – свойство жидкости оказывать сопротивление перемещению одной части жидкости относительно другой с учетом силы тяжести

$$\nu = \frac{\mu}{\rho}, \quad \left[\frac{m^2}{c} \right].$$

Вязкость пластовой нефти всегда значительно отличается от вязкости сепарированной нефти из-за большого количества растворенного газа, повышенного давления и температуры и может быть в десятки раз меньше. В условиях различных месторождений вязкость изменяется от сотен МПа·с до десятых долей МПа·с.

С увеличением молекулярной массы компонента (от C_4H_{10} до C_4H_{10}) вязкость нефтей будет уменьшаться, а с ростом молекулярной массы жидкого компонента (от C_5H_{12} к высшим) вязкость нефтей будет возрастать. Вязкость смесей аренов больше вязкости смесей алканов. Чем больше в нефти содержится смол и асфальтенов (больше полярных компонентов) тем выше вязкость.

Вязкость влияет на реологические свойства нефтей. *Реология* – наука, изучающая механическое поведение твердожидкостных тел, структурно-механические свойства нефтей.

Координату скорости dw можно представить как $\frac{dx}{dt}$, где x – длина пути в направлении движения, а t – время. Величина $\frac{dx}{dy}$ характеризует сдвиг слоев, γ – деформацию.

Соотношение F/A - это величина касательного напряжения τ , развиваемого в движущихся слоях жидкости. Тогда для ньютоновских жидкостей можно записать:

$$\frac{d\gamma}{dt} = \frac{\tau}{\mu},$$

т.е. скорость сдвига пропорциональна касательному напряжению и обратнопропорциональна вязкости жидкости.

Жидкости, для которых не выполняются эти условия, называются аномальными или неньютоновскими. Это нефти со значительным содержанием смоло-асфальтеновых компонентов; технологические жидкости на основе полимерных растворов, гелей.

В соответствии с этим выделяются разные типы связей:

$$\tau = T\left(\frac{d\gamma}{dt}\right), \quad \frac{d\gamma}{dt} = \Gamma(\tau),$$

где T и Γ – некоторые функции. Они взаимнообратимы и в общем случае нелинейные.

В зависимости от вида функции различают:

Вязкопластическая жидкость, которая соответствует модели *Бингама-Шведова*

$$\tau = \tau_0 + \mu^* \left(\frac{d\gamma}{dt}\right),$$

где τ_0 – динамическое предельное напряжение сдвига;

μ^* – кажущаяся вязкость пластических жидкостей, равная угловому коэффициенту линейной части зависимости $d\gamma/dt = f(\tau)$.

Движение вязкопластических нефтей аппроксимируется степенным законом зависимости касательного напряжения от модуля скорости деформации:

$$\tau = k \left(\frac{d\gamma}{dt} \right)^n,$$

где k – мера консистенции жидкости, с увеличением вязкости возрастает;

n – показатель функции.

При $n=1$ справедливо течение ньютоновских жидкостей.

При $n<1$ эта зависимость соответствует жидкостям, в которых структуры разрушаются.

При $n>1$ эта зависимость соответствует жидкостям (например, суспензиям), в которых сопротивление движению возрастает по мере движения, они с уплотняющейся структурой.

Нефть, как и все жидкости, обладает упругостью, т.е. способностью изменять свой объем под действием внешнего давления. Уменьшение объема характеризуется коэффициентом сжимаемости β :

$$\beta = -\frac{1}{V} \frac{dV}{dp},$$

который зависит от давления, температуры, состава нефти и газового фактора. С увеличением плотности β уменьшается, а с увеличением количества растворенного углеводородного газа коэффициент сжимаемости возрастает. Рост пластовой

температуры вызывает увеличение коэффициента сжимаемости.

С количеством растворенного газа в нефти также связан объемный коэффициент b , характеризующий соотношение объемов нефти в пластовых условиях V_{nl} и после отделения газа на поверхности при дегазации $V_{дег}$.

$$b = \frac{V_{nl}}{V_{дег}}$$

Используя объемный коэффициент, можно определить усадку нефти U , т.е. уменьшение объема пластовой нефти при извлечении ее на поверхность:

$$U = \frac{b-1}{b} \cdot 100\% .$$

Усадка некоторых нефтей достигает 45 – 50 %.

Изменение зависимостей, состава нефти от времени называется старением нефти. Когда нарушается естественное пластовое состояние, из нефти улетучиваются легкие компоненты и вследствие наличия тяжелых компонентов, которые могут выпадать, изменяется ее химический состав. Таким образом, свойства нефти в процессе разработки меняются.

Явление разрушения структуры при течении и восстановления в состоянии покоя называется *тиксотропией*.

Теплота сгорания характеризует количество тепла, выделившегося при сгорании 1 кг жидкости. Различают высшую Q_v и низшую Q_n теплоту сгорания. Высшая теплота сгорания – это количество тепла, выделившегося при сгорании 1кг жидкости при наличии в ней влаги. Низшая теплота сгорания – это количество тепла, выделившегося при сгорании

1 кг жидкости за вычетом тепла, направленного на испарение воды и влаги. С увеличением молекулярной массы газообразного углеводорода, влажности, молекулярной массы фракций теплота сгорания растет.

Нефть – диэлектрик. *Диэлектрическая проницаемость* ϵ показывает, во сколько раз взаимодействие между электрическими зарядами в данном веществе меньше, чем в вакууме, при прочих равных условиях. Считается, что если у вещества $\epsilon < 2,5$, то это диэлектрик. Для воздуха ϵ лежит в диапазоне 1 – 1,0006; для нефти $\rightarrow 1,86 - 2,38$; для нефтяного газа $\rightarrow 1,001 - 1,015$; для смол и асфальтенов $\rightarrow 2,7 - 2,8$; для воды $\rightarrow 80 - 80,1$. С увеличением минерализации ϵ будет падать. Например, для растворов NaCl в воде при концентрации NaCl равной 5,6 % диэлектрическая проницаемость воды равна 69,1, а при концентрации NaCl равной 10,7 % ϵ уменьшится до 59.

Каждая залежь имеет свой комплекс причин изменения свойств нефти. В основном, это зависимость от глубины залегания пласта.

В залежах, не имеющих выхода на поверхность и окруженных краевыми водами, плотность нефти и количество смол увеличиваются с глубиной залегания. Плотность нефти увеличивается от свода к крыльям залежи. В сводной части залежи всегда больше газа. Ближе к зонам водонефтяного контакта происходят окислительные процессы, что увеличивает плотность нефти в приконтурных зонах.

Вязкость нефти увеличивается от купола свода к крыльям. Давление насыщения нефти газом и количество растворенного газа в единице объема нефти уменьшается по направлению к водонефтяному контакту, а следовательно, и объемный коэффициент нефти уменьшается к крыльям складки.

10. СОСТАВ И ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ПЛАСТОВОЙ ВОДЫ

По мере эксплуатации нефтяных месторождений скважины постепенно обводняются, при этом содержание пластовой воды может достичь 95 – 98 %, что, разумеется, оказывает влияние на процесс добычи нефти и газа.

Различают следующие виды пластовых вод:

- подошвенные (вода, заполняющая поры коллектора под залежью);
- краевые (вода, заполняющая поры вокруг залежи);
- промежуточные (между пропластками);
- остаточные (оставшаяся со времен образования залежи вода).

Все они составляют единую гидродинамическую систему, и определяют основной объем добычи. На 100 тонн добываемой жидкости приходится лишь 15 тонн нефти.

Разработчику необходимо знать о количестве пластовой воды, ее физических свойствах, т.к. на месторождении много воды внутриконтурной, контурной, закачиваемой, остаточной, в виде недоформированной залежи.

10.1. Физико-химические свойства пластовых вод

Минерализация воды характеризует содержание в ней растворенных солей в $\frac{г}{л}$. По степени минерализации пластовые воды делятся на четыре типа:

- рассолы ($> 50 \frac{г}{л}$);
- соленые (от 10 до 50 $\frac{г}{л}$);
- солоноватые (от 1 до 10 $\frac{г}{л}$);

- пресные ($\leq 1 \text{ г/л}$).

С глубиной залегания пластов растет минерализация. В пластовой воде содержатся ионы растворенных солей:

- анионы: OH^- , Cl^- , SO_4^{2-} , CO_3^{2-} , HCO_3^- ;

- катионы: H^+ , K^+ , Na^+ , NH_4^+ , Mg^{2+} , Ca^{2+} , Fe^{3+} ;

- ионы микроэлементов: J^- , Br^- ;

- коллоидные частицы: SiO_2 , Fe_2O_3 , Al_2O_3 ;

- нефтяные кислоты и их соли.

До 80 – 90 % от общего содержания солей в воде содержатся хлористые соли. В количественном отношении катионы солей пластовых вод располагаются в ряд: Na^+ , Ca^{2+} , Mg^{2+} , K^+ , Fe^{3+} .

Решающее влияние на растворимость солей и их концентрацию оказывают температура и парциальное давление CO_2 . Максимальная растворимость CaCO_3 в воде наблюдается при 0 °С, а гипса при 40 °С и с возрастанием температуры она падает. С увеличением парциального давления CO_2 растворимость CaCO_3 возрастает. Уменьшение пластового давления усиливает процесс выпадения солей CaCO_3 и др.

По типу растворенных в воде солей различают хлоркальциевые (хлоркальциево-магниевые) и гидрокарбонатные (гидрокарбонатно-натриевые, щелочные) пластовые воды. Тип пластовой воды определяется анионом. Гидрокарбонатный тип воды определяется солями угольной кислоты. Соли всех остальных кислот относятся к хлоркальциевому типу. В основном, это соли соляной кислоты – хлориды.

Соли пластовой воды определяют ее жесткость. *Жесткостью* называется суммарное содержание растворенных солей двухвалентных катионов: кальция, магния и железа. Различают временную (карбонатную) и постоянную (некарбонатную) жесткости. J_k обусловлена содержанием в воде карбонатов или гидрокарбонатов кальция, магния и

железа. $J_{нк}$ обусловлена наличием в воде сульфатов или хлоридов (или солей других кислот) тех же металлов.

Общая жесткость воды определяется как сумма:

$$J_0 = J_{к} + J_{нк}$$

Жесткость воды оценивается содержанием в ней солей в миллиграмм-эквивалентах на литр, $мг - экв / л$. J_0 находят как сумму жесткостей всех i -ых ионов:

$$J_0 = \sum g_{v,i},$$

где $g_{v,i} = \frac{m_{v,i}}{\mathcal{E}_i}$ - жесткость иона;

$m_{v,i}$ - концентрация i -го иона в воде ($мг / л$);

$\mathcal{E}_i = \frac{M_i}{n}$ - эквивалент i -го иона;

M_i - молекулярная масса иона;

n - валентность иона.

Природные воды по содержанию двухвалентных катионов Са, Mg, Fe разделяются еще и так:

- очень мягкая вода - до $1,5 мг - экв / л$;

- мягкая вода - $1,5 - 3,0 мг - экв / л$;

- умеренно-жесткая вода - $3,0 - 6,0 мг - экв / л$;

- жесткая вода - более $6,0 мг - экв / л$.

J_k можно устранить кипячением или добавлением гидроксида кальция $\text{Ca}(\text{OH})_2$, при этом в осадок выпадает карбонат кальция CaCO_3 .

$J_{нк}$ устраняют только химическим способом с помощью добавления соды или щелочи.

Содержание водородных ионов в воде определяется показателем концентрации водородных ионов (pH), который равен отрицательному логарифму концентрации ионов водорода:

$$pH = -\lg C_{H^+},$$

где C_{H^+} - концентрация ионов водорода.

Показатель pH характеризует активную часть ионов водорода, которая образовалась в результате диссоциации молекул воды.

В зависимости от pH воды подразделяются на:

- нейтральные ($pH = 7$);
- щелочные ($pH > 7$);
- кислые ($pH < 7$).

С возрастанием температуры pH уменьшается и это обстоятельство необходимо учитывать при закачке воды в пласт.

Плотность пластовой воды в среднем изменяется в диапазоне 1010 – 1210 $\frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$. При значительной минерализации может достигать значений 1450 $\frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$.

Коэффициент сжимаемости воды характеризует изменение единицы объема воды при изменении давления на единицу:

$$\beta_g = \frac{\Delta V}{\Delta p V}.$$

Для пластовых условий β_g изменяется от $3,7 \cdot 10^{-10}$ до $5 \cdot 10^{-10}$ Па⁻¹. При наличии растворенного газа он увеличивается и приближенно оценивается по формуле:

$$\beta_{гз} = \beta_g (1 + 0,05S),$$

где S – количество газа, растворенного в воде, $\frac{M^3}{M^3}$.

Объемный коэффициент пластовой воды характеризует отношение удельного объема воды в пластовых условиях к удельному объему воды на поверхности:

$$b = \frac{V_{пл}}{V_{нов}}.$$

Увеличение пластового давления способствует уменьшению b , а рост температуры – увеличению. Объемный коэффициент изменяется в пределах 0,99 – 1,06.

Коэффициент теплового расширения характеризует изменение единицы объема воды при изменении ее температуры на 1 °С:

$$E = \frac{\Delta V}{V \cdot \Delta t}.$$

С увеличением температуры E возрастает, с ростом пластового давления – уменьшается. Его величина небольшая

и при постоянных давлениях исчисляется в пределах $(18 - 90) \cdot 10^{-5} \text{ 1/}^\circ\text{C}$.

Вязкость воды в пластовых условиях зависит, в основном, от температуры и минерализации. С ростом последней вязкость увеличивается. Наибольшему влиянию подвержены хлоркальциевые воды, которые изменяют вязкость в 1,5 – 2 раза по сравнению с чистой водой. С увеличением температуры вязкость, разумеется, уменьшается. От давления вязкость зависит двояко: в области низких температур (0 – 40 °С) с ростом давления вязкость уменьшается, а в области высоких температур (выше 40 °С) возрастает.

Соли пластовых вод являются электролитами, т.е. химическими соединениями, которые при взаимодействии с растворителем полностью или частично диссоциируют на ионы. Таким образом, пластовая вода проявляет электрические свойства. Удельная электропроводность изменяется в диапазонах: у речной воды ($10^{-1} - 10^{-2}$), пластовой воды ($10^{-1} - 1$), морской воды (3 – 4), воды с двадцатипроцентным содержанием NaCl равна 20, нефтей ($0,5 \cdot 10^{-7} - 0,5 \cdot 10^{-6}$), газоконденсатов ($10^{-10} - 10^{-16}$), $[\text{Ом} \cdot \text{м}]^{-1}$.

Коэффициент растворимости нефти в воде зависит от наличия в воде полярных составляющих. За счет растворения воды в нефти происходят изменения в зоне водонефтяного контакта. Четкой границы вода – нефть не существует («зеркало» не образуется). За счет растворения воды в нефти и диспергирования их друг в друга образуется так называемая «переходная зона», высота которой зависит от величины полярности нефти.

11. ФАЗОВЫЕ СОСТОЯНИЯ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СИСТЕМ

В процессе разработки месторождений в пластах непрерывно изменяются температура и давление, что приводит к изменению состава газовой и жидкой фаз и переходом различных углеводородов из одной фазы в другую.

Особенно такие превращения проявляются при движении нефти по стволу скважины от забоя к устью и дальнейшем движении нефти и газа к потребителю.

Интенсивность выделения газовой фазы из нефти зависит от многих факторов:

- темп снижения давления и температуры при движении потока;
- наличие в составе нефти легких углеводородов ($C_2 - C_6$);
- молекулярная масса нефти
- вязкость нефти.

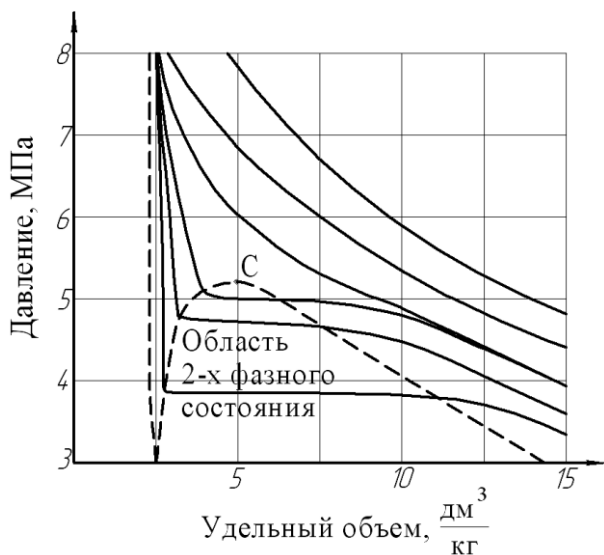


Рис. 11.1

На рис. 11.1 представлена диаграмма фазового состояния для чистого этана.

Каждая из кривых соответствует фазовым изменениям при постоянной температуре и имеет 3 участка. Слева от пунктирной линии отрезок соответствует газовой фазе, горизонтальный участок – двухфазной газожидкостной области, правый участок – жидкой фазе. Отрезок пунктирной линии вправо от максимума в точке С называется кривой точек конденсации (или точек росы), а влево от максимума – кривой точек парообразования (кипения). В точке С пунктирной линии кривые парообразования и конденсации сливаются. Эта точка называется критической. С приближением к критической точке по кривой начала кипения плотность жидкой фазы будет непрерывно убывать. Если же к ней приближаться по линии точек конденсации, то плотность пара будет непрерывно возрастать.

Обе фазы (жидкость и пар) при данной температуре присутствуют в системе только в том случае, если давление равно упругости насыщенного пара над жидкостью. Давление при котором газ начинает конденсироваться называется давлением насыщения для газа.

Фазовые превращения углеводородов можно также представить в p - t – координатах (рис. 11.2).

Для однокомпонентной системы кривая давления насыщенного пара на таком графике является одновременно кривой точек начала кипения и линией точек росы. При всех других давлениях и температурах вещество находится в однофазном состоянии. Для такой системы критическая точка С определяется наивысшими значениями давления и температуры, при которых ещё могут существовать две фазы одновременно.

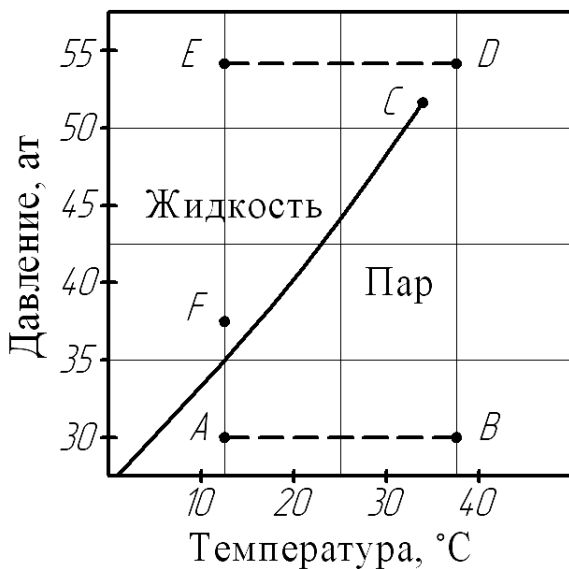


Рис.11.2

Из рисунка следует, что путем соответствующих изменений давления и температуры углеводороды можно перевести из парообразного состояния в жидкое, минуя двухфазную область. Газ (т. А) можно изобарически нагреть до температуры т. В, а затем, повысив давление в системе при постоянной температуре, перевести вещество в область т. Д, расположенную выше критической точки С, и далее в область т. Е. Свойства системы при этом изменяются непрерывно, и разделения углеводорода на фазы не произойдет. При дальнейшем охлаждении системы (от т. Д до т. Е), а затем при снижении давления до т. F вещество приобретет свойства жидкости, минуя область двухфазного состояния.

В смеси же углеводородов каждый компонент имеет собственные значения упругости насыщенных паров, поэтому процессы конденсации и испарения не будут проходить при конкретных значениях, а в определенном диапазоне значений давления и температуры. Т.е. в силу неидеальности

многокомпонентных систем возможно существование двух фаз при t и p выше критических величин.

Явления существования двух фаз при изотермическом или изобарическом расширении (сжатии) смеси в области выше критических температур и давлений называются ретроградными явлениями или процессами обратного испарения и конденсации.

Изотермические ретроградные явления происходят только при температурах выше критической и ниже максимальной двухфазной температуры.

Изобарические процессы испарения и конденсации наблюдаются между критическим и максимальным двухфазным давлением.

Такие явления характерны для газоконденсатных месторождений, имеющих высокие пластовые температуры и давления.

Степень насыщения газоконденсатной залежи высококипящими углеводородами (конденсатом) определяется величиной газоконденсатного фактора. По аналогии с газовым фактором Γ^0 для нефтяных месторождений понятие *газоконденсатный фактор* K^0 применяется для конденсатных залежей и представляет собой отношение количества (дебита) газа в м^3 к количеству стабильного конденсата в м^3 . Величина, обратная газоконденсатному фактору, называется выход конденсата.

Нефть и конденсат, полученные непосредственно на промысле при данных температурах и давлениях, называются сырыми.

Нефть и конденсат, прошедшие процессы дегазации (сепарации), стабилизации при стандартных условиях, называются стабильными.

11.1. Фазовые переходы в нефти, газе и воде

Равновесие фаз характеризуется константой равновесия, которая зависит от температуры и давления.

Константа равновесия i -го компонента характеризуется отношением молярной доли компонента в газовой фазе v_{yi} к молярной доле этого компонента в жидкой фазе v_{xi} , находящейся в равновесном состоянии с газовой фазой:

$$k_{p_i} = \frac{v_{yi}}{v_{xi}}.$$

Для определения равновесного состояния газожидкостных смесей используются законы Дальтона:

$$p = \sum_{i=1}^n p_i$$

и Рауля:

$$p_i = v_{xi} \cdot Q_i \quad \text{или} \quad p_i = v_{xi} P_{i \text{ нас. пара}}$$

где: Q_i – упругость паров компонента;

v_{xi} – молярная доля компонента;

$P_{i \text{ нас. пара}}$ – давление насыщенного пара i -го компонента.

В момент равновесия давление i -го компонента в газовой фазе равно парциальному давлению компонента над жидкостью. И это описывается *законом Дальтона-Рауля* для равновесного состояния газовой и нефтяной фазы:

$$v_{yi} \cdot p = v_{xi} \cdot Q_i,$$

$$\frac{Q_i}{P} = \frac{v_{yi}}{v_{xi}} = \text{const} = k_{pi}.$$

Оценить состав газовой v_{yi} и жидкой v_{xi} фаз можно на основе уравнения материального баланса, записанного для одного моля нефтегазовой смеси v_{zi} :

$$v_{zi} = v_{xi} \cdot L + v_{yi} \cdot V = v_{xi} \cdot L + k_{pi} \cdot v_{xi} \cdot V,$$

где L – молярная доля жидкой фазы;

V – молярная доля паровой фазы;

v_{zi} – молярные доли компонентов в нефтегазовой смеси.

По условию сумма молярной доли жидкой и паровой фаз равна единице. Отсюда:

$$V = 1 - L.$$

Отсюда получим выражение для молярной доли компонента жидкой фазы:

$$v_{xi} = \frac{v_{zi}}{L + (1 - L) \cdot k_{pi}}$$

или

$$v_{xi} = \frac{v_{zi}}{1 + V(k_{pi} - 1)},$$

и для молярной доли компонента газовой фазы:

$$v_{yi} = \frac{v_{zi} k_{pi}}{1 + V(k_{pi} - 1)}.$$

11.2. Поверхностно-молекулярные свойства системы пласт-вода-нефть-газ

Нефтяной пласт представляет собой залежь осадочных пород в виде тела с огромным скоплением капиллярных каналов и трещин, поверхность которых очень велика. Поэтому закономерности движения нефти в пласте и её вытеснения из пористой среды зависят также и от свойств пограничных слоёв соприкасающихся фаз и процессов, происходящих на поверхности контакта нефти, газа и воды с породой.

На формирование залежей углеводородов оказывает влияние количество остаточной воды в залежи (остаточная водонасыщенность S_o) и природа поверхности горной породы. *Гидрофильность* – способность вещества смачиваться водой и *гидрофобность* – способность вещества не смачиваться водой.

Физико-химические свойства поверхностей раздела фаз и закономерности их взаимодействия характеризуются рядом показателей.

Поверхностное натяжение σ – избыток свободной энергии, сосредоточенной на 1 см^2 площади поверхностного слоя на границе раздела двух фаз:

$$E = \sigma \cdot S ,$$

где σ – поверхностное натяжение;

S – суммарная поверхность двух фаз.

Сила поверхностного натяжения – это сила, действующая на единицу длины периметра взаимодействия двух фаз (линию смачивания):

$$F = \sigma \cdot l ,$$

где l – линия смачивания.

Работа поверхностного натяжения – это работа образования 1 см^2 новой поверхности в новых условиях:

$$A = \sigma \cdot S .$$

Если σ на границе раздела между двумя жидкостями, газом и жидкостью можно измерить, то σ на границе раздела порода-жидкость и порода-газ измерить можно только косвенно через изучение поверхностных явлений.

Смачиванием называется совокупность явлений на границе соприкосновения трех фаз, одна из которых обычно является твёрдым телом, а две другие – несмешиваемые жидкости или жидкость и газ.

Интенсивность смачивания характеризуется величиной *краевого угла смачивания* θ , образованного поверхностью твёрдого тела с касательной, проведенной к поверхности жидкости из точки её соприкосновения с поверхностью.

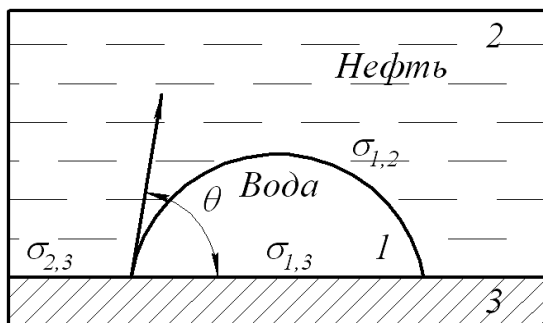


Рис. 11.3

Краевой угол θ измеряется в сторону более полярной фазы (в данном случае в сторону воды). Принято условно обозначать цифрой 1 водную фазу, 2 – углеводородную жидкость или газ, 3 – твёрдое тело.

Предполагая, что θ отвечает термодинамическому равновесию, получим *уравнение, выведенное Юнгом*:

$$\sigma_{2,3} = \sigma_{3,1} + \sigma_{1,2} \cdot \cos \theta,$$

откуда

$$\cos \theta = \frac{\sigma_{2,3} - \sigma_{3,1}}{\sigma_{1,2}}.$$

Если $\sigma_{2,3} > \sigma_{1,3}$, то $0 < \cos \theta < 1$, из чего следует, что угол θ – острый (наступающий), а поверхность – гидрофильная.

Если $\sigma_{2,3} < \sigma_{1,3}$, то $-1 < \cos \theta < 0$, из чего следует, что угол θ – тупой (отступающий), а поверхность – гидрофобная.

Существуют такие переходные поверхности (т.н. амфотерные), которые хорошо смачиваются как полярными, так и неполярными системами.

К гидрофильным поверхностям относятся силикаты, карбонаты, окислы железа. К гидрофобным – парафины, жиры, воск, чистые металлы.

Адгезия – прилипание (сцепление поверхностей) разнородных тел. Работа адгезии оценивается *уравнением Дюпре*:

$$W_a = \sigma_{1,2} + \sigma_{2,3} + \sigma_{1,3}$$

или обобщая запишем *уравнение Дюпре - Юнга*:

$$W_a = \sigma_{1,2}(1 + \cos \theta).$$

Величину $\sigma_{1,2} \cdot \cos \theta$ принято называть *натяжением смачивания*.

Когезия – явление сцепления поверхностей разнородных тел, обусловленного межмолекулярным и химическим взаимодействием.

Работа когезии характеризует энергетические изменения поверхностей раздела при взаимодействии частиц одной фазы.

После подстановки в уравнение Юнга значения работ адгезии и когезии, получим:

$$\cos \theta = \frac{2W_a - W_k}{W_k}.$$

Отсюда следует, что смачиваемость жидкостью твердого тела тем лучше, чем меньше работа когезии.

Для характеристики смачивающих свойств жидкости используют также *относительную работу адгезии*:

$$z = \frac{W_a}{W_k}.$$

При смачивании твердого тела жидкостью наблюдается выделение тепла, т.к. разность полярностей на границе твердое тело-жидкость меньше, чем на границе с воздухом. Для пористых и порошкообразных тел теплота смачивания обычно изменяется от 1 до 125 кДж/кг и зависит от степени дисперсности тела о полярности жидкости. Большое количество теплоты выделяется при смачивании той жидкостью, которая лучше смачивает твёрдую поверхность.

Если через q_1 – обозначить удельную теплоту смачивания породы водой, а через q_2 – удельную теплоту смачивания породы нефтью, то для гидрофильных поверхностей будет выполняться условие: $q_1/q_2 > 1$, а для гидрофобных $q_2/q_1 > 1$.

В пластовых условиях наблюдаются неустойчивые процессы, происходящие на поверхности раздела фаз. За счет вытеснения нефти водой образуется передвигающийся трехфазный периметр смачивания. Угол смачивания

изменяется в зависимости от скорости и направления менисков жидкости в каналах и трещинах.

Кинетическим гистерезисом смачивания принято называть изменение угла смачивания при передвижении по твердой поверхности трехфазного периметра смачивания. Величина гистерезиса зависит от:

- направления движения периметра смачивания, т.е. от того, происходит ли вытеснение с поверхности воды нефтью или нефти водой;

- скорости перемещения трехфазной границы раздела фаз по твердой поверхности;

- шероховатости твердой поверхности;

- адсорбции на поверхности веществ.

Явление гистерезиса имеет молекулярную природу, на полированных поверхностях проявляется слабо.

12. ФИЗИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ, КОНДЕНСАТА И ГАЗА ИЗ ПОРИСТОЙ СРЕДЫ

12.1. Источники пластовой энергии

В зависимости от геологического строения района и залежи приток нефти, воды и газа к скважинам обуславливается:

1. напором краевых вод;
2. напором газа, сжатого в газовой шахте
3. энергией газа, растворенного в нефти и в воде и выделяющегося из них при снижении давления;
4. упругостью сжатых пород;
5. гравитационной энергией.

В зависимости от вида преимущественно проявляющейся энергии вводят понятия режимов работы залежи:

- водонапорный (активные краевые воды или искусственное заводнение пласта);
- режим газовой шапки, растворенного газа (возникает при условии, когда единственным источником является энергия сжатого газа, а пластовые воды не активны);
- упругий или упруговодонапорный;
- гравитационный;
- смешанный.

12.2. Силы, действующие в залежи

В отличие от движения жидкости в трубах характер течения в микронеоднородной пористой среде имеет свои особенности. Установлено, что в области водонефтяного контакта вместо раздельного фронтального движения фаз перемещается смесь воды и нефти. Жидкости в капиллярных каналах разбиваются на столбики и шарики, которые на время

закупоривают поры пласта вследствие проявления капиллярных сил.

Рассмотрим условия перемещения столбика нефти в цилиндрическом капилляре, заполненном и смоченном водой.

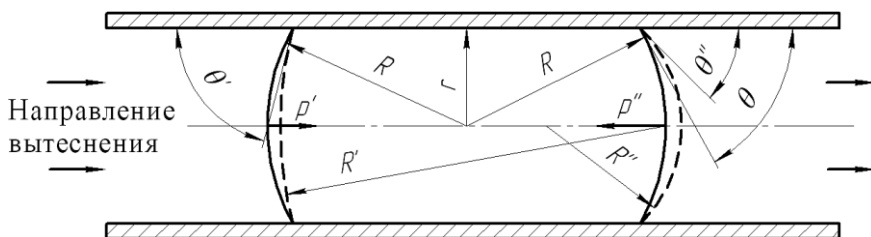


Рис. 12.1. Схема деформации капли нефти при ее сдвиге в капилляре.

Под действием капиллярных сил столбик нефти будет стремиться принять шарообразную форму, оказывая при этом давление p на пленку воды между стенками капилляра и столбиком нефти:

$$p = \frac{2\sigma}{R} - \frac{\sigma}{r},$$

где σ – поверхностное натяжение на границе нефть-вода;
 R – радиус сферической поверхности столбика нефти;
 r – радиус её цилиндрической поверхности.

С началом движения столбика нефти в капилляре возникает сила трения, обусловленная давлением нефти на стенки капилляра. Кроме того, прежде чем столбик нефти сдвинется с места, мениски на границах фаз деформируются и займут положение, изображенное пунктирными линиями.

Разность давлений, созданных менисками, будет создавать силу, противодействующую внешнему перепаду давлений – капиллярное давление:

$$p_c = \frac{2\sigma}{r} (\cos \theta'' - \cos \theta').$$

Описанное явление, сопровождающееся действием дополнительных сопротивлений при движении пузырьков газа и несмешивающихся жидкостей в капиллярных каналах известно, как *эффект Жамена*. Многочисленные эффекты Жамена возникают также при движении газонефтяных смесей в пористой среде. Дополнительное сопротивление и капиллярное давление для единичных столбиков могут быть невелики. Но в пористой среде столбики образуются в больших количествах, и на преодоление капиллярных сил затрачивается значительная часть пластовой энергии. Капиллярные силы способствуют уменьшению проницаемости фаз.

В пористой среде водонефтяная смесь движется в капиллярах переменного сечения, при этом происходит деформация капель. При переходе глобул и шариков нефти, воды или газа из широкой части канала в суженную вследствие неравенства радиусов кривизны менисков возникает дополнительное противодействие.

12.3. Причины нарушения закона Дарси

Поверхностные явления, происходящие на границах твёрдое тело – жидкость могут привести к химической фиксации адсорбционных слоёв поверхностно-активных компонентов нефти и, как следствие, к непрерывному замедлению фильтрации со временем до полной закупорки поровых каналов (возрастание толщины коллоидных плёнок). Эффект затухания фильтрации нефтей исчезает с увеличением перепадов давления и повышением температуры до 60–65 °С. Происходит срыв (размыв) образованных ранее адсорбционно-сольватных слоёв.

Вследствие образования в пласте смоло-парафиновых отложений иногда дебиты скважин уменьшаются, и тогда прогревают призабойную зону или применяют другие средства.

Аномальные свойства жидкостей, связанные с отклонением от закона трения Ньютона, также могут быть причиной нарушения закона Дарси.

12.4. Общая схема вытеснения из пласта нефти водой и газом

Наиболее распространены залежи, разрабатываемые на напорных режимах (могут поддерживаться искусственно путём нагнетания в залежь воды или газа). Нефть из таких залежей вытесняется внешними агентами – краевой или нагнетаемой водой, свободным газом газовой шапки или газом, нагнетаемым в пласт с поверхности.

Нефть и вытесняющий её агент движутся одновременно в пористой среде. Однако полного вытеснения нефти агентами никогда не происходит, т.к. ни газ, ни вода не действуют на нефть как «поршни». Вследствие неоднородности размеров пор в процессе замещения вытесняющая жидкость или газ с меньшей вязкостью неизбежно опережают нефть. При этом насыщение породы различными фазами, а следовательно, и эффективная проницаемость для нефти и вытесняющих агентов непрерывно изменяются.

С увеличением водонасыщенности, например до 50-60%, нефть уже не вытесняется из пор, а скорее увлекается струей воды. Таким образом, по длине пласта образуется несколько зон с различной водонефтенасыщенностью.



Рис. 12.2. Изменение нефтеводонасыщенности по длине пласта при вытеснении нефти водой.

Водонасыщенность пласта уменьшается от максимального значения S_{\max} , соответствующего конечной нефтеотдаче на начальной линии нагнетания воды, до значения насыщенности погребенной воды S_n . При этом в пласте можно отметить три зоны.

В первой из них, где водонасыщенность изменяется от S_{\max} до S_ϕ , на условном контуре вытеснения она плавно понижается по направлению к нефтенасыщенной части пласта. Этот участок характеризует зону водонефтяной смеси, в которой постепенно вымывается нефть.

Второй участок (зона II) с большим уклоном кривой представляет собой переходную зону от вымывания нефти (зона I) к зоне III движения чистой нефти. Её принято называть стабилизированной. Длина её в естественных условиях может достигать нескольких метров.

Аналогичное распределение газа и нефти в пласте образуется при вытеснении нефти газом. Разница количественная в связи с различной вязкостью воды и газа.

Кроме свободного газа газовой шапки, нефть из пласта может вытесняться также газом, выделяющимся из раствора, который может оказаться единственным источником энергии в залежи. Энергия растворенного в нефти газа проявляется в тех случаях, когда давление в залежи падает ниже давления насыщения нефти газом.

Свободный газ со снижением давления вначале выделяется у твёрдой поверхности, т.к. здесь для образования пузырька затрачивается меньше работы. После образования пузырька газонасыщенность структуры увеличивается.

Постепенно расширяясь, газонасыщенные участки соединяются друг с другом. Они вытесняют нефть из пласта в том объеме, который занимают в поровом пространстве. Такой эффективный процесс вытеснения продолжается до тех пор, пока газонасыщенные участки перемежаются с нефтью (т.е. до образования сплошных газонасыщенных участков). С этого момента эффективность вытеснения нефти газом понижается по мере увеличения газонасыщенности пор пласта, т.к. малая вязкость газа позволяет ему быстрее нефти перемещаться к скважинам, в зоны пониженного давления (к забоям), по газонасыщенным участкам.

12.5. Нефтеотдача пластов при различных условиях дренирования залежи

Коэффициентом нефтеотдачи пласта принято называть разность между начальной и остаточной (конечной) нефтенасыщенностью, отнесенной к начальной.

Даже если сетка расположения скважин плотная, а водные факторы значительные, нефтеотдача редко достигает 70-80%. Наибольшее значение нефтеотдачи отмечается в условиях вытеснения нефти водой, что объясняется большими запасами энергии краевых вод, большой эффективностью промывки пор водой и благоприятным физико-химическим взаимодействием воды с породой и нефтью. Поэтому следует

стремиться к сохранению естественного или воспроизведению искусственного режима вытеснения нефти. При заводнении залежей можно изменять режим (скорость) закачки воды в пласт, поверхностное натяжение её на границе с нефтью и смачивающие свойства (обработкой воды специальными веществами), вязкость и температуру.

Эффективность вытеснения нефти газом, выделяющимся из раствора, ниже, что объясняется ограниченным объемом газа, который имеется в пласте и небольшим соотношением вязкостей газа и нефти, что способствует быстрому прорыву газа в скважины вследствие его большей подвижности. Кроме того, газ не смачивает породу, что способствует увеличению количества остаточной нефти.

Значительно эффективнее проявляется энергия газа из газовой шапки. В процессе расширения газа нефть перемещается к забою, и первоначально происходит эффективное вытеснение нефти из пласта при сравнительно небольшой его газонасыщенности. Дальнейшее снижение эффективности расширения газовой шапки обусловлено несмачиваемостью твердой фазы газом и небольшой его вязкостью, что приводит к прорыву газа к скважинам через крупные каналы и более проницаемые зоны пласта.

При крутых углах падения пластов условия гравитационного отделения газа от нефти улучшаются, и эффективность вытеснения нефти газом повышается.

Известно, что вытеснение взаимно растворимых жидкостей характеризуется высокой нефтеотдачей, близкой к 95-100%.

Высокая вязкость нефти по сравнению с вязкостью воды способствует уменьшению нефтеотдачи. Значительнее проявляются различные местные неоднородности физических свойств пород, приводящие к возникновению небольших, но многочисленных участков, обойденных фронтом воды и плохо ею промываемых.

Нефть гидрофобизирует поверхность твердой фазы, и часть нефти, находящаяся в пленочном состоянии, может быть удалена из пласта лишь специальными методами воздействия.

Неоднородностью строения, свойств и состава пород объясняется появление зон, не промываемых водой и слабо дренируемых газом.

Можно отметить следующие пластовые формы существования остаточной нефти:

1. капиллярно удержанная нефть
2. нефть в пленочном состоянии, покрывающая поверхность твердой фазы;
3. нефть, оставшаяся в малопроницаемых участках, обойденных и плохо промытых водой;
4. нефть в линзах, отделенных от пласта непроницаемыми перемычками и не вскрытых скважинами;
5. нефть, задержавшаяся у местных непроницаемых экранов (сбросы и другие непроницаемые перемычки)

Количество пленочной нефти определяется радиусом действия молекулярных сил твердой и жидкой фаз, строением поверхности минерала и размером удельной поверхности пород. Объем остаточной нефти, находящейся в пленочном состоянии, в реальных условиях во много раз меньше, чем капиллярно удержанной. Значительные её количества могут оставаться в обойденных и плохо промытых водой участках, а так же в линзах, тупиках и местных непроницаемых экранах и перемычках.

Поровое пространство нефтесодержащих пород представляет собой огромное скопление капиллярных каналов. Если среда гидрофильная, в области водонефтяного контакта давление, развиваемое менисками, способствует возникновению процессов капиллярного пропитывания и перераспределения жидкостей. Это связано с неоднородностью пор по размерам. Капиллярное давление, развиваемое в каналах небольшого сечения, больше, чем в

крупных порах. В результате этого на водонефтяном контакте возникают процессы противоточной капиллярной пропитки – вода по мелким порам проникает в нефтяную часть пласта, по крупным порам нефть вытесняется в водоносную часть. Поэтому необходимо решить, какие воды следует выбирать для заводнения залежей: интенсивно впитывающиеся в нефтяную часть залежи под действием капиллярных сил или слабо проникающие в пласт.

В условиях зернистых неоднородных коллекторов процессы перераспределения нефти и воды под действием капиллярных сил могут способствовать преждевременным нарушениям оплошности нефти в нефтеподводящих системах капилляров в зоне совместного движения нефти и воды, помогая формированию водонефтяных смесей в поровом пространстве, что сопровождается значительным уменьшением нефтеотдачи. В трещиноватых коллекторах нефтеотдача блоков повышается при нагнетании в залежь воды, способной интенсивно впитываться в породу под влиянием капиллярных сил.

Во всех случаях, когда пласт гидрофобен и капиллярные силы противодействуют вытеснению нефти из пористой среды водой, нефтеотдача возрастает с увеличением скорости продвижения водонефтяного контакта (т.е. увеличивается с ростом градиентов давления).

Известны факты включения в работу с увеличением депрессии дополнительных пропластов, которые раньше (при меньших перепадах давлений) не участвовали в притоке нефти, т.е. дополнительные участки пласта, ранее мало отдававшие нефть.

Повышение градиентов давлений в пласте оказывает благоприятное влияние на нефтеотдачу залежей нефти.

13. ФИЗИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ РАЗЛИЧНЫМИ МЕТОДАМИ

Всю совокупность современных методов повышения нефтеотдачи пластов можно условно разбить на следующие группы: гидродинамические, физико-химические, тепловые, реотехнологические и их сочетания. В последнее время начаты работы по микробиологическому воздействию на нефтяные пласты.

Под гидродинамическими методами повышения нефтеотдачи понимают систему изменения режимов добывающих и нагнетательных скважин по специальной программе. Принцип этих методов основан на том, что в реальных неоднородных пластах при водяном воздействии образуются зоны с разной степенью промытости водой.

При создании переменного поля давления, поскольку в низко- и высокопроницаемых участках давление перераспределяется с разной скоростью, то между ними возникают различные по величине и знаку перепады давления. Под действием таких переменных перепадов давления происходит перераспределение потоков жидкостей в пласте, приводящее к увеличению вытеснения нефти из низкопроницаемых зон и, соответственно, к увеличению охвата пласта заводнением.

Периодичность изменения режимов закачки воды можно оценить по формуле $\omega \sim x/l$, где x – пьезопроводность пласта; l – расстояние между рядами скважин.

Расчет такого циклического режима воздействия на нефтяной пласт проводится на основе детерминированных моделей фильтрации. Однако, как уже неоднократно отмечалось, применение таких моделей не позволяет учитывать все множество факторов, определяющих процесс, а также изменения, происходящие в залежи. Для оперативного управления процессом разработки месторождения

целесообразно и полезно применение адаптационных моделей. В качестве примера рассмотрим применение «моделей роста» для регулирования режимов работы добывающих скважин. Уравнение простейшей кривой роста соответствует экспоненте:

$$q = ae^{bt} + C \quad (1)$$

Если $b > 0$, то зависимость (1) описывает неограниченный рост, при $b < 0$ значение C является асимптотой для q – рост q происходит с ограничением. Предположим, что q_v и q_n – дебиты воды и нефти. Если для данной скважины на текущий период q_v имеет рост с ограничением, а q_n – без ограничений, то в такой скважине целесообразно провести увеличение отборов жидкости, так как при этом следует ожидать, что увеличение добычи нефти будет больше, чем воды. Наоборот, если q_n имеет ограниченный рост, а q_v – неограниченный, то дебит такой скважины следует уменьшить.

Схема расчета коэффициентов модели (1) по фактическим данным может быть следующая. Вначале рассчитывается значение параметра C по формуле

$$C = \frac{q_1 q_3 - q_2^2}{q_1 + q_2 - 2q_3},$$

где q_1, q_2, q_3 – дебиты в моменты времени t_1, t_2, t_3 , причем t_1 и t_2 выбираются произвольно, а $t_3 = 0,5(t_1 + t_2)$.

Далее, полученные данные перестраиваются в координатах

$$y = A + bt,$$

где $y = \ln(q - C)$, $A = \ln a$, и по параметрам прямой линии находятся коэффициенты a и b .

В качестве примера рассмотрим данные о средних месячных отборах нефти скв. 56 месторождения Бештентяк за 7 мес. соответственно, 120; 123; 127; 132; 137; 143 и 149 м³/мес. Коэффициент C , вычисленный по первым трем точкам равен -123 . Перестроенные в полулогарифмических координатах данные приведены на рис. 13.1. Значения остальных коэффициентов получились следующие: $a = 38$ м³/мес, $b = 0,06$ мес⁻¹.

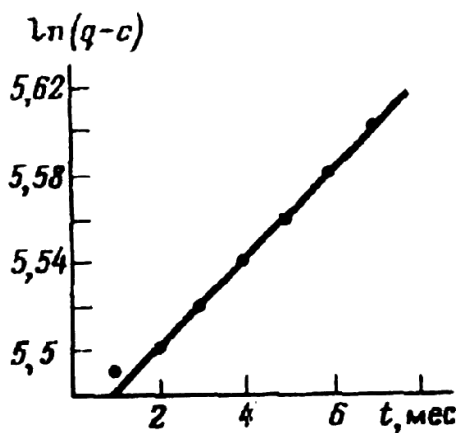


Рис. 13.1. График обработанных данных по скв. 56 месторождения Бештентяк

Таким образом, на данном отрезке времени зависимость дебита нефти от времени имеет вид $q_n = (238t^{0,06} - 123)$ и неограниченно растет во времени. Следовательно, в данный период целесообразно увеличение отборов по этой скважине подходящим технологическим приемом, например сменой насоса, проведением обработки призабойной зоны и т. п.

Как любая большая система, нефтяной пласт обладает внутренней структурой и в нем протекают самоорганизующиеся процессы. Поэтому и воздействие на

пласт необходимо организовать с учетом внутренних, собственных ритмов пласта. На рис. 13.2 приведены зависимости дебитов добываемой воды и нефти из скв. 15148 Самотлорского месторождения от времени. Как видно, эти изменения имеют периодический характер.

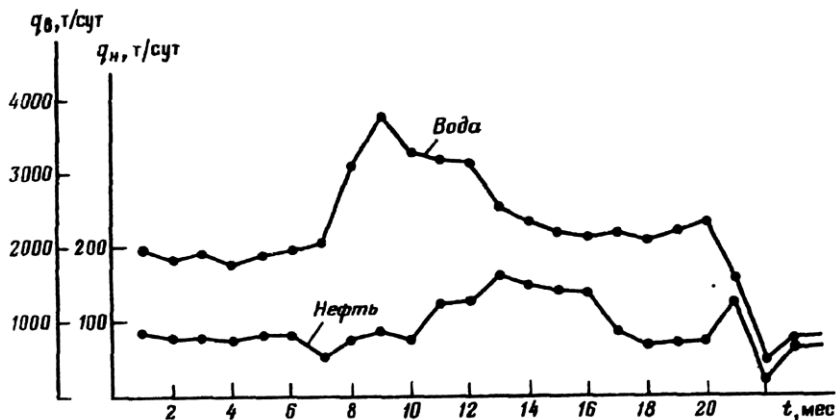


Рис. 13.2. Динамика дебитов воды и нефти скв. 15148 Самотлорского месторождения

На рис. 13.3 изображена, так называемая, фазовая диаграмма процесса, на осях которой отложены дебиты воды и нефти.

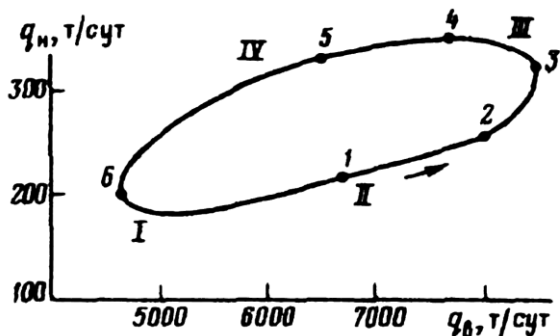


Рис. 13.3. Фазовая диаграмма динамической системы

То, что диаграмма имеет вид замкнутой кривой, означает наличие цикла. Каждая точка на диаграмме соответствует дебиту воды и нефти в каждый момент времени. Стрелка указывает направление движения рабочей точки. На участке *I* происходит уменьшение дебита нефти и рост добычи воды, на участке *II* – добыча воды и нефти возрастает; на участке *III* происходит рост добычи нефти и снижение дебитов добываемой воды, а на участке *IV* – снижение дебитов воды и нефти.

Процессы такого типа описываются известной моделью *Лотки - Вольтерра*, которая имеет вид:

$$\begin{cases} \frac{dq_B}{dt} = aq_B - bq_Bq_H, \\ \frac{dq_H}{dt} = -cq_H + dq_Bq_H, \end{cases} \quad (2)$$

где q_B , q_H – дебиты, соответственно, воды и нефти; a , b , c , d – положительные коэффициенты.

При известных коэффициентах модели (2) можно определить период и частоту процесса, т. е. прохождение рабочей точки по замкнутой фазовой диаграмме за один цикл. Так как система (2) имеет стационарное решение, соответствующее условию $\frac{dq_B}{dt} = \frac{dq_H}{dt} = 0$, можно записать

$$\bar{a}q_B = \bar{b}q_B\bar{q}_H; \quad \bar{c}q_H = \bar{d}q_B\bar{q}_H$$

и

$$\bar{q}_H = a/b; \quad \bar{q}_B = c/d,$$

где \bar{q}_B, \bar{q}_H – дебит, соответственно, нефти и воды при стационарном режиме.

Предположим, что в режиме колебаний значения q_B и q_H не очень сильно отличаются от стационарных значений. Положим $q_B = \bar{q}_B + x$, $q_H = \bar{q}_H + y$ и подставим эти значения в выражение (2). Считая $x \ll \bar{q}_B$, $y \ll \bar{q}_H$ можно пренебречь в полученных уравнениях величинами второго порядка малости, так что находим

$$\begin{cases} \frac{dx}{dt} = -\frac{bc}{d}y, \\ \frac{dy}{dt} = \frac{da}{b}x. \end{cases}$$

Откуда для обеих переменных x и y получается одно и то же уравнение $\frac{d^2x}{dt^2} + acx = 0$. Это уравнение гармонических колебаний с частотой $\omega = \sqrt{ac}$ и периодом $T = 2\pi / \omega = 2\pi(ac)^{-1/2}$. Для определения коэффициентов модели (2) можно поступить следующим образом. Разделим почленно первое уравнение на q_B , а второе – на q_H и проинтегрируем по времени от начального момента t_0 до текущего t . Имеем

$$\ln \frac{q_B}{q_{B0}} = a(t - t_0) - b \int_{t_0}^t q_H dt,$$

$$\ln \frac{q_H}{q_{H0}} = -c(t - t_0) + d \int_{t_0}^t q_B dt,$$

где $q_{B0} = q_B(t_0)$, $q_{H0} = q_H(t_0)$.

Разделив далее каждое уравнение почленно на $t - t_0$, получим два уравнения прямых линий:

$$y_1 = a - bx_1, \quad y_2 = -c + dx_2, \quad (3)$$

где $y_1 = \frac{1}{t - t_0} \ln \frac{q_B}{q_{B0}}$, $x_1 = \frac{1}{t - t_0} \int_{t_0}^t q_H dt$;

$$y_2 = \frac{1}{t - t_0} \ln \frac{q_H}{q_{H0}}, \quad x_2 = \frac{1}{t - t_0} \int_{t_0}^t q_B dt.$$

Перестраивая исходные данные в координатах (3), находим искомые параметры a , b , c , d .

Рассмотренная модель образно интерпретируется, как сосуществование волков и зайцев (хищник-жертва). Предположим, что вода — «хищник». Чем больше добыча воды, тем быстрее растет обводненность пласта и тем интенсивнее идет увеличение добычи воды. Этому соответствует член слева и первый член справа в первом уравнении системы (2). Решение такого укороченного уравнения дает прогрессирующий, экспоненциальный рост добычи воды. Однако с ростом добычи воды, уменьшается добыча нефти, она остается в пласте и сдерживает рост фазовой проницаемости для воды. Этот сдерживающий фактор соответствует второму слагаемому в уравнении. (Попробуйте второе уравнение системы (3) интерпретировать самостоятельно.)

С рассмотренным примером связано такое понятие, как неустойчивость по Д. Нэшу. В игре участвуют два игрока, всякую пару стратегий выбираемого действия называют ситуацией. Неустойчивость какой-либо ситуации проявляется в том, что ей грозит распад, который обусловлен

возможностями одного из игроков получить лучший для себя результат путем одностороннего выбора своей стратегии.

Ситуация совместного существования, например, волка и зайца, неустойчива по Нэшу, поскольку у волка, как правило, всегда есть возможность изменить ее в лучшую для себя сторону. В нашем случае увеличение, например, закачки воды может привести к прогрессирующему увеличению ее добычи.

Процессы самоорганизации происходят в неравновесных условиях с подводом извне потоков вещества и энергии, с участием большого числа элементов. Когда в этих системах исследовали переход из неупорядоченного состояния в упорядоченное, то оказалось, что в процессах разной физической природы, например, в сверхпроводниках и в лазерах, проявляются аналогии в поведении, и это указывает на общность принципов, лежащих в основе процессов самоорганизации. При математическом описании самоорганизации возникло, связанное с неустойчивостью, понятие «параметры порядка», которое кратко можно описать так.

Если в системе обыкновенных дифференциальных уравнений, описывающих эти процессы, имеется сильно неустойчивая переменная, то как показывает анализ поведения такой системы, при определенных условиях эта неустойчивая переменная подчиняет себе все остальные переменные и, таким образом, поведение всей системы из огромного числа объектов будет определяться поведением лишь этой одной переменной, которая и называется поэтому «параметром порядка».

Таким образом, даже самые сложные системы с большим числом объектов могут демонстрировать хорошо упорядоченное поведение. Примером таких систем служат лазеры, в которых огромное число атомов в определенных условиях испускает свет исключительно согласованно.

В рассмотренном выше случае при наличии большого числа нагнетательных и добывающих скважин,

эксплуатируемых к тому же различными способами и на различных технологических режимах, система в целом работает согласованно, в упорядоченном периодическом режиме.

К физико-химическим методам увеличения нефтеотдачи пластов относятся методы, основанные на использовании средств, улучшающих отмывающие свойства воды, на изменении в необходимом направлении отношения подвижностей вытесняющего агента и нефти. Рассмотрим основные из этих методов.

Заводнение водными растворами поверхностно-активных веществ (ПАВ) направлено на снижение поверхностного натяжения на границе нефть – вода, увеличение подвижности нефти и улучшение вытеснения ее водой. За счет улучшения смачиваемости породы водой она впитывается в поры, занятые нефтью, равномернее движется по пласту и лучше вытесняет нефть. Малые добавки ПАВ резко изменяют природу поверхности соприкасающихся систем и условия их взаимодействия.

Способность диссоциировать или не диссоциировать на поры в водных растворах делит ПАВ на ионогенные и неионогенные, а первые, в свою очередь, подразделяются на анионоактивные и катионоактивные. При заводнении нефтяных пластов в основном применяют неионогенные ПАВ. Их отличает высокая поверхностная активность и низкая адсорбируемость на поверхности пород. Адсорбционная способность ПАВ является важной характеристикой, поскольку по мере адсорбции вытесняющие свойства раствора ПАВ ухудшаются. Адсорбция в кварцевых песках и карбонатах, где удельная поверхность породы невелика, составляет порядка 10^{-1} мг/г, т. е. десятые доли миллиграмма реагента на один грамм породы. В полимиктовых и алевролитовых коллекторах из-за большой удельной поверхности значение адсорбции ПАВ на порядок больше.

Считается, что для эффективности процесса значение адсорбции не должно превышать 0,3 – 0,5 мг/г.

Вследствие адсорбции фронт ПАВ отстает от фронта вытеснения нефти водой, и поэтому процесс происходит как бы в две стадии. Вначале происходит вытеснение нефти водой почти без примесей ПАВ, а затем – доотмыв оставшейся за фронтом нефти раствором ПАВ. По существующим данным эффективность этого метода невысока и прирост нефтеотдачи составляет не более нескольких процентов.

Закачка газа применяется как метод увеличения нефтеотдачи в основном для залежей с большим этажом нефтеносности. Различают полностью смешивающееся и частично смешивающееся вытеснение нефти газом. На контакте газ – нефть происходит диффузия газа в нефтяную зону и его растворение в нефти.

В результате свойства нефти в области фронта вытеснения изменяются, возрастает ее подвижность, снижается поверхностное натяжение. Так как газ по отношению к нефти является несмачивающей фазой, он стремится занять более крупные поры, увеличивая сопротивление для движения нефти. В конечном счете это приводит к выравниванию фронта вытеснения. Если в зоне фронта для данных условий (давление, температура, состав) нефть полностью насыщена газом, то имеет место смешивающееся вытеснение, в противном случае – частично смешивающееся.

Применяют также и модификацию этого метода — водогазовое воздействие, когда поочередно закачивают оторочки газа и воды, имея в виду благоприятное изменение фазовой проницаемости для нефти. Этот метод обладает большими недостатками, один из которых связан с резким снижением приемистости нагнетательных скважин вследствие снижения фазовых проницаемостей для воды или газа в призабойной зоне. Отрицательный эффект связан также с гравитационным разделением фаз в пласте.

В последнее время начато применение щелочного заводнения нефтяных пластов и его модификации – термощелочного заводнения.

Процесс вытеснения различных нефтей щелочным раствором предопределяется, в основном, взаимодействием раствора с пленочной нефтью на поверхности породы и характеризуется образованием в пласте высокодисперсной эмульсии.

Результаты исследований процесса вытеснения дегазированной нефти из пористой среды растворами щелочей показали, что при контакте щелочного раствора с нефтями, содержащими нафтеновые кислоты, существенно уменьшается поверхностное натяжение на границе нефть – щелочной раствор, причем сравнительно узкий диапазон концентрации щелочи обуславливает резкое снижение поверхностного натяжения. Так, например, нефтеотдача резко возрастает при концентрации едкого натра NaOH 0,01 – 0,1%. Дальнейшее повышение его концентрации не сопровождается заметным увеличением нефтеотдачи пласта.

Резкое снижение поверхностного натяжения на границе нефть – раствор щелочи обеспечивает перемещение отдельных капель и глобул нефти через систему поровых каналов, диспергирование, что снижает подвижность вытесняющего агента и уменьшает вероятность его преждевременного прорыва. В результате повышается охват пласта заводнением, в том числе и в неоднородных коллекторах.

При использовании щелочного воздействия нефтерастворимые нафтеновые кислоты, содержащиеся в нефти, и эмульгаторы в том числе, превращаются в натриевые мыла при контакте с раствором щелочи, за счет чего происходит резкое снижение поверхностного натяжения, и создаются эмульсии типа нефть в воде. Количество дополнительно извлеченной нефти будет зависеть от параметров эмульсии и, следовательно, от характера распределения остаточной нефти.

Таким образом, при щелочном заводнении образование в пласте вала высокодисперсной эмульсии определяет повышение нефтеотдачи пластов.

Необходимо отметить, что едкий натр, кроме указанного эффекта, изменяет свойства коллектора и насыщающих его жидкостей за счет адсорбции продуктов реакции на поверхностях раздела. При щелочном заводнении изменение смачиваемости коллекторов с целью увеличения фазовой проницаемости для нефти и улучшения показателей вытеснения имеет важное значение при повышении нефтеотдачи.

Многие химические реагенты, в том числе и щелочь, поступая в гидрофобную пористую среду, делают ее гидрофильной. Изменение смачиваемости гидрофобного пласта при щелочном заводнении, когда поверхностное натяжение незначительно, способствует более полному извлечению нефти за счет срыва капель и глобул нефти с поверхности породообразующих минералов.

Образование эмульсии из части остаточной нефти приводит к существенному увеличению фильтрационных сопротивлений в пористой среде при закачке раствора, что способствует ее поступлению в другие пласты и пропластки, ранее не участвовавшие в процессе нефтеотдачи. Таким образом, увеличивается коэффициент охвата воздействием и как следствие – нефтеотдача пласта.

Наличие в воде поваренной соли ведет к существенному снижению минимальной концентрации щелочи, необходимой для понижения поверхностного натяжения до требуемого уровня; 2,2 мг/л поваренной соли снижает минимальную концентрацию щелочи в 10 раз. При применении щелочных растворов на месторождениях, где продуктивные пласты содержат значительное количество глины и минералы, способные вступить с ней в химическую реакцию, эффективность процесса низка. В некоторых случаях в призабойной зоне добывающих скважин может произойти закупоривание поровых каналов из-за выпадения солей.

Существует несколько разновидностей щелочного воздействия на пласт. Наиболее эффективна обработка нагнетаемой воды химическими реагентами. Добавлением щелочи к нагнетаемой воде в пласте можно синтезировать поверхностно-активные вещества, которые регулируют капиллярную активность жидкостей. Щелочи – химически стойкие соединения, их закачка, более экономична по сравнению с закачкой поверхностно-активных веществ с поверхности.

Мицеллярные растворы – дисперсная система, в которой частицы одной жидкой фазы распределены в другой жидкой фазе. Как правило, одна из фаз – вода, другая – углеводород. Существует микроэмульсия двух основных типов — углеводород в воде и вода в углеводороде. Микроэмульсии стабилизируют поверхностно-активными веществами.

При заводнении залежей тонко дисперсными системами – мицеллярными растворами существенное повышение нефтеотдачи пласта достигается за счет:

- значительного уменьшения поверхностного натяжения на границе фаз;

- регулирования вязкостной характеристики вытесняющей и вытесняемой сред, в том числе на границе раздела;

- восстановления пропускной способности коллекторов воздействием на остаточную насыщенность жидкостью;

- придания вытесняющим средам вязкоупругих свойств, увеличивающих охват воздействия.

Мицеллярные растворы, рассматриваемые в первом приближении, как микроэмульсии, кроме указанных, значительно влияют на краевой угол смачивания и в зависимости от их состава изменяют избирательную смачиваемость поверхности породы.

Способность мицеллярных растворов смешиваться с водой и с углеводородами в сочетании с такими свойствами, как стабильность и регулируемая подвижность, делает их эффективными для различных технологических процессов

нефтедобычи. Мицеллярные растворы – термодинамически устойчивые системы и отличаются от обычных водонефтяных эмульсий малым размером взвешенных частиц ($10^{-6} - 10^{-4}$ мм). Молекулы ПАВ, растворенные в нефти, образуют агрегаты (мицеллы), способные удерживать в себе воду. Для регулирования вязкости системы, повышения ее устойчивости и придания ряда других специфических свойств в состав мицеллярных растворов вводят также спирты и электролиты.

Нефть из пор пласта обычно вытесняют небольшими оторочками мицеллярного раствора. Для предотвращения размыва оторочки последний продвигают по пласту буферной жидкостью, представляющей собой загущенную полимером воду. Вытеснение нефти такими системами исключает явления, имеющие место на границе фаз несмешивающихся жидкостей. Благодаря этому из пор вытесняют практически всю нефть. Мицеллярные растворы в качестве вытесняющего агента оказываются весьма эффективными не только при использовании с самого начала разработки залежи, но и для доотмыва остаточной нефти.

Известно, что значительное количество нефти остается в узких участках поровых каналов. Извлечение нефтей из таких каналов может быть достигнуто только при очень сильном уменьшении поверхностного натяжения на границе фаз и разделов. Так, например, для полного извлечения нефти из субкапиллярных поровых каналов поверхностное натяжение должно быть порядка 10^{-8} Н/см, что приводит к резкому уменьшению энергии, необходимой для извлечения нефти из узких каналов.

Микроэмульсии являются, как правило, прозрачными жидкостями, которые не коагулируют и не коалесцируют. В зависимости от состава фаз они могут быть как гидрофобными, так и гидрофильными.

Стабильность микроэмульсии обусловлена множеством факторов, среди которых определяющими являются концентрация и структура компонентов. В зависимости от них

либо увеличивается стабильность микроэмульсий (в некоторых температурных диапазонах), либо происходит инверсия, либо разделение на две фазы при переходе через толщу инверсии.

Нагнетание диоксида углерода (CO_2) в пласт – один из самых эффективных способов повышения нефтеотдачи. Диоксид углерода, как и углеводородные растворители, обеспечивает очень высокий процент извлечения и лишен основного недостатка—дороговизны. При растворении CO_2 в нефти объемный коэффициент нефти с растворенным газом увеличивается до 50%.

Увеличение объема нефти способствует росту объема пор, занятых нефтью, создает благоприятные условия для ее движения. В связи с этим для достижения заданного коэффициента нефтеотдачи расходуют меньшее количество вытесняющей фазы.

Благодаря растворимости CO_2 в пластовой воде заметно повышается исходная вязкость воды, в результате отношение подвижностей нефти и воды возрастает. Диоксид углерода в системе приводит также к снижению поверхностного натяжения на границе нефть — вода.

Совокупное влияние указанных факторов обеспечивает высокую эффективность метода. Вместе с тем, метод закачки CO_2 обладает одним существенным недостатком. Раствор газа в воде, представляющий малостабильную кислоту, имеет подвижность на порядок больше подвижности нефти в пластовых условиях, что обуславливает преждевременный прорыв вытесняющего агента в результате, прежде всего, вязкостной неустойчивости на фронте вытеснения.

Эффективность вытеснения нефти CO_2 предопределяется как повышением коэффициента охвата воздействием, так и вытеснением. Повышение коэффициента охвата по площади и объему происходит за счет улучшения капиллярного впитывания и выравнивания подвижности воды и нефти.

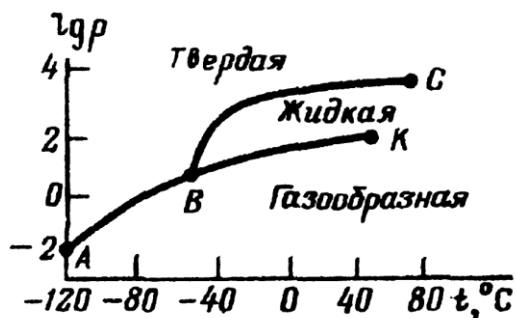


Рис. 13.4. Фазовая диаграмма диоксида углерода

Диоксид углерода в зависимости от термодинамических условий (давления, температуры) может находиться в твердом, жидком и газообразном состояниях (рис. 13.4). Область существования твердого CO_2 находится выше кривой ABC , жидкого — ограничена кривыми BC и BK , газообразного CO_2 лежит ниже кривой ABK . Точки B и K являются критическими.

Так, в точке B возможно существование диоксида углерода одновременно в трех состояниях. При температуре выше 31°C (правее точки K) диоксид углерода в жидком состоянии уже находиться не будет. Критической точке K соответствует давление $7,5$ МПа. По приведенной диаграмме можно судить о том, какого рода вытеснение нефти с использованием диоксида углерода будет происходить при конкретных пластовых температурах и давлениях. Так, если пластовая температура ниже 31°C , а давление выше $7,5$ МПа, то нефть будет вытесняться жидким диоксидом углерода. Если же пластовая температура выше 31°C , то наиболее вероятно вытеснение нефти углекислым газом.

Газообразный CO_2 бесцветен, имеет слегка кисловатый запах и вкус. Молекулярная масса соединения составляет $44,01$. Плотность CO_2 при нормальном давлении и температуре 0°C равна $1,98$ кг/м³.

Вязкость CO_2 в зависимости от давления и температуры может составлять от 0,02 до 0,1 мПа·с.

Способность CO_2 хорошо растворяться в нефти и воде – важнейшее свойство, обуславливающее высокую эффективность вытеснения нефти с использованием диоксида углерода.

Это свойство способствует также отрыву и отмыву нефтяной пленки с поверхности породы, увеличивает смачиваемость пористой среды водой и тем самым способствует капиллярному впитыванию воды в пористую среду, насыщенную нефтью. В результате этого возрастает количество вытесняемой нефти.

В зависимости от состава нефти, давления, температуры растворимость CO_2 в ней может быть либо ограниченной, либо приближаться к неограниченной. Растворимость CO_2 в реальных нефтях может достигать сотен объемов CO_2 на один объем нефти.

Так, при прочих равных условиях, диоксид углерода лучше растворяется в нефтях с повышенным содержанием углеводородов ряда $\text{C}_3 - \text{C}_7$. Высокое содержание в нефтях смол и асфальтенов, наоборот, значительно затрудняет растворение CO_2 . По этой причине достигнуть неограниченной растворимости CO_2 в нефти практически невозможно.

С повышением температуры при неизменных давлениях и составе нефти растворимость в ней CO_2 уменьшается. При постоянном составе нефти и температуре рост давления обуславливает повышение растворимости диоксида углерода.

Диоксид углерода довольно хорошо растворяется в воде. Однако этот процесс носит ограниченный характер. На него влияют давление, температура и степень минерализации. С ростом давления при неизменной минерализации и температуре растворимость CO_2 в воде повышается. При постоянной минерализации воды и давлении с ростом температуры процесс носит неоднозначный характер. При неизменной давлении и температуре с увеличением мине-

рализации растворимость CO_2 в воде уменьшается. В зависимости от конкретных условий растворимость диоксида углерода в воде может достигать 20%.

Водный раствор CO_2 вступает в реакцию с карбонатами пород, растворяет их, при этом увеличиваются проницаемость коллектора и поглощающая способность нагнетательных скважин.

При растворении CO_2 в нефти и воде вязкость последних изменяется. С ростом содержания растворенного CO_2 в зависимости от состава нефти, давления, степени повышения давления и температуры происходит снижение вязкости в 2 – 150 раз по сравнению с начальной при нулевом содержании диоксида углерода, причем для более вязких нефтей в гораздо большей степени, чем для менее вязких.

С повышением давления при неизменных начальном составе нефти и температуре ее вязкость с растворенной CO_2 принимает все меньшие значения. Это связано с ростом содержания растворенного диоксида углерода в нефти.

При неизменном составе нефти и давлении с повышением температуры вязкость нефти при растворении в ней CO_2 снижается в меньшей степени, так как растворимость CO_2 также снижается.

При растворении диоксида углерода в воде вязкость последней возрастает с повышением концентрации CO_2 . На изменение вязкости воды при растворении в ней CO_2 влияют давление, температура, минерализация воды в той мере, в какой перечисленные факторы влияют на саму растворимость диоксида углерода.

При постоянной температуре растворимость CO_2 с повышением давления увеличивается, а при постоянном давлении изменяется в зависимости от температуры.

С увеличением минерализации понижается растворимость CO_2 в воде. При этом поддержание в растворе нужного количества CO_2 сопровождается увеличением давления. При постоянных давлении и температуре с

увеличением количества соли количество растворяемого в воде CO_2 уменьшается, и степень уменьшения растворимости увеличивается с повышением давления насыщения при постоянной температуре.

Исследованиями показано, что вязкость минерализованной воды с ростом содержания в ней растворенного диоксида углерода возрастает приблизительно на 20%.

При постоянном давлении насыщения с увеличением концентрации CO_2 плотность нефти увеличивается. Повышение давления выше давления насыщения тоже способствует увеличению ее плотности. С увеличением температуры она уменьшается. Давление, состав нефти, отношение объемов газа и нефти и температура влияют на изменение плотности нефти с растворенным CO_2 в той же мере, в какой эти факторы влияют на саму растворимость диоксида углерода в нефти.

При растворении диоксида углерода в воде плотность последней увеличивается, но незначительно. При давлениях, превышающих давление насыщения, плотность воды зависит от состава растворенного газа и в небольшой степени от его количества.

Рассмотренные выше механизмы снижения вязкости и увеличение объема нефти при растворении CO_2 приводят к росту подвижности нефтяной фазы, что облегчает вытеснение нефти.

Кроме того, отмечается рост фазовых проницаемостей для нефти и воды при их контакте с CO_2 .

Эффект от применения CO_2 может быть существенно улучшен, если учесть реологические свойства карбонизированной воды. Экспериментально установлено, что в определенной области давлений выше давления насыщения воды CO_2 карбонизированная вода приобретает релаксационные свойства, т. е. становится похожа на раствор полимера, и одновременно снижается ее вязкость.

Учет реологических особенностей применяемых для повышения нефтеотдачи систем может повысить эффективность технологических процессов (реотехнология).

Особенности реологических свойств полимерных растворов определяют эффективность их применения для увеличения нефтеотдачи. Обработка вытесняющей среды высокомолекулярными полимерными соединениями с небольшой концентрацией (0,01 – 0,05%), придает ей вязкоупругие свойства, в результате чего происходит выравнивание профиля вытеснения в неоднородном по разрезу пласте, повышается устойчивость и полнота вытеснения нефти в пористой среде.

В нефтяной промышленности для увеличения нефтеотдачи применяются водорастворимые полимеры. Для хорошей растворимости их в воде необходимо наличие в цепи макромолекул полимер-карбоксильных, гидроксильных и др. Наиболее широкое применение для повышения нефтеотдачи пластов нашли полиакриламиды (ПАА). Используемые в нефтяной промышленности полимеры имеют молекулярную массу до нескольких десятков тысяч. Если молекулы таких полимеров вытянуть, то их длина составит несколько микрометров, а в виде статистического клубка их размеры составят доли микрометра. Такие полимерные молекулы будут частично механически улавливаться и адсорбироваться на поверхности породы в узких местах поровых каналов. В результате содержание полимерных образований в вытесняющем растворе по мере перемещения фронта вытеснения постепенно уменьшается, что снижает эффективность процесса. Вместе с тем, высокая молекулярная масса и размеры макромолекул обеспечивают повышение вязкости воды, в связи с чем возникает необходимость в оптимизации состава и свойств полимерных растворов. Для снижения больших сопротивлений, возникающих при закачке полимерных растворов, нефть в пористой среде вытесняется

оторочкой полимерного раствора, которая, в свою очередь, проталкивается по пласту водой.

Разновидность полимерного заводнения – применение нефтерастворимых полимеров. В качестве вытесняющего агента можно использовать конденсат, легкую нефть, углеводородные отходы химических производств и т. д. В этом случае вытеснение нефти углеводородным полимерным раствором будет иметь смешивающийся характер. При использовании углеводородных жидкостей для вытеснения нефти применяются такие полимеры, как полиизобутилен, синтетический каучук и т. д.

Технологический процесс осуществляется следующим способом. Вначале в пласте создают оторочку из углеводородного полимерного раствора, затем закачивают оторочку водного раствора полимера, которую вытесняют водой.

Очень часто выравнивание профиля закачки полимерного раствора по отношению к воде связывают с тем, что фильтруясь в больших количествах в высокопроницаемый пропласток, полимер больше адсорбируется и в большей степени закупоривает этот пропласток, чем пропласток с меньшей проницаемостью.

Однако простые рассуждения показывают, что это неверно. Предположим, что в течение времени t через пропласток с проницаемостью k при постоянном перепаде давления прокачивался полимерный раствор. Тогда объем закачанного раствора равен $W=akt$, где a – некоторый постоянный коэффициент. Очевидно, что количество сорбированного полимера пропорционально удельной поверхности породы S и объему прокачанного раствора W , т. е. $W_a = bSW$. Для оценки величины S представим пористую среду в виде связки капилляров радиуса R . Тогда

$$S = \frac{2\pi Rl}{\pi R^2 l} = \frac{1}{R} \sim \frac{C}{k^{1/2}},$$

где C – константа. Вычислим изменение объема пор W_{II} в результате адсорбции полимера:

$$W'_{II} = W_{II} - W_a = W_{II} - bC \frac{W}{k^{1/2}}.$$

Относительное изменение проницаемости в результате адсорбции полимера можно оценить как

$$\bar{k} = \frac{k'}{k} \sim \left(\frac{W'_{II}}{W_{II}} \right)^{2/3} = \left(1 - bC \frac{W}{W_{II} k^{1/2}} \right)^{2/3}.$$

Поскольку $W \sim k$, $W_{II} \sim k^{3/2}$, то подставляя это в предыдущую формулу, получаем $\bar{k} = (1 - \delta/k)^{2/3}$, где δ – константа. Очевидно, что с ростом k параметр \bar{k} уменьшается, т. е. в средах с большой проницаемостью ее снижение за счет адсорбции меньше, чем в пласте с низкой проницаемостью. Причина выравнивания профиля закачки связана с вязкоупругими свойствами полимерного раствора.

Под тепловыми методами добычи нефти понимают комплекс технологий и технических средств для воздействия на пласт, призабойную зону и ствол скважины теплотой, которая вводится в пласт (скважину) с поверхности вместе с нагретым теплоносителем, либо генерируется внутри объекта в результате преобразования в теплоту других форм энергии.

Тепловые методы предназначены для интенсификации добычи нефти и увеличения степени ее извлечения из недр (нефтеотдачи).

Повышение нефтеотдачи пласта и интенсификация добычи нефти достигаются за счет снижения сил

поверхностно-межфазного смачивания скелета пласта нефтью и натяжения на границах раздела нефть – вода, а также сил гидродинамического сопротивления движению нефти на некотором удалении от поверхности раздела фаз.

Силы поверхностно-межфазного смачивания и натяжения характеризуются коэффициентами смачивания и натяжения, гидродинамические силы зависят от того, относится ли рассматриваемая система к ньютоновскому или неньютоновскому типу. В первом случае для характеристики сил гидродинамического сопротивления достаточно одного параметра – вязкости, во втором – привлекаются дополнительные параметры – предельное напряжение сдвига, модуль упругости системы, время релаксации и др.

Каждая из сил существенно зависит от температуры: для нефти в интервале температур 20 – 250° С на несколько порядков могут уменьшаться вязкость, время релаксации и предельное напряжение сдвига, в 2 – 3 раза уменьшаются межфазное натяжение жидкостей и смачивание твердой поверхности скелета пласта.

Особенно существенны эти изменения у нефтей с повышенным содержанием парафино-смолистых компонентов и растворенного газа. При увеличении температуры происходят фазовые переходы некоторых компонентов нефти: легкие фракции нефти и растворенного в нефти газа переходят из жидкой в газовую фазу, а парафины, смолы, асфальтены и другие тяжелые компоненты из твердой фазы переходят в жидкую. В результате существенно снижаются вязкостные и межфазные силы, возрастает нефтеотдача.

При более высоких температурах (250° С и выше) могут иметь место процессы термического крекинга и пиролиза углеводородов, связанные с разрывами химических связей в их молекулах и превращением предельных в непредельные углеводороды, имеющие меньшую вязкость и поверхностное натяжение. При температурах 450° С и выше начинается разложение некоторых минеральных компонентов скелета

пласта, например карбонатов, с образованием больших количеств углекислого газа, который легко растворяется в воде и нефти, снижает силы сопротивления и увеличивает нефтеотдачу пласта.

При реализации технологий, генерирующих теплоту в пласте за счет окислительных экзотермических реакций (внутрипластового горения), уровни температуры на фронте тепловыделения составляют 300—600° С, закачка горячей воды в пласт осуществляется с температурой 60—90° С, водяного пара 200—300° С. Поэтому в разных технологиях в зависимости от уровня температуры и других особенностей технологического процесса (процессов переноса теплоты и массы) повышение нефтеотдачи достигается за счет различных механизмов, причем сами механизмы работают лишь в определенных температурных зонах пласта.

При закачке в пласт горячей воды повышение нефтеотдачи достигается в основном за счет снижения вязкости (других реологических характеристик) нефти и фазового перехода тяжелых парафино-смолистых компонентов нефти в жидкую фазу.

В легких нефтях при низком содержании свободного газа в пласте некоторое повышение нефтеотдачи достигается за счет выделения газа из нефти. Прирост коэффициента нефтевытеснения при закачке горячей воды оценивается в 10—15% (по сравнению с обычным заводнением со средним уровнем нефтевытеснения 40%).

При закачке водяного пара в пласте образуются две нагретые зоны (зоны вытеснения остаточной нефти водяным паром и нагретой водой). Процессы в зоне вытеснения нефти нагретой водой в целом аналогичны описанным выше. В зоне вытеснения нефти паром дополнительный рост нефтевытеснения связан с испарением легких фракций нефти и переносом их в зону горячей воды, где легкие фракции конденсируются в маловязкие углеводородные растворители и обеспечивают дополнительное вытеснение нефти из зоны

нагретой воды. Прирост коэффициента нефтевытеснения при закачке в пласт водяного пара оценивается в 10—20%.

При осуществлении процессов влажного и сверхвлажного внутрипластового горения (ВГ) в пласт вместе с воздухом закачивают воду в количестве 1 – 5 кг на 1 кг воздуха. В пласте вода превращается в пар в зоне интенсивных экзотермических реакций между кислородом воздуха и коксообразным нефтяным остатком, адсорбирующимся на скелете коллектора после высокотемпературной перегонки нефти. Зона экзотермических реакций перемещается в пласте со скоростью значительно меньшей, чем скорость фильтрации закачиваемых в пласт агентов. Поэтому основное повышение нефтеотдачи при ВГ обеспечивается теми же механизмами, что при закачке в пласт водяного пара с той разницей, что при ВГ достигается значительно более глубокая перегонка нефти и дополнительное вытеснение ее углекислым газом, образующимся в пласте как продукт горения нефтяного топлива и разложения карбонатных компонентов скелета коллектора. Прирост коэффициента нефтевытеснения при ВГ оценивается в 30—40%.

Взаимодействие пара и сконденсировавшейся воды может иметь весьма интересный характер. Иногда в радиаторах парового отопления слышны звуки ударов. Это связано с тем, что горячий пар, проходя над водой, резко охлаждается, и его давление столь же резко падает. Вода быстро втягивается в область низкого давления и ударяет по трубе. Реализация такого эффекта в призабойной зоне позволила бы одновременно с прогревом осуществлять и локальный гидроразрыв.

Трубы, по которым подается пар, часто для теплоизоляции обматывают асбестом. На первый взгляд этого делать не следует, поскольку асбест проводит теплоту намного лучше, чем воздух. Дело, однако в том, что металл хорошо проводит теплоту и, поэтому, значительное ее количество будет уноситься с поверхности трубы конвективными

потоками воздуха. Асбест, проводя теплоту намного хуже металла, уменьшает скорость притока теплоты к наружной поверхности.

Прирост нефтеотдачи при тепловых методах добычи нефти связан не только с ростом коэффициента нефтевытеснения, но и с ростом коэффициента охвата пласта вытеснением. Увеличение охвата пласта вытеснением достигается за счет теплопроводного прогрева слабоохваченных вытеснением слоев (участков) пласта и более интенсивного вовлечения их в разработку.

Эффективность процесса теплопередачи и, в частности, нагрева пласта, может быть повышена за счет использования специального физического устройства, называемого тепловой трубой. Устройство работает следующим образом. В закрытой с обоих концов трубке находится в нижней части вода, которая подогревается. Нагреваясь, вода превращается в пар, который поднимается в верхнюю более холодную часть трубки. При этом поглощается большое количество теплоты, требуемое для перехода воды из жидкого состояния в газообразное. Горячий пар конденсируется в верхней части трубы, высвобождая теплоту, которая была затрачена на нагрев воды и переход в парообразное состояние. Жидкая вода стекает вниз и цикл продолжается постоянно. При такой организации процесса теплопередачи эффективность его в десятки и сотни раз выше, чем обычным способом. Данный способ может быть использован, например, для прогрева битуминозных пород.

Интересно, что такой метод используется в США для жарения мяса. Для этой цели служит специальная, закрытая с обеих сторон трубка, внутри которой проходит смоченный водой фитиль. Считается, что такая трубка проводит теплоту в 1000 раз лучше, чем сплошной стержень, и скорость приготовления пищи возрастает в 2 раза.

Общий недостаток тепловых методов определяется низкой вязкостью закачиваемых рабочих агентов (воды, водяного пара и воздуха). В результате вязкостная

устойчивость вытеснения нефти теплоносителями оказывается лучше чем при вытеснении высоковязкой нефти нагретой водой, но уступает вытеснению легкой нефти водными растворами полимеров.

В связи с этим для увеличения охвата пласта воздействием при осуществлении тепловых методов к закачиваемой воде добавляют температуростойкие полимеры, ПАВы и щелочи, при помощи которых в зоне вытеснения нефти нагретой водой создаются оторочки полимеров, эмульсий и пен с более высокими вязкостными (реологическими) характеристиками, чем исходные вытесняющие агенты (воды и воздух).

С той же целью химические реагенты добавляют к ненагретой воде, закачиваемой в пласт для перемещения ранее созданных в пласте тепловых оторочек, вслед за теплоносителями или после завершения собственно внутрипластового горения.

При этом ПАВ и щелочи обеспечивают не только дополнительный отмыв нефти от скелета пласта, но способствуют также созданию в пласте эмульсионных и пенных систем со структурно-механическими свойствами, аналогичными водным растворам полимеров.

Таким образом, при осуществлении термических методов добычи нефти в общем случае действуют механизмы вытеснения нефти ненагретой водой, нагретой водой и водяным паром, углеводородными растворителями, углекислыми и дымовыми газами, эмульсионными и пенной системами, а также механизмы перегонки, крекинга и окисления нефти, разложения минеральных компонентов скелета пласта, теплопроводного прогрева низкопроницаемых слоев пласта и др.

Увеличение водовоздушного отношения закачки от 1—2 до 4—5 кг/кг переводит процесс из режима влажного внутрипластового горения (ВВГ) в сверхвлажный режим

(СВВГ), минимальный уровень температуры которого понижается от 450—550 до 300—350° С.

Качественное отличие сверхвлажного режима заключается в том, что вследствие увеличения массового расхода рабочего агента и роста его теплоемкости в пласте происходит объединение зон перегонки нефти, образования топлива, превращения закачиваемой воды в пар и экзотермического реагирования в единую температурную зону с уровнем температуры 250—350° С.

Перегонка нефти и подготовка топлива в сверхвлажном режиме идет уже не до коксообразования, а заканчивается смолисто-асфальтовыми комплексами; на порядок возрастает скорость реакций топлива и движения высокотемпературной зоны в пласте.

Различают процессы сухого, влажного и сверхвлажного внутрипластового горения (ВГ). При сухом ВГ в пласт закачивают только воздух. При влажном и сверхвлажном ВГ в пласт вместе с воздухом закачивают воду с водовоздушным отношением 1—5 кг/кг.

Влажным называют процесс ВГ с низким водовоздушным отношением закачки (1—2 кг/кг), реализующий преимущественно газофазный режим окисления топлива, которое представлено, главным образом, коксообразным остатком высокотемпературной перегонки нефти до 400—500° С. Газофазным называют режим окисления твердого топлива, которое газифицируется непосредственно перед окислением. Закачиваемая вода испаряется при влажном ВГ до осуществления в зоне экзотермических реакций.

Сверхвлажным называют процесс ВГ с более высоким водовоздушным отношением закачки (3—5 кг/кг), реализующий преимущественно парофазный режим окисления топлива, которое в этом случае представлено более легкими смолисто-асфальтовыми и карбоновым остатком перегонки нефти до 250—350° С. (Парофазным называют режим

окисления жидкого топлива, которое испаряется непосредственно перед окислением). Закачиваемая вода испаряется при этом не перед, а непосредственно в зоне экзотермического окисления топлива и одновременно с ним.

При реализации процесса влажного ВГ в пласте выделяются следующие тепловые зоны (от нагнетательной скважины в глубь пласта, рис. 13.5);

1—зона нагрева закачиваемым водовоздушным рабочим агентом от температуры закачки T_0 до парообразования воды T_n ;

2—зона испарения закачиваемой воды (T_n);

3—зона экзотермических высокотемпературных реакций (T_* — максимальная температура в пласте);

4—зона высокотемпературной перегонки нефтяного топлива (от T_* до T_n);

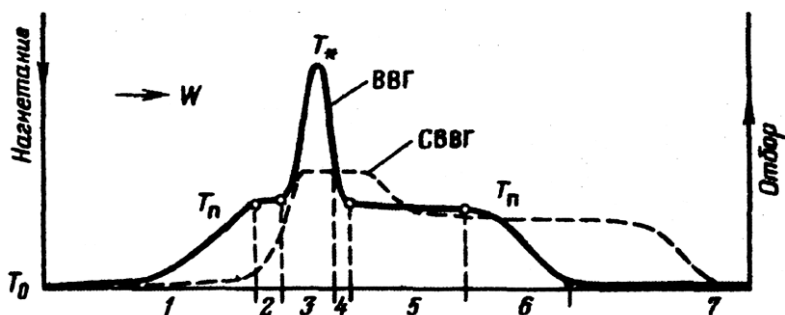


Рис. 13.5. Тепловые зоны при влажном внутрипластовом горении

5—зона конденсации водяного пара и средних фракций нефти (T_n);

6—зона вытеснения нефти горячей водой и сконденсировавшимися легкими фракциями нефти (от T_n до T_0);

7–зона вытеснения нефти водой и несконденсировавшимися дымовыми газами (при начальной пластовой температуре).

При сверхвлажном ВГ происходит объединение тепловых зон влажного ВГ 1, 3 и 4 в одну тепловую зону сверхвлажного процесса.

Процессы внутрислоевого горения начинают с этапа инициирования горения. Иницированием ВГ называют предварительный разогрев призабойной зоны нагнетательной скважины с одновременной или последовательной закачкой в нее воздуха. Предварительный разогрев осуществляют до температуры, при которой скорость экзотермических реакций в пласте оказывается достаточной для самоподдержания экзотермических реакций.

Одна из особенностей эффективного применения тепловых методов на месторождениях вязкоупругих нефтей – неоднозначное влияние изменения реологических свойств нефтей в зависимости от температуры на коэффициент вытеснения.

Для иллюстрации этого эффекта рассмотрим модельный пример вытеснения вязкоупругой нефти водой в капилляре. Вследствие возникновения нормальных напряжений при сдвиговом течении вязкоупругой жидкости она вытесняется лучше, чем ньютоновская жидкость той же вязкости. С увеличением температуры вязкость нефти уменьшается быстрее, чем вязкость воды, что улучшает процесс вытеснения. Однако, увеличение температуры приводит к ослаблению упругих свойств, что ухудшает вытеснение нефти из пористой среды. В результате влияния двух противодействующих факторов зависимость коэффициента вытеснения от температуры может иметь немонотонный характер. Как видно из рис. 13.6, в интервале температур примерно 50—80° С увеличение температуры приводит к ухудшению вытеснения. Эта особенность должна учитываться

при проектировании и реализации тепловых методов воздействия на нефтяные пласты.

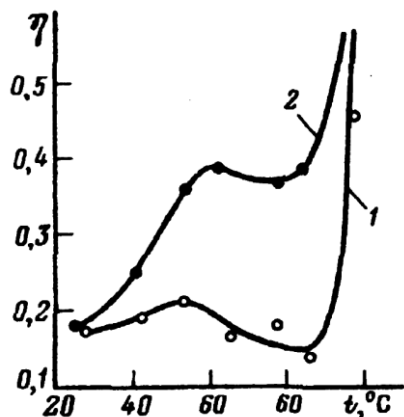


Рис. 13.6. Зависимость коэффициента вытеснения η тяжелой нефти Усинского месторождения из модели пласта от температуры t :

1 – за безводный период; 2- конечный

14. КОМПОНЕНТООТДАЧА МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПРИРОДНЫХ ГАЗОВ И МЕТОДЫ ЕЕ ПОВЫШЕНИЯ

До недавнего времени существовало широко распространенное мнение, что газоотдача газовых месторождений обычно близка к единице. Однако проведенный анализ по большому числу газовых месторождений страны показал, что в некоторых случаях коэффициент газоотдачи не достигал 0,5, при среднем значении по месторождениям страны около 0,85. Это может быть связано с различными факторами, и в частности, с явлением начального градиента давления при фильтрации газа в глинизированных или карбонатных коллекторах в присутствии остаточной воды. В этом случае могут образовываться, так называемые застойные зоны, в которых фильтрация газа не происходит, вследствие чего коэффициент газоотдачи снижается.

Особенность проявления начального градиента давления обусловлена изменением пластового давления в ходе разработки газового или газоконденсатного месторождения. При понижении пластового давления увеличивается эффективное напряжение в скелете породы $\sigma = p_{гор} - p_{пл}$. При достижении величины σ некоторого критического значения появляется начальный градиент давления, который с ростом σ увеличивается. Так, например, для условий Вуктыльского газоконденсатного месторождения уровень пластового давления, при котором появляется начальный градиент давления, составляет 5 – 7 МПа.

Снижение пластового давления в процессе разработки газоконденсатной залежи приводит к выпадению конденсата. В среднем по пласту насыщенность его оказывается малой, и поэтому конденсат неподвижен и является потеряннным. При понижении пластового давления ниже давления максимальной конденсации выпавший конденсат частично испаряется, и

конденсатоотдача возрастает. В призабойных зонах скважин, где образуются глубокие воронки депрессий, конденсат довольно быстро приобретает подвижность и выносится с потоком газа на поверхность.

Потери конденсата при газовом режиме разработки увеличиваются с ростом его начального содержания и плотности. При прочих равных условиях коэффициент конденсатоотдачи возрастает при увеличении разницы между начальным пластовым давлением и давлением начала конденсации, а также при повышенных температурах в пластах. Однако и в наиболее благоприятных условиях он обычно не превышает 60%.

Одним из методов повышения конденсатоотдачи пласта является сайклинг-процесс. Добываемый из залежи газ проходит переработку, в результате чего из него выделяются тяжелые фракции углеводородов. Образующийся сухой газ вновь закачивают в залежь и часть пластового конденсата растворяется в нем. При этом пластовое давление остается постоянным. Процесс продолжается до тех пор, пока из пласта не будут отобраны все тяжелые фракции. После этого залежь разрабатывается на режиме истощения.

Цель нагнетания в газоконденсатные пласты сухого газа — поддержание в них давления на достаточно высоком уровне (обычно несколько выше давления начала конденсации), чтобы свести до минимума ретроградную конденсацию жидких углеводородов в пласте. Сухие газы полностью смешиваются почти со всеми пластовыми газоконденсатными системами, так как основной компонент сухого газа обычно метан. Результаты экспериментов показывают, что вытеснение одной системы другой, смешивающейся в первой, высокоэффективно и обычно считается равным или очень близким к 100%. Другим благоприятным фактором в самом начале применения процесса было поддержание высоких дебитов жидких углеводорода

При обратной закачке газа, несмотря на то, что суммарная добыча конденсата возрастает, требуются большие дополнительные затраты на строительство компрессорной станции, газопровода и на оборудование по осушке газа. Кроме того, при осуществлении этого процесса эксплуатация месторождения продолжается более длительное время. Наконец, целесообразность применения его определяется характером и размером залежи.

При проектировании обратной закачки газа необходимо тщательно и всесторонне анализировать свойства пласта, форму структуры, число и расположение пробуренных скважин.

Для повышения компонентоотдачи месторождений природных газов может быть применено заводнение газовых пластов. Поступление воды в залежь может происходить естественным образом при наличии активного водного бассейна или при специальном внутриконтурном заводнении. При вытеснении газа водой остаточная газонасыщенность за фронтом вытеснения, как показывают результаты исследований, может достигать 30—40%. Для извлечения этого газа после окончания процесса заводнения давление в залежи снижают. Оставшийся в пласте газ при этом увеличивает свой объем, вследствие чего связность газовой фазы восстанавливается, и газ приобретает подвижность.

При наличии активного водного бассейна вторжение воды в газовую залежь происходит по мере отбора газа и снижения пластового давления. В этой ситуации существенным фактором является темп отбора газа из залежи или же темп изменения пластового давления. Это связано с тем, что водная область обладает инерционностью. Поэтому для вовлечения водоносного бассейна, окружающего залежь, в процесс фильтрации требуется определенное время. Это время тем больше, чем больше размер газовой залежи, и внедряющаяся вода не успевает замещать полностью объем добываемого газа. Таким образом, изменение давления в

газовой залежи определяется не только суммарным отобраным объемом газа, но и интенсивностью отбора в каждый момент времени. Следовательно, темп отбора является одним из факторов, определяющих процесс разработки месторождений природных газов.

Одним из методов увеличения конденсатоотдачи нефтегазоконденсатных залежей может быть и обратная закачка газа в зону нефтяной оторочки. При этом газ предварительно осушается с тем, чтобы не только поддерживать пластовое давление на уровне точки росы, но и для дополнительного извлечения легких углеводородов из нефти за счет их ретроградного растворения в газе высокого давления.

Когда газоконденсатная залежь содержит нефтяную оторочку с промышленными запасами нефти, задачи разработки значительно усложняются. Разработка таких газоконденсатнонефтяных залежей будет прежде всего рациональна при выборе и обосновании наиболее целесообразных, экономически выгодных методов обеспечения высоких коэффициентов извлечения запасов конденсата и нефти. Кроме того, при их разработке следует учитывать особенности данного экономического района и потребности народного хозяйства в газе. Сочетание указанных двух требований и представляет собой проблему, которую следует решить наиболее рациональным путем.

В зависимости от конкретных условий, характеристики залежей, потребностей народного хозяйства в газе, конденсате и нефти, уровня технической оснащенности и существующей технико-экономической политики возможны следующие варианты разработки газоконденсатнонефтяных месторождений.

1. Газоконденсатная зона разрабатывается на режиме истощения, разработка нефтяной оторочки отстает.

2. Газоконденсатная и нефтяная зоны разрабатываются совместно на истощение.

3. Нефтяная зона разрабатывается в первую очередь, а газоконденсатная до извлечения основных запасов нефти консервируется.

4. До извлечения основных запасов нефти давление в газоконденсатной зоне искусственно поддерживается на постоянном уровне.

5. Разработка нефтяной зоны осуществляется в сочетании с обратной закачкой газа в газоконденсатную зону.

6. Нефтяная и газоконденсатная зоны разрабатываются одновременно с применением нагнетания воды в залежь.

15. МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОИСХОДЯЩИХ В НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ПРОЦЕССОВ

15.1. Основные принципы моделирования

При изучении любого процесса или системы исследователь стремится построить адекватную модель. Что понимается под термином «модель»? Говорят, что модель — это карикатура на реальный объект. В этой шутке правда то, что как и карикатура, модель отражает наиболее существенные свойства и характеристики реальной системы. Модель строится на основе определенных представлений о свойствах объекта, логических предпосылок, аналогий, экспериментальных данных и является представлением объекта в некоторой форме, отличной от формы реального существования. Одно из основных требований к модели—она должна предсказывать поведение объекта в более широком диапазоне условий, чем те, при которых она была построена.

Модели можно классифицировать, условно выделяя математические, аналоговые и физические модели. Физическая модель отличается тем, что она в определенном смысле похожа на реальный объект. Например, при моделировании реального пласта для изучения фильтрации жидкости или газа используется или керн, представляющий собой часть пласта, или же определенной конфигурации колонка с утрамбованным песком, смесью песка с глиной или каким-либо материалом, схожим с натурным.

Параметры физической модели в зависимости от цели эксперимента можно выбирать исходя из двух положений. При необходимости переноса количественных результатов моделирования на реальный объект параметры модели подбирают на основании соответствующих безразмерных критериев, полученных с помощью анализа размерностей исследуемого процесса. Если же целью является получение

новых, качественных результатов, то параметры модели выбирают исходя из наилучших условий проведения экспериментов.

При физическом моделировании реального процесса или системы может возникнуть такая ситуация, когда число параметров, участвующих в процессе, больше числа условий подобия. В этих условиях, как показывает анализ размерностей, в опыте явление должно воспроизводиться в натуральную величину. Однако в экспериментах, проводимых в лаборатории, зачастую невозможно выдержать натурные значения параметров, например геометрические размеры.

Для моделирования в таких условиях Д. А. Эфросом был предложен способ приближенного моделирования. Он предполагает использование данных нескольких экспериментов, в которых моделирование осуществляется каждый раз при различных неполных условиях. При этом каждый эксперимент реализуется тогда, когда один или группа комплексов принимают натурные значения, а прочие — отличны от натуральных. Суммарный экспериментальный результат получается линейной суперпозицией результатов отдельных экспериментов.

В аналоговых моделях свойство реального объекта представлено другим свойством, аналогичным ему по поведению объекта. Например, исходя из аналогии между процессами фильтрационными и электрическими используются электрогидродинамические аналоговые модели (ЭГДА).

Математическая модель имеет в своей основе уравнения (алгебраические, дифференциальные, интегральные, регрессионные и т. п.), описывающие определенные характеристики реального объекта. Так, уравнения пьезо- и теплопроводности описывают процессы массо- и теплопередачи, регрессионное уравнение показывает зависимость между нефтеотдачей и влияющими факторами и т. д.

С математическим моделированием тесно связано, так называемое, имитационное моделирование. Р. Шеннон определяет его как процесс конструирования модели реальной системы и постановки математических экспериментов на этой модели с целью анализа поведения системы и различных стратегий, обеспечивающих функционирование данной системы. При этом обычно применяются численные методы на ЭВМ с использованием математических моделей, описывающих поведение систем. Иными словами, имитационное моделирование по сути является экспериментированием с моделью реальной системы.

15.2. Основные понятия теории размерностей

Анализ размерностей, теория подобия, моделирование, а также метод аналогии различных явлений позволяют, наряду с правильной постановкой и проведением экспериментов, ускорить вычислительные и другие работы. Однако в теоретических основах бурения нефтяных и газовых скважин этот метод широко не применяется. В то же время в теоретических основах разработки нефтяных и газовых залежей эти средства сравнительно широко используются.

Для правильной постановки экспериментов, обработки получаемых результатов и обобщений нужно применять количественно-теоретический анализ. В этом случае уменьшается число опытов, результаты которых выражаются в безразмерных параметрах. В гидродинамике, в частности, эти параметры определяются, как соотношение сил.

Обычно различают величины размерные и безразмерные. Примерами размерных величин являются скорость, давление, вязкость, предельное напряжение сдвига, длина, время и др.

Отношения длины к ее диаметру, сил вязкости к предельному напряжению сдвига и т. д. являются безразмерными величинами.

Анализ теории размерностей позволяет в уравнениях путем перехода от размерных переменных к безразмерным уменьшить число переменных. Допустим, что дано следующее квадратное уравнение:

$$ax^2 + bx + c = 0,$$

где безразмерный x зависит от коэффициентов a , b и c , имеющих одинаковые размерности. Если все члены уравнения разделить на c , то уравнение примет вид:

$$\frac{a}{c}x^2 + \frac{b}{c}x + 1 = 0.$$

Как видно из уравнения, переменная x зависит от a/c и b/c , т. е. $x = x\left(\frac{a}{c}, \frac{b}{c}\right)$. Следовательно, запись уравнения в безразмерном виде позволяет уменьшить число переменных с трех до двух.

Если уравнение неизвестно или необходимо определить вид функциональной зависимости, то вместо изменения a и b изменим отношения a/c и b/c . Таким образом, не только уменьшается число переменных, но и при наименьших затратах времени и труда достигается возможность проведения эксперимента.

Физические основы связывают величины определенными зависимостями. Поэтому, если для некоторых величин будут выбраны размерности, то на основании соответствующих формул могут быть получены размерности других величин. Зависимость между физическими величинами позволяет выбрать такую основную систему размерностей, при которой для измерения механических величин достаточен произвольный выбор трех размерностей.

Во многих случаях в технике единицы длины L , времени T и силы F принимаются за основные единицы. Однако среди единиц измерения вязкость μ , скорость v и плотность ρ также могут быть приняты за основные. Такие величины называются величинами с независимыми размерностями.

Если обозначить независимые размерности длины, времени и силы соответственно через L , T и F , то широко применяемые величины будут иметь следующие размерности:

$$\text{скорость } [v] = L/T = LT^{-1};$$

$$\text{вязкость } [\mu] = FT/L^2 = FTL^{-2};$$

$$\text{предельное напряжение сдвига } [\tau_0] = F/L^2 = FL^{-2};$$

$$\text{давление } [p] = F/L^2 = FL^{-2};$$

$$\text{плотность } [\rho] = FT^2/L^4 = FT^2L^{-4};$$

$$\text{масса } [m] = FT^2/L = FT^2L^{-1}.$$

Если для математического описания нельзя составить дифференциальное уравнение или сделать другую математическую зависимость, то, применяя теорию размерностей, можно описать физическое явление без уравнения, описывающего процесс. Для этого необходимо знать поясняющие данное явление начальные и граничные условия.

Применение для этих целей π -теоремы (теоремы Букингема) позволяет выявить основные безразмерные параметры, характеризующие рассматриваемое явление.

Предположим, что безразмерная величина a зависит от n независимых друг от друга переменных величин a_1, \dots, a_n :

$$a = a(a_1, a_2, a_3, \dots, a_m, a_{m+1}, \dots, a_n).$$

Допустим, что среди этих размерных величин число величин с независимыми размерностями равно m . В механике и технике их не может быть более трех. За независимые размерности принимаются: длина L , время T , сила F или же их

степенная комбинация, из которой могут быть получены L, T и F, например:

$$\begin{aligned}
 [L] &= L; \\
 [L] : [v] &= L : L/T = T; \\
 [\rho] [v^2] [L]^2 &= \frac{FT^2}{L^4} \frac{L^2}{T^2} L = F.
 \end{aligned}$$

В уравнение входят $n+1$ размерных величин. На основании π -теоремы связь между $n+1$ размерными единицами может быть осуществлена $n+1-m$ безразмерными параметрами, состоящими из $n+1$ размерных величин.

Тогда безразмерные параметры можно записать:

$$\begin{aligned}
 \pi &= \frac{a}{a_1^{m_1}, a_2^{m_2}, \dots, a_k^{m_k}}; \\
 \pi_1 &= \frac{a_{m+1}}{a_1^{p_1}, a_2^{p_2}, \dots, a_k^{p_k}}; \\
 &\dots\dots\dots \\
 &\dots\dots\dots \\
 \pi_{n+1-k} &= \frac{a_n}{a_1^{g_1}, a_2^{g_2}, \dots, a_k^{g_k}}.
 \end{aligned}$$

Здесь показатели $m_1, m_2, \dots, m_k; p_1, p_2, \dots, p_k; g_1, g_2, \dots, g_k$ выбираются так, чтобы параметры $\pi, \pi_1, \pi_2, \pi_3, \dots, \pi_{n+1-k}$ получились в безразмерном виде.

Применение π -теоремы поясним на конкретном примере. Предположим, что вместо величины a дана $\Delta\rho$, а вместо величин с независимыми размерностями даны v, ρ, l . Тогда получим:

$$\pi = \frac{\Delta p}{\rho^{m_1} \nu^{m_2} l^{m_3}}.$$

Так как в этой формуле левая часть (L^0, F^0, T^0) безразмерная, то и правая часть должна быть безразмерной, т.е.

$$\frac{F / L^2}{(FT^2 / L^4)^{m_1} (L/T)^{m_2} L^{m_3}} = LT^0 F^0$$

или

$$\frac{F}{L^0} (FT^2 / L^4)^{-m_1} (L/T)^{-m_2} L^{-m_3} = L^0 T^0 F^0.$$

Тогда, приравнявая показатели степени при L, T и F, получаем:

$$\begin{aligned} 1 - m_1 &= 0; \\ 2 + 4m_1 - m_2 - m_3 &= 0; \\ -2m_1 + m_2 &= 0. \end{aligned}$$

Решения этой системы трех линейных уравнений будут следующие:

$$m_1 = 1; \quad m_2 = 2; \quad m_3 = 4.$$

Следовательно, безразмерный параметр можно представить в виде:

$$\pi = \frac{\Delta p}{\rho \nu^2}.$$

Это выражение представляет собой отношение давления и инерции и называется параметром Эйлера.

15.3. Критерии подобия

При рассмотрении различных процессов можно выделить некоторые безразмерные параметры, характеризующие основные свойства этих процессов. Число таких параметров согласно π -теореме зависит от числа размерных единиц, используемых для описания процесса. Например, стационарная фильтрация ньютоновской жидкости характеризуется четырьмя величинами: скоростью v , вязкостью μ , проницаемостью k и градиентом давления $\Delta p/l$, из которых формируется один безразмерный параметр $\mu l / (k \Delta p)$, характеризующий отношение сил вязкого трения к силам давления.

В гидромеханике ньютоновской жидкости рассматривают шесть размерных параметров: скорость v , линейный размер l , характерное время переходного процесса t , ускорение свободного падения g и две характеристики жидкости – плотность ρ и вязкость μ . Для несжимаемой жидкости из этих шести величин можно получить три классических безразмерных параметра ньютоновской гидромеханики:

число Рейнольдса $Re = v l \rho / \mu$;

число Фруда $Fr = v^2 / (g l)$;

число Струхала $Sr = v t / l$.

Число Струхала для стационарных течений является несущественным. В некоторых случаях, например при вертикальных движениях дисперсных систем, необходимо учитывать число Фруда, однако значительная часть ньютоновской гидромеханики основывается на числе Рейнольдса, представляющем отношение инерционных сил к вязкостным.

Рассмотрим далее безразмерные параметры, определяющие движение вязкоупругих систем. В данном случае анализ размерностей значительно сложнее, чем для ньютоновской жидкости, так как реологическое уравнение вязкоупругой жидкости содержит два и более размерных

параметра. Число безразмерных параметров также будет больше и для разных видов реологических уравнений, набор их будет различен. В простейшем случае в реологическое уравнение жидкости помимо вязкости входит еще один параметр – *время релаксации* T , характеризующее глубину памяти жидкости. Тогда свойства двух жидкостей с одинаковыми значениями μ и T могут быть различными. Например, *жидкость Максвелла* и *жидкость Фойгта* ведут себя по-разному, несмотря на возможное совпадение значений μ и T . Поэтому анализ размерностей, основанный на этих двух параметрах, дает в лучшем случае только качественный результат.

В дальнейшем предположим, что характер движения жидкости зависит от набора параметров ν , l , t , g , ρ , μ и T . Поскольку к шести параметрам ньютоновской гидромеханики добавился еще один – время релаксации T , то используя его в качестве дополнительного к Re , Fr , Sr , можно получить только один новый безразмерный параметр. Для этого предложены различные безразмерные критерии, каждый из которых имеет свою физическую интерпретацию.

Наиболее часто применяют безразмерный параметр, введенный М. Рейнером $Kch = T/t$.

Очевидно, что при $Kch \ll 1$ течение вязкоупругой жидкости не сильно отличается от ньютоновской, так как характерное время процесса значительно превышает время релаксации и жидкость при течении успевает релаксировать.

При анализе стационарных течений за величину t можно взять отношение характерного линейного размера в направлении движения l к характерной скорости ν .

Таким образом имеем:

$$Kch = T\nu/l.$$

Так как свойства любой жидкости при медленных течениях близки к ньютоновской, удобно ввести параметр,

характеризующий проявление неньютоновских свойств при неизменных течениях. Поскольку в сдвиговых течениях вязкоупругих жидкостей действуют нормальные напряжения, то мерой проявления неньютоновских свойств может служить отношение разности нормальных и касательных напряжений, оцениваемое *числом Вейсенберга*

$$We = \Delta\sigma / \tau.$$

Учитывая, что при вискозиметрических течениях $\Delta\sigma \approx \mu T \dot{\gamma}^2$, где $\dot{\gamma}$ – скорость сдвига; $\tau = \mu \dot{\gamma}$, для числа Вейсенберга получаем: $We = T \dot{\gamma}$.

Таким образом, число Вейсенберга пропорционально скорости сдвига.

В более общем случае за оценку скорости сдвига можно принять отношение характерной скорости к характерному линейному размеру d в направлении изменения скорости. Тогда число Вейсенберга

$$We = Tv / d.$$

Комбинируя полученные безразмерные параметры, можно получить несколько других параметров, характеризующих те или иные особенности физического процесса. Например, *упругое число* El_1 равно отношению чисел Вейсенберга и Рейнольдса:

$$El_1 = We / Re = T\mu / (\rho d^2).$$

Очевидно, что это число характеризует отношение нормальных напряжений к инерционным, поскольку параметр Вейсенберга равен отношению нормальных напряжений к

касательным, а параметр Рейнольдса – отношению инерционных к касательным.

Следует отметить, что нормальные и инерционные напряжения пропорциональны квадрату скорости, так что возможность пренебречь той или иной величиной при малых скоростях оценивается значением числа El_1 .

Для стационарных течений отношение чисел Kch и We определяется только геометрическими параметрами поля течения и постоянно для всех геометрически подобных полей:

$$Kch / We = d / l .$$

Для нестационарных течений это отношение равно числу Струхала.

В семь размерных параметров входят три (μ , ρ , T), определяющие свойства жидкости. Из этих величин можно составить параметр, характеризующий скорость распространения разрывных возмущений в вязкоупругой несжимаемой жидкости:

$$v_0 \sim \sqrt{\eta / (T\rho)} .$$

Из этого уравнения следует, что чем больше время релаксации T , тем меньше скорость распространения возмущений. В случае когда $T = 0$, т. е. в несжимаемой ньютоновской жидкости, $v_0 = \infty$ – скорость распространения возмущений бесконечна.

Используя параметр v_0 , можно построить новый безразмерный критерий, называемый *вторым упругим числом*

$$El_2 = v / v_0 = \sqrt{T\rho v^2 / \mu} ,$$

которое представляет собой отношение скорости течения v к «естественной» скорости v_0 .

При увеличении числа El_2 более единицы следует ожидать появления некоторых новых сверхкритических условий течения.

В ряде задач гидромеханики можно определить некоторое характеристическое напряжение τ_0 . В качестве примера рассмотрим стационарное движение жидкости, обладающей пластическими свойствами, или движение взвешенных частиц под действием силы тяжести. Учитывая, что отношение μ/T имеет размерность напряжения, можно определить *третье упругое число*

$$El_3 = \tau_0 T / \mu .$$

Используя также число Эйлера

$$Eu = \tau_0 / (\rho v^2) ,$$

имеем соотношение

$$(El)^2 = \frac{El_3}{Eu} = We Re .$$

При таком подходе априори выбираются размерные величины, которые предположительно могут влиять на анализируемый процесс и на основе которых с помощью π -теоремы определяется набор безразмерных комплексов. Далее, на основании результатов экспериментальных исследований, определяются влияющие комплексы. Вместе с тем критерии подобия физического процесса можно найти на основе анализа размерностей дифференциальных уравнений, описывающих данный процесс.

Рассмотрим в качестве примера уравнение теплопроводности в одномерном случае и для условий однородной среды:

$$\frac{\partial T}{\partial t} = a \frac{\partial^2 T}{\partial x^2}. \quad (1)$$

Перейдем в этом уравнении к безразмерным переменным, приняв $T = \bar{T}T_0$, $x = \bar{x}x_0$, где T_0 , x_0 – некоторые характерные размерные величины. Тогда в переменных \bar{T} , \bar{x} уравнение (1) примет вид:

$$\frac{\partial \bar{T}}{\partial t} = \frac{a}{x_0^2} \frac{\partial^2 \bar{T}}{\partial \bar{x}^2}.$$

Введем теперь «новое» безразмерное время, которое принято называть *параметром Фурье*:

$$Fo = at / x_0^2.$$

Тогда вместо последнего уравнения получим следующую его запись в безразмерной форме

$$\frac{\partial \bar{T}}{\partial Fo} = \frac{\partial^2 \bar{T}}{\partial \bar{x}^2}.$$

Очевидно, что если у двух подобных процессов параметр Fo будет одинаковым, то эти процессы будут находиться в одинаковом состоянии. Поэтому число Фурье называется также критерием тепловой гомохронности.

Поскольку величину x_0^2/a можно рассматривать как время тепловой релаксации системы, то критерий гомохронности – как соотношение характерного времени протекания процесса к времени релаксации.

16. МОДЕЛИРОВАНИЕ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ ПРОЦЕССОВ

При планировании лабораторных исследований необходимо быть уверенным, что исследуемый процесс соответствует реальному (натурному). Очевидно, что только в этом случае интерпретация полученных результатов будет иметь ценность. Это может быть достигнуто, если между лабораторным и натурным процессами имеется подобие. Рассмотрим обоснование условий моделирования процесса вытеснения нефти водой в одномерном случае.

Выпишем основные параметры, характеризующие процесс вытеснения. Будем при этом предполагать, что внутривязкие пространства модели и натурности геометрически подобны, равны также и углы смачивания. Первое условие может быть выполнено, например при использовании для экспериментирования кернов, второе – подбором жидкости.

С учетом этого имеем следующие определяющие размерные параметры: вязкость нефти и воды μ_H, μ_B ; перепад давления Δp ; модуль градиента давления $|\text{grad } p|$; проницаемость k ; капиллярное давление в порах p_K ; коэффициент поверхностного натяжения σ . Из семи размерных параметров согласно π -теореме получаются четыре безразмерных, которые можно записать в виде

$$\bar{\mu} = \left(\frac{\mu_H}{\mu_B} \right)_H = \left(\frac{\mu_H}{\mu_B} \right)_M ; \quad \pi_1 = \left(\frac{p_K}{\Delta p} \right)_H = \left(\frac{p_K}{\Delta p} \right)_M ;$$

$$\pi_2 = \left(\frac{\sigma}{k |\text{grad } p|} \right)_H = \left(\frac{\sigma}{k |\text{grad } p|} \right) \left(\frac{p_K}{\sigma} \sqrt{\frac{k}{m}} \right)_H = \left(\frac{p_K}{\sigma} \sqrt{\frac{k}{m}} \right)_M .$$

Последний параметр представляет собой не что иное, как *безразмерную функцию Леверетта*. Учитывая, что между натурой и модельной пористой средой существует геометрическое подобие, и углы смачивания также равны, то значения этой функции в зависимости от насыщенности для модели и природы также будут совпадать. Выберем в качестве приведенной величины p_k ее значение при некотором значении насыщенности s_1 . Тогда подставляя это значение в π_1 , получаем

$$\pi_1 = \left(\frac{\sigma}{\Delta p \sqrt{\frac{k}{m}}} \right)_H = \left(\frac{\sigma}{\Delta p \sqrt{\frac{k}{m}}} \right)_M .$$

Таким образом, имеем следующие условия моделирования одномерного процесса вытеснения нефти водой:

$$\begin{aligned} \bar{\mu} &= \left(\frac{\mu_H}{\mu_B} \right)_H = \left(\frac{\mu_H}{\mu_B} \right)_M ; \\ \pi_1 &= \left(\frac{\sigma}{\Delta p \sqrt{\frac{m}{k}}} \right)_H = \left(\frac{\sigma}{\Delta p \sqrt{\frac{m}{k}}} \right)_M ; \\ \pi_2 &= \left(\frac{\sigma}{k |grad p|} \right)_H = \left(\frac{\sigma}{k |grad p|} \right)_M . \end{aligned}$$

Реализация подобия по параметру $\bar{\mu}$ затруднений не вызывает. Точная реализация равенства модельных и натуральных значений параметров π_1 , π_2 невозможна. Чтобы это

показать, положим, что $|\text{grad } p| \approx \Delta p / l$, где l – некоторый характерный размер. Подставляя это значение в выражение для π_2 и деля почленно π_1 на π_2 , получаем следующее условие:

$$\left(\frac{l}{\sqrt{k}} \right)_H = \left(\frac{l}{\sqrt{k}} \right)_M.$$

Выполнение этого условия невозможно в силу большого различия в значениях размера l для природы и модели. Так, например, если принято $l_H \sim 100$ м (порядок расстояния между скважинами) и $l_M \sim 1$ м, то проницаемости модели и природы должны отличаться в 10^4 раз. Естественно, что такие малые проницаемости реализовать в опытах невозможно (если проницаемость в природе, например, равна 10^{-13} м², то в модели ее значение должно составить 10^{-17} м²). Кроме того, при уменьшении проницаемости может не сохраниться геометрическое подобие внутривыводных пространств.

Однако, как показал анализ теоретических и экспериментальных данных, по параметру π_2 имеется своеобразная автомодельность, а именно, при значениях $\pi_2 \geq 0,5 \cdot 10^6$ этот параметр практически не влияет на результаты экспериментов.

Нетрудно заметить, что параметр π_1 представляет собой отношение капиллярного перепада давления на размеры поры к гидродинамическому перепаду давления Δp . Очевидно, что чем меньше капиллярные силы, тем меньше будет капелек нефти заперто в порах. Поэтому с уменьшением параметра π_1 его влияние на результаты вытеснения будет уменьшаться.

Анализ показывает, что при $\pi_1 \leq 0,5$, погрешность получаемых результатов из-за невыполнения подобия по параметру π_1 не превышает 2 – 3%. Таким образом, при моделировании одномерного вытеснения нефти водой необходимо выполнение условий:

$$\bar{\mu}_H = \bar{\mu}_M; (\pi_1)_M \leq 0,5; (\pi_2)_M \leq 0,5 \cdot 10^6.$$

При моделировании фильтрации жидкостей и газов, равно как и при моделировании любых физических процессов, важно правильно выбрать и записать определяющие уравнения. С одной стороны, они должны быть адекватны реальному процессу, с другой – должен выполняться принцип инвариантности: вид уравнения должен быть инвариантен по отношению к системе координат. Другими словами, при вращении системы координат уравнение должно сохранить свой вид. Рассмотрим выполнение этого принципа на примере выбора закона фильтрации.

Закон Дарси справедлив в области линейной фильтрации. Для нелинейной фильтрации находят применение степенные законы. Обычно степенные законы записываются для одномерных случаев. Представляет некоторый интерес рассмотрение обобщения и для пространственной фильтрации. Для одномерного случая

$$v_x = k_1 \left(-\frac{dp}{dx} \right)^n.$$

Выясним, можно ли для плоского случая записать

$$v_x = k_1 \left(-\frac{\partial p}{\partial x} \right)^n, \quad v_y = k_1 \left(-\frac{\partial p}{\partial y} \right)^n \quad (2)$$

Нетрудно показать, что приведенное уравнение неинвариантно относительно поворота осей координат. При повороте координатных осей координаты и проекции

скоростей на соответствующей оси меняются следующим образом:

$$\begin{aligned}x &= x' \cos \varphi - y' \sin \varphi ; \\y &= x' \sin \varphi + y' \cos \varphi ; \\v_x &= v_x' \cos \varphi - v_y' \sin \varphi ; \\v_y &= v_x' \sin \varphi + v_y' \cos \varphi .\end{aligned}$$

Легко заметить, что проекции градиента давления на оси x и y ($\partial p / \partial x$ и $\partial p / \partial y$) определяются по тем же формулам

$$\begin{aligned}\frac{\partial p}{\partial x} &= \frac{\partial p}{\partial x'} \cos \varphi - \frac{\partial p}{\partial y'} \sin \varphi , \\ \frac{\partial p}{\partial y} &= \frac{\partial p}{\partial x'} \sin \varphi + \frac{\partial p}{\partial y'} \cos \varphi .\end{aligned}$$

где $\partial p / \partial x'$ и $\partial p / \partial y'$ – проекции градиента давления на оси x' и y' . Тогда

$$\begin{aligned}v_x &= k_1 \left[- \left(\frac{\partial p}{\partial x'} \cos \varphi - \frac{\partial p}{\partial y'} \sin \varphi \right) \right]^n , \\ v_y &= k_1 \left[- \left(\frac{\partial p}{\partial x'} \sin \varphi + \frac{\partial p}{\partial y'} \cos \varphi \right) \right]^n\end{aligned}\tag{3}$$

Сравнивая выражения (2) и (3), нетрудно показать, что выполнение условия

$$v_{x'} = k_1 \left(-\frac{\partial p}{\partial x'} \right)^n,$$

$$v_{y'} = k_1 \left(-\frac{\partial p}{\partial y'} \right)^n$$

возможно лишь при $n = 1$.

Следовательно, записанный нелинейный закон фильтрации неинвариантен относительно поворота осей координат.

Покажем, что одной из возможных записей нелинейного закона фильтрации, обеспечивающей инвариантность относительно поворота осей координат, является следующая:

$$v_x = A(|\text{grad } p|)^{n-1} \frac{\partial p}{\partial x},$$

$$v_y = A(|\text{grad } p|)^{n-1} \frac{\partial p}{\partial y},$$

$$|\text{grad } p| = \sqrt{\left(\frac{\partial p}{\partial x}\right)^2 + \left(\frac{\partial p}{\partial y}\right)^2}.$$

Согласно тому, что

$$\begin{aligned} |\text{grad } p| &= \sqrt{\left(\frac{\partial p}{\partial x}\right)^2 + \left(\frac{\partial p}{\partial y}\right)^2} = \\ &= \sqrt{\left(\frac{\partial p}{\partial x'} \cos \varphi - \frac{\partial p}{\partial y'} \sin \varphi\right)^2 + \left(\frac{\partial p}{\partial x'} \sin \varphi + \frac{\partial p}{\partial y'} \cos \varphi\right)^2} = \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
&= \sqrt{\left(\frac{\partial p}{\partial x'}\right)^2 \cos^2 \varphi + \left(\frac{\partial p}{\partial y'}\right)^2 \sin^2 \varphi + \left(\frac{\partial p}{\partial x'}\right)^2 \sin^2 \varphi + \left(\frac{\partial p}{\partial y'}\right)^2 \cos^2 \varphi} = \\
&= \sqrt{\left(\frac{\partial p}{\partial x'}\right)^2 (\cos^2 \varphi + \sin^2 \varphi) + \left(\frac{\partial p}{\partial y'}\right)^2 (\sin^2 \varphi + \cos^2 \varphi)} = \\
&= \sqrt{\left(\frac{\partial p}{\partial x'}\right)^2 + \left(\frac{\partial p}{\partial y'}\right)^2},
\end{aligned}$$

модуль градиента давления инвариантен относительно поворота осей координат.

Выражения проекций скорости будут иметь вид

$$\begin{aligned}
v_x &= A(|\text{grad } p|)^{n-1} \left(\frac{\partial p}{\partial x'} \cos \varphi - \frac{\partial p}{\partial y'} \sin \varphi \right), \\
v_y &= A(|\text{grad } p|)^{n-1} \left(\frac{\partial p}{\partial x'} \sin \varphi + \frac{\partial p}{\partial y'} \cos \varphi \right).
\end{aligned}$$

Естественно, что уравнение неразрывности, инвариантное относительно поворота осей координат, не изменяется при подстановке инвариантных величин v_x и v_y , т. е.

$$\begin{aligned}
\frac{\partial v_x}{\partial x} + \frac{\partial v_y}{\partial y} &= \frac{\partial v_x}{\partial x'} \cos \varphi - \frac{\partial v_x}{\partial y'} \sin \varphi + \frac{\partial v_y}{\partial x'} \sin \varphi - \frac{\partial v_y}{\partial y'} \cos \varphi = \\
&= \cos \varphi - \frac{\partial}{\partial x'} \left[A(|\text{grad } p|)^{n-1} \left(\frac{\partial p}{\partial x'} \cos \varphi - \frac{\partial p}{\partial y'} \sin \varphi \right) \right] -
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
& -\sin \varphi - \frac{\partial}{\partial y'} \left[A(|\text{grad } p|)^{n-1} \left(\frac{\partial p}{\partial x'} \cos \varphi - \frac{\partial p}{\partial y'} \sin \varphi \right) \right] + \\
& + \sin \varphi - \frac{\partial}{\partial x'} \left[A(|\text{grad } p|)^{n-1} \left(\frac{\partial p}{\partial x'} \sin \varphi + \frac{\partial p}{\partial y'} \cos \varphi \right) \right] + \\
& + \cos \varphi - \frac{\partial}{\partial y'} \left[A(|\text{grad } p|)^{n-1} \left(\frac{\partial p}{\partial x'} \sin \varphi + \frac{\partial p}{\partial y'} \cos \varphi \right) \right] = \\
& = \frac{\partial}{\partial x'} \left[A(|\text{grad } p|)^{n-1} \left(\frac{\partial p}{\partial x'} \cos^2 \varphi + \frac{\partial p}{\partial x'} \sin^2 \varphi \right) \right] + \\
& + \frac{\partial}{\partial y'} \left[A(|\text{grad } p|)^{n-1} \left(\frac{\partial p}{\partial y'} \cos^2 \varphi + \frac{\partial p}{\partial y'} \sin^2 \varphi \right) \right] = \\
& = \frac{\partial}{\partial x'} \left[A(|\text{grad } p|)^{n-1} \left(\frac{\partial p}{\partial x'} (\cos^2 \varphi + \sin^2 \varphi) \right) \right] + \\
& + \frac{\partial}{\partial y'} \left[A(|\text{grad } p|)^{n-1} \left(\frac{\partial p}{\partial y'} (\cos^2 \varphi + \sin^2 \varphi) \right) \right] = \\
& = \frac{\partial}{\partial x'} \left[A(|\text{grad } p|)^{n-1} \frac{\partial p}{\partial x'} \right] + \frac{\partial}{\partial y'} \left[A(|\text{grad } p|)^{n-1} \frac{\partial p}{\partial y'} \right] = 0,
\end{aligned}$$

$$\frac{\partial v'_x}{\partial x'} + \frac{\partial v'_y}{\partial y'} = 0,$$

$$v'_x = A(|\text{grad } p|)^{n-1} \frac{\partial p}{\partial x'},$$

$$v'_y = A(|\text{grad } p|)^{n-1} \frac{\partial p}{\partial y'}.$$

16.1. Использование результатов моделирования

Для применения результатов экспериментального моделирования данные обычно обрабатывают с использованием соответствующих безразмерных параметров. Например, классическая зависимость безразмерного коэффициента гидравлических сопротивлений от безразмерного параметра Рейнольдса. В то же время экспериментальные данные в целях большей общности целесообразно обрабатывать в специальных асимптотических координатах. Нередко такой способ позволяет устанавливать универсальные зависимости, прогнозировать аналогичные эффекты и процессы в качественно сходных условиях.

Рассмотрим следующий простейший пример. Пусть имеется серия экспериментальных кривых (рис. 16.1, *a*), состоящая из прямолинейных участков, наклоненных под разным углом и горизонтальных. Таким образом, имеем двухпараметрическую зависимость $\eta = \eta(p, q)$.

Построив зависимость η от q для двух характерных (крайних) значений параметра p (0 и p_1), определим функции (рис. 16.1, *б*):

$$\eta_* = \eta(0, q) \text{ и } \eta^* = \eta(p_1, q).$$

Если ввести новую функцию

$$f = \frac{\eta(p, q) - \eta_*(q)}{\eta^*(q) - \eta_*(q)} \quad (4)$$

и вместо p использовать $\xi = p / p_1$, то все кривые на рис. 16.1, *a* сольются в единственную кривую на рис. 16.1, *в*, проходящую через точки (0; 0) и (1; 1). Следовательно, всю серию экспериментальных кривых удастся описать с помощью трех кривых на рис. 16.1, *б* и 16.1, *в*.

Если подобрать аналитические зависимости для кривых $\eta^*(q)$ и $\eta(q)$ на рис. 16.1, б, то используя выражение (4), можно получить универсальную аналитическую зависимость для серии кривых на рис. 16.1, а.

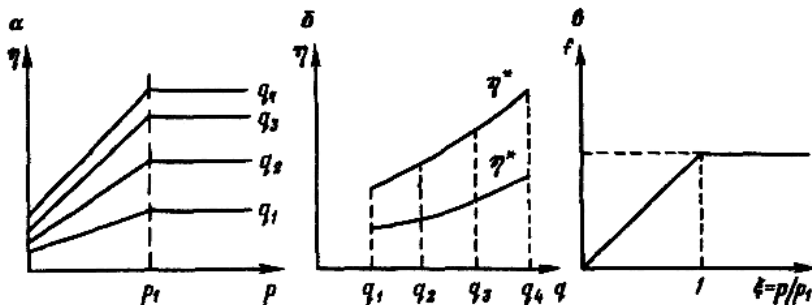


Рис. 16.1. График обработки результатов экспериментов в специальных координатах:

- а – исходные экспериментальные кривые;
- б – специальные вспомогательные функции;
- в – универсальная зависимость

Рассмотрим теперь конкретный пример использования метода асимптотических координат.

Важный этап исследований скважин на газоконденсатность – наличие на поверхности представительной пробы пластовой смеси, которую можно получить при выполнении следующего условия: полный вынос пластовой смеси из призабойной зоны в скважину и из ствола скважины в сепарационное оборудование (условия сепарации также не должны меняться). Кроме того, факт получения представительной пробы пластовой смеси контролируется изменением конденсатогазового фактора. С этой целью определяется минимально установившийся дебит (q_{min}), начиная с которого параметры и свойства отобранных проб не будут меняться.

Имеющиеся методы определения основаны на результатах специальных промысловых исследований скважин (определение столба жидкости в стволе, изотерм конденсации, анализ результатов исследований с позиций закономерностей течения газожидкостных смесей в фонтанных трубах и др.).

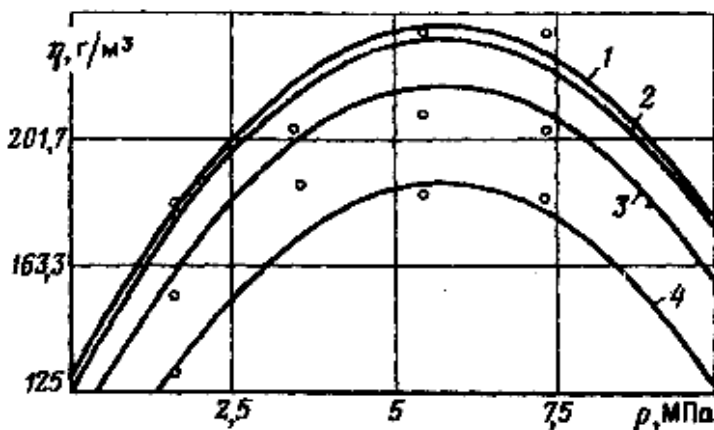


Рис. 16.2. Экспериментальные (точки) и расчетные (кривые) зависимости $\eta = \eta(p, q)$
 q , тыс. м³/сут; 1 – 100; 2 – 83; 3 – 58; 4 – 38.

Для повышения надежности принимаемых на этой основе решений необходимо обобщать полученные результаты исследований во всем диапазоне изменения режимных параметров (дебит скважин, давление сепарации). В связи с этим рассмотрен подход, позволяющий с этих позиций подойти к прогнозированию условий получения представительной пробы конденсата при исследовании скважин на газоконденсатность.

Предлагается методика расчета условий получения представительной пробы на основе применения метода асимптотических координат при анализе данных промысловых исследований скважин. Использование асимптотических координат позволяет получить простые универсальные

зависимости, описывающие изотермы конденсации при различных дебитах скважин, а также изменения удельного выхода конденсата η от дебита скважины q .

Вышеперечисленные зависимости $\eta = \eta(p, q)$ строятся на основании промысловых исследований и, естественно, сложно получить эти данные при различных режимах работы скважин с требуемым для «уверенного» принятия решений «шагом» по дебиту.

Рассмотрим порядок расчета газоконденсатного фактора на примере данных исследований скважин, представленных в виде $\eta = \eta(p, q)$ (рис. 16.2). С этой целью введем новую вспомогательную функцию

$$f = \left(\frac{\eta^\alpha - \eta_*^\alpha}{\eta^{*\alpha} - \eta_*^\alpha} \right)^\beta, \quad (5)$$

где η_* и η^* – газоконденсатный фактор, соответственно, при минимальном и максимальном давлениях сепарации:

$$\eta_* = \eta(p_{min}, q), \quad \eta^* = \eta(p_{max}, q).$$

Для рассматриваемого случая $p_{min} = 1,7$ МПа, $p_{max} = 7,4$ МПа.

Таким образом, сложную двумерную поверхность $\eta = \eta(p, q)$ в трехмерном пространстве удастся описать всего тремя плоскими кривыми, которые с высокой степенью точности описываются эмпирическими зависимостями (при $\alpha = 1$, $\beta = 4$):

$$\begin{aligned} \eta_* &= 181,8 - 271,5e^{-0,043q}, \\ \eta^* &= 234,2 - 264,3e^{-0,043q}, \end{aligned} \quad (6)$$

$$f = -1,013376 + 7,2073 \cdot 10^{-2} p - 6,12051 \cdot 10^{-4} p^2. \quad (7)$$

Как видно, функция f зависит только от p . Подставив значения f в уравнение (5), получим следующую универсальную зависимость для удельного выхода конденсата от дебита скважины и давления в сепараторе:

$$\eta = \eta_* + f^{1/4}(\eta^* - \eta_*). \quad (8)$$

Для определения q_{min} предусматривается получение зависимости $\eta = \eta(q)$ при $p = \text{const}$.

Начало участка стабилизации кривой $\eta = \eta(q)$ принимается за значение q_{min} . Имея же аналитическую зависимость (7), значение q_{min} для любых $p \in [p_{min}, p_{max}]$ можно находить расчетным путем. Для этого вычислим

$$\frac{\partial f}{\partial q} = [11,67 + f^{1/4} \cdot 0,31] e^{-0,043q}. \quad (9)$$

За значение q_{min} будем принимать то значение q , при котором $\partial f / \partial q = \varepsilon$, где ε – некоторое малое положительное число. Значение ε можно принять равным 0,05.

Разрешая уравнение (9) относительно q , получаем зависимость

$$\frac{\partial f}{\partial q} q_{min} = \frac{11,67 + 0,031 f^{1/4}}{\varepsilon} = 23,25 \text{ тыс. м}^3/\text{сут.}$$

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В учебном пособии изложены основы физики нефтяного и газового пласта, включая свойства пластовых жидкостей и газов, коллекторские, фильтрационные, механические и тепловые свойства горных пород, дана их классификация.

Издание предназначено для студентов, обучающихся по специальности 130501 «Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ» направления 130500 «Нефтегазовое дело».

Автор выражает признательность аспиранту ВГТУ В.Н. Апасову за помощь в подготовке учебного пособия.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Адамс Дж. Физика нефтяного пласта / Дж. Адамс, Д. Басс, Р. Уайтинг. М.: Гостоптехиздат, 1962. 571 с.
2. Движение жидкостей и газов в природных пластах / Г.И. Баренблатт и др. М.: Недра, 1984. 205 с.
3. Пирвердян А.М. Физика и гидравлика нефтяного пласта / А.М. Пирвердян. М.: Недра, 1982. 192 с.
4. Мирзаджанзаде А.Х. Физика нефтяного и газового пласта / А.Х. Мирзаджанзаде, И.М. Аметов, А.Т. Ковалев. Москва, Ижевск, 2005. 300 с.
5. Гиматудинов Ш.К. Физика нефтяного и газового пласта / Ш.К. Гиматудинов, А.И. Ширковский. М.: Недра, 1982. 312 с.
6. Михайлов Н.Н. Остаточное нефтенасыщение разрабатываемых пластов / Н.Н. Михайлов. М.: Недра, 1992. 270 с.

ОГЛАВЛЕНИЕ

| | |
|--|-----|
| 1. ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ | 3 |
| 2. ФИЛЬТРАЦИОННЫЕ И КОЛЛЕКТОРСКИЕ СВОЙСТВА ПОРОД | 13 |
| 3. ПОРИСТОСТЬ | 21 |
| 4. ПРОНИЦАЕМОСТЬ | 30 |
| 5. ЗАВИСИМОСТЬ ПРОНИЦАЕМОСТИ ОТ ПОРИСТОСТИ | 42 |
| 5.1. Виды проницаемости | 47 |
| 6. ВОДО-, НЕФТЕ- И ГАЗОНАСЫЩЕННОСТЬ | 48 |
| 7. УДЕЛЬНАЯ ПОВЕРХНОСТЬ | 57 |
| 7.1. Карбонатность породы | 58 |
| 7.2. Механические свойства горных пород | 59 |
| 7.3. Тепловые свойства горных пород | 61 |
| 8. СОСТАВ И ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ПРИРОДНЫХ ГАЗОВ | 67 |
| 8.1. Состав природных газов | 69 |
| 8.2. Вязкость газов и углеводородных конденсатов | 76 |
| 8.3. Растворимость газов в нефти и воде | 77 |
| 9. СОСТАВ И ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА НЕФТЕЙ | 81 |
| 9.1. Физико-химические свойства нефти | 83 |
| 10. СОСТАВ И ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ПЛАСТОВОЙ ВОДЫ | 91 |
| 10.1. Физико-химические свойства пластовых вод | 91 |
| 11. ФАЗОВЫЕ СОСТОЯНИЯ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СИСТЕМ | 97 |
| 11.1. Фазовые переходы в нефти, газе и воде | 101 |
| 11.2. Поверхностно-молекулярные свойства системы | 103 |
| 12. ФИЗИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ, КОНДЕНСАТА И ГАЗА ИЗ ПОРИСТОЙ СРЕДЫ | 108 |
| 12.1. Источники пластовой энергии | 108 |
| 12.2. Силы, действующие в залежи | 108 |
| 12.3. Причины нарушения закона Дарси | 110 |

| | |
|---|-----|
| 12.4. Общая схема вытеснения из пласта нефти водой и газом | 111 |
| 12.5. Нефтеотдача пластов при различных условиях дренирования залежи | 113 |
| 13. ФИЗИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ РАЗЛИЧНЫМИ МЕТОДАМИ | 117 |
| 14. КОМПОНЕНТОТДАЧА МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПРИРОДНЫХ ГАЗОВ И МЕТОДЫ ЕЕ ПОВЫШЕНИЯ..... | 148 |
| 15. МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОИСХОДЯЩИХ В НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ПРОЦЕССОВ..... | 153 |
| 15.1. Основные принципы моделирования..... | 153 |
| 15.2. Основные понятия теории размерностей..... | 155 |
| 15.3. Критерии подобия | 160 |
| 16. МОДЕЛИРОВАНИЕ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ ПРОЦЕССОВ..... | 167 |
| 16.1. Использование результатов моделирования | 175 |
| ЗАКЛЮЧЕНИЕ | 180 |
| БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК | 181 |

Учебное издание

Булыгин Юрий Александрович

ФИЗИКА ПЛАСТА

В авторской редакции

Выпускающий редактор И.В. Медведева

Подписано в печать 20.10.2006.

Формат 60x84/16. Бумага для множительных аппаратов.

Усл. печ. л. 11,4. Уч.-изд. л. 9,6. Тираж 250 экз.

Зак. №

ГОУВПО «Воронежский государственный технический
университет»

394026 Воронеж, Московский просп., 14