

М.И. Бурцев

Геолого-  
геофизические  
методы прогноза  
поисков  
и разведки  
месторождений  
нефти и газа



РГУ нефти и газа  
им. И.М. Губкина

**M.I. Bourtsev**

**GEOLOGICAL AND GEOPHYSICAL  
METHODS OF EXPLORATION OF  
OIL AND GAS**



**MOSCOW**  
Издательский центр  
РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина  
2011

**М.И. Бурцев**

**ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ  
ПРОГНОЗА ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ  
МЕСТОРОЖДЕНИЙ  
НЕФТИ И ГАЗА**



**МОСКВА**  
Издательский центр  
РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина  
2011

УДК 553.98  
ББК 33.36  
Б90

Рецензенты:

Зав. кафедрой месторождений полезных ископаемых и их разведки  
Российского университета дружбы народов,  
доктор геол.-минер. наук, профессор *А.Е. Воробьев*;  
доктор геол.-минер. наук, профессор *В.Л. Шустер*  
(институт Проблем нефти и газа РАН)

**Бурцев М.И.**

Б90 Геолого-геофизические методы прогноза, поисков и разведки месторождений нефти и газа: Учебное пособие. – М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2011. – 285 с.: ил.

ISBN 978-5-91961-014-4

Содержатся сведения об истории развития геологоразведочных работ на нефть и газ, о состоянии и проблемах нефтяных и газовых отраслей Мира и России. Изложены основные методические основы и методы геологоразведочного процесса на нефть и газ, а также этапы и стадии нефтегазопромысловых работ, подробно рассмотрены сейсмофациальные особенности различных литофаций. Для студентов, обучающихся по специальностям 130201 – «Геофизические методы поисков и разведки месторождений полезных ископаемых», по направлению 130304 «Геология нефти и газа», 130100 «Геология и разведка полезных ископаемых» и 130202 – «Геофизические методы исследования скважин» при изучении дисциплин «Поиски и разведка месторождений нефти и газа», «Теоретические основы поисков и разведки нефти и газа», «Поиски и разведка полезных ископаемых».

ISBN 978-5-91961-014-4

© Бурцев М.И., 2011  
© Российский государственный университет  
нефти и газа имени И.М. Губкина, 2011  
© Голубев В.С., оформление серии, 2011

# ПРЕДИСЛОВИЕ

Учебное пособие рассчитано на повышение минимально необходимой профессиональной подготовки студентов-геологов (бакалавров и магистров), специализирующихся в области прогнозирования, поисков и разведки месторождений нефти и газа. Работа посвящена основным аспектам современной методики проведения исследований на всех этапах и стадиях геологоразведочного процесса на нефть и газ.

Учебное пособие составлено с учётом того, что часть необходимых сведений студенты получили в курсах «Общая геология», «Структурная геология», «Историческая геология», «Литология», «Геология нефти и газа» и «Геофизические методы».

При подготовке данной работы была использована обширная учебная и научная литература, периодические специализированные издания, новые данные в области теории и практики поисково-разведочных работ на нефть и газ, и положение «Закона о недрах», а также многолетний личный опыт производственной, научной и преподавательской деятельности.

Среди основных источников информации для составления данного пособия:

– «Теоретические основы и методы поисков и разведки скоплений нефти и газа» (авторы: А.А. Бакиров, Э.А. Бакиров, В.С. Мелик-Пашаев и др., 1987);

– «Подготовка структур к глубокому бурению для поисков залежей нефти и газа» (Н.Я. Кунин, 1981 г.);

– «Сейсмостратиграфия в решении проблем поиска и разведки месторождений нефти и газа» (Н.Я. Кунин, Е.В. Кучерук, 1984 г.);

– «Теория и практика нефтегазоразведочных работ» (И.И. Нестеров, В.Б. Васильев, 1993 г.);

– «Методика поисков и разведки залежей нефти и газа» (Г.А. Габриэлянц, В.И. Пороскун, Ю.В. Сорокин, 1985 г.);

– «Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений» (Г.А. Габриэлянц, 2002 г.);

– «Поиски и разведка месторождений нефти и газа» (М.И. Бурцев, 2006).

Пособие состоит из трёх частей:

– Общие сведения о геологоразведочном процессе на нефть и газ.

– Методические основы геологоразведочных работ на нефть и газ.

– Методы исследований, применяемые на разных этапах и стадиях геологоразведочного процесса (ГРП).

Автор приносит благодарность Л.В. Милосердовой за оказанную помощь при подготовке данной работы в электронном виде к изданию, а также кафедру месторождений полезных ископаемых и их разведки Российского университета дружбы народов и доктора геолого-минералогических наук, профессора В.А. Шустера за рецензирование данного издания.

## УСЛОВНЫЕ СОКРАЩЕНИЯ

АК	— акустический каротаж
АТЗ	— аномалия типа «залежь»
БК	— боковой каротаж
БКЗ	— боковое зондирование
БМК	— боковой микрокаротаж
ВРОВ	— водорастворимое органическое вещество
ВНК	— водонефтяной контакт
ВСП	— вертикальное сейсмическое профилирование
ГВК	— газовойодяной контакт
ГСЗ	— глубинное сейсмическое зондирование
ГНК	— газонефтяной контакт
ГГК	— гамма-гамма каротаж
ГРР	— геологоразведочные работы
ГЗН	— главная зона нефтеобразования
ГЗГ	— главная зона газообразования
ГДК	— гидродинамический каротаж
D <sub>1</sub>	— локализованные ресурсы углеводородов
D <sub>2</sub>	— перспективные ресурсы углеводородов
D <sub>3</sub>	— прогнозные ресурсы углеводородов
ЗД	— трехмерная (объемная) сейсморазведка
ИК	— индукционный каротаж
ИП	— испытатель пластов
ИНК	— импульсный нейтронный каротаж
ИННК	— импульсный нейтрон-нейтронный каротаж
ИПК	— испытатель пластов на кабеле
ИПТ	— испытатели пластов на трубах
КИН	— коэффициент извлечения нефти
КОВ	— концентрированное органическое вещество
КМПВ	— корреляционный метод преломленных волн
КС	— кажущееся сопротивление
ЛСК	— литолого-стратиграфический комплекс
МОВ	— метод отраженных волн
МОГТ	— метод общей глубинной точки
МПВ	— метод преломленных волн
НСР	— начальные суммарные ресурсы
НК	— нейтронный каротаж

ОВ	– органическое вещество
ОГТ	– общая глубинная точка
ОПН	– опробование скважины на приток нефти
ОПК	– опробование пластов на кабеле
ОПТ	– опробование пластов на трубах
ПС	– потенциал самопроизвольной поляризации
РОВ	– рассеянное органическое вещество
$C_{орг}$	– углерод органический
$C_1$	– категория промышленных запасов
$C_2$	– категория предполагаемых запасов
СКО	– отбор образцов
ССК	– сейсмостратиграфический комплекс
СФ	– сейсмофации
УВ	– углеводороды
ФЕС	– фильтрационно-емкостные свойства
$\Delta t$	– временная толщина пласта
ЭВМ	– электронно-вычислительная машина
ЯМР	– ядерно-магнитный каротаж



## Часть I

# ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНОМ ПРОЦЕССЕ НА НЕФТЬ И ГАЗ

## Глава 1

### ИСТОРИЯ РАЗВИТИЯ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА НЕФТЬ И ГАЗ

Нефтяная промышленность имеет 150-летнюю историю. Начало ее связывают с бурением в 1858 г. нефтяной скважины в США Дрейком механическим путем глубиной 29 м. Газовая промышленность берет начало с момента получения притока газа из скважины, пробуренной в Канаде в 1889 г. За этот длительный период методы поисковых работ претерпевали значительные изменения в зависимости от вводимых в бурение поисковых объектов и от достижений научно-технического прогресса.

В 60—70-х годах XIX в. поисковые работы не выходили за пределы небольших территорий, где наблюдались поверхностные нефтепроявления, — так называемых нефтяных линий. На этих «линиях», соединяющих две продуктивные скважины, закладывались неглубокие скважины без участия геологов. Скважины были, по существу, эксплуатационными. Все последующие скважины располагались вокруг первой продуктивной скважины с нарастающим удалением.

С конца XIX в. при заложении нефтяных скважин стали использовать рекомендации геологов, которые отмечали приуроченность открытых залежей нефти к антиклинальным складкам, картируемым геологической съемкой. Таким образом, поиски залежей нефти по поверхностным нефтепроявлениям сменяются научно аргументированной — антиклинальной теорией. Эта теория активизировала нефтепоиско-

вые работы, что привело к открытию многих месторождений. Геологическая съемка для выявления антиклиналей становится на много десятилетий важным элементом поисково-разведочных работ, предшествующих бурению.

Первая скважина закладывалась в своде антиклинали, выявленной геологической съемкой, или со смещением на пологое крыло в случае асимметричных антиклиналей. При получении нефти в первой скважине последующие бурились для оконтуривания залежи. Задачи поиска и разведки решались эксплуатационными скважинами.

Во втором десятилетии XX в. в связи с резким уменьшением фонда обнаженных антиклиналей стали использовать картировочные скважины глубиной до 100 м для обнаружения погребенных антиклиналей или более глубокие структурные скважины (до 600 м) для обнаружения положительных структур по маркирующим горизонтам путем построения структурных карт. В это время с целью изучения структурного плана залегающих в недрах осадочной толщи отложений в практику нефтегазописковых работ стали внедрять геофизические методы. Арсенал методов выявления и подготовки перспективных объектов для поискового бурения значительно расширился путем их комплексирования. Так, например, при выявлении соляных куполов в Румынии, в Прикаспии, на побережье Мексиканского залива применялся комплекс гравиразведки и сейсморазведки; геологическая съемка и структурное бурение на Апшероне; геологическая съемка и гравиразведка в Сахаре, на Ближнем Востоке. До середины XX в. структурное бурение с геологической съемкой в комплексе с полевыми геофизическими наблюдениями были основными средствами выявления и подготовки объектов антиклинального типа. Происходят также изменения в методике поисков и разведки залежей нефти и газа: разрабатывается методика размещения поисковых скважин и определения их оптимального количества. На хорошо подготовленных и ненарушенных дизъюнктивными антиклиналях достаточно заложения одной поисковой скважины, если она вскрыла всю продуктивную толщу в ее сводовой части, а в случае значительной мощности перспективной толщи и неуверенной геометрии антиклинальной складки необходимо пробурить две-три скважины на поперечном профиле. Позднее рекомендовали для брахиантиклиналей еще две периклинальные поисковые скважины по методике классического «креста». Разведочные скважины стали располагать на локальной структуре по профилям вкрест ее простирания по обе стороны от ее свода.

В то же время начинается обособление стадий проведения геологоразведочных работ на нефть и газ: выявление антиклинальных погребенных структур, подготовка их к бурению, поисковое бурение, их разведка и эксплуатационное бурение.

Со второй половины 1940-х гг., благодаря успехам научно-технической революции, вооружившей геологов и геофизиков новыми приборами, переходом к комплексным геолого-геофизическим исследованиям, намечается усиление региональных работ и возрастание роли поисков и разведки залежей, связанных с неантиклинальными ловушками, и изменение направленности нефтегазопроисводческого процесса.

При этом изменилась методика поисков залежей УВ: если ранее объектами первоначального изучения становились ближайшие к выявленному месторождению площади, а затем, по мере новых открытий, все более отдаленные (т.е. изучение регионов велось от частного к общему), то теперь первоначально изучается геологическое строение перспективной зоны в целом, а затем отдельные залежи в ее пределах — по принципу от общего к частному.

В развитии нефтепоисковых работ намечается научный подход к изучению закономерностей размещения залежей нефти и газа в земной коре на основе геолого-исторического анализа условий развития крупных геоструктурных элементов, а также формирования зон нефтегазоаккумуляции и отдельных залежей.

Для изучения новых нефтегазоносных территорий стали применять новые категории скважин — опорные и параметрические.

С 1950-х гг. отмечается сокращение доли структурного бурения при подготовке площадей для поисков залежей нефти и газа, ведущее положение занимает сейсморазведка, на которую ложится обязанность изучения глубокопогруженных структур.

В совершенствовании поисково-разведочных работ на нефть и газ огромную роль сыграло возникновение и развитие методов геофизических исследований в скважинах (ГИС). Эти методы позволили резко сократить отбор керна, вести корреляцию разрезов скважин и успешно решать структурные задачи, выявить перспективные интервалы в разрезе скважины, их параметры, включая прогноз нефтегазоносности.

В 1960-х гг. появились первые разработки по прямым методам поисков залежей до бурения скважин с помощью материалов гравиразведки, сейсморазведки и геохимических съемок.

В 1970-х гг. стал существенно сокращаться фонд крупных антиклинальных структур, особенно в зарубежных странах, включая и глубокопогруженные. Поэтому в качестве перспективных объектов выделяются мелкие структуры и неантиклинальные ловушки, связанные с выклиниванием, литологическим замещением коллекторских толщ, несогласным стратиграфическим перекрытием и с органогенными постройками. Наиболее эффективным методом поиска этих объектов является сейсморазведка МОГТ, временные разрезы которой позволяют осуществлять прогноз в разрезе осадочной толщи пород коллекторов, флюидоупоров и ловушек, связанных с морфоструктурами.

Современный этап развития геологоразведочных работ на нефть и газ характеризуется усложнением горно-геологических и природно-климатических условий их проведения. Это связано с тем, что перспективные объекты имеют сложное геологическое строение (Восточная Сибирь), находятся в труднодоступных регионах (шельф Северных и Дальневосточных морей), а также на больших глубинах осадочного чехла в старых нефтегазоносных регионах.

Геологическая эффективность нефтегазопоисковых работ в этих условиях может быть повышена за счет высокого уровня прогнозирования нефтегазоносности недр и проведения геологоразведочных работ с использованием современных методов. В настоящее время в арсенале поисковиков нефти и газа имеется достаточно современных методов: полевые геофизические и аэрокосмические исследования, геохимические съемки разного типа, глубокое бурение с геологическими, геофизическими и геохимическими наблюдениями в скважинах.

Неоценимый вклад в теорию практики нефтегазопоисковых работ внесли многие труды российских геологов и геофизиков, среди которых выделяются фундаментальные исследования И.М. Губкина, В.И. Вернадского, А.А. Бакирова, И.О. Брода, Н.Б. Вассоевича, В.Н. Дахнова, Л.А. Рябинкина, А.А. Трофимука и многих других. Таким образом, история проведения нефтепоисковых работ в России и за рубежом показала, что успешное освоение новых территорий или возврат в старые районы всегда есть результат сочетания конструктивных геологических идей, умелого использования технических средств, знаний и опыта.

Вслед за бурением скважин в непосредственной близости от мест поверхностных нефтепроявлений или наугад появилась научная антиклинальная теория заложения нефтяных скважин. Хотя сведения о связи залежей нефти с антикли-

нальными структурами упоминались в работах многих геологов, «отцом» этой теории считают Уайта, который в 1885 г. не только обобщил имеющиеся по этому вопросу данные, но и привел в своем труде ряд фундаментальных положений нефтяной геологии:

— происхождение нефти связано с органическим веществом (ОВ), захороняемым в пластах «черных глин», а иногда в известняках;

— преобразование этого ОВ, его распад или «перегонка» происходит под воздействием слабого метаморфизма;

— породы-коллекторы обладают межзерновой пористостью или проницаемостью и должны быть перекрыты непроницаемыми породами-покрышками;

— возможна как вертикальная, так и латеральная миграция;

— антиклинали представляют собой оптимальное, но не исключительное вместилище для нефтяных скоплений.

Прогресс в нефтепоисковых работах начался с применения геофизических методов: сначала гравиразведки для выявления соляных куполов, сопровождаемых нефтегазопроявлениями, затем магниторазведки и сейсморазведки методом преломленных волн (МПВ), для их более уверенного картирования. Сейсморазведка методом отраженных волн (МОВ), начиная с 1930-х гг., явилась мощным инструментом для реализации антиклинальной теории, позволяя обнаруживать погребенные антиклинали, оценивать их геометрию на уровне залегания перспективных горизонтов.

Только в последние три десятка лет сейсморазведка МОВ заняла ведущее место в системе поисковых работ. Сначала, благодаря прогрессу в электронике, значительно улучшился прием информации, а затем, благодаря прогрессу в информатике, способствующей интерпретации этой информации, сейсморазведка расширила поле своей деятельности. Она оказалась способной не только добывать информацию с достаточной точностью и глубиной исследования, но и дала возможность получать как структурные, так и различные геологические, литологические и особенно седиментационные поисковые критерии, такие как определение фаций, а в некоторых случаях даже присутствие в них флюидов на основе регистрации с сохранением амплитуд, выявлять положения водонефтяного контакта (ВНК) и газоводяного контакта (ГВК). Изображение форм исследуемых объектов стало еще более надежным и наглядным благодаря внедрению трехмерных методов наблюдений и представления результатов. Зна-

чение сейсморазведки еще более существенно при поисковых работах на море.

Ряд открытых месторождений сначала ошибочно относили к структурному типу, но затем, после интерпретации скважинных материалов и палеогеографических реконструкций, оказывалось, что они связаны с органогенными постройками (ОП) (рифами) или с песчаными телами, связанными с палеоруслуями древних рек, выклиниванием и замещением прогнозируемых отложений на склонах поднятий как локальных, так и региональных.

Дополнительный вклад в методику поисковых работ внес прогресс органической геохимии, позволяющей прогнозировать по характеру ОВ ожидаемый тип углеводородов (УВ), создать концепцию главных зон образования нефти и газа, выявив зоны (очаги) нефтегазообразования. Приподнятые зоны — места аккумуляции УВ — не являются уже единственным местом поиска; считается, что очаги образования УВ, откуда нефть и газ мигрируют, заслуживают такого же внимания, так как они с точки зрения гидродинамического режима лучше других изолированы, и здесь можно встретить хорошие коллекторы в отложениях мутьевых потоков (турбидиты).

Большой вклад в методику поисков внесла теория тектоники плит, которая дала обобщенную глобальную картину взаимосвязи причин и их следствий, рассматривавшихся ранее как независимые друг от друга. На смену концепции геосинклинали, эволюционирующей в складчатые сооружения, приходит концепция рифта. Эта теория позволяет лучше анализировать накопление осадков, которые дают сведения о бассейнах. Масштабные горизонтальные перемещения при определенной роли вертикальных движений являются основной причиной надвигов и сжатий, в результате которой формируются передовые бассейны, важные с точки зрения поисков нефти и газа. Историю осадочных бассейнов можно расчленить на элементарные фазы, которые позволяют установить четкие соотношения между структурными деформациями и осадконакоплением.

Создание математических моделей обязывает более строго определять исходные данные и требует комплексного (системного) подхода специалистов разных дисциплин и наук о Земле.

В последние десятилетия поиски возможных скоплений нефти и газа, которые ограничивались шельфом, распространились на континентальный склон, его подножие и внутреннее моря.

## *Контрольные вопросы*

1. Какова была методика заложения нефтяных скважин в начале зарождения развития нефтяной промышленности?
2. Когда была востребована геологическая служба при поисках нефтяных месторождений?
3. Какие методы использовались для картирования погребенных антиклиналей?
4. Какой комплекс методов применяется на современном этапе нефтегазопроисковых работ?
5. Чем характеризуется современный геологоразведочный процесс на нефть и газ?

## Глава 2

# СОСТОЯНИЕ НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ОТРАСЛЕЙ МИРА И РОССИИ

Эпоха нефти наступила в начале прошлого столетия, когда началось широкое использование в промышленности двигателей внутреннего сгорания. С этого периода нефтедобыча росла быстрыми темпами, удваиваясь каждые 10 лет, а в конце 80-х гг. достигла 3 млрд т в год.

Сведения о состоянии мировой добычи нефти за последние годы крупнейшими производителями приведены в табл. 1.

Из таблицы видно, что последние годы мировая добыча нефти постепенно росла, достигнув в конце 2006 г. 3606,2 млн т. И только в конце 2007 г. сократилась на 0,4 % и составила 3520 млн т. Снижение добычи нефти произошло за счет производителей Мексики, Венесуэлы, Саудовской Аравии, ОАЭ и Норвегии. Рост добычи нефти наблюдался в России, США, Иране, Китае, Канаде, Анголе, Судане, Тунисе, Ираке и странах бывшего СССР.

Мировые доказанные запасы нефти и их распределение в ряде крупнейших стран производителей приведены в табл. 2.

Из таблицы видно, что мировые доказанные запасы на 01.01.08 г. составляют 196 млрд т, что на 40 млрд т больше по сравнению с запасами, подсчитанными на конец 2000 г. Доля ОПЕК в мировых запасах составляет 64 %, рост доказанных запасов отмечается в Венесуэле, Саудовской Аравии, Кувей-

Таблица 1

Мировая добыча и 10 крупнейших производителей нефти, млн т.

Страны	Годы						
	2007	2006	2005	2004	2003	2002	2001
Россия	491,5	480,5	470,0	459,3	421,3	379,6	348,1
Саудовская Аравия	418,2	446,3	449,7	441,3	421,0	340,0	382,0
США	254,9	253,2	257,0	268,1	282,0	285,2	288,0
Иран	194,4	191,1	193,0	193,6	187,8	170,3	183,5
Китай	186,0	183,7	180,0	173,4	170,0	169,1	163,6
Мексика	155,6	162,5	165,5	169,3	167,3	157,7	155,2
Канада	131,3	124,1	117,6	121,1	115,0	109,8	101,9
Венесуэла	123,8	132,7	134,3	126,9	115,9	129,2	149,4
ОАЭ	122,4	128,9	122,5	121,7	113,5	93,0	106,9
Норвегия	111,7	122,4	133,9	146,0	152,2	156,3	161,1
Мир	3592,0	3606,2	3592,0	3524,1	3400,7	3259,8	3301,8
В том числе ОПЕК	1516,2	1472,7	1477,8	1420,0	1330,3	1214,3	1342,0
Доля ОПЕК, %	42,2	40,8	41,1	40,3	39,1	37,2	40,5

те, Иране и России, а сокращение запасов в Норвегии, США и Канаде и ряде других.

Наиболее значительные запасы в млрд т сосредоточены в Саудовской Аравии (35,9), Канаде с учетом битуминозных песчаников (24,3), России (24,2), Иране (18,8), Ираке (15,6), Кувейте (13,8). Прогнозные запасы разными исследователями оцениваются от 325 до 400 млрд т.

Развитие газовой промышленности начиналось значительно позднее, и с 20-х гг. прошлого века потребление газа удваивалось каждые 10 лет, и к началу 2002 г. уровень добычи

Таблица 2

Страны	Доказанные запасы нефти, млрд т	
	01.01.07	01.01.08
Саудовская Аравия	35,4	35,9
Канада	24,4	24,3
Россия	24,1	24,2
Иран	18,5	18,8
Ирак	15,6	15,6
Кувейт	13,5	13,8
ОАЭ	13,3	13,3
Венесуэла	10,9	11,8
Ливия	5,6	5,6
Нигерия	4,9	4,9
Итого 10 стран	166,1	168,2
Мир	196,0	196,8
В том числе ОПЕК	122,7	126,1
Доля ОПЕК в мировых запасах, %	62,6	64,1
Доля 10 крупнейших стран в мировых запасах, %	84,7	85,5



Таблица 3

Мир и 10 крупнейших производителей газа, млрд м<sup>3</sup>

Страны	Годы					
	2007	2006	2005	2004	2003	2002
Россия	653,1	656,2	641,0	633,5	620,2	594,9
США	560,2	(687,9—общая)	548,9	536,7	552,7	565,7
Канада	177	176,8	176,2	175,4	173,7	179,0
Иран	101	105,0	100,9	91,8	81,5	75,0
Алжир	93,4	84,5	87,8	82,0	82,8	80,4
Норвегия	87,7	87,6	85,0	78,5	73,1	65,5
Великобритания	73,7	80,0	88,0	96,0	102,9	103,6
Туркменистан	72,6	62,2	63,6	58,6	59,1	53,5
Нидерланды	71,2	61,9	62,9	68,8	58,4	59,9
Саудовская Аравия	7,70	73,7	69,5	65,0	60,1	56,7
Мир	2823,8	2865,3	2740,0	2691,6	2623,4	2527,6

газа составил 2485 млрд м<sup>3</sup>. Сведения о мировой добыче природного газа за последние годы приведены в табл. 3.

Из таблицы видно, что максимум мировой добычи газа наблюдая в 2006 г., составив 2865, 3 млрд м<sup>3</sup>, а в конце 2007 г. добыча снизилась до 2823,8 млрд м<sup>3</sup>, т.е., на 1,5 %, за счет сокращения добычи в России, Великобритании и Иране. Самое значительное наращивание добычи природного газа отмечено в США, Алжире и Туркменистане.

Доказанные запасы газа на конец 2007 г. составили 175 трлн м<sup>3</sup>, а прогнозные оценки — 400—500 трлн м<sup>3</sup>, около половины всех прогнозных ресурсов сосредоточено в России. По континентам и странам доказанные запасы газа распределены следующим образом: СНГ — составляет 37,15 % от мировых, Ближний Восток — 34,97 %, Африка — 7,43 %, Юго-Восточная Азия и Океания — 6,88 %, Северная и Центральная Америка — 4,88 %, Южная Америка — 4,61 %, Европа — 3,48 %.

На начало 01.01.08 доказанные запасы природного газа в трлн м<sup>3</sup> и их распределения по следующим странам показаны в табл. 4.

Доля стран ОПЕК в мировых запасах оценивается в 89,3 трлн м<sup>3</sup>, что составляет 50 % от мировых. Наиболее значительные доказанные запасы природного газа в трлн м<sup>3</sup> отмечаются в России (47,7), Иране (26,8), Катаре (25,6), Саудовской Аравии (7,2), ОАЭ (6,0), США (6,0), Нигерии (5,2), Венесуэле (4,7), Алжире (4,5), и Ираке (3,2), а прогнозные оценки — 400—500 трлн м. более половины всех прогнозных ресурсов природного газа сосредоточены в России.

За полуторавековую историю нефтяной и газовой промышленности в нефтедобывающих странах открыто около

Таблица 4

Страны	Доказанные запасы природного газа, трлн м <sup>3</sup>	
	01.01.07	01.01.08
Россия	47,7	47,7
Иран	27,6	26,8
Катар	25,8	25,2
Саудовская Аравия	6,8	7,2
ОАЭ	5,8	6,0
США	5,8	6,0
Нигерия	5,2	5,2
Венесуэла	4,6	4,7
Алжир	4,3	4,5
Ирак	3,2	3,2
Итого 10 стран	136,8	136,9
Мир	175,1	175,2
В том числе ОПЕК	89,3	89,3
Доля ОПЕК в мировых запасах, %	51	51
Доля 10 крупнейших стран в мировых запасах, %	78,1	78,0

100 тысяч нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений.

Наиболее крупными (в порядке убывания) производителями нефти, добывающими более 100 млн т в год, являются Россия, Саудовская Аравия, США, Иран, Китай, Мексика, Канада, Венесуэла, ОАЭ, Норвегия.

Наиболее крупными потребителями нефти являются: США, Япония, Южная Корея, ФРГ.

Современная нефтегазодобывающая промышленность мира имеет тенденцию к увеличению добычи УВ на шельфе. За рубежом добыча нефти составляет 35 % (1095 млн т), а газа — 31,6 % (750 млрд м<sup>3</sup>).

Геологоразведочные работы, призванные компенсировать отбор УВ, на современном этапе сталкиваются с рядом проблем:

- со снижением масштабов новых открытий в нефтедобывающих бассейнах;

- с ростом доли газовых месторождений на больших глубинах;

- с ростом доли открытий в акваториях и все на больших глубинах моря;

- с уменьшением числа бассейнов перспективных на нефть и газ;

- с приростом запасов за счет переоценки уже открытых месторождений.

Вместе с тем, эксперты считают, что объем неоткрытых ресурсов нефти и, особенно, газа может компенсировать

отбор УВ за счет новых открытий на несколько десятилетий.

Нефтяная промышленность России берет начало с 1864 г., когда была пробурена первая нефтяная скважина на Кубани. В связи с открытием залежей нефти на Северном Кавказе, в Ухтинском районе, в 70—90-е гг. XIX века, уровень добычи нефти в России достиг в 1901 г. 11,5 млн т, что составило почти половину мировой добычи нефти. В течение последующих лет (революция, гражданская война) уровень добычи снижался и составил в 1918 г. 3,7 млн т.

Открытие месторождений нефти в палеозойских отложениях в Пермской области в 1929 г. и восстановление нефтедобычи в старых районах позволили к 1940 г. нарастить добычу до 34,5 млн т. В течение 1941—1946-х гг., из-за разрушения нефтедобывающей промышленности войной на Северном Кавказе, уровень добычи снизился и составил всего 19 млн т.

Освоение ресурсов Волго-Уральской провинции в 50—60-х гг. и внедрение геофизических методов, в основном сейсморазведки, а также внедрение новых технологии воздействия на продуктивные пласты, позволили увеличить добычу нефти в этом регионе до 217 млн т.

Освоение с начала 60-х годов районов Западной Сибири, где были открыты крупнейшие месторождения нефти в мезозойских отложениях (Федоровское, Мамонтовское, Самоглорское и др.), обеспечило стабильный рост производства нефти, достигнув в 1987—1988 гг. максимума добычи нефти и конденсата в России — 569,5 млн т.

С 1989 г. начинается быстрое падение добычи до 301 млн т в 1996 г. Падение добычи произошло, главным образом, за счет Западной Сибири, где возросла степень выработанности начальных разведанных запасов (50 %), что повлекло за собой обводнения добываемой продукции и снижение рабочих дебитов. Особенно истощены крупные месторождения.

В общем объеме текущих запасов нефти растет доля трудно извлекаемых запасов (высоковязкая нефть), запасов залежей в низкопроницаемых коллекторах, которые требуют применения новых технологий для их извлечения, и в частности бурения горизонтальных эксплуатационных скважин. Вновь открываемые залежи по своим запасам существенно ниже открытых ранее. Качественное ухудшение запасов, снижение инвестиций в нефтедобычу и на поиски и разведку новых залежей, большой процент простаивающих скважин являются основными причинами падения добычи нефти в России.

Годовая добыча нефти в России составила на начало 2003 г. 379, 6 млн т, а на начало 2008 г. — 491,5 млн т. Чистый прирост запасов составил 560 млн т (превысил добычу). Основными производителями нефти являются следующие регионы: Западная Сибирь — 69,5 %, Волго-Урал — 26,6 %, Тимано-Печора — 3,7 %, другие (Кавказ, Восточная Сибирь, шельф) — 0,2 %. К началу 2008 г. в России открыто более 2400 нефтяных, нефтеконденсатных и нефтегазовых месторождений, среди которых 11 являются уникальными, 140 — крупными. Разведанность недр России по нефти составляет 35,3 %.

Газовая промышленность возникла в России внутри нефтяной отрасли, когда газ добывался попутно с нефтью. По мере строительства газопроводов росла добыча газа. Так, добыча газа в 1940 г. составляла всего 3,2 млрд м, а в 1960 г. увеличилась в 9 раз и составила 45,8 млрд м<sup>3</sup>. Открытие в 60—70 гг. гигантских газовых месторождений в Западной Сибири создали основу для резкого подъема газодобычи вплоть до 1991 г., когда она равнялась 641 млрд м<sup>3</sup>. В последние годы добыча газа сокращалась до 571 млрд м<sup>3</sup> в 1997 г. Снижение добычи в 90-е гг. в России связано в основном с сокращением платежеспособного спроса на газ внутри страны, занижением стоимости газа на внутреннем рынке, падением промышленного производства, вступлением крупнейших месторождений газа в стадию падающей добычи. Рост газодобычи начался в 1999 г., составив 590 млрд м<sup>3</sup>, и постепенно увеличивался, особенно после ввода в разработку в 2001 г. Заполярного месторождения газа, достигнув в 2006 г. 656,2 млрд м<sup>3</sup>.

К началу 2007 г. доказанные запасы газа в России составили 47,7 трлн м<sup>3</sup>, что равняется 23,9 % от мировых запасов газа. Годовая добыча газа в России к началу 2007 г. составила 656,2 млрд м<sup>3</sup>, а к началу 2008 г. 653,1 млрд м<sup>3</sup>, снизившись на 0,5 %.

Начальные суммарные ресурсы газа на суше и шельфе России оцениваются в 236 трлн м<sup>3</sup> при степени разведанности 24,7 %.

Открыто свыше 770 газовых, газоконденсатных и газонефтяных месторождений, из которых 340 вовлечены в разработку. Почти 73 % запасов газа сосредоточено в 23 уникальных месторождениях, 24,1 % в 104 крупных и 2,8 % — в 648 средних и мелких.

В настоящее время в стране имеется семь газодобывающих регионов — Северный, Северо-Кавказский, Поволжский, Уральский, Западно-Сибирский и Восточно-Сибирский,

Дальневосточный. По регионам запасы газа распределены следующим образом:

Европейская часть страны — 10,8 %;

Западная Сибирь — 84,4 %;

Восточная Сибирь и Дальний Восток — 4,8 %.

Перспективы добычи газа в России на предстоящее десятилетие достаточно оптимистичны даже без пополнения отбираемых запасов новым приростом. По прогнозам специалистов, Россия обладает самыми крупными из всех стран неразведанными ресурсами нефти, уступая только странам Персидского залива. Неразведанные ресурсы России распределены по регионам следующим образом: Западная Сибирь — 54 %, шельфы морей — 20 %, Восточная Сибирь — 18 %, другие — 8 %.

Однако регионы нефтедобычи (Западная Сибирь, Волго-Урал и др.) характеризуются значительным уменьшением запасов вновь открываемых месторождений. Среди открываемых растет доля месторождений, связанных с неантиклинальными или малоамплитудными ловушками или с комбинацией последних.

Новые регионы (Восточная Сибирь, шельфы) характеризуются сложными геологическими и физико-географическими условиями, что удорожает проведение ГРП, ориентируя их на освоение наиболее крупных объектов. Отмеченные выше особенности геологических, физико-географических условий проведения геологоразведочных работ на нефть и газ в России требуют совершенствования методов и, особенно, получение необходимой косвенной информации (геохимической, аэрокосмической, геофизической и др.) об объектах работ до начала бурения, сокращения числа поисково-разведочных скважин за счет применения исследований объемной сейсморазведки (3D).

### ***Контрольные вопросы***

- 1. Каковы мировые доказанные запасы УВ?*
- 2. Каковы мировые начальные суммарные ресурсы УВ?*
- 3. Как распределены запасы нефти и газа по странам?*
- 4. С какими проблемами сталкивается современный геологоразведочный процесс на нефть?*
- 5. Какова динамика добычи нефти и газа в России?*
- 6. Какова разведанность негр России по нефти и газу?*
- 7. Где в России сосредоточены неразведанные (перспективные) ресурсы?*

# ОСНОВНЫЕ ЗАКОНОМЕРНОСТИ РАЗМЕЩЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

В настоящее время технический прогресс во всех отраслях промышленности связан с применением нефти и газа. Нефть необходима для развития всех видов промышленности, транспорта и сельского хозяйства. Из нефти получают более 2000 продуктов, помимо углеводородов получают целый ряд полезных ископаемых: гелий, аргон, серу, азот — из газа, тяжелые металлы — из нефти, йод, бром, легкие металлы — из попутных подземных вод. Нефтяные и газовые месторождения известны на всех континентах (кроме Антарктики), за Полярным кругом, в горных областях на высоте 900 м над уровнем моря (Кавказ), на уровне 1160 м в горах Тянь-Шаня и на высоте 3900 м в Перу, а также в акваториях на глубине океана до 2500 м (Бразилия). Характерной особенностью размещения месторождений нефти и газа является неравномерность географического и стратиграфического размещения запасов. Более 65 % выявленных мировых запасов нефти сконцентрировано в странах Ближнего и Среднего Востока. Так, запасы нефти (в млн т) составляют в Саудовской Аравии 35 605, в Иране — 15 306, в Эмиратах — 13 305, в Кувейте — 13 130, в Ираке — 12 204.

Выявление закономерностей размещения скоплений УВ в земной коре имеет большое практическое значение, так как позволяет научно обосновано прогнозировать перспективы нефтегазоносности слабо изученных территорий и определять направление геологоразведочных работ на нефть и газ. Особое внимание уделяется факторам, контролирующим образование крупных скоплений нефти и газа, так как они определяют развитие нефтяной и газовой промышленности.

Анализ региональных геологических условий размещения зон наибольших запасов нефти и газа показывает, что их формирование определяется совокупностью ряда факторов:

1. Геотектонический (геодинамический) фактор определяет характер прогибания и накопления литофаций на отдельных участках земной коры, размещение крупных геоструктурных элементов, историю их развития, направление региональной миграции УВ в зоны нефтегазоаккумуляции, формирование

региональных (локальных структур), в которых происходит накопление залежей нефти и газа. Наиболее крупные скопления закономерно связаны с валообразными и сводовыми поднятиями, склонами молодых и древних платформ, склонами краевых прогибов, примыкающих к платформам и протягивающихся параллельно складчатым сооружениям, бортовыми зонами крупных межгорных впадин, с рифтовыми, пострифтовыми и поднадвиговыми осадочными бассейнами континентальных окраин.

2. Литолого-фациальный фактор, зависящий как от геотектонических, так и от геоседиментационных процессов, определяет накопление нефтегазоматеринских толщ с повышенным содержанием ОВ разного типа, коллекторских толщ с хорошими фильтрационно-ёмкостными свойствами (ФЕС), с эффективными флюидопорами, зональными и локальными ловушками нефти и газа.

3. Геохимический фактор свидетельствует об условиях захоронения ОВ различного типа, его количестве и степени его катагенеза.

4. Геотремический фактор определяет оптимальные условия генерации УВ разного фазового состояния из нефтегаз-продуцирующих отложений.

5. Гидрогеологический фактор, базируясь на изучении динамики и химизации подземных вод, оказывает существенное влияние на формирование УВ, миграцию их из нефтепродуцирующих толщ в коллекторы при участии седиментационных (элизионных) вод в условиях застойного элизионного гидродинамического режима и отсутствия свободного водообмена и сохранность скоплений.

Кроме того, статистическими данными установлена некоторая закономерность в размещении залежей нефти и газа в пространстве и во времени (по глубинам). В различных регионах наблюдается определённая закономерность в размещении осадочных бассейнов преимущественного накопления нефтяных залежей (Волго-Уральский, Среднеобский) и залежей газа (север Тюменской области):

— запасы нефти и газа зависят от размеров осадочного бассейна и мощности его литолого-стратиграфических комплексов.

— наиболее благоприятными для образования залежей являются конседиментационные, зональные, локальные структуры.

— количество месторождений нефти и газа возрастает до глубины 2000 м, а затем постепенно уменьшается вместе с уменьшением средних запасов.

— размещение запасов УВ разного фазового состояния имеет четко выраженную глубинную зональность. Так, в разрезе осадочных толщин до глубины 1,5–2 км часто встречаются преимущественно залежи газа, ниже по разряду до 3 км основную долю составляют залежи нефти, а с увеличением глубин и температуры — нефтегазовые, газоконденсатные и газовые залежи.

— в нефтедобывающих странах Мира наблюдается приуроченность скоплений нефти и газа к литолого-стратиграфическим комплексам определенного возраста.

В нашей стране залежи нефти и газа открыты в отложениях верхнего протерозоя (Восточная Сибирь), кембрия и ордовика (Восточная Сибирь), девона, карбона и перми (Коми, Урало-Поволжье, Прикаспий), триаса (Прикаспий, Коми, Предкавказье, Восточная Сибирь), юры (Урало-Поволжье, Прикаспий, Предкавказье, Западная и Восточная Сибирь), мела (Прикаспий, Предкавказье, Западная и Восточная Сибирь), палеогена, олигоцена, миоцена (Предкавказье, Сахалин), палеогена (Предкавказье, Сахалин). Чаще всего залежи нефти и газа на древних платформах приурочены к породам девонского и каменноугольного возраста, на молодых платформах — к породам юрского и мелового возраста, а в межгорных впадинах и предгорных прогибах альпийских орогенов — к отложениям палеогена и неогена;

— наибольшая доля запасов сосредоточена в отложениях мезозоя (более 50 %), затем в породах кайнозоя (около 30 %) и наконец, в палеозойских отложениях около 10 %. Основные запасы газа приурочены к мезозойским отложениям;

— крупные месторождения встречаются значительно реже мелких, при этом основные разведанные запасы находятся в небольшом числе самых крупных месторождений. Так в 23 месторождениях с извлекаемыми запасами 72,5 млрд т содержится 50 % мировых запасов нефти, а 15 месторождений имеют извлекаемые запасы более 3 млрд т каждое. Свыше 30 % всех выявленных запасов газа сосредоточены в 11 газовых месторождениях;

— количество однозалежных нефтяных месторождений невелико, а число однозалежных месторождений газа составляет более 60 %;

— рекордная глубина доказанной промышленной нефтеносности составляет 6530 м (месторождения Лейк Берр и Лейк Вашингтон в бассейне Мексиканского залива, США) а крупнейшее месторождение газа Гомес (Техас, США) с запасами 283 млрд м<sup>3</sup> открыто в 1963 г. на глубине 7200 м.



## *Контрольные вопросы*

1. Какие факторы определяют условия размещения запасов нефти и газа?
2. В каких регионах встречаются преимущественно нефтяные залежи или залежи газа?
3. Какие ловушки наиболее благоприятны для формирования залежи?
4. Какая фазовая зональность УВ наблюдается в зависимости от глубины?

## Глава 4

# НЕФТЕГЕОЛОГИЧЕСКОЕ РАЙОНИРОВАНИЕ ТЕРРИТОРИЙ

Нефтегеологическое районирование предусматривает расчленение отдельных территорий на отдельные части по степени сходства геологического строения.

Перед таким районированием ставятся следующие задачи:

- выявление закономерных связей размещения регионально нефтегазоносных территорий и зон нефтегазонакопления с различными типами крупных структур земной коры, выполненными определёнными литолого-стратиграфическими комплексами пород;
- выявление закономерных связей размещения прогнозных ресурсов УВ в различных частях изучаемой территории;
- сравнительная качественная и количественная оценка перспектив нефтегазоносности различных частей изученной территории с учётом особенностей строения и формирования её крупных геоструктурных элементов;
- выбор наиболее оптимальных направлений поисково-разведочных работ.

При нефтегеологическом районировании применялись и применяются в настоящее время несколько основных подходов: провинциальный, бассейновый и геодинамический. Выделение нефтегазоносных провинций в качестве крупных единиц НГР связано с крупными геоструктурными элементами континентов и акваторий (И.М. Губкин, А.А. Бакиров, Г.А. Габризянц, С.П. Максимов, В.В. Семенович и др.).

Наиболее применяемой в практике нефтегазопроисковых работ является генетическая классификация А.А. Бакирова.

Согласно этой классификации выделяется следующая иерархия объектов нефтегеологического районирования территорий: нефтегазоносная провинция, нефтегазоносная область, нефтегазоносный район, зона нефтегазонакопления, месторождения, залежи.

Нефтегазоносная провинция — единая геологическая провинция, объединяющая ассоциацию смежных нефтегазоносных областей и характеризующаяся сходством главных черт региональной геологии и в том числе общностью стратиграфического положения основных регионально нефтегазоносных отложений в разрезе. По стратиграфическому возрасту продуктивных отложений нефтегазоносные провинции подразделяются на провинции палеозойского, мезозойского и кайнозойского нефтегазонакопления.

Нефтегазоносная область — территория, приуроченная к одному из крупных геоструктурных элементов, характеризующихся общностью геологического строения и геологической историей развития, включая палеогеографические и литолого-фациальные условия нефтегазообразования и нефтегазонакопления в течение крупных отрезков геологической истории.

Нефтегазоносный район — часть нефтегазоносной области, объединяющая ту или иную ассоциацию зон нефтегазонакопления и выделяющаяся или по геоструктурному или по географическому признаку.

Зона нефтегазонакопления — ассоциация смежных и сходных по геологическому строению местоскоплений нефти и газа, приуроченных к определенной и в целом единой группе связанных между собой локальных ловушек. В зависимости от генетического типа составляющих зоны нефтегазонакопления ловушек они подразделяются на структурные, литологические, стратиграфические и рифогенные. Нефтегазоносные провинции, области, районы и зоны нефтегазонакопления относятся к региональным, а местоскопления (месторождения) и залежи к локальным скоплениям нефти и газа.

Нефтегеологическое районирование осуществляется не только по площади, но и по разрезу осадочного чехла. Основными единицами расчленения разреза являются нефтегазоносный комплекс (региональный, зональный и локальный), природный резервуар, пласт, нефтегазоносные комплексы, содержащие в своём составе породы-коллекторы, флюидоупоры и нефтегазогенерирующие толщи выделяются как сингенетично нефтегазоносные, а комплексы, не имеющие в своём составе нефтепродуцирующих пород, но содержащие

залежи УВ, мигрирующие из вне, выделяют как эпигенетичные.

Нефтегазоносные бассейны, приуроченные к впадинам в современной структуре земной коры (И.О. Брод, И.В. Высоцкий, В.Е. Хаин и др.), рассматриваются не только как вместилища скоплений УВ, но и как местонакопления исходного ОВ и его преобразования в УВ на различных стадиях катагенеза.

Среди нефтегазоносных бассейнов выделяют следующие группы:

- бассейны платформенных областей (сквозные грабены, пассивные континентальные окраины платформ);

- бассейны складчатых областей (впадины в пределах горно-складчатых и горно-глыбовых сооружений и активных окраин континентов);

- гетерогенные бассейны, примыкающие с одной стороны к платформенным, а с другой – к складчатым областям.

Кроме традиционного нефтегеологического районирования (провинций, бассейнов) некоторые исследователи (В.П. Гаврилов, 1984; В.С. Шеин, 2002 г.) предложили районирование на основе геодинамического режима недр. В качестве основных единиц нефтегеологического районирования принимаются земли, в недрах которых образование и формирование скоплений УВ происходило под влиянием субдукционно-обдукционного, рифтогенного и депрессионного режимов. В качестве таких единиц выделяют пояса нефтеобразования (нефтегазонакопления), под которыми понимается ассоциация территориально близких нефтегазоносных провинций (бассейнов) или областей, в пределах которых образование и накопление нефти и газа протекало под влиянием определенного геодинамического режима.

Субдукционно-обдукционные пояса нефтегазонакопления располагаются по окраинам современных платформ. В современном структурном плане им соответствуют передовые прогибы, а также смежные платформенные склоны – краевые системы. Пояса такого типа известны во многих регионах мира и на территории нашей страны – Предуральский, Кавказско-Памирский, Предверхоанский и Восточно-Азиатский, где открыты крупнейшие месторождения нефти и газа.

Рифтогенные пояса нефтегазонакопления отмечаются внутри континентов (внутриконтинентальные). Если рифтовые системы не трансформировались в океаны, то в современной структуре земной коры они представлены внутриконтинентальными рифтами с надрифтовыми впадинами. К

ним приурочены внутриконтинентальные рифтогенные пояса нефтегазонакопления, например Западно-Сибирский, где открыты крупнейшие запасы нефти и газа.

Рифтогенные пояса нефтегазонакопления отмечаются также на окраинах современных материков (окраинно-континентальные).

Если рифтовые системы преобразовались в океанические бассейны, то внутриконтинентальные системы рифтов в современной структуре земной коры отмечаются в виде окраинно-континентальных рифтогенных поясов нефтегазонакопления, например Северо-Восточный шельф Арктики. Геодинамическая модель нефтегазонакопления (нефтегазообразования) способствует появлению новых объектов поисков залежей нефти и газа, в частности поднадвиговых регионов Урала и Верхоянского хребта.

Депрессионные пояса отмечаются в пределах некоторых платформ.

### *Контрольные вопросы*

1. Каковы основы нефтегазогеологического районирования территории?

2. Какие подразделения выделены в классификации А.А. Бакирова, И.О. Брода, В.П. Гаврилова?

## **Глава 5**

### **КЛАССИФИКАЦИЯ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА**

В земной коре обнаружено около 100 тысяч залежей нефти и газа. Систематизация всего имеющегося материала и создание классификации залежей имеют большое теоретическое и практическое значение. Геолог-нефтяник, зная закономерности размещения отдельных типов залежей по регионам, может прогнозировать возможный тип залежи в новом районе. Изучая примерные формы возможных типов залежей, можно правильно определить методику поисковых и разведочных работ.

Знание основных параметров залежи необходимо для подсчета запасов газа и нефти, а также для составления проектов разработки.

Первые классификации скоплений нефти и газа были соз-

даны на раннем этапе развития нефтяной промышленности П.Г. Клаппом (1910 г.) и Блюмером (1919–1920 гг.). Эти классификации учитывали структурные формы, с которыми были связаны известные в то время месторождения нефти. Наиболее полную классификацию, где отражены все формы ловушек, создал И.М. Губкин в 1932 г. В настоящее время существует значительное число различных классификаций нефти и газа, учитывающих генезис, формы ловушек, типы природных резервуаров, соотношения нефти, газа и воды в природных резервуарах и др. Обычно выделяют три основные группы залежей нефти и газа:

- 1) пластовые залежи с двумя подгруппами — пластовые, сводовые и пластовые экранированные;
- 2) массивные залежи;
- 3) литологически ограниченные.

Пластовая залежь нефти и газа может накопиться при условии изгиба пластового резервуара в антиклинальную структуру. В этом случае образуется пластовая сводовая залежь. Если на пути миграции нефти и газа по пластовому резервуару встречается тектонический или стратиграфический экран происходит замещение пласта непроницаемыми породами, то в этом случае происходит соответственно образование тектонически экранированной залежи, стратиграфически экранированной залежи, литологически экранированной залежи.

Образование массивной залежи связано с терригенным или карбонатным массивным резервуаром, когда при большом этаже нефтегазоносности залежь сверху контролируется формой верхней поверхности ловушки, а снизу горизонтальный контакт сечет всё тело массива.

Массивные залежи разделяются на массивные залежи в эрозионных выступах, представляющих собой останки древнего рельефа, а также массивные залежи в рифах.

Литологически ограниченные залежи связаны с резервуарами, представленными накоплениями различной неправильной формы в слабопроницаемых толщах, — русловыми, баровыми, дельтовыми, в кавернозных зонах — карстовыми и на участках проницаемых пород среди плотных.

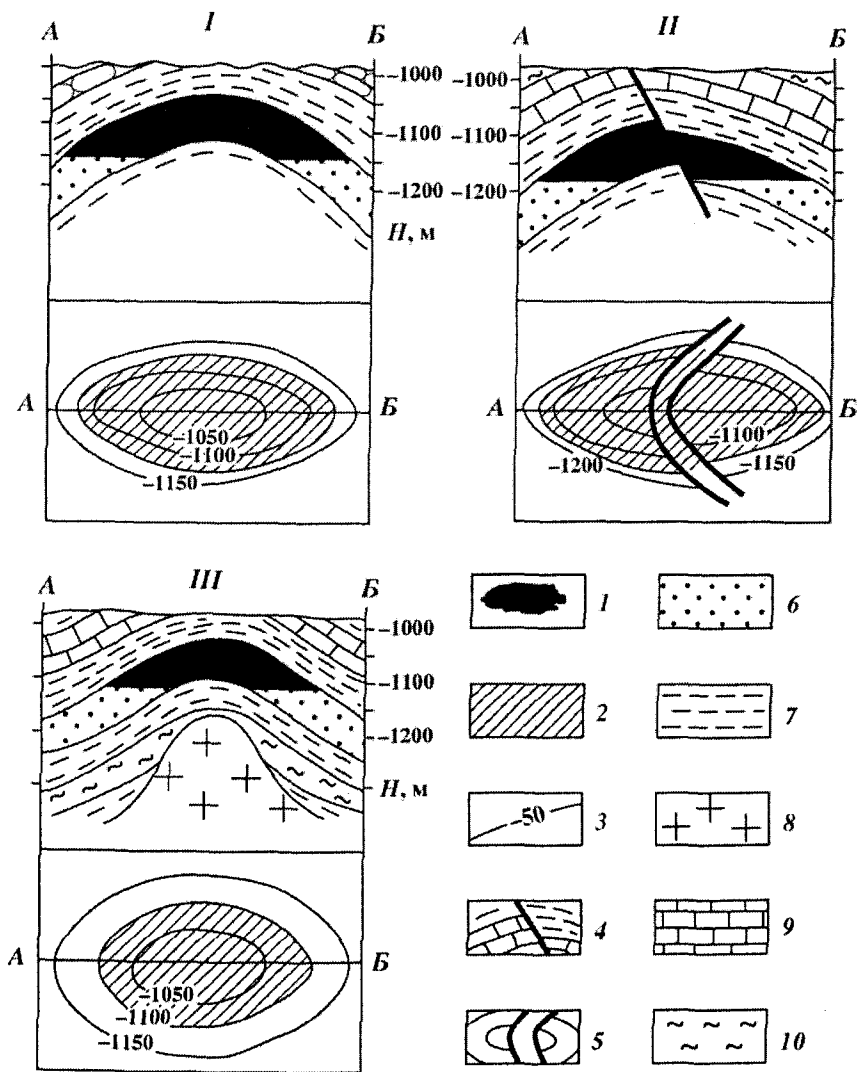
Так как основным параметром залежи является геометрия вмещающего резервуара, генетическая классификация залежей в основных чертах является морфологической. Наиболее полно и последовательно генетический принцип изложен в классификации залежей А.А. Бакирова, где выделяют четыре основных класса локальных скоплений нефти и газа (табл. 5).

Таблица 5

## Генетическая классификация залежей по А.А. Бакирову

Класс	Группа	Тип	Вид
Структурный	Антиклиналей	Сводовые	Простого, ненарушенного строения Осложненные: разрывами диапиризм (в том числе грязевым) соляными куполами вулканическими образованиями
		Висячие	Простого, ненарушенного строения Осложненные: разрывами диапиризм (в том числе грязевым) соляными куполами вулканическими образованиями
		Тектонически экранированные	Осложненные: разрывами диапиризм (в том числе грязевым) соляными куполами вулканическими образованиями Поднадвиговые Блоковые
		Приконтактные	Осложненные соляным штоком Осложненные грязевым диапиром
	Моноклиналей		Экранированные разрывом (-ами) Экранированные флексурами и структурными носами
	Синклиналей		
Литологический	Литологически экранированные		Участки выклинивания коллектора Фациального замещения Экранированные битумной пробкой
	Литологически ограниченные	Шнурковые, или рукавообразные	Русла палеорек Дельты палеорек Баровые тела Линзы
Стратиграфический		Структурно-стратиграфические Останцовые Выступовые	
Рифогенный			Одиночных рифов Ассоциаций рифов

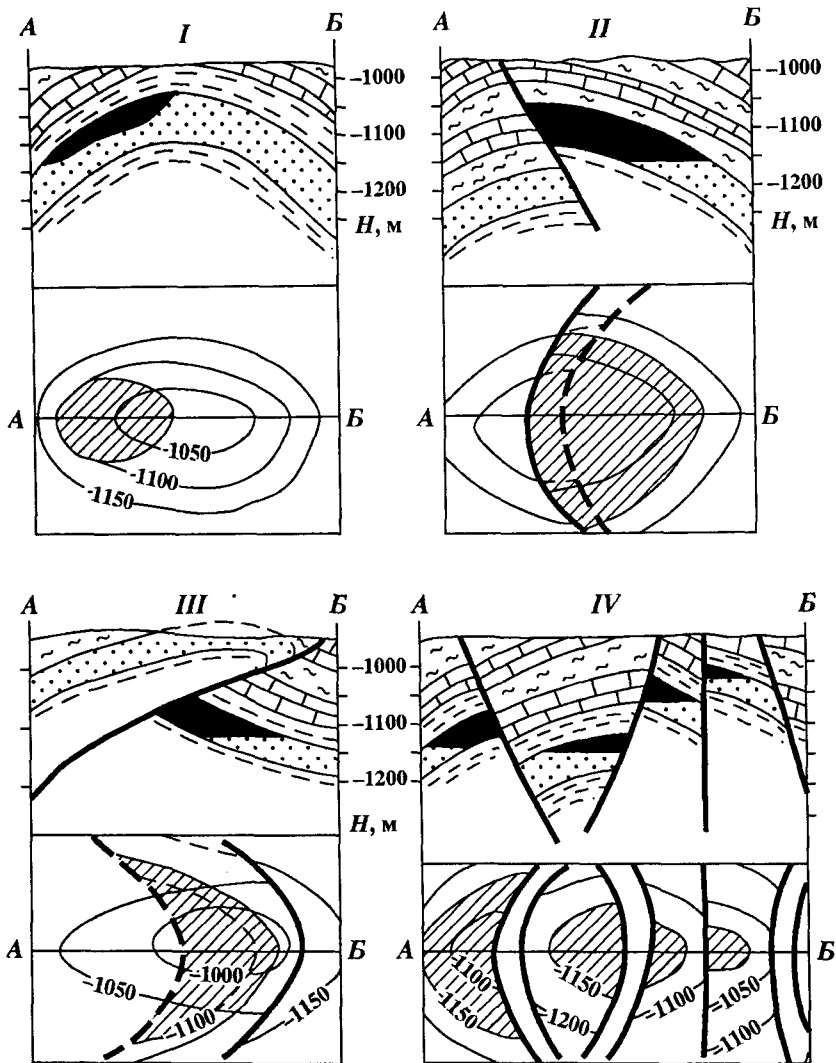
**1. Структурный класс залежей.** К этому классу относятся залежи, приуроченные к различным видам локальных поднятий. В составе этого класса выделяются группы, подгруппы и виды. Наиболее часто встречающимися залежами этого класса являются сводовые, тектонически экранированные и приконтактные. Сводовые залежи формируются в сводовых частях локальных структур. Принципиальные схемы сводовых залежей в пределах различного типа структур изображены на рис. 1. Тектонически экранированные залежи формируются вдоль разрывных смещений, осложняющих строение локаль-



**Рис. 1.** Залежи структурного класса:

*I* — пластово-сводовые ненарушенного строения; *II* — пластово-сводовые, нарушенные сбросом; *III* — в структурах, осложнённых криптодиapiroм (вулканогенными образованиями); 1 — нефть (в разрезе); 2 — нефть (в плане); 3 — статизогипсы кровли продуктивного пласта; 4 — разлом (в разрезе); 5 — разлом (в плане); 6 — коллектор; 7 — покрывка (флюидоупор); 8 — соляной купол; 9 — карбонатная порода; 10 — алеврит

ных структур. Подобные залежи могут находиться в различных частях структуры: на своде, крыльях или переклиналях (рис. 2). Приконтактные залежи образуются в продуктивных



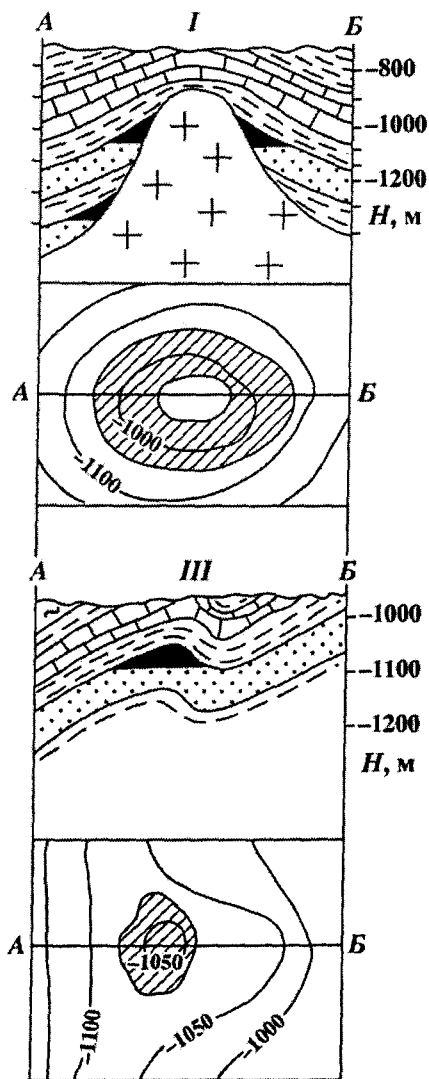
**Рис. 2. Тектонически экранированные залежи:**  
 I — висячая залежь; II — привзбросовая залежь; III — поднадвиговая залежь;  
 IV — блоковая залежь.  
 Условные обозначения см. рис. 1

пластах, контактирующих с соляным штоком, глиняным диапиром или же с вулканогенными образованиями (рис. 3).

**2. Залежи литологического класса.** В составе этого класса выделяются две группы: залежи литологически экранированные и залежи литологически ограниченные. Залежи литоло-



Рис. 3. Приконтактные залежи:  
 I — приконтактные залежи с соляным куполом;  
 III — залежи на моноклинали, осложненной структурным носом.  
 Условные обозначения см. рис. 1



гически экранированные располагаются в участках выклинивания пласта-коллектора (рис. 4). Залежи литологически ограниченные приурочены к песчаным образованиям ископаемых русел палеорек (шнурковые или рукавообразные), к прибрежным песчаным валоподобным образованиям или же к гнездообразно залегающим породам-коллекторам, окруженным со всех сторон слабопроницаемыми породами (рис. 4, I, II, III). Рукавообразные залежи впервые были открыты

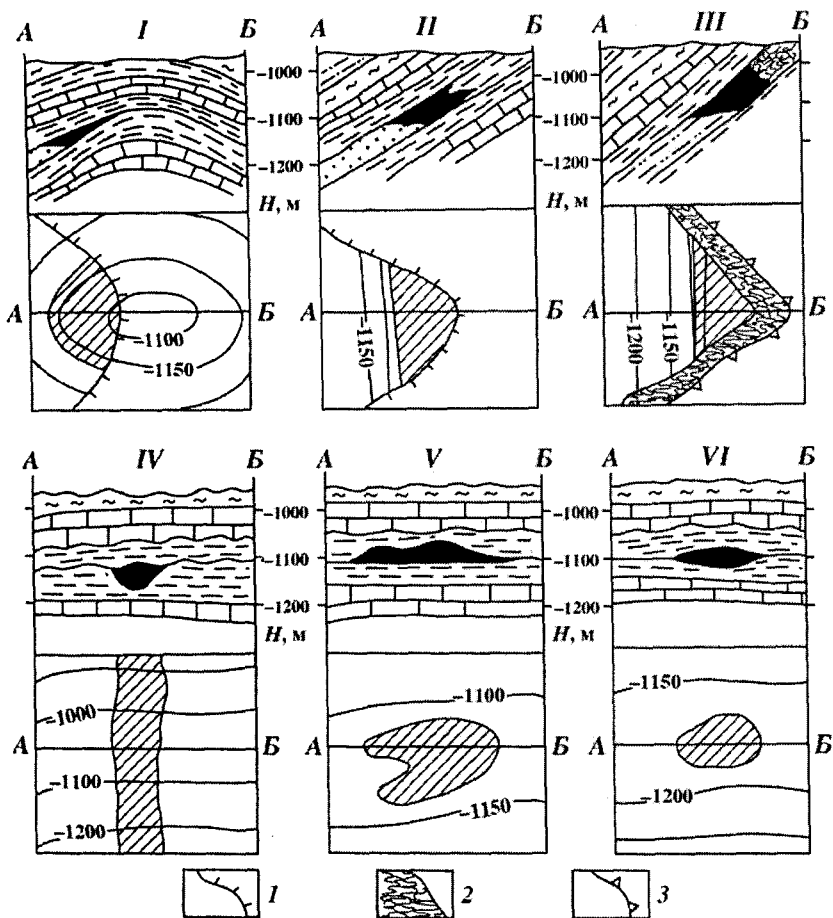
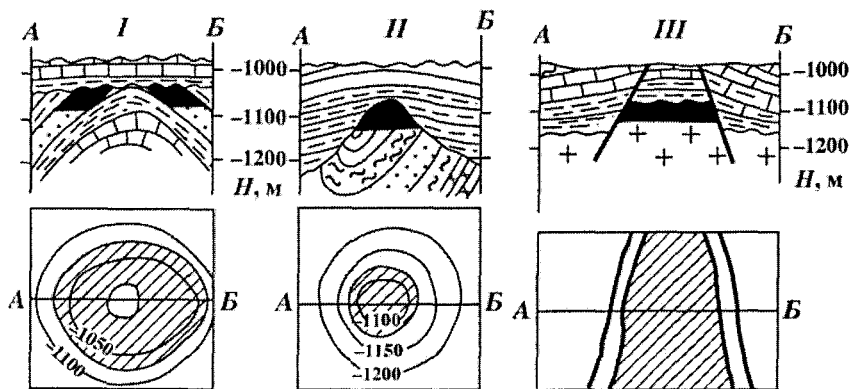


Рис. 4. Литологические залежи.

Литологически экранированные: I — связанные с участками выклинивания коллектора; II — фациального замещения коллектора; III — экранированные битумной пробкой. Литологически ограниченные: IV — шнурковые, связанные с руслами и дельтами палеорек; V — баровыми телами; VI — линзами; 1 — линия выклинивания; 2 — битумная пробка; 3 — линия контакта битума с нефтью. Остальные обозначения те же, что и на рис. 1

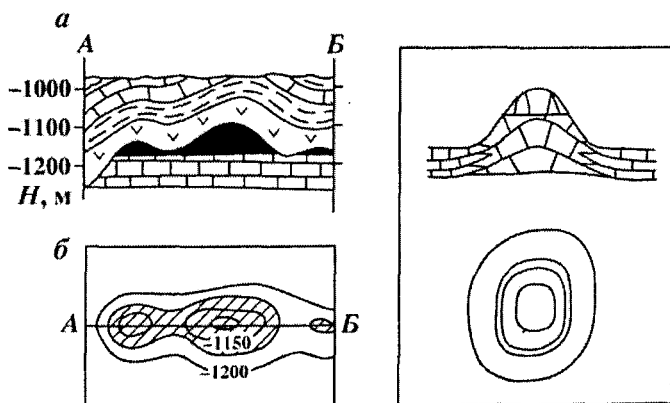
акад. И.М. Губкиным в 1911 г. В Майкопском районе Северного Кавказа.

**3. Залежи стратиграфического класса.** Формирование залежей этого класса происходило в пластах-коллекторах, до этого срезанных эрозией и стратиграфически несогласно перекрытых непроницаемыми слоями более молодого возраста. Залежи стратиграфического класса могут быть обнаружены в



**Рис. 5. Залежи стратиграфического класса:**

*I* — эродированная антиклиналь, перекрытая непроницаемой толщей; *II* — погребённый выступ, перекрытый непроницаемой толщей; *III* — выступ фундамента, перекрытый непроницаемой толщей



**Рис. 6. Рифогенный класс залежей:**

*a* — в группе рифовых массивов; *б* — в одиночном рифовом массиве

антиклинальных, куполовидных и моноклиальных структурах (рис. 5). К ним относят и залежи, приуроченные к выветрелой части погребённых выступов кристаллических пород фундамента.

4. Залежи в рифогенных образованиях. Залежи этого класса образуются в теле рифовых массивов (рис. 6). Типичным примером могут служить залежи в рифогенных массивах Ишимбаевского района башкирского Приуралья.

## Глава 6

# КЛАССИФИКАЦИЯ ЗАПАСОВ И РЕСУРСОВ НЕФТИ И ГОРЮЧИХ ГАЗОВ

### 6.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

В России до конца прошлого столетия запасы нефти и газа оценивались по методике, утвержденной еще в 1982 г., где их ранжирование учитывалось по степени геологической изученности участков недр без учета коммерческих особенностей освоения залежей. В этих условиях часто часть залежей относилась по запасам по старой классификации к балансовым. А на самом деле извлечение этих запасов становилось не выгодным для недропользователей. В зарубежных странах — производителях нефти и газа разработана классификация залежей, которая определяется по рентабельности разработки и степени риска инвестора. С целью приближения старой классификации запасов к международным стандартам Министерство Природных Ресурсов (МПР) разработало новую классификацию, в которой запасы оцениваются по степени промышленного освоения.

1. Современная классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов разработана в соответствии с Законом Российской Федерации от 21 февраля 1992 г. № 2395-1 «О недрах», распоряжением Правительства Российской Федерации от 21 апреля 2003 г. № 494-р, Положением о Министерстве природных ресурсов Российской Федерации, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 25 сентября 2000 г. № 726, и устанавливает единые для Российской Федерации принципы классификации запасов и ресурсов нефти, горючих газов (свободного газа, газа газовых шапок, газа, растворенного в нефти, и газа, содержащего конденсат).

2. В соответствии с этой классификацией нефть и горючие газы, находящиеся в недрах, на основе анализа геологической изученности и степени подготовленности к промышленному освоению подразделяются на геологические запасы и геологические ресурсы. Под геологическими запасами понимается то количество нефти, горючих газов и содержащихся в них попутных компонентов, которое находится в недрах в изученных бурением залежах (далее — геологические запасы).

Под геологическими ресурсами понимается то количество нефти, горючих газов и попутных компонентов, которое со-

держится в невоскрываемых бурением ловушках, нефтегазоносных или перспективных нефтегазоносных пластах, горизонтах или комплексах (далее — геологические ресурсы).

3. Запасы нефти и горючих газов подсчитываются по результатам геолого-разведочных работ и разработки месторождений. Данные о запасах месторождений нефти и горючих газов используются при планировании и осуществлении их добычи, при разработке и реализации инвестиционных проектов на разведку и освоение месторождений, проектировании транспортировки и комплексной переработки нефти и горючих газов, при разработке концепций экономического и социального развития субъектов Российской Федерации и Российской Федерации в целом и при решении научных проблем, связанных с прогнозом нефтегазоносности.

4. Ресурсы нефти и горючих газов оцениваются отдельно по нефти и газу в пределах нефтегазоносных провинций, областей, районов, зон, площадей и отдельных ловушек. Данные о ресурсах нефти и горючих газов используются при планировании поисковых и разведочных работ.

5. Объектом подсчета запасов является залежь (части залежей) нефти и горючих газов с доказанной промышленной нефтегазоносностью. Объектом оценки ресурсов являются скопления нефти, горючих газов в нефтегазоносных комплексах, горизонтах и ловушках, наличие которых в недрах прогнозируется по результатам геологических, геофизических и геохимических исследований.

6. По промышленной значимости и экономической эффективности выделяются группы запасов нефти и горючих газов.

7. Критериями выделения групп запасов являются промышленная значимость месторождения и величина чистого дисконтированного дохода, определяемого по прогнозируемым показателям разработки при фиксированных нормах дисконта.

8. По экономической эффективности выделяются группы ресурсов нефти и горючих газов.

9. Критерием выделения групп ресурсов является величина ожидаемой стоимости запасов.

10. По степени геологической изученности и промышленной освоенности геологические запасы и геологические ресурсы подразделяются на категории.

11. Критериями выделения категорий запасов по геологической изученности являются изученность геологического строения и нефтегазоносности залежи бурением, геофизическими методами, промысловыми и аналитическими исследованиями, позволяющими осуществить достоверный подсчет

запасов и составить проект разработки на основе геологической и фильтрационной моделей залежи.

12. Критериями выделения категорий ресурсов по геологической изученности являются изученность геологического строения и нефтегазоносности участка недр по площади и разрезу параметрическим и поисковым бурением, геофизическими, геохимическими и другими видами поисково-разведочных работ, детальность построения геологической модели перспективной ловушки и достоверность оценки ресурсов для проектирования поисковых и разведочных работ.

13. Критерием выделения категорий запасов по промышленной освоенности является степень вовлечения оцениваемой залежи в разработку.

14. Подсчет запасов и оценка ресурсов могут проводиться детерминированным и вероятностным методами. При использовании детерминированных методов рекомендуется оценивать погрешность подсчета запасов и оценки ресурсов, основываясь на точности определения подсчетных параметров.

Если используются вероятностные методы, то могут определяться следующие границы оценки запасов и ресурсов:

- минимальная (P90) — оцененная величина запасов и ресурсов подтверждается с вероятностью 0,9;
- оптимальная или базовая (P50) — оцененная величина запасов и ресурсов подтверждается с вероятностью 0,5;
- максимальная (P10) — оцененная величина запасов и ресурсов подтверждается с вероятностью 0,1.

15. При определении запасов месторождений подлежат обязательному отдельному подсчету и учету запасы нефти, горючих газов и содержащиеся в них компоненты (конденсат, этан, пропан, бутан, сера, гелий, металлы), целесообразность извлечения которых обоснована технологическими и технико-экономическими расчетами.

16. Подсчет и учет запасов нефти, горючих газов и содержащихся в них компонентов, имеющих промышленное значение, производят по каждой залежи отдельно и месторождению в целом, по наличию их в недрах без учета потерь при разработке месторождений.

17. В соответствии со ст. 31 Закона Российской Федерации «О недрах» с целью учета состояния минерально-сырьевой базы ведется Государственный баланс запасов нефти и горючих газов на основе классификации. Государственный баланс должен содержать сведения о количестве, качестве и степени изученности запасов каждого вида полезных ископаемых по месторождениям, имеющим промышленное значение, об их размещении, о степени промышленного освоения, добыче,

потерях и об обеспеченности промышленными разведанными запасами полезных ископаемых.

18. Запасы нефти, газового конденсата, а также содержащихся в них компонентов подсчитываются и учитываются, а ресурсы нефти и газового конденсата оцениваются и учитываются в единицах массы.

19. Запасы газа и гелия подсчитываются и учитываются, а перспективные и прогнозные ресурсы газа и гелия оцениваются и учитываются в единицах объема. Подсчет, оценка и учет производятся при условиях, приведенных к стандартным (при давлении 0,1 МПа и температуре 20 °С).

20. Оценка и учет качества нефти и горючих газов производятся в соответствии с установленными требованиями, с учетом технологии добычи и переработки, обеспечивающей их комплексное использование.

21. Месторождения (залежи) нефти и горючих газов для целей ведения учета запасов нефти и газа подразделяются по фазовому состоянию и составу углеводородных соединений, по величине запасов и сложности геологического строения.

22. При получении из скважин на месторождениях нефти и горючих газов притоков подземных вод определяются температура, химический состав подземных вод, содержание в них йода, брома, бора и других полезных компонентов для обоснования целесообразности проведения специальных геологоразведочных работ с целью оценки запасов подземных вод и определения возможности использования их для извлечения полезных компонентов или для теплоэнергетических, бальнеологических и иных нужд.

23. При подсчете и учете запасов и ресурсов нефти и газа предусматриваются мероприятия по охране недр, сохранению и улучшению окружающей среды при освоении месторождений нефти и газа.

## **6.2. ГРУППЫ ЗАПАСОВ И РЕСУРСОВ НЕФТИ И ГАЗА ПО ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ**

24. Запасы нефти, газа и содержащиеся в них компоненты по степени экономической эффективности и возможности их промышленного освоения и использования подразделяются на две группы, подлежащие отдельному подсчету и учету — промышленно значимые и непромышленные.

25. Промышленно значимые запасы подразделяются на нормально-рентабельные и условно-рентабельные.

25.1. Запасы месторождений (залежей), вовлечение кото-

рых в разработку на момент оценки, согласно технико-экономическим расчетам, экономически эффективно в условиях конкурентного рынка при использовании техники и технологии добычи и переработки сырья, обеспечивающих соблюдение требований по рациональному использованию недр и охране окружающей среды (нормально-рентабельные).

25.2. Запасы месторождений (залежей), вовлечение которых в разработку на момент оценки, согласно технико-экономическим расчетам, не обеспечивает приемлемую эффективность в условиях конкурентного рынка из-за низких технико-экономических показателей, но освоение которых становится экономически возможным при изменении цен на нефть и газ или появлении новых оптимальных рынков сбыта и новых технологий (условно-рентабельные).

26. К непромышленным запасам относятся запасы месторождений (залежей), вовлечение которых в разработку на момент оценки экономически нецелесообразно либо технически или технологически невозможно. В данную группу входят запасы нефти и горючих газов месторождений (залежей), которые экономически нерентабельны для освоения на современном этапе, а также законсервированные месторождения, месторождения, расположенные в пределах водоохранных зон, населенных пунктов, сооружений, сельскохозяйственных объектов, заповедников, памятников природы, истории и культуры, и месторождения, значительно удаленные от транспортных путей и территорий с развитой инфраструктурой нефтедобычи.

27. На промышленно значимых месторождениях на основе технологических и экономических расчетов подсчитываются и учитываются извлекаемые запасы.

К извлекаемым запасам относится часть геологических запасов, извлечение которых из недр на дату подсчета экономически эффективно в условиях конкурентного рынка при рациональном использовании современных технических средств и технологий добычи с учетом соблюдения требований по охране недр и окружающей среды.

28. На месторождениях и залежах с непромышленными запасами подсчитываются и учитываются геологические запасы.

29. Ресурсы по экономической эффективности подразделяются на две группы: рентабельные и неопределенно-рентабельные.

К рентабельным ресурсам относятся ресурсы, имеющие положительную предварительно (или экспертно) ожидаемую стоимость запасов.



К неопределенно-рентабельным относятся ресурсы, имеющие неопределенную ожидаемую стоимость запасов на дату оценки.

30. В рентабельных ресурсах выделяются извлекаемые ресурсы. К извлекаемым ресурсам относится часть геологических ресурсов, извлечение которых из недр экономически эффективно на дату оценки.

31. В неопределенно-рентабельных ресурсах извлекаемые ресурсы не выделяются.

### **6.3. КАТЕГОРИИ ЗАПАСОВ И РЕСУРСОВ НЕФТИ И ГАЗА ПО ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ИЗУЧЕННОСТИ И СТЕПЕНИ ПРОМЫШЛЕННОГО ОСВОЕНИЯ**

32. Запасы нефти и горючих газов по геологической изученности и степени промышленного освоения подразделяются на категории А (достоверные), В (установленные),  $C_1$  (оцененные),  $C_2$  (предполагаемые).

33. Категория А (достоверные) – разрабатываемые запасы залежи или ее части, разбуренной эксплуатационной сеткой скважин в соответствии с проектным документом на разработку. Геологическое строение залежи, форма и размеры определены, а флюидалные контакты обоснованы по данным бурения, опробования и материалам ГИС. Литологический состав, тип коллекторов, эффективные нефте- и газонасыщенные толщины, фильтрационно-емкостные свойства и нефте- и газонасыщенность, состав и свойства углеводородов в пластовых и стандартных условиях и технологические характеристики залежи (режим работы, дебиты нефти, газа, конденсата, продуктивность скважин) установлены по данным эксплуатации скважин, гидропроводность и пьезопроводность пласта, пластовое давление, температура, коэффициенты вытеснения изучены с детальностью, достаточной для построения многомерных геологической и фильтрационной моделей залежи с высокой степенью достоверности. Рентабельное освоение залежи определено проектным технологическим документом на разработку и подтверждено фактической добычей.

К категории А относятся:

– запасы промышленно освоенных залежей (или их частей), дренируемые эксплуатационными скважинами при реализованных технологиях разработки в соответствии с проектным документом на разработку;

– запасы промышленно освоенных залежей (или их час-

тей), которые на дату подсчета по разным причинам не дренируются (в районе простаивающих скважин), ввод которых в разработку экономически обоснован и не потребует существенных дополнительных капитальных затрат;

— запасы разрабатываемой залежи (или ее части), которые могут быть экономически рентабельно дополнительно извлечены из геологических запасов этой залежи за счет применения промышленно освоенных методов увеличения нефтеотдачи (МУН);

— запасы, которые могут быть извлечены дополнительно из геологических запасов этой залежи за счет уплотнения первичной сетки эксплуатационных скважин.

34. Категория В (установленные) — запасы разведанной, подготовленной к разработке залежи (или ее части), изученной сейсморазведкой или иными высокоточными методами и разбуренной поисковыми, оценочными, разведочными и опережающими эксплуатационными скважинами, давшими промышленные притоки нефти или газа. Геологическое строение залежи, фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов, состав и свойства флюидов, гидродинамические характеристики, дебиты скважин достаточно хорошо изучены по результатам геолого-промысловых исследований и пробной эксплуатации одиночных скважин. Степень изученности параметров залежи достаточна для построения надежной геологической и фильтрационной моделей залежи. Рентабельное освоение залежи подтверждено данными пробной эксплуатации, исследованиями скважин и обосновано проектным технологическим документом на разработку.

К категории В относятся запасы участков залежей в зоне дренирования скважин, в которых получены промышленные притоки при испытании и (или) пробной эксплуатации.

35. Категория  $C_1$  (оцененные) — запасы части залежи, изученной достоверной сейсморазведкой или иными высокоточными методами в зоне возможного дренирования непробированных скважин и примыкающие к запасам категорий А и В при условии, что имеющаяся геолого-геофизическая информация с высокой степенью вероятности указывает на промышленную продуктивность вскрытого пласта в данной части залежи. Степень геологической изученности геолого-промысловых параметров залежи достаточна для построения предварительной геологической модели и проведения подсчета запасов. Запасы категории  $C_1$  выделяются, если геолого-геофизическая информация с обоснованной уверенностью доказывает, что пласт в сторону выделяемой категории  $C_1$  непрерывен по площади.

Технологические параметры разработки залежи определяются по аналогии с изученными участками залежи или с использованием аналогий по другим разрабатываемым месторождениям. Рентабельность освоения определяется по аналогии с изученной частью залежи.

К категории  $C_1$  относятся запасы:

– неразбуренной части залежи, непосредственно примыкающей к запасам категории А + В на расстоянии, равном зоне возможного дренирования;

– части залежи в районе неопробованных скважин, в случае если продуктивность этой залежи доказана опробованием или эксплуатацией в других скважинах.

36. Категория  $C_2$  (предполагаемые) – запасы в неизученных бурением частях залежи и в зоне дренирования транзитных неопробованных скважин. Геолого-промысловые параметры залежи принимаются по аналогии с параметрами изученной части залежи, а в случае необходимости, с залежами аналогичного строения в пределах данного нефтегазозносного региона. Имеющейся информации достаточно для построения предварительной геологической модели и подсчета запасов. Технологические параметры и экономическая эффективность разработки запасов определяются по аналогии с изученными участками залежи или с использованием аналогий по разрабатываемым месторождениям.

К категории  $C_2$  относятся запасы:

– участков залежи между доказанным контуром залежи и границами участков запасов более высоких категорий, если имеется достаточно геолого-геофизической информации для заключения о непрерывности пласта;

– пластов с недоказанной продуктивностью, но изученных по материалам геофизических исследований скважин в транзитных эксплуатационных скважинах, при этом имеется обоснованная уверенность, что по данным геофизических исследований скважин они могут быть продуктивными;

– неразбуренных тектонических блоков на залежах с установленной продуктивностью. При этом имеющаяся геологическая информация указывает, что возможно продуктивные пласты в пределах блоков по литолого-фациальным характеристикам аналогичны изученной части залежи.

37. При ведении учета запасы категории А, В и  $C_1$  не рекомендуется суммировать с запасами категории  $C_2$ .

38. Ресурсы нефти и горючих газов по геологической изученности подразделяются: на категории  $C_3$  (перспективные),  $D_{1a}$  (локализованные) и  $D_2$  (прогнозные).

39. Категория  $C_3$  (локализованные) – ресурсы нефти и горючих газов литолого-стратиграфических комплексов и горизонтов с доказанной промышленной нефтегазоносностью в пределах крупных региональных структур. Количественная оценка прогнозных ресурсов проводится по результатам региональных геологических, геофизических, геохимических исследований и по аналогии с открытыми месторождениями в пределах оцениваемого региона.

40. Категория  $D_{1A}$  (локализованные) – ресурсы нефти и горючих газов литолого-стратиграфических комплексов и горизонтов с доказанной промышленной нефтегазоносностью в пределах крупных региональных структур. Количественная оценка прогнозных ресурсов проводится по результатам региональных геологических, геофизических, геохимических исследований и по аналогии с открытыми месторождениями в пределах оцениваемого региона.

41. Категории  $D_1$  и  $D_2$  (прогнозные) – ресурсы нефти и газа литолого-стратиграфических комплексов, оцениваемые в пределах крупных региональных структур, промышленная нефтегазоносность которых еще не доказана. Перспективы нефтегазоносности этих комплексов прогнозируются на основе данных геологических, геофизических, геохимических исследований. Количественная оценка прогнозных ресурсов этих категорий производится по предположительным параметрам на основе имеющихся геологических представлений и по аналогии с другими, более изученными регионами, где установлены разведанные месторождения нефти и горючих газов.

#### **6.4. ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ (ЗАЛЕЖЕЙ) НЕФТИ И ГОРЮЧИХ ГАЗОВ ПО ФАЗОВОМУ СОСТОЯНИЮ**

42. В зависимости от фазового состояния и состава основных углеводородных соединений в недрах месторождения (залежи) нефти и горючих газов подразделяются на:

1) нефтяные (Н), содержащие только нефть, насыщенную в различной степени газом;

2) газонефтяные (ГН), в которых основная часть залежи нефтяная, а газовая шапка не превышает по объему условного топлива нефтяную часть залежи;

3) нефтегазовые (НГ), к которым относятся газовые залежи с нефтяной оторочкой, в которой нефтяная часть составляет по объему условного топлива менее 50 %;

- 4) газовые (Г), содержащие только газ;
- 5) газоконденсатные (ГК), содержащие газ с конденсатом;
- 6) нефтегазоконденсатные (НГК), содержащие нефть, газ и конденсат.

43. В газовых залежах по содержанию  $C_{5+}$  высшие выделяются следующие группы газоконденсатных залежей:

- 1) *низкоконденсатные* — с содержанием конденсата менее  $25 \text{ г/м}^3$ ;
- 2) *среднеконденсатные* — с содержанием конденсата от 25 до  $100 \text{ г/м}^3$ ;
- 3) *высококонденсатные* — с содержанием конденсата от 100 до  $500 \text{ г/м}^3$ ;
- 4) *уникально-конденсатные* — с содержанием конденсата более  $500 \text{ г/м}^3$ .

## **6.5. ГРАДАЦИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ (ЗАЛЕЖЕЙ) НЕФТИ И ГОРЮЧИХ ГАЗОВ ПО ВЕЛИЧИНЕ ИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ**

44. Месторождения нефти и газа по величине извлекаемых запасов нефти и геологических запасов газа подразделяются на:

- 1) *уникальные* — более 300 млн т нефти или 500 млрд  $\text{м}^3$  газа;
- 2) *крупные* — от 30 до 300 млн т нефти или от 30 до 500 млрд  $\text{м}^3$  газа;
- 3) *средние* — от 3 до 30 млн т нефти или от 3 до 30 млрд  $\text{м}^3$  газа;
- 4) *мелкие* — от 1 до 3 млн т нефти или от 1 до 3 млрд  $\text{м}^3$  газа;
- 5) *очень мелкие* — менее 1 млн т нефти, менее 1 млрд  $\text{м}^3$  газа.

## **6.6. РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГОРЮЧИХ ГАЗОВ ПО СЛОЖНОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ**

45. По сложности геологического строения выделяются залежи:

- простого строения — однофазные залежи, связанные с ненарушенными или слабонарушенными структурами, про-

дуктивные пласты характеризуются выдержанностью толщин и коллекторских свойств по площади и разрезу;

— сложного строения — одно- и двухфазные залежи, характеризующиеся невыдержанностью толщин и коллекторских свойств продуктивных пластов по площади и разрезу или наличием литологических замещений коллекторов непроницаемыми породами, либо тектонических нарушений;

— очень сложного строения — одно- и двухфазные залежи, характеризующиеся как наличием литологических замещений или тектонических нарушений, так и невыдержанностью толщин и коллекторских свойств продуктивных пластов, а также залежи сложного строения с тяжелыми нефтями.

Таким образом новая методика классификации запасов разработанная МПР, позволяет, в одной стороны, получать большее представление о состоянии запасов, а с другой — она отличается от международных стандартов оценки запасов, результаты которых используются для оценки инвестиционной привлекательности нефтяных компаний.

В международной классификации запасов сначала появились на базе разработок Горного бюро и геологической службы США (АНИ — АГА) с выделением категорий: измеренных, вероятных и возможных запасов.

В последние годы широкое распространение получили классификации запасов общества Инженеров-нефтяников (SPE) и Мирового нефтяного конгресса (WPC), созданных в развитие АНИ — АГА (табл. 6).

Детальное сопоставление классификаций SPE и WPC, про-

Таблица 6  
Сопоставление классификаций запасов и ресурсов нефти и газа

Россия			США, Канада, Саудовская Аравия				Франция, Германия, Нидерланды
Запасы	Достоверные	A	Открытые	Доказанные	Разбуренные, разрабатываемые	Измеренные	Доказанные
	Установленные Оцененные	B C <sub>1</sub>			Неразрабатываемые Предполагаемые		
	Предполагаемые	C <sub>2</sub>	Рассчитанные		Вероятные	Вероятные	
Ресурсы	Локализованные	D <sub>1</sub>	Возможные				?
	Перспективные	D <sub>2</sub>	Гипотетические				
	Прогнозные	D <sub>3</sub>	Умозрительные				

веденное специалистами-нефтяниками обеих организаций, обнаружила идентичность их позиций в оценке запасов, в результате чего ими в 1997 г. создана универсальная классификация, позволяющая проводить достаточно точную оценку запасов нефти и газа в любой стране независимо от методики подсчета (детерминированная или вероятностная) и стадии освоения месторождения. Предложенная классификация позволяет проводить геолого-экономическую оценку запасов и ресурсов с учетом динамических, экономических, политических, правовых условий. Она получила признание в качестве международного стандарта на оценку запасов во многих странах, в том числе в России. Ориентируясь именно на эту классификацию, международными инжиниринговыми фирмами проведен аудит запасов ряда российских нефтяных компаний («ЛУКОЙЛ», «Сиданко», «Славнефть», «Черногорнефть» и др.). Перечисленные классификации базируются на подходе к оценке запасов с точки зрения уровня их разбуренности, поскольку детальная разведка залежей перед их вводом в разработку не производится. Современная классификация, не затрагивая сущности предыдущих определений, выделяет три категории запасов: доказанные (разрабатываемые, неразрабатываемые и неразбуренные), вероятные и возможные.

К *доказанным* запасам относятся те объемы УВ, которые по геологическим и промысловым данным с достаточной достоверностью могут быть оценены как несомненно коммерческие, извлекаемые на данный момент времени, при текущих экономических условиях, методах извлечения и государственном законодательстве.

Доказанные запасы подразделяются на следующие подкатегории:

– *доказанные разрабатываемые* – запасы участков, подтвержденные реальной рентабельной добычей нефти или результатами пробной эксплуатации соседнего пласта аналогичного строения;

– *доказанные неразрабатываемые* – запасы участков, которые могут быть извлечены из существующих скважин в результате капитального ремонта, восстановления простаивающих скважин или перевода скважины на другой продуктивный пласт;

– *доказанные неразбуренные* – запасы участков, которые могут быть извлечены из частей неразрабатываемых известных пластов или скважин уплотняющего бурения, планируемого на площадях, непосредственно примыкающих к разрабатываемым частям залежей. При отнесении запасов к «до-

казанным» принимается в расчет наличие инфраструктуры или уверенность в близкой перспективе ее создания.

Во всех остальных случаях запасы считаются «недоказанными» и подразделяются на следующие категории:

– *вероятные* – запасы, которые могут быть переведены в доказанные после разбуривания новых известных пластов и пластов, являющихся на данный момент нерентабельными, уплотнения сетки скважин в недостаточно разбуренных частях залежей, применения эффективных методов извлечения;

– *возможные* – запасы неразрабатываемых частей известных пластов, имеющих низкие промысловые характеристики, эффективность разработки которых не определена; запасы залежей, модель которых изучена приближенно.

Как видно из приведенных определений, разделение «доказанных» запасов на категории характеризуется четкими критериями. Несколько более размытым является разграничение «недоказанной» их части, которая также выделяется в границах залежи.

Сравнительный анализ классификации России и SPE/WPC показал, что запасы категории А, В, С<sub>1</sub>, российской классификации сходны соответственно с выделенными доказанными разрабатываемыми, доказанными неразрабатываемыми и доказанными неразбуренными по классификации SPE.

Классификация С<sub>2</sub> сходна с вероятными и частично возможными ресурсами по классификации SPE.

### **Контрольные вопросы**

1. На каких залежах подсчитываются извлекаемые и геологические запасы?
2. Какие запасы относятся к категории А, В, С<sub>1</sub> и С<sub>2</sub>?
3. Какие ресурсы относятся к категориям D<sub>1</sub>, D<sub>2</sub> D<sub>3</sub>.
4. Какие залежи подразделяются по фазовому состоянию?
5. Какие группы газоконденсатных залежей выделяют по содержанию С<sub>5</sub> и выше?
6. Какие месторождения нефти и газа подразделяются по величине соответственно извлекаемых и геологических запасов?
7. Какие отличия классификации ресурсов и запасов в России и США?



## Часть II

# МЕТОДИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА НЕФТЬ И ГАЗ

Геологоразведочные работы (ГРР) на нефть и газ представляют собой совокупность выполняемых в определенной последовательности геологических, геофизических, геохимических, буровых и других работ и научных исследований, проводимых с целью изучения недр, открытия, геолого-экономической оценки и подготовки к разработке залежей (месторождений) нефти и газа. По результатам этих работ сначала строят графические модели изучаемых объектов осадочных бассейнов (разрезы, карты различного назначения), а затем на основе этих построений оценивают перспективы их нефтегазоносности, открытия месторождения и проектируют их разработку.

Геологоразведочные работы имеют две стороны: организационно-техническую и методическую. Первая включает вопросы организации работ, экономические и правовые условия их проведения и необходимые технические средства. Методическая сторона представляет собой совокупность принципов, методов, приемов и эмпирических правил, которыми пользуются в процессе проведения поисково-оценочных и разведочно-эксплуатационных работ.

## Глава 7

# ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ И МЕТОДЫ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ

Неопределенность исходной информации, неоднозначность получаемых результатов, трудность формализации и моделирования поисково-разведочного процесса приведут к

тому, что при проведении работ руководствуются определенными принципами, выработанными на основе теоретических предпосылок и опыта геологоразведочных работ, которые и являются методической основой их проведения [24].

Основными принципами ГРР являются:

– рациональная полнота исследования месторождения и отдельной залежи по площади и разрезу, которая всегда ограничена техническими возможностями и экономической целесообразностью;

– последовательность приближений при изучении месторождения (залежи), т.е. по этапам и стадиям, с учетом получения новой геологической информации;

– относительная равномерность в изучении месторождения (залежи), т.е. достоверную их геологическую модель можно построить только при равномерной изученности объекта как по площади, так и по объему залежи;

– рациональность трудовых и материальных затрат, т.е. не допускать «недоразведку» и «переразведку» залежи, что чревато, с одной стороны, потерями при эксплуатации, а с другой – расходами на бурение лишних скважин;

– наименьшие затраты времени, т.е. проведение ГРР на нефть и газ в кратчайшие сроки.

Методика геологоразведочных работ включает:

1) создание системы геологических наблюдений (разнообразные съемки, профильные разрезы, системы заложения скважин, разноплановые карты и т.д.);

2) методы получения геолого-геофизической информации (проведение замеров, регистрация параметров);

3) методы обработки разноплановой информации;

4) методы интерпретации данных и составление геологической модели изучаемого объекта.

В зависимости от способа получения геологическую информацию подразделяют на прямую, косвенную и априорную [10].

Прямая информация характеризует непосредственно геологический объект (образцы пород, керн, шлам, пробы флюидов и др.), имеет дискретный характер.

Косвенная информация характеризует некоторые свойства геологического объекта, с использованием установленных связей с прямой информацией может определить реальные признаки объекта (например, по физическим и геохимическим признакам определяют аномалию типа залежь (АТЗ), пористость коллектора и др.).

Априорная информация дает возможность на основе обобщения теоретических знаний и практики ГРР на нефть и

газ выявлять закономерности геологического строения осадочных бассейнов и ее локальных объектов.

Прямая информационная часть имеет дискретный характер и поэтому используется в качестве эталонной, на основе которой определяется достоверность и косвенной информации.

Для геологоразведочных работ характерны следующие особенности:

- сложность, иерархичность и уникальность геологического строения изучаемых объектов, необходимость использования большого объема информации для их полного описания;

- стадийность процессов геологического изучения;

- разнородность и разная достоверность получаемой информации;

- недостаточность информации при построении модели с необходимой точностью и высокая стоимость ее получения;

- принятие решений в условиях неопределенности, вытекающей из недостаточной информативности методов, дискретности наблюдений и несовершенства геологических теорий.

## **7.1. СТАДИЙНОСТЬ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНОГО ПРОЦЕССА НА НЕФТЬ И ГАЗ**

Непрерывный процесс изучения земных недр с целью выявления месторождений нефти и газа и их подготовки к промышленному освоению условно делится на ряд этапов и стадий. Этапы и стадии различаются по масштабу и характеру объекта изучения, по задачам и видам работ и ожидаемым результатам. Основные цели такой дифференциации — определение рациональной последовательности решения задач различного уровня, оценка эффективности и качества работ на каждой промежуточной стадии и планирование последующих работ.

Суть стадийности геологоразведочных работ (ГРП) состоит в том, что начало каждой стадии находится в зависимости от результатов предыдущей стадии. Многолетний опыт показывает, что проводимые в определенной последовательности геологоразведочные работы позволяют своевременно и с наименьшими затратами выявить перспективные объекты, оценить их значимость и подготовить их к промышленному освоению.

Схема последовательного ведения ГРП впервые предложена

на в 1935 г. В.М. Крейтером. Применительно к нефтяным месторождениям схема стадийности ГРП впервые принята в 1965 г. Эта схема получила развитие в последующих «Положениях об этапах и стадиях ГРП» 1983, 1995 и 2005 гг.

Полный цикл геологоразведочных работ по подготовке промышленных запасов нефти и газа подразделяется на три этапа – региональный, поисково-оценочный и разведочно-эксплуатационный.

Цели, задачи и методы работ на различных этапах и стадиях поисков и разведки отражены в табл. 7.

Цель регионального этапа – изучение основных закономерностей геологического строения слабо исследованных осадочных бассейнов и их участков, а также отдельных литолого-стратиграфических комплексов, оценка перспектив их нефтегазоносности и определение первоочередных районов и литолого-стратиграфических комплексов для постановки поисковых работ на нефть и газ.

Таблица 7

Схема стадийности геологоразведочных работ на нефть и газ

Стадия	Объекты изучения	Основные задачи	Итоговая оценка
<i>Региональный этап</i>			
Прогноз нефтегазоносности	Осадочные бассейны и их крупные части	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Выявление литолого-стратиграфических комплексов, структурных этажей, ярусов и структурно-фациальных зон, определение характера основных этапов геотектонического развития, тектоническое районирование.</li> <li>2. Выделение нефтегазоперспективных комплексов (резервуаров) и зон возможного нефтегазоаккумуляции, нефтегазогеологическое районирование.</li> <li>3. Качественная и количественная оценка перспектив нефтегазоносности.</li> <li>4. Выбор основных направлений и первоочередных объектов дальнейших исследований</li> </ol>	D <sub>2</sub> . D <sub>1</sub> – прогнозные, частично
Оценка зон нефтегазоаккумуляции	Нефтегазоперспективные зоны и зоны нефтегазоаккумуляции	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Выявление субрегиональных и структурных зональных соотношений между различными нефтегазоперспективными и литолого-стратиграфическими комплексами, основных закономерностей распределения свойств пород-коллекторов и флюидоупоров и изменения их свойств.</li> <li>2. Выделение наиболее крупных ловушек и уточнение нефтегазогеологического районирования.</li> <li>3. Количественная оценка перспектив нефтегазоносности.</li> <li>4. Выбор районов и установление очередности проведения на них поисковых работ</li> </ol>	D <sub>1</sub> , D <sub>2</sub> – перспективные, частично

Продолжение табл. 7

Стадия	Объекты изучения	Основные задачи	Итоговая оценка
<i>Поисково-оценочный этап</i>			
Выявление объектов поискового бурения	Районы с установленной или возможной нефтегазоносностью	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Выявление условий залегания и других геолого-географических свойств нефтегазоносных и нефтегазоперспективных комплексов.</li> <li>2. Выявление перспективных ловушек.</li> <li>3. Количественная оценка прогнозных локализованных ресурсов.</li> <li>4. Выбор объектов для детализационных работ</li> </ol>	D <sub>1a</sub> — локализованные
Подготовка объектов к поисковому бурению	Выявленные ловушки	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Детализация выявленных перспективных ловушек, позволяющих прогнозировать пространственное положение залежей.</li> <li>2. Количественная оценка перспективных ресурсов на объектах, подготовленных к поисковому бурению</li> <li>3. Выбор объектов и определение очередности их ввода в поисковое бурение</li> </ol>	Перспективные ресурсы C <sub>3</sub>
Поиск и оценка месторождений (залежей)	Подготовленные ловушки. Открытые месторождения (залежи)	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Выявление в разрезе нефтегазоносных и перспективных комплексов коллекторов и покрышек и определение их геолого-геофизических свойств (параметров).</li> <li>2. Выделение, опробование и испытание нефтегазоперспективных пластов и горизонтов, получение промышленных притоков нефти и газа и установление свойств флюидов и фильтрационно-емкостных характеристик.</li> <li>3. Открытие месторождения и постановка запасов на Государственный баланс.</li> <li>4. Выбор объектов для проведения детализационных геофизических и оценочных работ.</li> <li>4. Установление основных характеристик месторождений (залежей).</li> <li>5. Оценка запасов месторождений (залежей).</li> <li>6. Выбор объектов и этажей разведки</li> </ol>	Предварительно оцененные C <sub>2</sub> — и частично разведанные C <sub>1</sub>
<i>Разведочный этап</i>			
Разведка и пробная эксплуатация	Промышленные месторождения (залежи)	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Уточнение геологического строения и запасов залежей.</li> <li>2. Пробная эксплуатация для получения данных и параметров для составления технологической схемы разработки месторождений.</li> <li>3. Перевод запасов категории C<sub>2</sub> в категорию C<sub>1</sub></li> </ol>	Частично разведанные запасы C <sub>1</sub> , предварительно оцененные

Региональный этап предшествует поисковому и проводится до тех пор, пока существуют благоприятные предпосылки для обнаружения новых перспективных комплексов на неосвоенных глубинах и зон нефтегазонакопления в слабоизученных районах. В пределах нефтегазоносных районов региональные работы могут проводиться одновременно с поисково-оценочными и разведочными работами.

В соответствии с задачами региональный этап разделяют на две стадии: прогноз нефтегазоносности и оценка зон нефтегазонакопления.

Основным объектом исследования на стадии прогноза нефтегазоносности являются осадочные бассейны и их части. На этой стадии обосновываются наиболее перспективные направления дальнейших исследований и выбираются первоочередные объекты и нефтегазоперспективные комплексы. По результатам работ составляют отчет с оценкой перспектив нефтегазоносности изучения территорий по категориям  $D_2$  (прогнозные) и частично  $D_1$ .

Основные объекты на стадии оценки зон нефтегазонакопления — нефтегазоперспективные зоны и зоны нефтегазонакопления. На этой стадии по итогам проведения работ составляют отчеты (годовые и окончательные) о геологических результатах и по оценке ресурсов категории  $D_1$  и частично  $D_2$ .

По результатам региональных работ проводят конкурсы или аукционы на право пользования недрами по лицензиям на геологическое изучение или совмещенным лицензиям.

Цель поисково-оценочного этапа — обнаружение новых месторождений нефти и газа или новых залежей на ранее открытых месторождениях и оценка их промышленной значимости.

ГРП на данном этапе проводятся по лицензии на геологическое изучение недр, дающей право на ведение поисков или оценки месторождений (залежи), или по совмещенной лицензии, включающей несколько видов пользования недрами (поиск, разведка, добыча). Поисково-оценочный этап разделяется на стадию выявления и подготовки объектов к поисковому бурению и стадию поиска и оценки месторождения (залежи).

Цель стадии выявления объектов — выбор объектов наиболее перспективных для детализационных работ. К объектам проведения работ относятся районы с установленной или возможной нефтегазоносностью или выявленные ловушки. Работы по выявлению объекта завершаются включением этого объекта в фонд выявленных для проведения детальных геохимических и геофизических работ нефти и газа.

На основании полученных материалов составляют отчеты о геологических результатах работ и оценке локализованных ( $D_{1A}$ ) ресурсов.

Цель стадии подготовки объектов к поисковому бурению — выбор объектов и определение очередностей их ввода в поисковое бурение. Объектом изучения являются выявленные ловушки. По результатам работ составляется фонд подготовленных к бурению локальных объектов и намечается порядок их ввода в поисковое бурение в соответствии с оценкой их перспективных ресурсов категории  $C_3$ .

Цель стадии поиска и оценки месторождений (залежей) — обнаружение новых месторождений нефти и газа или новых залежей и оценка их промышленной значимости. Работы на этой стадии проводятся на условиях, оговоренных в лицензии на пользование недрами. Объекты проведения работ — ловушки, подготовленные к поисковому бурению, и открытые месторождения (залежи). Работы по поиску месторождений (залежей) должны проводиться в соответствии с геологическим нарядом, составленным в установленном порядке.

Объемы и виды работ определяются в зависимости от особенностей геологического строения опоисковываемого объекта.

В пределах месторождения поисковые работы могут совмещаться с оценочными и разведочными работами и проводиться до завершения оценки перспектив всего разреза осадочного чехла. Открытие месторождения (залежи) фиксируется по получению промышленного притока нефти или газа.

По результатам поискового бурения при открытии залежи (месторождения) уточняется проект дальнейших оценочных работ, а в случае отрицательного результата составляется отчет с обоснованием бесперспективности опоискованного объекта.

Поисково-оценочный этап считается завершенным, если степень изученности позволяет подсчитать запасы по категориям  $C_2$  (предварительно оцененные) и частично  $C_1$  (частично разведанные) и провести оценку промышленной значимости месторождений (залежей). Соотношение запасов категорий  $C_1$  и  $C_2$ , достигаемое по завершении стадии оценки, должно обеспечивать достоверное определение масштаба (класса крупности) оцениваемой залежи. Ориентировочные оценки доли запасов категории  $C_1$ , достаточной для завершения стадии оценки (табл. 8), были рассчитаны по известным оценкам точности запасов при условии, что эта оценка запасов в целом гарантирует возможность отнесения ее к одному из

классов по величине запасов. В ряде случаев на мелких объектах простого строения задачи оценки месторождения решаются по результатам поискового бурения.

По результатам работ на стадии поиска и оценки месторождений (залежей) проводится:

- систематизация геолого-геофизических материалов и составление отчета о результатах поисково-оценочных работ;
- подсчет геологических и извлекаемых запасов УВ, а также сопутствующих компонентов;
- подготовка пакета геологической информации в случае проведения конкурса или аукциона на предоставление лицензии на добычу полезных ископаемых.

По результатам оценочных работ проводится оценка запасов изучаемого объекта, их экспертиза и выдается лицензия на право добычи нефти и газа.

Предоставление недр в пользование для добычи нефти и газа после завершения поисково-оценочного этапа вступает в силу после Государственной экспертизы запасов.

Цель разведочно-эксплуатационного этапа – изучение характеристик месторождений (залежей), обеспечивающее составление технологической схемы месторождения нефти или проекта опытно-промышленной эксплуатации месторождения газа.

В соответствии с задачами разведочного этапа выделяется стадия разведки и пробной эксплуатации месторождения (залежи). Объектами проведения работ на стадии разведки являются месторождения (залежи), на которые получена лицензия на добычу нефти и газа.

Таблица 8

Доля запасов категории С<sub>1</sub>, достаточная для завершения стадии поиска и оценки по месторождениям различного класса крупности

Класс месторождений по величине запасов	Индекс класса	Запасы		Доля запасов категории С <sub>1</sub> , %
		нефти (извлекаемые), млн т	газа (балансовые), млрд м <sup>3</sup>	
Уникальные Крупные	У	300	500	20 – 25
	К <sub>1</sub>	200 – 300	200 – 500	25 – 30
	К <sub>2</sub>	100 – 200	100 – 200	30 – 35
Средние	К <sub>3</sub>	30 – 100	30 – 100	35 – 40
	С <sub>1</sub>	20 – 30	20 – 30	40 – 45
Мелкие	С <sub>2</sub>	10 – 20	10 – 20	45 – 50
	М <sub>1</sub>	5 – 10	5 – 10	50 – 55
	М <sub>2</sub>	1 – 5	1	55 – 60
Очень мелкие	М <sub>3</sub>	1		60 – 65
		По нефти и газу >65		65



Рациональная степень разведанности, необходимый объем работ, методы исследования определяются проектом разведки, составленным в соответствии с условиями, оговоренными в лицензии, и документами, регламентирующими разведку, подсчет запасов и проектирование разработки месторождений нефти и газа.

По результатам разведочных работ с учетом данных пробной эксплуатации проводится:

– уточнение геологических и извлекаемых запасов УВ, а также сопутствующих компонентов разведанных и выявленных залежей (продуктивных горизонтов) месторождений по категориям  $C_1$  (разведанные) и частично  $C_2$  (предварительно оцененные);

– систематизация геолого-геофизических материалов, необходимых для составления технологической схемы разработки месторождений нефти и проекта опытно-промышленной эксплуатации месторождений газа, а также для выбора методов повышения коэффициентов извлечения.

Итоговыми документами стадии разведки и пробной эксплуатации являются:

– отчет по подсчету запасов нефти, конденсата, природного газа и попутных компонентов (в случае необходимости);

– технико-экономическое обоснование значений коэффициентов извлечения нефти и конденсата;

– технологическая схема разработки месторождения нефти или проект эксплуатации месторождения газа.

При предоставлении недр в пользование по совмещенным лицензиям пользователи недр могут начинать добычу до Государственной экспертизы запасов, сроки которой связаны с уточнением условий пользования недрами.

Объектами проведения работ являются промышленные месторождения (залежи).

По результатам работ на данной стадии составляется отчет о проведенных работах с уточнением величины извлекаемых запасов нефти, газа и конденсата и корректировкой технологических параметров разработки.

Решение задач некоторых стадий можно совмещать. Так, на стадии региональных исследований на отдельных площадях могут проводиться поисковые работы. В районах активного ведения поисковых и разведочных работ региональные исследования могут возобновляться для изучения принципиально новых типов залежей с применением более совершенных технических средств. Поиски и разведка могут совмещаться при ведении работ на конкретной площади. После открытия одной из залежей поиски могут продолжаться в

других продуктивных горизонтах. После введения в эксплуатацию одной из залежей разведочные и даже поисковые работы могут проводиться на других залежах данного месторождения. Главное при этом — сохранение четкой последовательности выполняемых исследований. Нарушение такой последовательности приводит к снижению эффективности поисково-разведочных работ.

Рассмотренная схема стадийности характеризуется следующими особенностями:

— достигается четкая регламентация целей и задач по стадиям проведения геологоразведочных работ. В ее основу положены рациональные пределы изучения геологических объектов по степени разведанности и соотношению ресурсов или запасов различных категорий;

— предусмотрены условия, допускающие проведение поисков и разведки месторождений по ускоренной модификации. В связи с этим ожидается экономия времени и объемов работ при подготовке промышленных запасов и ускоренном вводе их в эксплуатацию;

— предложена более высокая степень дифференциации геологоразведочного процесса, которая в большей степени соответствует изменяющимся в сторону общего усложнения геологическим условиям, выступает объективной предпосылкой снижения показателей эффективности работ. В связи с этим основным средством исключения неоправданных или преждевременных затрат может быть более тщательный отбор геологических объектов для постановки поисково-разведочных работ и планирования рациональной методики их проведения; усилена роль начальных стадий работ в качестве основной предпосылки, определяющей оптимальное развитие поисков и разведки месторождений нефти и газа. Масштабы работ, связанных с опережающим прогнозом нефтегазоносности, неуклонно возрастают, оставляя одну из характерных особенностей геологоразведочного производства на современном этапе;

— впервые в сфере регламентации геологоразведочной деятельности введена система геолого-экономических оценок, обязывающих учитывать роль экономических факторов на всех стадиях геологоразведочных работ.

### ***Контрольные вопросы***

1. По каким признакам различаются этапы и стадии поисково-разведочного процесса на нефть и газ?

2. В чем состоит суть стадийности?

3. Что представляет собой совмещенная лицензия на право пользования недрами?

4. В каких случаях возможно совмещение работ различных стадий?

## 7.2. МЕТОДЫ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА НЕФТЬ И ГАЗ

Решение обширного объема геологических задач требует применения при проведении ГРП на нефть и газ комплекса различных методов: геологических, геофизических, геохимических, буровых и др.

### 7.2.1. ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ

Геологическая съемка производится на местности с целью построения геологической карты. Карта представляет собой графическое изображение на топографической основе определенного масштаба выхода пород различного возраста на дневную поверхность. Карта сопровождается слева геохронологической шкалой, литолого-стратиграфической колонкой, кратким описанием состава пород; справа — условными обозначениями, а снизу — геологическим профильным разрезом. Геологическая карта несет обширную информацию о наличии в изученном регионе структурных элементов, об истории их формирования и о полезных ископаемых.

В процессе геологического картирования осуществляются и нефтегеологические исследования: обнаружение естественных нефте- и газопроявлений, нефтегазоматеринских пород, пород коллекторов, флюидоупоров, зональных и локальных ловушек антиклинального типа.

Структурно-геологическая съемка осуществляется для построения в закрытых платформенных районах одновременно двух карт: геологической и структурной. Для построения этих карт в этих условиях применяют рытье канав, шурфов и особенно бурение картировочных скважин глубиной до кровли регионального репера или до подошвы четвертичных отложений (100 — 150 м).

Геологическая и структурно-геологическая съемки применялись при производстве геологоразведочных работ на нефть и газ на региональном и поисковом этапах, особенно при подготовке структур антиклинального типа к поисковому бурению. Эффективность геологической съемки при подготовке

антиклинальных структур к поисковому бурению была весьма высокой в складчатых областях на ранних этапах развития нефтепоисковых работ, когда основными поисковыми объектами были обнажающиеся на поверхности антиклинальные складки. В настоящее время роль геологического картирования как метода поисков и подготовки структур заметно уменьшилась, так как нефтепоисковые работы проводятся в основном вне складчатых областей, в погруженных зонах осадочных бассейнов, где часто не наблюдается соответствие структурных планов.

Вместе с тем, геологическая съемка широко применялась для поисков локальных и зональных поднятий на шельфе с помощью бурения картировочных скважин и с использованием материалов аэрофотосъемки.

### 7.2.2. АЭРОКОСМИЧЕСКИЕ (ДИСТАНЦИОННЫЕ) МЕТОДЫ

Дистанционные методы в виде аэрогеологической съемки использовались геологами при поисках полезных ископаемых вместе с появлением авиационной техники. Эти методы рекомендовали себя при поисках нефти и газа, особенно в пустынных и степных условиях. Однако оказалось, что аэрофотоснимки, охватывающие площадь до 500 км<sup>2</sup>, не позволяют выявлять крупные геологические объекты. Поэтому в поисковых целях стали использовать съемки из космоса. Преимуществом космоснимков является то, что на них запечатлены участки земной поверхности в десятки и даже сотни раз превышающие площади на аэрофотоснимке, они отличаются экспрессностью и генерализацией изображения. При этом устраняется маскирующее влияние почвенного и растительного покрова, скрадываются детали рельефа, а отдельные фрагменты структур земной коры объединяются в нечто целостное. Кроме того, аэрокосмические методы при незначительных затратах средств позволяют решать самостоятельно или в комплексе с другими методами задачи прогноза нефтегазоносности региональных или локальных объектов, сокращать время проведения геологосъемочных работ и объемы дорогостоящих геофизических и буровых работ.

Аэрокосмические исследования предусматривают визуальные наблюдения, а также различные виды съемок — фотографическую, телевизионную, спектрометрическую, инфракрасную, радарную и лазерную. Геологической основой интерпретации данных этих методов является установленная тесная связь глубинного строения земной коры и её осадочной толщи, а также нефтегазоносности с её рельефом, и

ландшафтом. Аэрокосмические исследования применяются на региональном этапе и на стадии выявления и подготовки нефтегазоперспективных объектов к поисковому бурению. При этом масштаб получаемых снимков должен соответствовать решаемым задачам на каждой стадии поисково-разведочного процесса на нефть и газ, изменяясь от 1:10000 до 1:1000000 и мельче.

При визуальных наблюдениях специалисты имеют возможность судить о строении шельфов, а также выбирать объекты для дальнейшего изучения. С помощью фотографической и телевизионной съемок можно выделить крупные структурные элементы земной коры — мегаструктуры или морфоструктуры, кольцевые структуры, зоны глубинных разломов (линеаменты), что позволяет оценить размеры и конфигурации нефтегазонасного бассейна, предположительно пути миграции УВ, местоположение тектонических и литологических зональных ловушек, проявленных в отдельных случаях линеаментами или фототонем. Кроме того, при соответствующем масштабе аэрокосмических съемок в видимом диапазоне можно выделить и локальные структуры по радиальным рисункам фотоизображения, по перехватам и коленообразным изгибам речной сети, малым эрозионным врезам на самом объекте, по мелкосетчатым рисункам по периферии локальных объектов и другим элементам ландшафта.

В ходе спектрометрической съемки исследуют естественные электромагнитные излучения природных объектов в различном диапазоне частот. Например, космические съемки в широком диапазоне спектра от 0,5 до 2,5 мкм позволяют выделять участки вторичных изменений пород под действием мигрирующих от залежей УВ по присутствию железа, кобальта, никеля, кадмия и тем самым наметить нефтегазопродуктивные зоны на глубине осадочного бассейна, а съемка в коротковолновой части спектра особенно эффективна при прогнозе нефтегазоперспективных объектов в акваториях, поскольку водная среда не препятствует проникновению этого излучения.

Инфракрасная съемка (тепловая) фиксирует тепловое излучение поверхности Земли как собственное, так и отраженное солнечное. Предпосылкой применения тепловой космосъемки при нефтегазопоисковых работах является наличие аномалий теплового поля над продуктивными ловушками как за счет экзотермических процессов в залежах УВ, так и за счет различия тепловых характеристик залежей и вмещающих пород. Инфракрасная съемка позволяет картировать

очаги разгрузки глубинных терминальных флюидов и разделять на экранирующие и флюидопроводящие.

Радарная (радиолокационная) съемка основана на способности геолого-геоморфологических объектов по-разному отражать узконаправленные на них радиоимпульсы дециметрового и метрового диапазона. Преимуществом данного метода является возможность изучать поверхностную геологию и её структурные элементы независимо от наличия облачного покрова и в ночное время.

Лазерная съемка позволяет обнаруживать в приповерхностной атмосфере аномальное содержание органических веществ.

Космоматериалы, полученные в результате дистанционных методов служат основой для структурного и геохимического дешифрирования.

Структурное дешифрирование космоснимков (КС) благодаря большой обзорности позволяет выявлять крупные структуры земной коры, кольцевые структуры, глубинные разломы, соляные купола, грязевые вулканы, горные породы различного литологического состава, обладающие различными тепловыми свойствами, зоны трещиноватости, фиксируемые по фототону, фоторисункам и другим ландшафтными признакам.

Геохимическое дешифрирование КС заключается в использовании информации о спектральной отражательной способности по данным изучения многозональных снимков. Многоспектральные изображения с высоким пространственным разрешением позволяют в открытых районах с уверенностью картировать геохимические аномалии (аномальное содержание окислов железа и других металлов, карбонатов и др.), обусловленные длительным просачиванием мигрирующих от залежей флюидов. В регионах с растительным покровом отмечаются геоботанические аномалии в виде проявления специфических видов растительности, указывающие на присутствие залежи в недрах.

Дешифрирование аэрофотоснимков позволяет картировать аномалии, которые могут быть связаны с залежами УВ путем:

— картирования геологических структур, являющихся поверхностным выражением ловушек нефти и газа (локальные поднятия, испытывающие восходящие тектонические движения в новейшее время, отображаются на аэрофотоснимках, например по рисунку гидрографической сети, долины рек огибают локальные структуры);

— картирование участков древних длительных просачиваний флюидов, определяющихся по наличию аномалий в по-

родах и почвах вдоль разломов и других зон повышенной проницаемости;

— картирование участков современных просачиваний УВ, приводящих к аномальным изменениям на суше (геоботанические аномалии) и возникновению пленок нефти и пузырьков газа на море.

Детальные аэрокосмические съемки с целью обнаружения локальных поисковых объектов проводились на многих хорошо изученных объектах (месторождения), где выявлялись ландшафтные, геоморфологические, геологические фототонные индикаторы погребенных ловушек. Обнаружение подобных индикаторов на неизученных площадях способствовало выявлению структурных ловушек. Например в пределах Волго-Уральской, Западно-Сибирской, Тимано-Печорской нефтегазоносных провинций по результатам аэрокосмической съемки прослежены линеamentные зоны, отвечающие границам прогибов и поднятий, вдоль которых располагаются многочисленные приразломные структуры и приуроченные к ним залежи УВ.

### *Контрольные вопросы*

- 1. Какова цель аэрокосмических исследований?*
- 2. Каким преимуществом обладают космоснимки по сравнению с аэрофотоснимками?*
- 3. Какие задачи решают аэрокосмические исследования на региональном и поисково-оценочном этапах?*
- 4. Какие виды съемок применяют при аэрокосмических исследованиях?*

### **7.2.3. ГЕОМОРФОЛОГИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ПОИСКОВ НЕФТИ И ГАЗА**

Геоморфологические методы при нефтегазопроисследовательских работах используют:

- а) при изучении региональных структурных элементов и поисках структурных форм, потенциальных ловушек нефти и газа;
- б) при оценке степени унаследованности новейших тектонических движений от древних структурных элементов;
- в) для восстановления палеорельефа и палеотектонических условий.

В первых двух случаях пользуются методами морфоструктурного анализа, а в третьем — палеогеоморфологического.

Нацеленный на исследование связи между изображением

земной поверхности (рельефа) зафиксированным из космоса и с самолета, и глубинным строением земной коры, морфоструктурный анализ является важнейшим связующим звеном системы зондирования космос — воздух — земля — скважина.

Теоретической основой морфоструктурного анализа является признание определяющего влияния на рельеф и динамику рельефообразующих процессов тектонических движений.

Для выявления структурных форм по морфологии анализируется: а) поле высот рельефа для опознания и изучения структур по их форме, отразившейся в изгибах дневной поверхности Земли; б) плановый рисунок рельефа с целью обнаружения плановых очертаний искоемых структур. Динамика структурных форм отражается в рельефе локальных участков земной поверхности, геоморфологические особенности которых (морфология, генезис, возраст, рельефообразующие процессы) отличаются от фоновых для данной территории и связаны с локальным воздействием тектонических факторов.

Морфоструктурные исследования подразделяются на полевые и камеральные. На местности исследования выполняются в основном морфогенетическим методом, заключающимся в поэлементном историко-морфогенетическом анализе рельефа и рельефообразующих процессов. Этим методом исследуют геометрические и динамические свойства тектонической структуры, проявляющиеся в морфогенезисе. Для этого сначала определяют типичные геоморфологические характеристики территории, а затем выявляют тектогенные геоморфологические аномалии. При этом осуществляется специализированное геоморфологическое картирование, завершающееся составлением специальной геоморфологической карты, содержание которой, кроме морфохроногенетической основы, включает изображение всевозможных геоморфологических аномалий. Морфогенетический метод позволяет определить эти главные черты морфоструктуры региона, имеющие нефтепоисковое значение, и наметить местоположение, тип и относительную новейшую тектоническую активность многих локальных структурных форм.

Среди камеральных методов морфоструктурного анализа два ведущих нацелены на изучение рельефа, гидрографической сети, почвенно-растительных ассоциаций и рельефообразующих пород по их изображению на аэро- или космических фотографиях и иных дистанционных снимках и на топографических картах.

Задача метода дешифрирования аэро- и космических фотографических изображений земной поверхности — обнару-



жить тектонические структурные формы земной коры по их свойствам, проявляющимся в рельефе и ландшафте. Для этого, во-первых, по рисунку аэро- или космозофотоизображения опознают плановые очертания искомым структурных форм (разрывных нарушений, кольцевых структур центрального типа, брахискладок разных типов и т.п.). Во-вторых, выявляют аномалии в тональности и текстуре фотоизображения, рассматривая их как возможные индикаторы тектоногенных геоморфологических аномалий.

Метод анализа топографических карт заключается в качественном исследовании топографического отображения земной поверхности. Анализируют рисунок гидросети и рельефа, отыскивая в нем очертания искомым структурных форм аномалий. Выполняют построение специальных морфометрических карт в изолиниях, направленных на выявление эндогенной составляющей рельефа. Наиболее результативны приёмы, нацеленные на анализ: а) распределения линейных элементов рельефа и ландшафта (мегатрещин); б) изгибов обобщенного гипсометрического (карты морфоизогипс) или батиметрического поля; в) изгибов продольного профиля рек; г) горизонтальной, вертикальной и общей расчлененности земной поверхности. Данные, полученные камеральными методами, дают новую информацию о структурно-тектонической составляющей рельефа. Для учета влияния внутреннего строения рельефа, рыхлых отложений и физико-географических процессов необходимо камеральные работы дополнять полевым.

Важнейшим камеральным методом морфоструктурного анализа является сравнительно-комплексное изучение специальных картографических документов структурно-геоморфологического содержания.

На заключительном этапе нефтегазопоисковых морфоструктурных исследований и решаются две задачи. Первая — это сопряженный анализ карт и схем, полученных при помощи указанных выше методов, и составление итоговых карт морфоструктуры и новейшей тектонической структуры. Вторая — установление тесноты и типа связи содержания карт морфоструктуры и новейшей тектонической структуры с геолого-геофизическими данными о глубинном тектоническом строении. При решении обеих задач кроме визуального сравнения названных документов используют приемы математической статистики.

Кроме того, месторождения нефти и газа образуются в пределах шельфовых зон морей и океанов в узлах их пересечения с устьевыми областями рек, т.е. пояса нефтегазона-

копления вытянуты вдоль современных и древних морских берегов (Ямало-Гыданская синеклиза, Прикаспийская впадина).

Выработаны основные структурно-геоморфологические признаки существования погребенных антиклинальных складок, развитых в пределах морских побережий и шельфа.

Основными из них являются:

- 1) положительные деформации древних и современных береговых линий;
- 2) унаследованное развитие аккумулятивных форм, в том числе подводных банок, островных и береговых баров;
- 3) образование и унаследованное развитие абразивных уступов;
- 4) цепочки лагун, озер и солончаков с четкими прямолинейными бортами.

Окончательные результаты морфоструктурных работ графически отображают в виде карты сопоставления морфоструктур с геолого-геофизическими материалами о глубинном тектоническом строении. При недостатке последних составляют прогнозную схему тектонического строения, построенную с учетом геолого-геофизических и геоморфологических данных.

Структурно-геоморфологическая съемка находит широкое применение при выявлении и картировании перспективных на нефть и газ структур путем установления тесных связей между особенностями рельефа земной поверхности или дна акватории и антиклинальными структурами на поверхности и в недрах.

Выявление структурных элементов проводится путем анализа топографических карт, аэро- и космоснимков. Однако геологическая природа структурных элементов, выделяемых по геоморфологическим данным, не всегда однозначна, уверенность их выделения возрастает, когда они подтверждаются другими методами.

Кроме того, геологические исследования включают бурение скважин различного назначения и обработку полученной информации о строении осадочных бассейнов, их нефтегазонасности, а также о свойствах продуктивных пластов и скопелений нефти и газа.

### ***Контрольные вопросы***

1. Для каких целей при нефтепоисковых работах применяются геоморфологические методы?
2. Каковы основы морфоструктурного анализа?

3. Какие исследования проводят при полевых и камеральных работах?

4. Какие основные признаки наличия антиклинальных структур на шельфе?

5. Каковы результаты морфоструктурных работ?

#### 7.2.4. ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ

Геофизические исследования широко применяются в геологоразведочном процессе на нефть и газ. Они являются одним из основных источников информации о глубинном строении осадочных бассейнов, их структурных элементов, в том числе локальных объектов антиклинального и неантиклинального типов.

Эти исследования, основанные на изучении или естественных физических полей, или характера распространения упругих сейсмических колебаний в земной коре, включают разные по своим физическим основам методы: гравиразведку, магниторазведку, электроразведку и сейсморазведку [21]. Теоретические основы этих методов подробно изучаются в соответствующих дисциплинах, а в данном пособии излагаются их основные положения.

**Гравиразведка** изучает распределение аномальных значений силы тяжести на поверхности земли, в воздухе, на дне акваторий, как разности между замеренными значениями и теоретическими в данном участке земной коры:  $\Delta g = g_n - g_t$ . Теоретическое значение определяется в предположении о том, что Земля представляет собой геометрически правильное тело, состоящее из однородных по плотности концентрических слоев. Положительные аномалии силы тяжести отвечают наличию в недрах более плотных масс пород по сравнению с вмещающими их породами. Такие аномалии можно наблюдать в зонах развития океанической коры, сложенной базитами и ультрабазитами; в зонах развития гетерогенного фундамента на платформах, где развиты основные породы среди кислых; в зонах наличия горстообразных блоков фундамента, сложенных породами одного состава, и в зонах антиклинального строения осадочной толщи.

Отрицательные аномалии соответствуют, как правило, зонам повышенного значения мощностей земной коры, зонам погружения фундамента и наличию в осадочной толще пород с дефицитом плотностей по сравнению с вмещающими.

Для выявления аномалий силы тяжести и, следовательно, прогноза наличия структурных элементов осадочных бассей-

нов применяются гравиметрические съемки разного масштаба.

В зависимости от характера задач и детальности исследований гравиметрические работы условно делятся на три этапа:

- региональные исследования для изучения общих закономерностей строения нефтегазоносных территорий;
- детальные исследования для поисков структур, перспективных в нефтегазоносном отношении;
- «прямые» поиски залежей нефти и газа.

Региональные съемки масштабов 1:1 000 000 и 1:200 000 используются для тектонического районирования перспективных нефтегазоносных бассейнов, выявления региональных разломов, определения мощностей осадочного чехла и соотношения структурных планов отдельных литолого-стратиграфических комплексов. Данные гравirazведки можно использовать для построения структурных карт по поверхности фундамента и границ в осадочной толще путем статистических зависимостей между данными значений силы тяжести и материалами бурения или сейсморазведки. По результатам региональных работ выделяются перспективные объекты для обнаружения месторождений нефти и газа.

Детальные съемки проводятся для выявления в разрезе осадочного чехла локальных поднятий. Практика проведения гравirazведки показала, что при благоприятных условиях плановое положение локальных поднятий амплитудой более 30 м и значительных размеров создают гравитационные аномалии до нескольких миллигал (мГал), фиксируются современными гравиметрами. Для оценки их глубинного положения используют материалы сейсморазведки.

Во многих нефтегазоносных провинциях установлена прямая связь между положительными аномалиями и локальными поднятиями (Тимано-Печорская синеклиза, Волго-Уральская антеклиза, Енисей-Хатангский прогиб и др.).

Однако в некоторых регионах (Западно-Сибирская плита, Прикаспийская синеклиза и др.) над локальными поднятиями наблюдаются минимумы силы тяжести. Образование таких аномалий может быть вызвано рядом причин. Например, латеральным изменением состава пород в сводах конседиментационных структур, разуплотнением массивов карбонатных пород и интенсивным развитием трещиноватости в приводовых частях поднятий.

Отрицательные аномалии более крупного ранга наблюдаются над соляными куполами, над некоторыми рифами, над глинистыми диапирами.

При «прямых» поисках залежей нефти и газа применяют высокоточные гравиметрические исследования. Участки платформ-коллекторов, заполненных УВ, отмечаются незначительными минимумами на фоне общего положительного фона, наблюдаемого от локального минимума.

**Магниторазведка** основана на изучении аномальных значений магнитного поля на поверхности земли, в воздухе или в акватории как разности между измеренными и теоретическими значениями в конкретном участке земной коры. Наблюдаемое магнитное поле связано с концентрацией в земной коре горных пород, обладающих разными магнитными свойствами.

Формирование аномального магнитного поля связано, главным образом, с намагниченностью пород кристаллического фундамента преимущественно основного и ультраосновного состава или с присутствием этих пород в разрезе осадочного чехла. Осадочные породы, как правило, не содержат в своем составе намагниченных пород.

В платформенных условиях во многих регионах структуры осадочного чехла соответствуют рельефу фундамента, поэтому, изучая структуру фундамента по данным магниторазведки можно выявить в осадочном чехле объекты, перспективные в нефтегазоносном отношении.

В зависимости от решаемых задач и конкретных условий нефтепоисковых работ выбирают тип магнитной съемки, сеть точек наблюдений и необходимую аппаратуру. При изучении нефтегазоперспективных территорий магнитометрические съемки подразделяются на региональные и детальные (поисковые).

На региональном этапе магниторазведка масштаба 1:200 000 используется для решения таких задач, как выделение в осадочном бассейне крупных структурных элементов:

- сводов с неглубоким залеганием фундамента (по мозаичному строению магнитного поля);
- валообразных поднятий, прогибов, авлакогенов (по характеру линейных геомагнитных полей);
- зон развития гетерогенного фундамента и его рельефа (по интенсивности геомагнитного поля);
- глубоких впадин (по малоградиентным, слабозмущенным изометричным магнитным полям);
- глубинных разломов в фундаменте, контролирующих размещение структур в осадочном чехле (по линейным цепочкам аномалий).

На поисковом этапе применение высокочувствительных магнитометров позволяет существенно повысить достовер-

ность выявления малоамплитудных структур и приразломных складок в платформенных регионах. Кроме того, магниторазведка все чаще применяется при прогнозе залежей нефти и газа. Магнитные аномалии над залежами связаны с образованием магнитных минералов под влиянием мигрирующих из них как углеводородных ( $C_nH_n$ ), так и неуглеводородных ( $H_2S$ ,  $CO_2$ ,  $H_2$ ,  $CO$  и др.) химически активных газов [42]. Так, содержащиеся в терригенных отложениях железные минералы под воздействием УВ преобразуются в магнитные минералы. Таким образом, над залежами УВ отмечаются магнитные аномалии, совпадающие с контуром нефте- и газоносности.

**Электроразведка** объединяет группу методов, которые изучают строение осадочных бассейнов путем измерения электромагнитных полей. Важным достоинством этих методов является их относительно небольшая стоимость. Основным недостатком — измеренные величины сильно искажаются на больших глубинах исследования.

Существуют две электрические характеристики горных пород: электрическое сопротивление (способность пород проводить электрический ток), электрическая поляризуемость (способность среды накапливать и отдавать электрические заряды).

Электрическое сопротивление горных пород зависит от трещиноватости, пористости, проницаемости, вида флюида (вода нефть, газ). Глубинные аномалии электрического сопротивления отмечаются в зонах развития пород-коллекторов и, возможно, в месте расположения нефтегазовой залежи.

Электрическая поляризуемость горных пород определяется их тонкой текстурой (капиллярностью), ионным составом флюида и минералами-проводниками электрического тока (пирит, графит и др.) вблизи коллекторских толщ и залежей УВ. Следовательно, детали строения получаемых аномалий могут отражать тип флюида, заполняющего коллектор.

Физической основой электроразведки является способность зондирующего электромагнитного поля проникать в недра, возбуждать в глубинных объектах аномальные заряды, которые несут информацию о наличии и строении глубинных аномальных объектов. Исследование изменённых свойств электромагнитного поля во времени (или по частоте) лежит в основе частотно-временных способов электроразведки, которые в настоящее время получили наибольшее применение.

Интерпретация данных электроразведки, осуществляемая по материалам измерения пространственных компонент (магнитных и электрических), опирается на предварительно

построенные разрезы и карты кажущихся сопротивлений и поляризуемости.

Полевые электроразведочные методы отличаются по типам возбуждаемых и измеряемых компонент, диапазоном используемых времён (частот).

При искусственном возбуждении полей используется метод зондирования становлением поля (ЗС), его модификации.

На использовании естественного поля Земли основаны следующие методы:

- магнитотеллурическое зондирование (МТЗ),
- магнитотеллурическое профилирование (МТП),
- теллурических токов (ТТ).

При детальном разведочных работах на нефть и газ успешно применяется методика скважинно-наземной электроразведки, при которой источник электрического поля помещается в скважину, а приёмные установки располагаются на поверхности. С помощью электроразведки изучают рельеф фундамента или вышележающие горизонты осадочного чехла, отличающиеся значительным сопротивлением по сравнению с вышележающими отложениями и, таким образом, расчленяют разрез на толщи пород различной проводимости. Эти работы проводят, как правило, до сейсмических исследований или совместно с ними. Так как электроразведочные работы значительно дешевле сейсморазведочных, такое комплексирование двух геофизических методов позволяет снизить затраты на сейсморазведку за счет разрежения сети сейсмических профилей без ущерба получаемой геологической информации. Электроразведка нашла широкое применение при изучении осадочных бассейнов Якутии, Сахалина, Предкавказья и др.

**Сейсморазведка** — совокупность методов исследования геологического строения земной коры, основанных на использовании упругих волн, возбуждаемых искусственно. В зависимости от условий проведения работ, характера решаемых задач, приемов регистрации, обработки и интерпретации волнового поля различают сейсморазведку сухопутную и морскую, наземную и скважинную, профильную и площадную, двухмерную и трехмерную (объемную).

Сейсморазведка является важнейшим геофизическим методом при поисках и разведке залежей нефти и газа и может применяться самостоятельно или совместно с другими геофизическими, геологическими и геохимическими методами исследования земных недр. Основные методы сейсмической разведки определяются типом регистрируемых и преимуще-

ственно используемых волн — это метод отраженных волн (МОВ) и метод преломленных волн (МПВ).

Сущность сейсморазведки состоит в том, что вблизи или на земной поверхности при помощи взрывов или невзрывных источников (ударов, вибраций и т.п.) возбуждают поле упругих сейсмических волн. Распространяясь в земле по всевозможным направлениям, упругие волны отражаются и преломляются на границах сред с различными физическими свойствами. Отраженные и преломленные волны регистрируют с помощью специальной высокочувствительной аппаратуры на поверхности Земли или во внутренних точках среды (скважинах, шахтах и т.п.). Время прихода отраженных и преломленных волн зависит от глубины залегания границ, на которых они образовались, и скорости распространения упругих колебаний в горных породах. Эта зависимость позволяет применять сейсморазведку для изучения структурных особенностей геологических объектов (картирование антиклинальных складок, выявление тектонических нарушений и др.). При решении структурной задачи на полученных сейсмических записях прослеживают волны от реперных горизонтов и определяют кинематические параметры волн: времена их регистрации и скорость распространения. В настоящее время установлена высокая геологическая информативность динамических параметров волн (амплитуд, частот и др.). По этой информации можно выявлять литологические изменения изучаемых разрезов, неантиклинальные ловушки углеводородов, объекты с улучшенными коллекторскими свойствами, устанавливать изменения типа флюида. При поисках, разведке и эксплуатации месторождений нефти и газа сейсморазведка позволяет резко сократить объем глубокого бурения. По степени детальности исследований и их назначению выделяют:

- 1) региональные сейсмические работы, предназначенные для общего изучения геологического строения обширных территорий, общей оценки перспектив нефтегазоносности, выявления и регионального прослеживания нефтегазоперспективных комплексов пород, выделения районов, представляющих интерес для постановки поисковых работ;

- 2) поисковые сейсмические работы, проводимые для выявления и локализации объектов, перспективных на нефть и газ, с целью их подготовки под поисковое бурение;

- 3) детальные сейсмические работы, проводимые для изучения формы, строения и структурно-формационных характеристик выявленных объектов с целью подготовки и передачи их под поисково-разведочное бурение, корректировки и



оптимизации систем разведки и эксплуатации месторождений. Сейсморазведка — один из наиболее быстро развивающихся и автоматизированных геофизических методов. Ее результаты наиболее полно геологически можно проинтерпретировать только после сложных преобразований и вычислений, выполняемых на мощных сетевых ЭВМ и на рабочих станциях.

**Метод преломленных волн (МПВ)** — метод сейсморазведки, основанный на использовании волн головных, рефрагированных, преломленно-рефрагированных, отраженных при больших углах падения на преломляющую границу. Главными особенностями МПВ являются большой диапазон исследуемых глубин (начиная от очень малых глубин до 10–15 км), определение граничных скоростей, малая зависимость от помех со стороны многократно отраженных и поверхностных волн. Детальность расчленения среды по вертикали и точность изучения малоамплитудных структур в МПВ меньше, чем в МОВ. Поэтому МПВ используется в комплексе с МОВ для картирования преломляющих поверхностей фундамента, карбонатов, плотных терригенных и соленосных толщ и тектонических нарушений. Метод преломленных волн реализуется на практике в следующих модификациях: корреляционный метод преломленных волн (КМПВ), метод многократных перекрытий с суммированием по общей глубинной площадке (ОГП МПВ), метод сейсмических зондирований преломленными волнами (ЗПВ), метод сейсмического просвечивания преломленными волнами (СППВ). Все модификации связаны друг с другом. Так в ОГП МПВ, ЗПВ и СППВ для выбора параметров систем наблюдений, выделения наиболее устойчивых волн необходимы предварительные непрерывные наблюдения на отдельных профилях с непрерывным прослеживанием волн, получением встречных и нагоняющих годографов (системы КМПВ).

**Глубинное сейсмическое зондирование** — метод, созданный на базе корреляционного метода преломленных волн (КМПВ). Сейсмические волны возбуждают мощными взрывами или вибрационными источниками. Наблюдения проводят вдоль профилей или по площади при удалениях от источника до 300–400 км при изучении земной коры и до 1000–2000 км при изучении мантии. Колебания почвы, вызываемые продольными и поперечными волнами, воспринимаются многокомпонентными низкочастотными (0,5–20 Гц) сейсмоприемниками и регистрируются многоканальными сейсморазведочными станциями или специальными автономными мало-канальными станциями. Применяется для тектонического

районирования континентов и дна океанов, изучения строения и мощности осадочной толщи и структуры фундамента, а также для выявления структурных особенностей земной коры, благоприятных для образования месторождений полезных ископаемых, в том числе нефти и газа.

**Метод отраженных волн (МОВ)** — основной метод сейсморазведки. Используется для определения глубины и характера залегания границ раздела геологических напластований, выявления структурных и неструктурных ловушек для нефти и газа, а при благоприятных условиях для получения данных о литологии, фациальном составе пород, характере флюидов насыщающих поровое пространство горных пород и др.

Упругие волны возбуждают с помощью взрывов в неглубоких скважинах или невзрывными источниками (ударами вибрациями и др.) на поверхности. Регистрируют отраженные волны от достаточно протяженных границ, обычно соответствующих литологическим поверхностям, разделам геологических сред. Изучают кинематические (времена прихода, скорости распространения и др.) и динамические (амплитуды, частоты и др.) характеристики отраженных волн. Полевые наблюдения выполняют по специальным системам.

В настоящее время основными являются системы многократных перекрытий: метод общей глубинной точки (МОГТ) и объемная трехмерная сейсморазведка (ЗД), которые обеспечивают получение необходимой первичной информации (полевой), которая после обработки на ЭВМ способна выявлять не только структурные особенности осадочного чехла, но и выявлять в разрезе коллекторы-флюидоупоры, неантиклинальные ловушки, а в некоторых условиях прогнозировать АТЗ.

Метод общей глубинной точки, как один из разновидностей МОВ, нашел широкое применение на всех стадиях геологоразведочного процесса на нефть и газ. Принцип МОГТ состоит в том, что отражающая граница фиксируется многократно, а результат получается в виде суммарной записи, полученный от сложения всех волн, относящихся к одной и той же точке отражающей границы. Основные преимущества этого метода:

- подавление случайных волновых помех, снижающих достоверность выделения полезных сигналов;
- ликвидация сейсмического сноса вдоль профиля;
- более точное определение скоростей распространения упругих волн ( $V_{\text{МОГТ}}$ ), что сказывается на точности построения моделей ловушек.

Наблюдения проводят по сетке профилей масштаба

1:50 000 или 1:25 000, на которых с определенным интервалом располагаются источники (взрывные и невзрывные) и приемники колебаний. Зная время вступления волн и скорость их распространения, результаты МОГТ представляют в виде временных разрезов и карт изохор, которые пересчитываются в структурные карты по поверхности каждого отражающего горизонта.

Структурная карта и карта изохор будут идентичны, если скорость распространения упругих волн не изменяется по площади, а если последние резко изменчивы, то структурные построения и карты изохор без учета изменения скоростей будут неинформативными. Для определения скоростей характеристики разреза в имеющихся глубоких скважинах проводится сейсмокаротаж и ВСП.

Временные сейсмические разрезы МОГТ содержат в себе информацию не только о структуре разреза, но и о литологическом составе пород, условиях их осадконакопления, возрасте, особенностях флюидонасыщения коллекторских толщ и неантиклинальных ловушках, выявляемых с помощью сейсмостратиграфии.

В результате обработки на ЭВМ данных МОГТ получают следующие материалы:

- систему глубинных разрезов на изучаемой территории, на каждом из которых представлено несколько отражающих горизонтов;

- значения эффективных скоростей в каждой точке наблюдения на профилях;

- значения интервальных скоростей для каждого интервала между отражающими границами;

- значения коэффициента поглощения для некоторых интервалов;

- значения амплитуд отраженных волн или условные коэффициенты отражения.

Используя эти данные, можно определить, как изменяются эффективные и интервальные скорости в зависимости от глубины до отражающей границы и планового положения точки наблюдений на изучаемой площади, позволяющие построить кондиционные структурные карты по опорным отражающим горизонтам. Комплексование материалов МОГТ с данными скважинных исследований и геологическими представлениями и фактами дает возможность определить состав, строение и условия осадконакопления и историю развития изучаемых регионов. Этот подход, который указывает, в каком интервале глубин и где имеются скопления УВ, составляет основу методики выявления АТЗ.

Сейсморазведка 3D — (объемная сейсморазведка, трехмерная сейсморазведка) — модификация сейсморазведки МОВ по системе многократных перекрытий, отличающаяся от 2D сейсморазведки (двумерной), весьма плотной изометричной сетью наблюдений и применением трехмерной миграции при обработке данных с целью получения максимально возможной пространственной разрешенности и точности получаемых изображений среды. Применяется для поиска, оконтуривания и детализации неструктурных или сложных структурных объектов в случае высоких требований к точности их изучения. С середины 90-х гг. прошлого века более половины всех объемов сейсморазведки в мире выполняется в модификации 3D. Высокая детальность обеспечивается равномерной по площади плотностью наблюдений, в 20—50 раз превышающей плотность наблюдений в 2D сейсморазведке, и неискаженной локализацией точек отражения. После обработки материалов получают так называемый куб данных — совокупность сейсмических трасс, заданных на сетке размером от 12,5×25 м до 25×50 м в плане. Столь густая сеть позволяет строить сейсмические изображения среды вдоль совокупностей произвольно ориентированных (обычно вертикальных и горизонтальных) сечений куба данных. Наземные полевые наблюдения 3D обычно ведутся одновременно на 4—8 и более параллельных линиях сейсмоприемников с расстоянием от 25 до 100 м между линиями и с шагом сейсмоприемников вдоль линии 25—50 м. Источники перемещают по 4—6 и более линиям параллельно линиям приемников. В благоприятных условиях возможно применение в 1,5—2,5 раза более редкой полевой сети с обязательным последующим ее сгущением при обработке путем интерполяции. Кратность перекрытий 12—24 и более. При морской 3D сейсморазведке число параллельных линий приемников и источников может быть меньше, а кратность перекрытий всегда больше (достигает 48—96).

Повышению производительности и качества работ способствует применение телеметрических сейсмостанций с числом каналов 600—800 и более. Важнейшим этапом работ является компьютерное проектирование оптимальной сети наблюдений с учетом априорных данных о геологическом строении среды. Из-за высокой плотности наблюдений обычная 3D сейсморазведка в расчете на единицу площади работ в 5—10 раз дороже 2D сейсморазведки с расстоянием между профилями порядка 1 км. Наряду с обычной, разработана и применяется экономичная 3D сейсморазведка. Стоимость 1 км<sup>2</sup> при этом такая же или лишь немногим больше, чем при

2D, а детальность и точность многократно выше, чем при 2D, но несколько ниже, чем при классической «плотной» 3D. Снижение стоимости экономичной 3D сейсморазведки по сравнению с «плотной» достигается разрежением сети профилей до пределов, обеспечивающих уверенное решение геологической задачи, несмотря на некоторое снижение детальности.

Трёхмерная сейсморазведка значительно дороже двухмерной по затратам на более дорогую сейсмику, но окупается за счет сокращения затрат, связанных с эксплуатацией месторождения, так как полученная информация позволяет ускорить ввод месторождения в эксплуатацию, оптимизировать эксплуатационное бурение и схему разработки.

**Вертикальное сейсмическое профилирование (ВСП)** — метод скважинных сейсмических исследований, предназначенный для решения геологических, методических и технологических задач на различных этапах геологоразведочного процесса. Метод основан на экспериментальном изучении процесса распространения сейсмических волн во внутренних точках реальных сред, при котором один из двух элементов (источник или приемник упругих колебаний) размещают и передвигают в стволе скважины, а второй — в приповерхностной зоне или в другой скважине. ВСП решает следующие геологические задачи: определение упругих характеристик литолого-стратиграфических комплексов; выделение сейсмокомплексов и сейсмофаций, привязка их к геологическому разрезу; составление опорных глубинных разрезов; изучение околоскважинного пространства; повышение достоверности подсчетных параметров; доизучение залежей в процессе эксплуатации и др. ВСП является естественным звеном между наземной сейсморазведкой и методами геофизических исследований скважин (ГИС), увязывая между собой сейсмические и промыслово-геофизические реперы. От наземной сейсморазведки ВСП отличают разрешающая способность, а также однозначность определения физических и геологических параметров разреза. В отличие от методов ГИС, ВСП позволяет проводить оперативный прогноз разреза ниже забоя бурящейся скважины, а также изучать околоскважинное пространство на расстояниях от скважины, соизмеримых с ее глубиной. Комплексование наземной сейсморазведки с ВСП и ГИС успешно используют для оптимизации поисков и разведки месторождений нефти и газа, а также при разработке и эксплуатации месторождений.

## 7.2.5. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ СЕЙСМИЧЕСКИХ ДАННЫХ

**Геологическая интерпретация данных сейсморазведки** — прогнозирование по сейсмическим волновым полям моделей геологических объектов и их характеристик, значимых для разведки УВ: морфологии, внутренней структуры, стратиграфической приуроченности, вещественного (формационного, литофациального) состава, седиментационно-тектонического генезиса, геодинамического состояния, емкостных свойств и нефтегазонасыщения.

Геологическому истолкованию подлежат результаты обработки и геофизической интерпретации сейсмических данных, а также вся доступная априорная геолого-геофизическая информация, включая данные других геофизических методов (гравиразведки, электроразведки и др.), ГИС, бурения и опробования скважин. Таким образом, геологическая интерпретация всегда является комплексной.

Геологическая интерпретация сейсмических данных реализуется на всех этапах ГРП широкого диапазона объектов: от нефтегазоносных бассейнов при региональных исследованиях до изучения локальных ловушек и отдельных продуктивных пластов на стадиях поиска, разведки, доразведки и ввода месторождений УВ в эксплуатацию.

При проведении региональных работ объектами изучения являются фундамент и осадочный чехол. Фундамент платформы изучают для определения глубин залегания осадочного чехла, для выявления крупных структурных элементов, разломов и особенностей строения нижних структурных этажей осадочного чехла.

Глубинные разломы, являясь границами горстов и грабенов фундамента, контролируют формирование приразломных структур в осадочном чехле и, в частности, процессы нефтеобразования и нефтенакопления. С горстообразными структурами фундамента связана кора выветривания, которая благоприятна для формирования залежей нефти и газа.

Преломленные волны, связанные с поверхностью фундамента, опознаются на записях по некоторым признакам. Эти признаки:

- 1) повторение характерных особенностей волнового поля на одном и том же месте профиля на нагоняющих годографах;
- 2) более слабое затухание волн при удалении от источника возбуждения по сравнению с волнами, преломленными на границах осадочной толщи;

3) высокие значения граничных скоростей (5500–6500 м/с).

Информация о вещественном строении фундамента может быть получена МПВ путем корреляции между граничной скоростью ( $v_r$ ) и составом пород фундамента, определяемых геологической съемкой или глубоким бурением.

Глубинность и точность исследований можно повысить путем суммирования преломленных волн по способу глубинной площадки (ОГП) при улучшении соотношения сигнал/помеха.

Поверхность фундамента может быть закартирована и при интерпретации материалов МОГТ, но только при использовании данных ВСП, полученных при исследовании опорных и параметрических скважин. В этом случае можно получить подробные сведения о рельефе поверхности фундамента, разломах, мощности осадочного чехла, а по значению средней скорости — о литологическом составе осадочной толщи.

Изучение разреза осадочного чехла осуществляется сейсморазведкой МОГТ и предусматривает:

- выделение на сейсмических временных разрезах полезных сигналов, времени их регистрации и скорости распространения сейсмических волн;
- прослеживание отражающих горизонтов на временных разрезах;
- увязку отражающих горизонтов по сети профилей;
- преобразование временных разрезов в глубинные;
- построение структурных карт по опорным отражающим горизонтам.

Горизонты, которые фиксируются на сейсмических временных разрезах, характеризуются только двухмерным представлением. Чтобы определить, существует ли замкнутая структура, нужно иметь трехмерную картину. Для получения трехмерной информации обычно отрабатывают профили в различных направлениях. В большинстве случаев методом отраженных волн проводят работы вдоль более или менее прямоугольной сетки профилей с общими пунктами взрыва на пересечениях линии наблюдения, для того, чтобы обеспечить корреляцию на пересекающихся профилях.

Оси синфазности, выделяемые на одном временном разрезе, сопоставляют с осями на пересекающихся разрезах с тем, чтобы отождествить одни и те же горизонты; идентификация осуществляется на основе характерных особенностей и времени вступления. Затем эти горизонты коррелируются вдоль профилей, параллельных первому, и в конечном счете вдоль всех профилей на площади в той степени, в которой позволяет качество данных.

Когда отражающие горизонты уже выделены на временных разрезах, строят структурные карты. Значения, соответствующие глубине горизонта ниже уровня приведения на карте, отмечаются обычно на каждом пункте взрыва. Наносятся на карту и другая информация: глубины в скважинах, положение гравитационных аномалий, разломы — и затем проводится изолиния глубин.

После того, как извлечена структурная информация, реконструируется геологическая история региона. Часто сейсмические профили проходят достаточно близко к скважинам, что позволяет проводить корреляцию сейсмических горизонтов с геологическими горизонтами в скважинах.

На сейсмическом временном разрезе выделяются сеймо-стратиграфические комплексы, несогласно залегающие друг относительно друга, что указывает на определённые процессы геологической истории — периоды тектонических движений, образовавшие поверхности несогласия, трансгрессии, регрессии. Границы между такими комплексами определяют перерыв на шкале геологического времени и часто разделяют осадки, отложившиеся в различных обстановках. Скорость, амплитуда, мгновенная частота и их вариации в направлении напластования дают дополнительную информацию.

Для построения карты изопахит (толщин) накладывают друг на друга карты двух горизонтов и вычитают значение изолинии в тех местах, где линии одной карты пересекают линии другой карты. Разности записывают на бланковой карте и затем соединяют изолиниями равных отметок. Если изолинии указывают на увеличение мощности в определённом направлении, то можно предположить, что в период осадконакопления, регион погружался в этом направлении или что в другом направлении находится источник сноса осадков. Одинаковая мощность смятых в складки слоёв указывает на то, что складкообразование происходило после осадконакопления. Рост структур в процессе осадконакопления обычно более благоприятен для скопления нефти, поскольку более вероятно образование песчаных коллекторов.

Для получения палеоразрезов можно сместить трассы во времени с целью выровнять характерный горизонт, который первоначально отлагался горизонтально. Задача заключается в том, чтобы показать взаимосвязи, которые существовали во время осадконакопления этого горизонта.

Геологическая интерпретация материалов сейморазведки завершается анализом структурных карт по отражающим горизонтам осадочных бассейнов с целью выделения региональных структурных элементов, перспективных для прове-



дения поисковых работ и выявления и подготовки крупных антиклинальных структур к поисковому бурению.

Структурные карты (схемы) для разных горизонтов осадочного чехла, карты мощностей, профильные и палеофильные разрезы позволяют выявить геологическую историю осадочного бассейна и ответить на следующие вопросы.

1. Была ли ловушка сформирована до, в течение или после образования нефти?

2. Имеет ли ловушка достаточный наклон для того, чтобы сконцентрированная в пласте нефть могла мигрировать?

3. Произошло ли смещение блоков структуры при образовании разлома до или после внедрения нефти?

Хотя сейсмическая информация не дает ясного ответа на такие вопросы, с ее помощью часто можно получить некоторые важные сведения, которые в сочетании с другой информацией, (скважинные данные) позволяют сделать разумные предположения, повышая вероятность обнаружения нефти.

Выявление сейсморазведкой исключительно структурных объектов приводит к потере значительной информации о геологическом строении осадочных бассейнов, содержащейся в сейсмической записи.

В настоящее время наметился существенный прогресс в методике и технике сейсморазведочных работ на шельфе где мало данных бурения, а также прогресс в области понимания современных и древних процессов и условий осадконакопления и интерпретации фаций древних бассейнов. Плодотворное параллельное развитие геофизики и фундаментальных положений геологического анализа бассейна осадконакопления привело к разработке эффективных методов поисковых работ на нефть и газ.

Поэтому, если раньше данные сейсморазведки использовались для структурных построений, то в настоящее время есть возможность из этих данных сейсморазведки получить дополнительную или новую стратиграфическую информацию. Эти новые направления методики поисковых работ предъявляют особые требования к специалистам в области геологии и геофизики, которые должны быть одновременно экспертами в геофизике и в фациальном анализе. Наряду с традиционными сейсмическими методами важнейшим инструментом изучения осадочных бассейнов в последнее десятилетие стал сеймостратиграфический анализ. Основы его были разработаны главным образом на материалах исследования осадочных бассейнов пассивных окраин, и возможности его применения подробно рассмотрены в ряде отечественных и зарубежных работ [40, 23].

Сейсмостратиграфия это геолого-геофизическая дисциплина, изучающая по данным временных сейсмических разрезов геологическое строение, историю развития и особенности флюидонасыщения осадочных бассейнов путем расчленения их осадочного выполнения синхронными отражающими границами на иерархию трехмерных тел, установления последовательности и обстановки накопления последних, геологического возраста.

Сейсмостратиграфическая интерпретация состоит из следующих этапов:

- анализа сейсмостратиграфических комплексов;
- сейсмофациального анализа;
- анализа динамики волновых полей;
- прогноза залежей УВ.

Качество и надежность получаемых результатов интерпретации зависят прежде всего от того, насколько удалось снизить в волновом поле уровень помех, т.е. насколько волновое поле отражает реальные геологические объекты. Это определяет весьма высокие требования как к самим полевым материалам, так и к обработке полученных материалов. На основе качественного анализа волнового поля выделяют отдельные сейсмостратиграфические комплексы, которые привязываются к имеющимся данным бурения.

Сейсмические записи отраженных волн в своем большинстве являются интерференционными и представляет сумму элементарных волн, отразившихся от кровли и подошвы тонких пластов. Для того, чтобы понять, как связаны наблюдаемые динамические особенности волнового поля с геологическим разрезом, производится расчет модельных (синтетических) волновых полей методами цифрового моделирования на ЭВМ. Модель среды задается в виде совокупности тонких пластов, каждый из которых характеризуется определенной мощностью, скоростью сейсмических волн, коэффициентом поглощения и др. После просчета модели мы можем получить синтетические сейсмограммы, синтетические временные разрезы. На основе сопоставления синтетической и полевой записей делают заключение о степени соответствия реального и модельного геологических разрезов.

Степень детальности изучения геологических разрезов определяется разрешающей способностью сейсморазведки по вертикали и горизонтали. Разрешающая способность по вертикали позволяет судить о предельных мощностях пластов, которые можно выделять по данным сейсморазведки, а по горизонтали — о предельных горизонтальных размерах неоднородностей. Основными волновыми параметрами, ограничи-

вающими разрешающую способность сейсморазведки, являются: по вертикали — частотный диапазон спектров волн, по горизонтали — длина волны. Ниже приводится краткое содержание перечисленных выше этапов сейсмостратиграфической интерпретации.

**Анализ сейсмостратиграфических комплексов.** Основной целью данного анализа является расчленение осадочного чехла на литолого-стратиграфические комплексы (ЛСК). Литолого-стратиграфический комплекс — это стратиграфическая единица, сложенная относительно согласной последовательностью генетически взаимосвязанных слоев и ограниченная в кровле и подошве региональными несогласиями или соответствующими им согласными поверхностями. Эта толща пород имеет близкий вещественный состав и по средним значениям физических параметров отличается от подстилающих и покрывающих отложений. Аналогом ЛСК на временных сейсмических разрезах МОВ является сейсмостратиграфический комплекс (ССК) как относительно согласная серия отражений, ограниченная в кровле и подошве поверхностями несогласия или эквивалентными им согласными поверхностями (рис. 7).

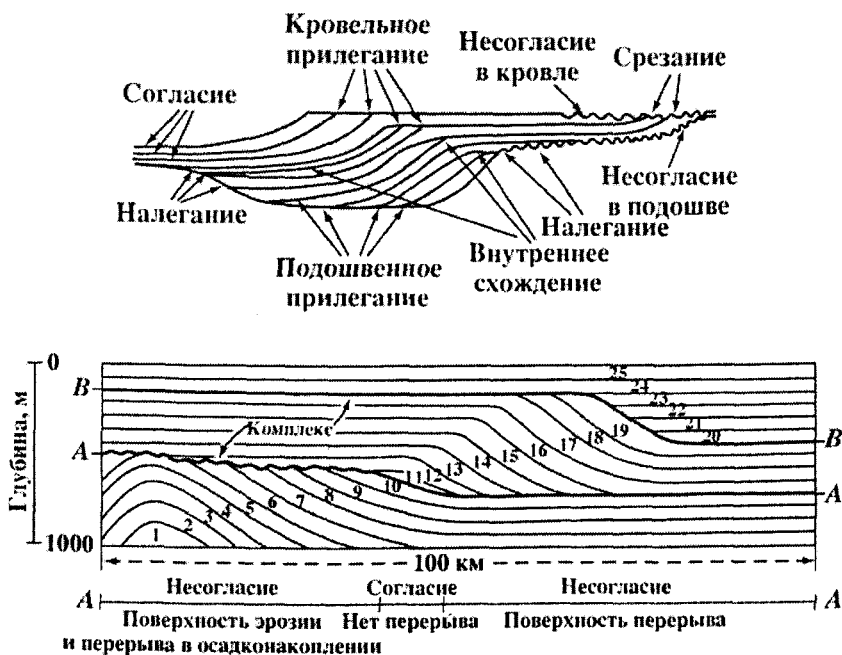


Рис. 7. Схемы сейсмических комплексов

Преимущество расчленения осадочного разреза на ССК заключается в том, что при этом происходит объективное деление разреза на интервалы, которые соответствуют периодам постоянного (непрерывного) осадконакопления, и поэтому по этим комплексам затем можно проследить основные этапы осадконакопления, имевшие место на протяжении геологической истории разведываемого осадочного бассейна. Чтобы выделить в осадочном разрезе такие ССК, необходимо правильно определить и протрассировать верхнюю и нижнюю их границы и определить значения среднепластовых скоростей для определения их границ.

Выделение ССК начинается с обнаружения изменений в характере отражений на сейсмическом разрезе. При этом особое внимание уделяется выделению несогласий и зон прекращения прослеживания отражений. На рис. 8 показаны наиболее типичные стратиграфические соотношения прекращения прослеживания отражений, связанные с поверхностью несогласия, выделяемой в качестве границы ССК, и их хроностратиграфические соотношения. Эти типы прекращения прослеживания отражений, связанные подошвенным (трансгрессивным) налеганием (А), прилеганием к подошве (Б), прилеганием к кровле (В) и эрозионным срезанием (Г), используются при выделении несогласий и установлении границ ССК.

**Трансгрессивное (подошвенное) налегание (onlap).** Это такое залегание пород, при котором первоначально залегаю-

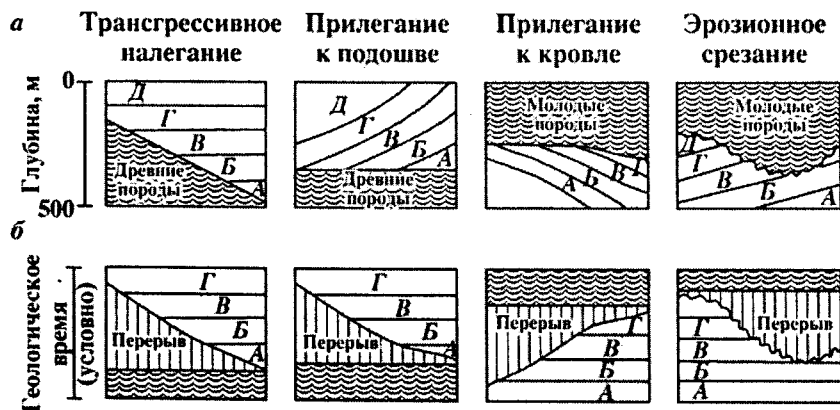


Рис. 8. Стратиграфические (а) и хроностратиграфические (б) соотношения в форме трансгрессивного налегания, прилегания к подошве, прилегания к кровле и эрозионного срезания (по Ramsay G.R., 1979)

щие субгоризонтально пласты последовательно заканчиваются примыкая к поверхности несогласия. Аналогичное залегание наблюдается также в том случае, если первоначально наклоненные слои заканчиваются по восстанию в сторону нижней границы толщи, выраженной несогласием, падающей в том же направлении, но более круто. Чаще всего это наблюдается к окраинам или берегам бассейна осадконакопления. При этом каждый последующий слой трансгрессивно перекрывает предыдущий, и наблюдается последовательное увеличение площади распространения более молодых слоев, что обусловлено осадконакоплением при наступлении моря или при погружении континента.

**Прилегание к подошве** (downlap). Это такое залегание пород с несогласием в подошве, когда первоначально наклоненные пласты заканчиваются по падению на начально горизонтальной или наклонной поверхности.

**Прилегание к кровле** (toplap). Это такое залегание пород, когда пласты прекращают прослеживаться у лежащей выше поверхности в основном вследствие перерыва в осадконакоплении. Каждый пласт осадочной толщи выклинивается в направлении берега у кровли толщи. Каждый последующий пласт располагается дальше от берега.

**Эрозионное срезание** (erosional truncation). Это такое залегание пород, когда слои, отложенные ранее, размыты у верхней границы толщи в результате эрозии с образованием поверхности несогласия.

Чаще всего в природе встречаются случаи эрозионного срезания и трансгрессивного налегания. Далее по встречаемости идет прилегание к подошве и реже всех — прилегание к кровле. Следует иметь в виду, что в природе очень часто встречаются различные сочетания этих основных условий залегания пластов.

В целом могут быть выделены два основных класса пространственных форм ССК: покровы, характеризующиеся субпараллельным залеганием основных границ, и клиноформы, характеризующиеся клинообразным их залеганием. При использовании этих соотношений в залегании пород у верхней и нижней границ осадочной толщи можно проследить их на сейсмическом разрезе, отмечая их изменения вдоль границ, и таким образом протрассировать границы по латерали даже там, где отражающие горизонты становятся согласными из-за того, что несогласия становятся параллельными или слои залегают согласно. Это и позволяет расчленивать сейсмический разрез на отдельных ССК.

Границы между комплексами прослеживаются как на

сейсмических разрезах, где им отвечают регионально развитые протяженные отражающие горизонты, так и в разрезах скважин, главным образом по материалам каротажа, где им соответствуют региональные несогласия. Последние наиболее отчетливо выражены в краевых частях палеобассейна и могут переходить в структурно невыраженные перерывы осадконакопления в его центральной части или в согласное залегание в областях максимального осадконакопления. Поэтому для выделения границ ССК необходимы совместный анализ и постоянная взаимная корреляция сейсмических, биостратиграфических и литолого-стратиграфических данных по сети наблюдений, состоящей из опорных скважин и соединяющих их линий сейсмических профилей. При этом следует иметь в виду, что при решении этой задачи не все данные могут быть одинаково информативными в различных ситуациях. Часто для быстрого выделения границ ССК и увязки геологических и геофизических данных оказывается достаточным наложение кривой скважинного акустического каротажа (в виде интервальной скорости) на сейсмический разрез.

Таким образом, применение сейсмостратиграфического анализа оказывается эффективным методом выяснения важнейших геологических характеристик для оценки перспектив нефтегазоносности и ориентировки нефтегазопромысловых работ в регионах, где данные бурения крайне ограничены или отсутствуют совсем, что особенно актуально для акваторий. Методика и последовательность проведения сейсмостратиграфического анализа применительно к осадочным бассейнам пассивных окраин могут быть использованы при проведении поисково-разведочных работ на нефть и газ и в других типах осадочных бассейнов с учетом структурных условий, характерных для этих бассейнов. Многие исследователи рекомендуют выделять в осадочном чехле мегакомплексы, соответствующие крупным тектоническим этапам. Мегакомплексы разделены региональными несогласиями, отвечающими этапам существенной тектонической перестройки. В пределах мегакомплексов выделяются отдельные комплексы (ССК), отвечающие отдельным самостоятельным фазам заполнения осадочного бассейна и также разделенные существенными несогласиями, имеющими, однако, менее региональный характер. Каждому крупному несогласию обычно соответствует более или менее длительный перерыв в осадконакоплении, и, очевидно, что поверхности несогласия различного ранга должны характеризоваться не только региональным распространением, но и длительным перерывом, что, в свою очередь, отражает интенсивность тектонических перестроек.

Для эффективного анализа осадочного бассейна с целью оценки перспектив его нефтегазоносности важно выбрать правильный уровень картирования комплексов: в слабоизученных районах целесообразно начинать с картирования мегакомплексов, чем и ограничиваться в случае установления низкой перспективности на нефть и газ того или иного их участка. Наоборот, на участках, оцениваемых как высокоперспективные, необходим дальнейший анализ на уровне ССК и даже подкомплексов. Таким образом, мегакомплексы должны картироваться всегда и в первую очередь, а слагающие их комплексы только в том случае, если они оцениваются как нефтегазоперспективные, а подкомплексы картируются для прослеживания площади развития крупных фациальных областей (например, содержащих потенциальные материнские породы или коллекторы) в пределах перспективных комплексов. Здесь необходимо подчеркнуть, что всякое заключение о большей или меньшей перспективности осадочного бассейна или его части не может, конечно, базироваться только на результатах сейсмостратиграфического анализа без комплексного анализа всей совокупности имеющейся информации и результатов всех других методов, как традиционных, так и нетрадиционных.

Одним из важнейших преимуществ сейсмостратиграфического анализа является уверенное установление хроностратиграфических границ. Традиционные методы сейсморазведки, используемые для выяснения структуры бассейна, и корреляция по данным бурения для выяснения стратиграфии и литологии его осадочного выполнения могут во многих случаях приводить к существенным ошибкам при оценке хроностратиграфии границ. Это иллюстрируется рис. 9, где приведён типичный геофизический разрез, на котором уверенно прослеживается региональный отражающий горизонт, не являющийся, однако, хроностратиграфическим репером. Фактически он представляет собой слияние различных поверхностей несогласия. Во всех трех скважинах, пересекших эту поверхность на различных участках бассейна, осадочные отложения, залегающие ниже и выше поверхности несогласия, имеют совершенно различный возраст. Сейсмостратиграфический анализ позволяет установить, что в скв. 1 отражающий горизонт разделяет комплексы 1 и 2, в скв. 2 он разделяет комплексы 2 и 3, а в скв. 3 он служит границей между комплексом 4 и фундаментом.

**Сейсмофациальный анализ.** После выделения литолого-стратиграфических комплексов на основе сейсмостратиграфических комплексов приступают к детализации геологиче-

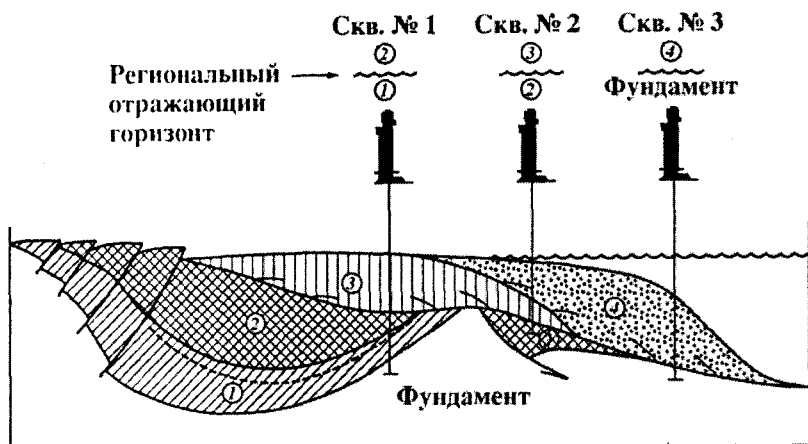


Рис. 9. Расчленение разреза осадочных пород по данным разведочной геофизики и бурения (по Hubbard R.J. et al., 1985). Типичный разрез пассивной окраины, иллюстрирующий диахронный характер регионального несогласия:

1-4 — осадочные комплексы, выделенные на основе сейсмостратиграфического анализа

ской интерпретации отдельных частей сейсмокомплекса с целью прогноза конкретной литофациальной обстановки и реконструкции условий осадконакопления. Для решения этой задачи используется сейсмофациальный анализ — выделение на временных сейсмических разрезах и прослеживание на площади сейсмических фаций (сейсмофаций).

Точно так же, как в геологии, где фации часто могут быть выделены по внешнему виду осадочной толщи, по материалам сейсморазведки выделяют «сейсмические фации», под которым понимают определенные интервалы отражений в составе ССК, отличающиеся от соседних по ряду сейсмических характеристик (полярность отражений, интервальные скорости, амплитуды, постоянство отражений, их форма и др.). Такое использование материалов сейсморазведки позволяет уже на раннем этапе изучения региона выяснить многие важнейшие особенности его геологического строения и истории развития — цикличность строения осадочных толщ, литологический состав пород, палеогеморфологические и палеогеографические условия их накопления и изменения по площади и по разрезу этих и других важнейших параметров, знание которых необходимо для успешного ведения поисково-разведочных работ на нефть и газ.

Опорной информацией при выявлении сейсмофаций являются:



– характер прекращения прослеживания осей синфазности на нижних и верхних границах ССК;

– конфигурация отражений внутри сейсмофаций.

По особенностям подошвенного налегания прибрежных отложений можно установить относительное изменение уровня моря, а следовательно, и составить представление о региональных циклах осадконакопления, о трансгрессивном и регрессивном цикле движения береговой линии. Особенно четко СФ выделяются в случае косой слоистости – свидетельство того, что эта часть бассейна с течением геологического времени заполнялась не снизу вверх, а от бортов к центру.

На рис. 10 приведены три основных типа форм отражения: 1) зоны, свободные от отражений; 2) зоны слоистых отражений, включающие параллельные, дивергентные (расходящиеся), пересекающиеся, косые и сигмоидные; 3) зоны хаотических отражений, среди которых выделяются хаотические и хаотические с дифракцией.

Зоны полного отсутствия отражений могут свидетельствовать об однородности литологического состава, например, о наличии толщи однородных пород. Такая запись характерна для соляных куполов, глиняных диапиров, однородных морских глинистых осадков, рифов, интрузивных тел. Отсутствие отражений или малое их количество может также указывать на слишком крутые углы наклона слоев или интенсивные постседиментационные процессы, приведшие к выравниванию литологического состава.

Параллельность отражений указывает на монотонный тип осадконакопления в условиях стабильной или равномерно погружающейся поверхности.

Дивергентность свидетельствует об изменении скорости осадконакопления на площади, постепенной смене угла наклона слоев или о совместном изменении обоих указанных параметров.

Сигмоидные и косые отражения свойственны обстановке интенсивного осадконакопления, когда поверхности раздела слабо наклонены в сторону глубоководной части бассейна. Косая форма отражений указывает также на зону мелководья и высокий энергетический уровень процесса седиментации, чаще всего отвечающей дельтовой равнине, где формируются песчаные отложения.

Хаотические отражения свидетельствуют или об относительно высокоэнергетической обстановке осадконакопления, способствующей накоплению турбидитов, или о нарушении после осадконакопления, например, процессами оползания, скольжения или мутьевым потоком (рис. 11).

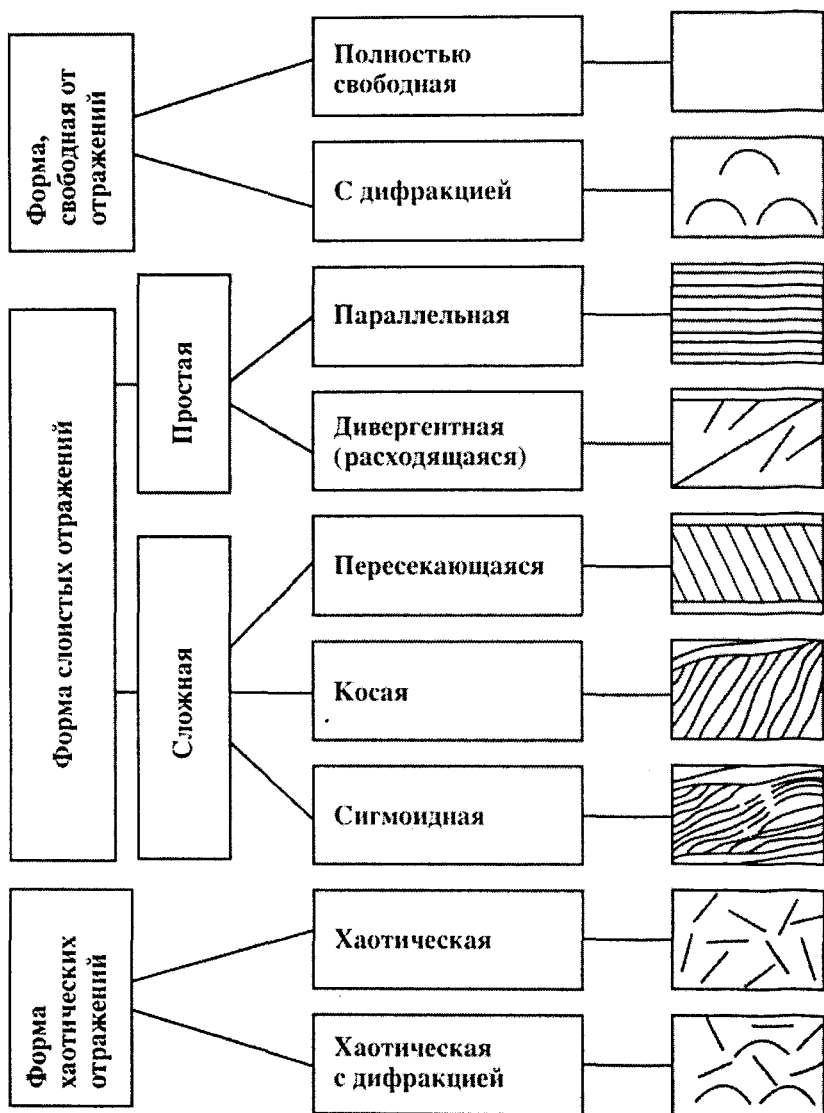


Рис. 10. Основные типы форм отражений (по Sangree J.B., Widmier J.M., 1979)

Дополнительной информацией выявления сейсмофаций являются такие параметры сейсмической записи, как непрерывность осей синфазности, амплитуда, частота отражений, интервальная скорость и расположение сейсмофаций относительно друг друга (табл. 9).

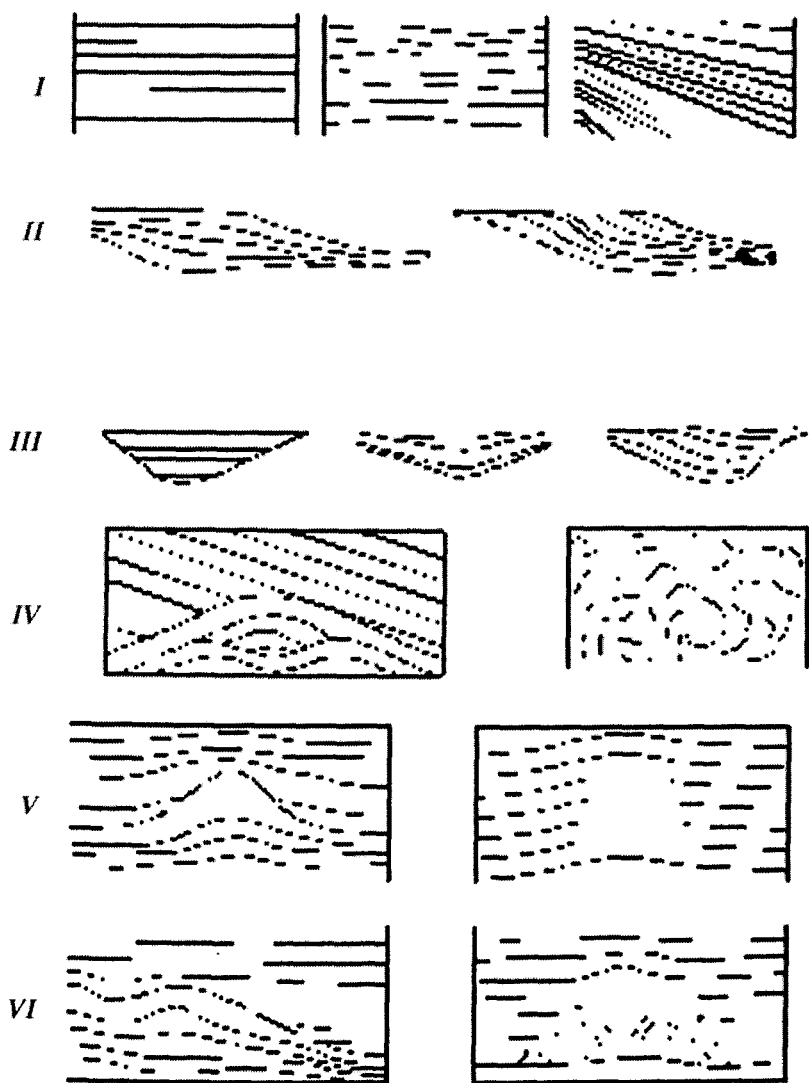


Рис. 11. Типы сейсмофаций: в терригенных (I-IV) и карбонатных (V-VI) отложениях:

I — согласное — шельфовое и расходящееся — склоновое залегание; II — клиноформное боковое наращивание; сигмовидное, косослоистое, черепицеобразное; III — заполнение: с налеганием, с выполаживанием, с боковым наращиванием; IV — сложная конфигурация: холмообразная, беспорядочная; V — рифы: с повышенной скоростью, с облеканием; VI — бары: с пониженной скоростью, с дифракцией

Таблица 9

**Параметры сейсмических отражений и их геологическое истолкование**

Сейсмические фации	Геологическая интерпретация
I. Конфигурация отражений	1. Характер напластования осадочных пород. 2. Процессы осадконакопления 3. Эрозия пород и палеорельеф напластований 4. Контакты флюидов в пластах
II. Непрерывность отражений	1. Непрерывность пластов по площади 2. Процессы осадконакопления
III. Амплитуда отражений	1. Изменение пластовой скорости и плотности 2. Изменение литологии в пласте 3. Тип насыщающего флюида в пласте-коллекторе
IV. Частота отраженных волн	1. Характеризует мощность пласта 2. Тип насыщающего флюида
V. Интервальная скорость	1. Литологический состав отложений 2. Коэффициент пористости 3. Тип насыщающего флюида
VI. Геометрическая форма сейсмофаций и их расположение относительно друг друга	1. Региональная обстановка осадконакопления. 2. Источник осадочного материала 3. Физико-географические условия осадконакопления

1. Непрерывность (субпараллельных) осей синфазности свидетельствует об устойчивом морском режиме осадконакопления вдали от береговой линии и выдержанности литологий, сформировавшихся в относительно спокойной и однообразной обстановке, существовавшей на обширной территории. Неустойчивое прослеживание и схождение осей синфазности на сравнительно коротких расстояниях характеризуют литологическую изменчивость отложений прибрежной полосы.

2. Амплитудная выразительность отражений свидетельствуют о резкой смене литологии по вертикали и латерали, т.е. изменение режима осадконакопления из-за изменения глубины морс бассейна, а также изменение пластовых скоростей и наличия коллекторов, насыщенных УВ.

3. Частота отражений характеризует изменение мощностей и интервальных скоростей в связи с возможным наличием в пласте УВ.

4. Интервальная скорость распространения упругих волн характеризует литологический состав отложений, коэффициент пористости и насыщения коллекторов флюидами.

5. Взаимное расположение сейсмофаций по латерали относительно друг друга может свидетельствовать об обстановке осадконакопления. Например, в морском бассейне со стороны суши залегают дельтовые и волноприбойные терриген-

ные плохо отсортированные отложения, которым отвечают высокоамплитудные, прерывистые к сейсмофации, на шкале они сменяются морскими песчаниками и глинами с более высокой отсортированностью, а также карбонатными отложениями, которые характеризуются параллельными осями синфазности, а на склоне формируются конуса выноса, сложенные в верхней части отсортированными песками, сейсмофации которых фиксируются в виде клиноформ, а в глубоководной части бассейна — тонко обломочный материал в виде глин, которым отвечают низкоамплитудные и низкочастотные сейсмофации.

Все эти породы образуются одновременно и связаны между собой обстановками осадконакопления, закономерно сменяющимися по латерали и вертикали.

Каждый из этих параметров содержит информацию о геологическом строении и условии осадконакопления. Кроме того, выявление обстановок осадконакопления в осадочных бассейнах, основанное на закономерных связях между литофациями и сейсмофациями, подкрепляется опытом решения разведочных задач методами сейсмофациального анализа.

#### **Континентальные обстановки и соответствующие им сейсмофации.**

Наиболее распространенными континентальными литофациями являются палеоруслы рек, аллювиальных конусов выноса, озёр и эоловых.

Сейсмофации палеоречных отложений на поперечных сейсмических временных разрезах характеризуются в нижней части вогнутом рисунком осей синфазности и плоской слегка выпуклой осью синфазности в верхней части. Эти рисунки резко отличаются от сейсмофаций вне вреза, имеют прерывистый характер и резкие изменения амплитуд и частоту отражений (рис. 12).

Сейсмофациям, характерным для зрелых палеорек (быстрое течение), соответствуют узкие эрозионные врезы в подстилающих отложениях, заполненных песчаным материа-

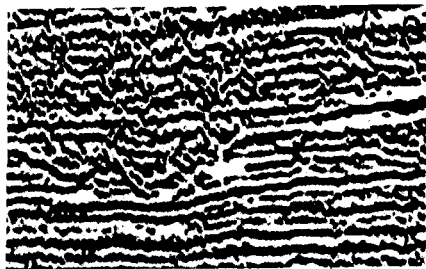


Рис. 12. Сейсмофации вреза

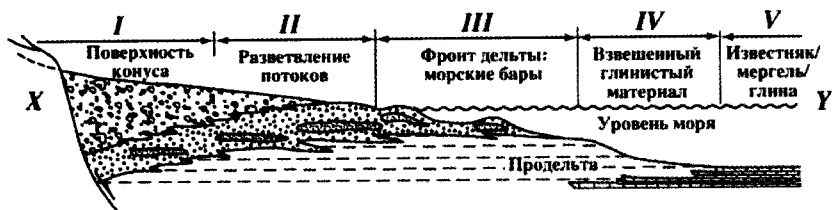


Рис. 13. Схема аллювиального конуса выноса

лом. В случае медленного течения палеорек формируются более широкие врезы с миграцией русла. На равнине песчаный материал отлагается в осевой части русла и со стороны наращиваемого берега, а в пойменных частях присутствуют глины с пропластками углей.

Сейсмофации аллювиальных конусов выноса наблюдаются во впадинах палеорельефа и характеризуются повторением (наследованием) рельефа впадин. Оси синфазности в нижней части впадин имеют сложный хаотический рисунок, а в верхней части — субпараллельные отражения. Этим рисунком сейсмофаций соответствует терригенные литофации, которые по мере удаления от области сноса изменяются от грубо до тонко обломочных (рис. 13).

Сейсмические фации озерных отложений характеризуется более протяженными субпараллельными рисунками, иногда высокоамплитудными. Этим отражениям соответствуют, в зависимости от климата и рельефа, разнообразные осадки — терригенные или эвапоритовые.

Сейсмофации эоловых отложений на временных разрезах по падению имеют слабонаклонные рисунки в нижней части, хаотичный или холмистый рисунки в верхней, а по простирацию — рисунки облекания, холмистые, хаотичные, прерывистые разной амплитуды. Литофации, формирующиеся в обстановке пустынь, на берегах океанов и морей сложены в основном разнозернистым песчаным материалом.

Общими признаками континентальных сейсмофаций являются: прерывистость отражений, резкие латеральные изменения амплитуд и частот отражений, что связано с быстрым и сложным изменением мощностей осадочных толщ.

### Морские обстановки.

Основными факторами, влияющими на осадконакопление в морских условиях, являются флювиальные, волноприбойные и морские процессы и течения. Восстановление энергетической обстановки осадконакопления и прогноз содержания песчаного материала базируется на изучении вариаций амплитуд, непрерывности осей синфазности, частоты и интер-

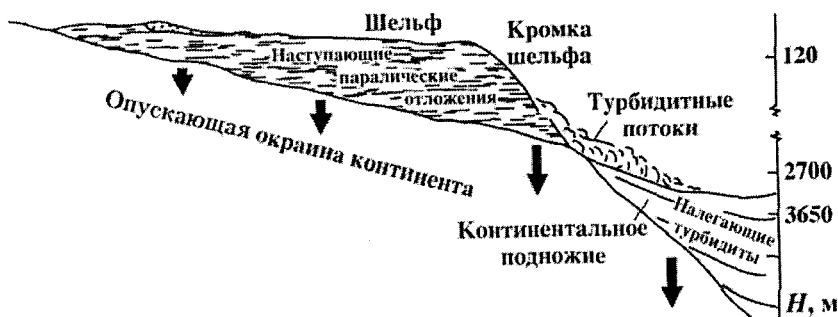


Рис. 14. Сейсмофации морских отложений

вальной скорости, а также на их пространственном соотношении с другими сейсмофациями. Для морских отложений характерны прибрежные, шельфовая, склоновая и глубоководная обстановки (рис. 14). Для прибрежных обстановок основными являются дельтовая и лагунная.

Дельтовые отложения широко развиты во многих осадочных бассейнах, особенно в пределах пассивных окраин, в том числе на акваториях северных морей России. По данным многих исследователей, они характеризуются хорошими коллекторскими свойствами среди терригенных отложений, с которыми связаны многочисленные залежи нефти и газа. Эти отложения формировались в результате определенного сочетания речных и морских процессов осадконакопления. По обстановкам осадконакопления дельты условно подразделяются на преимущественно речные, волноприбойные, приливно-отливные и веерные. В каждой из этих дельт выделяют проксимальные или аллювиальные дельтово-равнинные, медиальные или береговых баров и дистальные или барьерные обломочные фации, отражающие уменьшение размера зерен осадочного материала с удалением от устья потока.

Аллювиальные дельтово-равнинные фации (проксимальные) на временных разрезах, ориентированных по падению пластов, характеризуются в основном горизонтальными или расходящимися осями синфазности, четкой или умеренной непрерывностью, высокими амплитудами. На разрезах по простирацию отражения образуют рисунки холмовидные, иногда облекающие и хаотические, умеренной или слабой непрерывности, с переменной амплитудой (рис. 15).

Этим сейсмофациям соответствуют литофации грубозернистых, слабоотсортированных валоподобных, линзовидных песков и песчаников, а в отдельных участках — осадков, выполняющих каналы. Осадконакопление этих литофаций про-



Рис. 15. Схема дельтово-равнинных сейсмофаций

исходило в субконтинентальной высокоэнергетической обстановке дельтовой равнины. Кроме того, в пределах дельтовой равнины отмечались вместе с песчаным материалом глинистые отложения, нередко с углями.

Фации фронта дельты (береговых баров) на сейсморазрезах по падению имеют горизонтальные или слабонаклоненные сейсмофации в нижней части разреза, а в верхней части отражения переходят в холмистый или хаотический рисунок, четкую непрерывность и значительную амплитуду.

На разрезах по простиранию сейсмофации образуют рисунок облекания, а в локальных участках — холмообразный и хаотичный, прерывистые рисунки разной амплитуды (рис. 16, а). Этим сейсмофациям соответствуют в нижней части разреза литофации, представленные переслаиванием отсортированных среднезернистых песчаников и глин, а в верхней части — представленные линзообразными песчаными телами. Переслаивание покровных песчаных и глинистых осадков формировалось в условиях устойчивого погружения и стабильного гидродинамического режима, а песчаных береговых баров — в зонах локальной активизации гидродинамического режима, в обстановке прибрежного волно-прибоя или прилива — отлива. Крупно-, среднеобломочный материал приурочивается часто к положительным формам палеорельефа (растущие поднятия, эрозионные останцы), где происходит намывание песчаных баров, кос и отмелей. За счет перекрытия этих форм глинами и последующего постседиментационного уплотнения осадков формируются складки уплотнения, которые подчеркивают древние, уже существующие положительные формы палеорельефа и создают новый рельеф.

Продельтовые и дистальные фации (барьерные, кромки шельфа) на временных сейсмических разрезах, ориентированных в крест простирания пластов, имеют слабые преры-



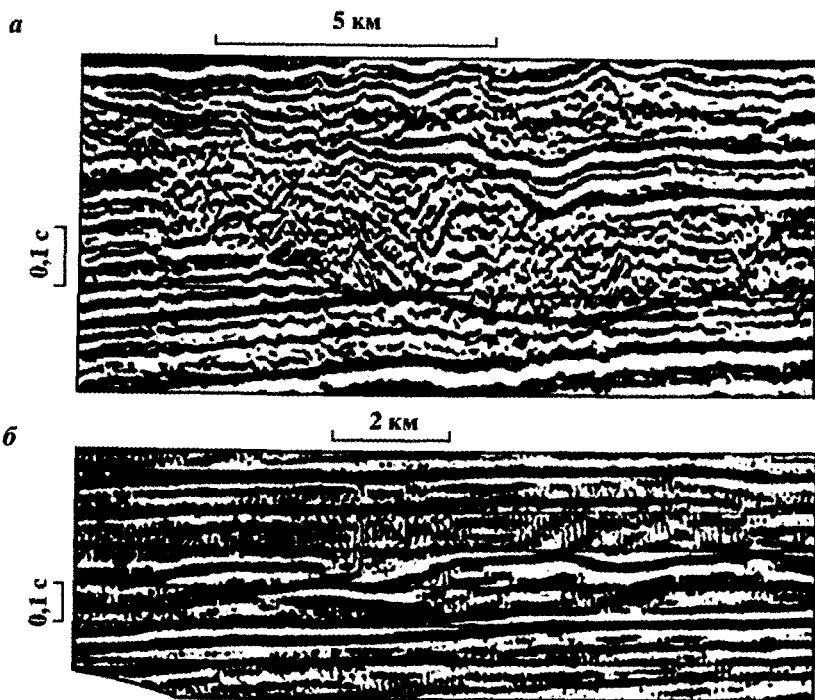


Рис. 16. Сейсмофации фронта дельты

вистые отражения, субгоризонтальный, наклонный, косо-слоистый или хаотичный рисунки. Косослоистые отражения могут сходиться и прилегать в подошве вниз по падению, в направлении впадины. На разрезах, ориентированных по простиранию, отражения от этих фаций обычно изогнуты выпуклостью вверх и образуют рисунок от согласно-облекающих до холмообразных (рис. 17).

За кромкой шельфа непрерывность отражений улучшается, амплитуды возрастают. На разрезах по падению отражения образуют клин, типичный для фации склона. Этому типу осей синфазности соответствуют литофации, представленные пластами переслаивания алевролитов, аргиллитов и реже песчаников, иногда с проявлением оползнеобразования. Эта зона является переходной от мелководных дельтовых барьерных условий к условиям глубоководного склона и подножия, где могут формироваться турбидитный песчаный материал при наличии подводных течений.

Шельфовые фации по рисункам сейсмофаций объединяются в основном в три группы:

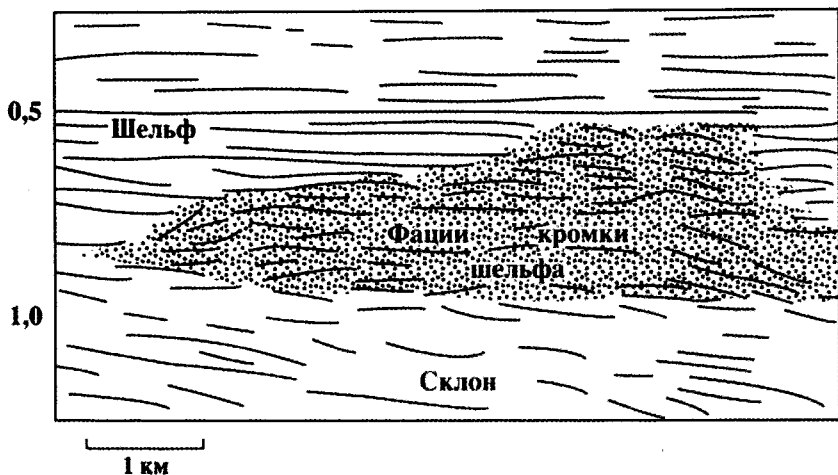


Рис. 17. Схема сейсмофаций кромки шельфа

- фации неритового шельфа;
- фации ОП (риффы, банки, отмели, кромки шельфа);
- фации заполнения подводных каналов и каньонов.

Сейсмофации неритового шельфа имеют, как правило, параллельные или субпараллельные оси синфазности, согласные с кровельной поверхностью, а в подошве в виде налегания. Отражения характеризуются четкой непрерывностью, но могут изменяться в участках профиля, где слоистость нарушается. Амплитуды непрерывных отражений значительны, кроме зон их схождения и расхождения. Эти сейсмофации вверх по восстанию переходят в фации дельт, а вниз по падению — в фации кромки шельфа, которые в отдельных местах прерываются эрозионными врезами. Сейсмофации шельфа соответствуют равномерным переслаиваниям пластов известняков, мергелей, глин и песчаников с незначительно изменяющимися мощностями, накапливающимися на обширном стабильном шельфе в обстановке режима от умеренного до низкоэнергетического (рис. 18).

Фации рифов, банок и кромки шельфа имеют на времен-



Рис. 18. Сейсмофации шельфа

ных разрезах горизонтальные, наклонные, сходящиеся, расходящиеся и хаотические рисунки. Их непрерывность выражена слабо, а амплитуда разнообразна. На разрезах вкрест простирания пластов отмечаются линзовидные и холмообразные оси синфазности, а по простиранию — структуры удлиненной формы. Обычно они выглядят как аномальные зоны на фоне окружающих их отражений, соответствующих неритовому шельфу (рис. 19). Состав литофаций, отвечающих таким отражениям, — массивные известняки или доломиты, представленные оолитовыми, водорослевыми и органогенно-обломочными известняками, содержащими фауну, типичную для рифов или банок, формирующихся в условиях высокоэнергетической обстановки. В зонах среднего и внутреннего шельфа отвечают фациям, накопленным в обстановке пониженной энергии по сравнению с зоной кромки шельфа.

Особый поисковый интерес на нефть и газ при изучении карбонатных толщ представляет выделение рифов. Сейсморазведка выявляет лишь конфигурацию карбонатных построек и в некоторых случаях их отличие по акустической жесткости от вмещающих пород. Этого, очевидно, недостаточно для установления биологического происхождения объекта. Несмотря на то, что имеется ряд диагностических признаков сейсмофаций карбонатных построек типа рифов, ни один из них не является надежным, и даже их совокупность не дает гарантии наличия именно рифа, а не осадочного тела иного происхождения.

Основной критерий для обнаружения рифов — холмообразная конфигурация отражений, облекающих верхнюю

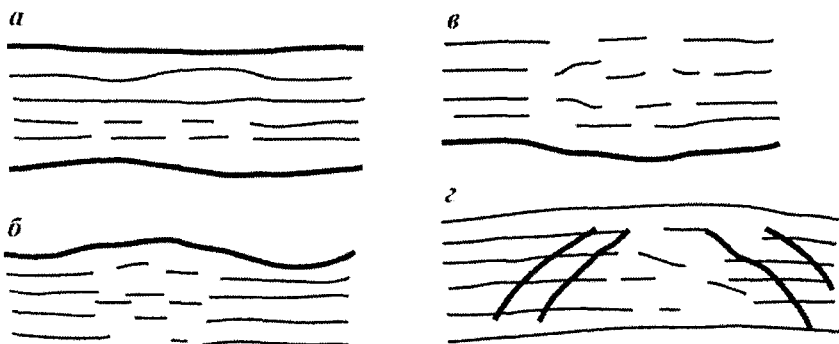


Рис. 19. Схемы сейсмофаций ОП (*а* — пластовая скорость ОП больше скорости вмещающих пород; *б* — пластовая скорость ОП меньше скорости вмещающих пород; *в* — ОП, облекаемая по покрывающему слою; *г* — ОП с дифрагированными волнами)

часть рифовой постройки и прекращение прослеживания отражений, подходящих к склонам рифовой постройки. В пределах рифа отражения обычно имеют нерегулярный или хаотический характер или же вообще отсутствуют. Вместе с тем отражения могут прослеживаться в пределах полициклических рифов, развитие которых вследствие изменения режимов осадконакопления периодически прекращалось, а затем вновь возобновлялось. Однако и в этом случае к рифам, особенно к их верхней части, приурочено заметное изменение динамики отражений. Над карбонатной толщей в зоне рифа образуются структуры неравномерного уплотнения и облеkania, постепенно сглаживающиеся вверх по разрезу.

Для барьерных рифов, протягивающихся цепочками локальных тел вдоль внешнего края шельфа, типично существенное изменение волновой картины по разные стороны построек. Со стороны глубоководного морского бассейна отмечаются клиноформные отражения, отображающие уменьшение мощностей и изменение фаций на склоне бассейна, в то время как со стороны шельфа мощности остаются выдержанными. В случае одиночных рифов по их контуру отмечаются кольцеобразные рисунки отражающих границ. Обычно сейсмofации рифов выглядят как аномальные зоны на фоне окружающих их отражений, соответствующих неритовому шельфу (рис. 20). Следует иметь в виду, что органогенные карбонатные постройки вносят искажения в кинематику и динамику волн от нижележащих толщ, вследствие чего в волновом поле могут возникать ложные структуры (см. рис. 19).

Интервальные скорости и акустические жесткости в пределах рифов несколько больше по сравнению с вмещающими

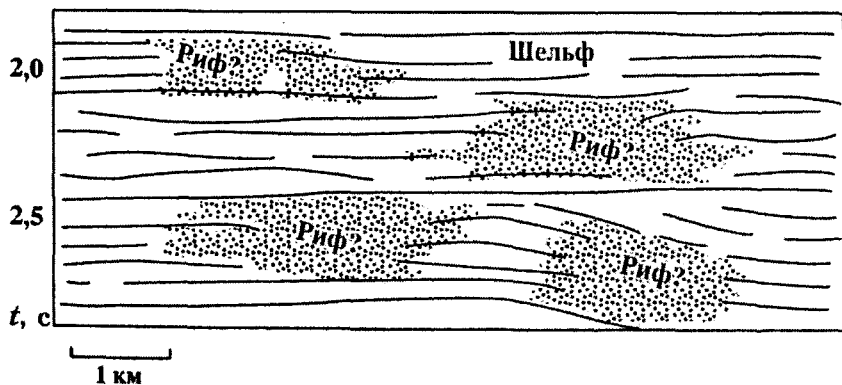


Рис. 20. Схема сейсмofаций рифов

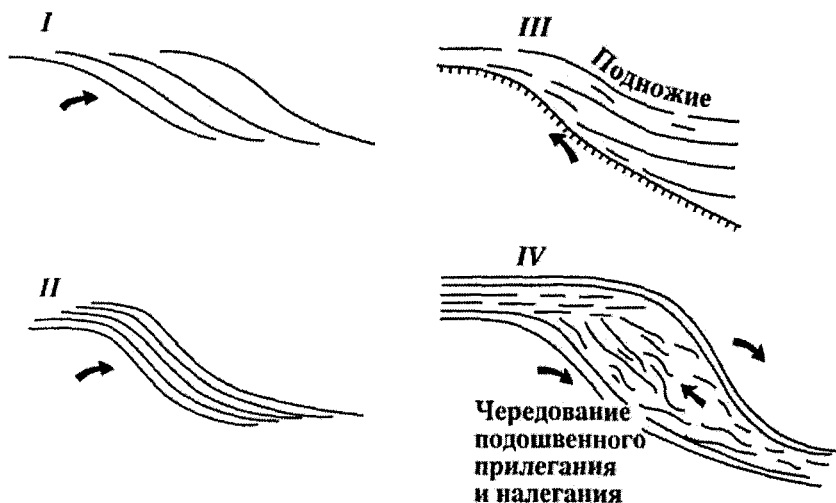


Рис. 21. Схема сейсмофаций континентального склона

их породами со стороны бассейна, но меньше по отношению к породам, замещающим риф со стороны шельфа. Эта закономерность нарушается в случае вторично доломитизированных рифов, являющихся более высокоскоростными и более жесткими, чем вмещающие породы.

В пределах континентального склона сейсмические отражения на разрезах отмечаются или по схеме регрессивного прилегания, или прилегания вверх по разрезу, или подошвенного налегания (рис. 21).

Сейсмофации с регрессивным прилеганием характеризуются сигмовидными и косослоистыми сейсмофациями бокового наращивания. На разрезах по простиранию эти отражения образуют холмовидные и облекающие формы. Равномерно прилегающие отражения имеют большие амплитуды и значительную непрерывность, выклиниваются вверх по восстанию и вниз по падению. На разрезах по простиранию сейсмофации характеризуются наличием изогнутых выпуклостью вверх холмообразных отражений (рис. 22).

Литофации, соответствующие этим отражениям, включают гемипелагические глины, хемогенные известняки, линзовидные песчаники турбидитов или калькерениты и оползневые отложения.

Сейсмофации континентального склона с налеганием на разрезах, ориентированных вкрест простирания, образуют параллельные или облекающие, линзовидные, клинообразные параллельно-слоистые или хаотические сейсмофации.

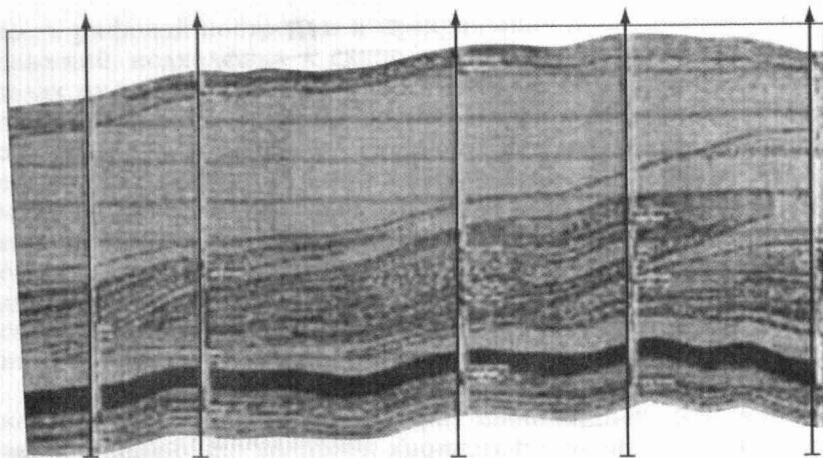


Рис. 22. Сейсмofации с регрессивным прилеганием

На континентальном подножии непрерывность отражений очевидна, а их амплитуда — от высокой до средней, за исключением хаотических отражений. На разрезах по простиранию налегающие сейсмofации имеют форму облекания или холмов с хаотичным рисунком (рис. 23).

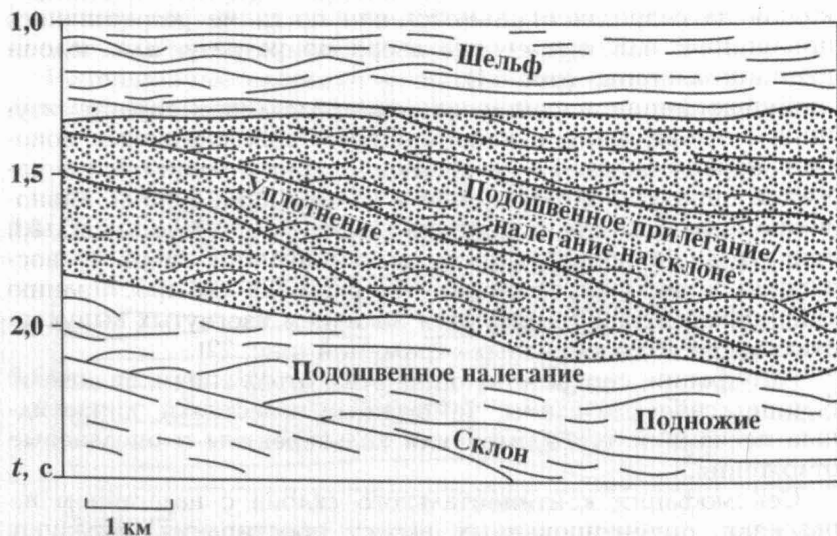


Рис. 23. Сейсмofации континентального подножья

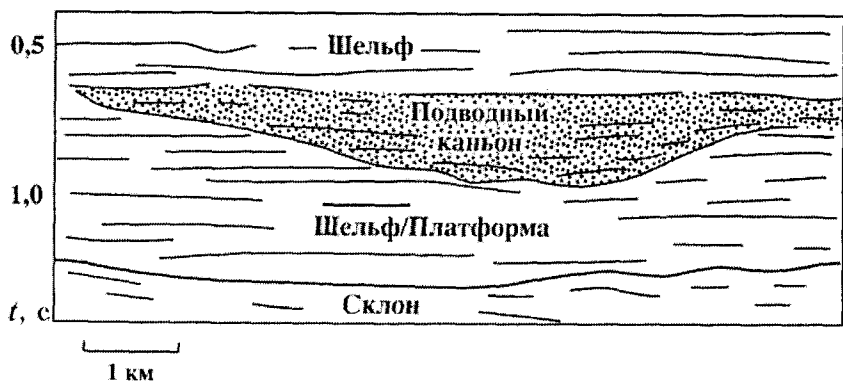


Рис. 24. Подводный конус выноса

Литологический состав пород может быть грубозернистым в результате подводной эрозии отложений шельфа, склона или конусов дельт в условиях уменьшенного поступления осадочного материала по системе подводных каналов. Коллекторы подводных конусов выноса, связанные с налегающими фациями считаются потенциально более высококачественными коллекторами, так как эрозия, поставляющая обломочный материал, затрагивала отложения грубозернистых дельтовых фаций. Напластование по схеме налегания обеспечивает образование покрышек и, следовательно, ловушек для нефти и газа (рис. 24).

Глубоководные отложения подводных равнин представлены покровно-облекающими сейсмофациями и фациями, заполняющими пониженные участки рельефа. В локальных впадинах обычна картина подошвенного налегания. Слабые параллельные отражения, нередко плохо прослеживающиеся, свидетельствуют об однородном тонкозернистом, преимущественно глинистом составе отложений. Иногда в глубоководной обстановке отмечаются холмообразные сейсмофации, которые могут быть связаны либо с диапировыми подвижками, либо с отложением пород вблизи осевой части низкоскоростных придонных течений. Последние переносят материал от склонов впадин в их более глубоководные части и могут формировать маломощные пласты песчаников.

После выделения СФ по одному опорному профилю они выделяются на всех временных разрезах по сети профилей изучаемой площади. Затем условные обозначения, характеризующие различные СФ, переносятся с разрезов на схему расположения профилей, определяя таким образом контуры их площадного распространения на рабочей карте. На карте

можно показать границы между сейсмическими фациями вдоль профилей и направления перемещения осадочного материала и его мощности по площади. Можно также получить данные по имеющимся скважинам и другую геолого-геофизическую информацию об обстановках седиментации в изучаемом регионе и на соседних территориях.

Эта карта совместно со структурной схемой и схемой мощностей СФ является основой для определения региональных условий осадконакопления путем восстановления палеогеографической обстановки.

Восстановление палеогеографической обстановки устанавливает положение источников сноса, области аккумуляции осадков.

Для этого необходимо проанализировать три главных диагностических признака.

1. Принадлежность сейсмофаций к конкретной обстановке осадконакопления, возможной в данных палеогеографических условиях. Для континентальных отложений возможны четыре основных типа обстановок — речная, эоловая, озерная, конусов выноса; для прибрежных основными являются лагунная, дельтовая и волноприбойная обстановки; для морского осадконакопления главными являются шельфовая, склоновая и глубоководная обстановки. Выяснение обстановок позволяет ограничиться при интерпретации перебором только литофаций, допустимых для данной обстановки.

2. Энергетические условия осадконакопления. Низкоэнергетические, гидродинамические обстановки благоприятны для формирования глинистых, карбонатных и хемогенных пород, а также отсортированных песчано-глинистых отложений. Признаком низкоэнергетических условий служит покровный или сигмоидный характер залегания границ, постепенность переходов между сейсмофациями внутри комплекса. При высокоэнергетических гидродинамических обстановках может накапливаться более грубозернистый, прежде всего песчаный материал. Признаком высокоэнергетических обстановок является наличие беспорядочной или косой седиментационной слоистости, быстрая изменчивость рисунка сейсмической записи по напластованию.

3. Режим осадконакопления — терригенный или карбонатный. Для терригенного режима необходимо дополнительно оценить возможную гранулометрию приносимого материала: тонкозернистый, грубозернистый, смешанный.

Если в приносимом в бассейн материале отсутствуют крупнозернистые частицы, то невозможно образование песчаных тел — коллекторов нефти и газа, а если же отсутству-



ет глинистый материал, то не могут сформироваться флюидоупоры.

Критерием для прогноза гранулометрии терригенных осадков является выяснение литологии пород в области источников сноса и оценка дальности переноса материала. Чем дальше источники сноса от зоны осадконакопления, тем сильнее проявятся процессы переработки и дезинтеграции частиц. Размыв тонкозернистых пород и отложение частиц в условиях спокойных вод далеко от источников сноса благоприятствуют формированию глинистых пород. Размыв песчаников, изверженных и метаморфических пород, особенно если последующее отложение происходит вблизи от источников сноса и в высокоэнергетических условиях, благоприятствует образованию песчаных пород.

Положение источников сноса и состав пород, являвшихся поставщиками материала при формировании изучаемой сейсмофации, устанавливаются либо на этапе регионального анализа, либо на основе прослеживания последовательности смен сейсмофаций внутри комплекса. В некоторых случаях для эффективного проведения сейсмофациального анализа следует предварительно учесть эффекты, обусловленные постседиментационными явлениями, — образование складок и разломов, возникновение диапировых, соляных и других структур, неравномерное уплотнение пород. Такая необходимость возникает, если упомянутые процессы существенно изменяют первоначальную конфигурацию границ внутри сейсмофаций и между ними, делая невозможным анализ исходных седиментационных соотношений и закономерностей.

### **Выделение и прослеживание нефтегазоперспективных комплексов.**

Исходя из оценки основных обстановок осадконакопления, на картах ССК выделяют оптимальные зоны распространения нефтегазоматеринских пород, коллекторов и покрышек, после чего строится серия карт их мощностей в пределах каждого ССК.

Полученные карты изопакит, показывающие распространение материнских и коллекторских пород, сравнивают затем со структурными картами по каждому комплексу. Более детальное картирование проводится лишь в наиболее перспективных районах и на последующих стадиях поисков нефти и газа.

Метод картирования ССК имеет много общего с анализом фациально-циклических толщ. В зависимости от масштаба исследований фациально-циклическая толща может рассматриваться как мегакомплекс, комплекс или подкомплекс. Она

определяется как осадочно-породное тело, ограниченное в кровле и подошве региональными поверхностями несогласия или заключенное между кровлями крупных пачек неморских пород. Идеализированная фациально-циклическая толща представляет собой полный трансгрессивно-регрессивный осадочный комплекс с вертикальной последовательностью фаций снизу вверх, от неморских к морским грубозернистым – морским тонкозернистым – морским грубозернистым и снова не морским, что близко соответствует вертикальной последовательности обстановок осадконакопления от неморской к прибрежно-морской – шельфовой глубоководноморской – и снова прибрежно-морской и не морской, которыми оперирует сейсмостратиграфия. В зависимости от истории тектонического развития и положения разреза в пределах палеобассейна те или иные составляющие этой последовательности могут выпадать. Скопления углеводородов обычно приурочены к определенному стратиграфическому положению в пределах идеального трансгрессивно-регрессивного осадочного комплекса. Поэтому разработка нефтегазопромысловой концепции при сейсмостратиграфическом анализе в большой мере зависит от изучения вертикальных соотношений литофациальных толщ в разрезе бассейна вдоль линий сейсмических профилей. Более 90 % добычи нефти и газа зарубежных стран связано с грубозернистыми отложениями высокоэнергетических обстановок, которые, как правило, развиты в прибрежной фациальной области, в базальной части трансгрессивно-регрессивной толщи под перекрывающими их шельфовыми фациями, а также в прибрежной фациальной области в регрессивной верхней части толщи, где они залегают на подстилающих отложениях открытого шельфа. Базальная пачка коллекторов рассматривается как более перспективная, так как первая морская трансгрессия обычно сопровождается формированием хороших потенциальных нефтегазоматеринских пород и надежная изоляция залежи более вероятна в нижней части толщи по сравнению с верхней. Грубозернистые фации могут быть развиты и в средней части циклической толщи в виде покровных шельфовых песков при интенсивном приносе терригенного материала или в составе турбидитов. Если фациально-циклическая толща представляет собой фактически мегакомплекс, то перспективными могут быть также интервалы на границах составляющих ее меньших циклов, отвечающих комплексам. При таком анализе неразбуренные площади сопоставляются с хорошо изученными площадями, где развиты осадочные комплексы аналогичного строения.

Завершением совместной интерпретации сейсмических и других геолого-геофизических материалов на данной стадии региональных исследований является схема прогнозных оценок нефтегазоносности с дифференциацией осадочного бассейна по перспективным и выделением первоочередных зон для работ следующей стадии.

На стадии оценки зон нефтегазонакопления объектами исследований являются наиболее крупные ловушки, выявленные на предыдущей стадии. Сейсморазведкой МОГТ решаются следующие задачи: выделение наиболее крупных антиклинальных ловушек, выявление зон развития неантиклинальных ловушек и оценка их нефтегазоносности.

На временных разрезах МОГТ, полученных по сети региональных профилей, равномерно покрывающих перспективную площадь, прослеживаются опорные отражающие горизонты, по которым составляют структурные карты (схемы). На структурных картах выделяются все крупные высокоамплитудные структуры и, в частности, унаследованного развития.

Выделение зон возможного наличия неантиклинальных ловушек осуществляется по методике сейсмостратиграфического анализа и при более детальной интерпретации временных разрезов. Наиболее надежным историческим приемом при решении этой задачи является проведение палеогеографических реконструкций, определение условий и режима осадконакопления, изучение условий образования зональных ловушек:

1) зон выклинивания коллекторских толщ по характеру схождения осей синфазности;

2) зон фациальных замещений пород-коллекторов по смене форм осей синфазности от горизонтального на шельфе к косослойной клиноформной на склоне или по результатам скоростного анализа;

3) зоны развития тектонически экранированных ловушек по сдвигу осей синфазности или другим признакам наличия разрывных нарушений;

4) зоны барьерных рифов, развитых на кромке шельфа, по характеру отсутствия отражений в самом рифе и сейсмофации в предрифовой и зарифовой части бассейна;

5) зоны распространения песчаных тел, формирование которых зависит от обстановки осадконакопления. В условиях подножья склона накапливаются песчаные отложения турбидитных потоков. На шельфе — песчаные отложения дельт с хорошими коллекторскими свойствами: русла, рукава, протоки, бары, в континентальных условиях отложения палеорек, озер.

Для оценки перспектив нефтегазоносности по сейсмическим исследованиям определяются следующие показатели:

- глубины залегания и мощность перспективных комплексов;
- распространение в пределах комплексов пород коллекторов и покрышек и нефтегазоматеринских толщ;
- наличие зональных и локальных ловушек;
- выявление АТЗ (аномалия типа залежь) по аномальным значениям пластовых скоростей, амплитуд отражений и коэффициента поглощения.

Для всех показателей строятся карты их распределения по исследуемой площади, на основе которых составляются карты плотности начальных потенциальных и прогнозных ресурсов нефти и газа и намечаются площади для постановки поисковых работ.

Полевые материалы сейсморазведки МОГТ и 3D и их геологическая интерпретация также широко применяются на поисковом и разведочном этапах при выявлении и подготовке ловушек различного типа к поисковому бурению, определении локализованных ресурсов и рекомендации по заложению поисковых скважин, изучении межскважинного пространства, определении контуров залежей и определении многих параметров для подсчетов запасов.

Главным назначением сейсморазведки на этапе поисково-оценочных работ является: выявление АТЗ, определение значений пластовых скоростей, амплитуд отражений и коэффициентов приращения сейсмического сигнала.

Изменение скорости, обусловленное изменением характера поровых флюидов, часто создает амплитудные аномалии, ассоциируемые с залежами углеводородов. Поскольку аномалия чаще всего представляет собой локально увеличенную амплитуду (до 27 %), она получила название «яркое пятно». Однако между индикаторами углеводородов и углеводородными скоплениями нет простой и универсальной зависимости и многие «яркие пятна» вызываются изменениями другого типа, а не промышленными скоплениями углеводородов.

Влияние поровых флюидов на скорость распространения сейсмических волн сильнее сказывается на более молодых породах, чем на более древних, и обычно больше (и сложнее) у газообразных, чем у жидких углеводородов. Отражения зависят также от свойств горных пород, покрывающих и подстилающих породу-коллектор, «яркие пятна» фиксируются, если скорость в перекрывающих отложениях выше.

С другой стороны, когда перекрывающие отложения характеризуются значительно меньшей скоростью, чем порода-

коллектор, влияние углеводородов уменьшит контраст и создаст «тусклое пятно». Такое явление иногда наблюдается там, где карбонатный коллектор перекрыт глинами. Если перекрывающие отложения имеют чуть меньшую скорость, чем скорость породы-коллектора, понижение скорости в отложениях коллектора вследствие заполнения их углеводородами может перевернуть полярность сигнала, образуя «обратную полярность» отражения над залежью.

Межфлюидный контакт, в особенности газонефтяной или газоводяной, создавая значительный перепад акустической жесткости, создает сильные отражения, которые четко выделяются на сейсмических записях, благодаря их горизонтальному положению, в отличие от других отражений, расположенных наклонно. Это «плоское пятно» обычно является наиболее безусловным и информативным индикатором углеводородов. Однако мощность пласта-коллектора, как правило, мала по сравнению с предельной разрешающей способностью метода ОГТ, и поэтому отражения от кровли коллектора, межфлюидного контакта и подошвы коллектора обычно интерферируют друг с другом, образуя сложные отражения с различными изменениями фаз и амплитуд в результате разнообразной интерпретации составляющих волн. Таким образом, «фазовые осцилляции» тоже можно рассматривать как признак углеводородов.

Понижение скорости в углеводородных скоплениях должно также влиять на отражения от более глубоких горизонтов из-за увеличения вступления волн, образуя «прогиб» в осях синфазности, наблюдаемых «через» залежь, но величина «прогиба» обычно мала, поскольку большинство залежей не обладает большой мощностью.

Уменьшение скорости может, кроме того, сказываться просто на ухудшении качества отражений под резервуаром — «зона тени».

Понижение мгновенной частоты (до 40 %) наблюдается сразу же под углеводородным скоплением. Такие «низкочастотные признаки» наблюдаются в породах ниже залежи в результате поглощения высокочастотного сигнала.

**Секвентная стратиграфия** представляет собой современный метод изучения осадочных бассейнов, стратификации разреза с использованием временных сейсмических профилей МОВ ОГТ, ГИС, керн и другой априорной информации. Теоретические и методические основы секвентной стратиграфии (СС) разработал П.Р. Вейл. Эта геолого-геофизическая дисциплина базируется на основных понятиях сеймостратиграфии, т.е. секвенция комплекса также определяет

ся как сейсмостратиграфическая, однако те и другие несут различную генетическую информацию. Секвентные комплексы отражают цикличность отложений, обусловленную колебаниями Мирового океана, а сейсмические — только разновозрастные границы.

В седиментационном (секвентном) комплексе выделяют напластования низкого уровня моря (НСТ), трансгрессии и высоко уровня моря (ЛСТ), в пределах которых могут быть выделены надкомплексы, отвечающие 3—4 циклам колебаний уровня моря (мирового океана).

Секвентные комплексы, созданные эвстатическими колебаниями уровня Мирового океана, могут являться реперным каркасом для глобальной корреляции отложений осадочных бассейнов и служат независимым методом стратиграфии, способным корректировать другие методы расчленения разрезов осадочного чехла.

В зависимости от подошвенного налегания выделяются два типа седиментационных комплексов. Первый тип ограничивается субазальной поверхностью налегания, представлен пластами низкого уровня трансгрессии и высокого уровня моря, сложенными отложениями конусов выноса склона и котловины, клиноформ и врезов долины. Второй тип комплексов слагают системы напластования внешнего палеошельфа, трансгрессии и высокого стояния уровня моря и представлены клиноформами от слабоаградационных до аградационных. Они характеризуются подошвенными налеганиями в сторону суши и моря. Трансгрессивная система напластования слагается конденсированными отложениями. Напластования высокого уровня представлены аградационными клиноформами, сменяемыми вверх по разрезу проградационными.

Расчленение разреза осадочных бассейнов по методике секвентной стратиграфии широко используется при поисках литологических объектов под поисковое бурение. На временных разрезах МОГТ выделяют низкие палеоуровни моря, к которым приурочены основные объемы коллекторских пород, а также высокие уровни моря, с которыми связана стабилизация обстановки, где отлагается более тонкий (глинистый) материал, который захороняет породы-коллекторы, образуя ловушки для УВ.

#### **7.2.6. ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН (ГИС)**

Промыслово-геофизические исследования в скважинах проводятся с целью:

- расчленения разреза по литологическому составу, определения мощности и глубины залегания пластов;
- выделения в разрезе скважины интервалов залегания нефтегазоносных пластов и определения их фильтрационно-емкостных свойств (ФЭС) и характера насыщения;
- контроля технического состояния скважин и проведения в них технологических операций;
- контроля за эксплуатацией месторождений.

Используемые виды промыслово-геофизических исследований и их характеристики приведены в табл. 10.

Измеряемые при проведении ГИС физические свойства пород (электрическое сопротивление, водосодержание, плотность, интервальное время и затухание продольных волн и т.д.) зависят от уплотнения, цементированности, пористости, свойств компонентов пород и насыщающих флюидов, изменяются в широких пределах. Поэтому только в относительно простых геологических условиях поставленные задачи могут быть решены одним методом ГИС. Для однозначной характеристики разреза в каждой скважине выполняют не один, а несколько различных методов, составляющих обязательный комплекс ГИС.

**Обязательный комплекс** — минимальное число методов ГИС, характеризующихся максимальной эффективностью в типичных для данного района геолого-геофизических условиях проведения измерений в скважинах и подлежащих безусловному выполнению при бурении поисковых и разведочных скважин.

Обязательные комплексы ГИС различаются в зависимости от назначения скважин, типа исследований (общие исследования в масштабе глубин 1:500, детальные исследования в интервале перспективных отложений в масштабе 1:200), свойств промывочной жидкости и типа коллекторов.

Комплекс ГИС устанавливается проектом на строительство скважин. При проведении ГИС первыми регистрируются кривые стандартного каротажа (КС, ПС) и каверномера, на основе которых определяются общие характеристики разреза скважин. Затем выполняются электрические исследования (БК, БМК, ИК БКЗ, МК). Методы ГИС, отражающие литологию пород и их пористость (АК, ГГКП, НК ЯМК), выполняют в конце обязательных исследований. Детальные исследования завершают гидродинамическими исследованиями (ОПН и ГДК) и отбором образцов пород (СКО).

Таблица 10

## Характеристики видов каротажа (по Н.Я. Басину, А.Г. Петросяну)

Каротаж	Определяемый параметр	Область применения
Электрический БЗК КС	Удельное сопротивление пласта в его прискваженной части	Литологическое расчленение разреза; оценка мощности пластов их насыщенности и подсчетных параметров
ПС	Потенциал естественного электрического поля по скважине	Литологическое расчленение разреза, корреляция разрезов
Радиоактивный: а) гамма (ГК) б) нейтронный (НГК, ННКТ, ИНК, ННКН)  в) гамма-гамма (ГГК)  г) наведенной активности  д) применение радиоактивных изотопов	γ-активность пород  Замедляющие и поглощающие нейтронные свойства пород, определяемые в основном их водородосодержанием и содержанием элементов с аномальными нейтронными свойствами (бор, хлор и др.)  Плотность пород  Присутствие и содержание элементов со значительным γ-излучением наведенной радиоактивности  Увеличение радиоактивности	Литологическое расчленение разреза, корреляция разрезов, определение природы радиоактивных элементов в породе Литологическое расчленение разреза; оценка пористости и насыщенности пластов, а также их изменений в прискваженной части; локализация нефте- и газотдающих пластов при опробовании и испытании скважин  Оценка пористости и плотности пластов; контроль качества цемента, толщины обсадной колонны; определение плотности флюидов в скважине Отбивка ВНК, применение ограничено  Контроль технического состояния скважин и приводимых в них технологических операций (гидро-разрыв и т.д.), применение ограничено
Акустический каротаж (АК)	Скорости распространения продольных и поперечных волн, а также амплитуды их затухания	Литологическое расчленение разреза; оценка пористости и насыщенности пластов, а также контроль за ее изменением в прискважинной части; контроль технического состояния скважин и проводимых в них технологических операций
Измерение диаметра и профиля скважин	Диаметр скважины	Подсчет объема затрубного пространства при определении необходимого количества цемента при цементировании скважины; контроль состояния ствола скважин; получение исходных данных для интерпретации ЭК и РК; уточнение геологического разреза скважины



Продолжение табл. 10

Каротаж	Определяемый параметр	Область применения
Измерение искривления скважин (инклинометрия)	Угол и направление отклонения	Контроль за направлением ствола скважины; уточнение глубин залегания пластов
Газовый каротаж (ГК)	Содержание углеводородных газов в буровом растворе и в пламе	Выделение пластов, содержащих нефть и газ
Термокаротаж (ТК)	Температура	Определение температуры пород в скважине и геотермического градиента; контроль технологических операций в скважине (высота подъема цемента, выделение интервалов затрубного движения флюидов, выделение интервалов закачки флюидов в пласты и т.д.); определение интервалов притока в скважину газа, нефти, воды; контроль за эксплуатацией месторождений нефти и газа (выявление интервалов прорыва закачиваемых вод и т.п.)
Ядерно-магнитный (ЯМК)	Содержание несвязанной жидкости в поровом пространстве породы	Выделение нефте-, газо- и водонасыщенных пластов с гранулярной или кавернозной пористостью при отсутствии в них начального градиента давления; оценка пористости нефте- и водонасыщенных пластов
Опробователи пластов	Состав и объем флюида, пластовое давление	Выделение нефте-, газо- и водонасыщенных пластов и определение пластового давления
Определение дебита и профиля приемистости	Скорость движения флюидов в стволе скважины	Выделение работающих нефте-, газо- и водонасыщенных пластов и определение поинтервального дебита; контроль за поступлением воды при закачке
Люминесцентный каротаж	Содержание нефти в буровом растворе и в пламе	Выделение пластов, содержащих нефть; разделение нефте- и газонасыщенных пластов
Механический каротаж	Скорость бурения	Приближенное литологическое расчленение разреза
Определение наклона пластов	Амплитуда ПС или сопротивление, угол и направление отклонения оси скважины от вертикали	

Кроме геолого-геофизических методов в практике нефтегазопромысловых работ широко применяются геохимические, геотермические и гидрогеологические исследования на всех стадиях геологоразведочного процесса.

## **Контрольные вопросы**

1. Что понимают под аномалией силы тяжести?
2. Чему соответствуют положительные и отрицательные аномалии силы тяжести?
3. Какая геологическая информация может быть получена по данным региональных и детальных гравиметрических съемок?
4. Почему над некоторыми локальными поднятиями наблюдаются отрицательные аномалии силы тяжести?
5. В чем состоит физическая основа магниторазведки?
6. С чем связано наличие отрицательных магнитных аномалий над приподнятыми блоками фундамента?
7. Чем обуславливается наличие магнитных аномалий над залежами нефти и газа?
8. Какие виды съемок применяются при прогнозировании залежей нефти и газа?
9. В чем состоят преимущества и недостатки электро-разведки перед другими геофизическими методами?
10. Какова физическая основа сейсморазведки?
11. Перечислите основные методы сейсморазведки.
12. Для каких целей используется метод преломленных волн?
13. Назовите основные модификации метода отраженных волн.
14. В чем заключаются преимущества сейсморазведки перед другими геофизическими методами?
15. Какие задачи помимо изучения структурных особенностей разреза может решать сейсморазведка?
16. Как проявляются залежи УВ на временных разрезах?
17. Перечислите основные модификации ГИС и цели их использования.

### **7.2.7. ГЕОХИМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ (ГМ)**

Использование геохимических методов может привести к сокращению сроков открытия месторождений нефти и газа, оптимизации всего процесса ГРП. Особое значение эти методы приобретают в регионах со сложными геолого-геофизическими условиями (в том числе с развитием неантиклинальных ловушек). Эффективность работ возрастает за счёт небольшой их стоимости, нацеленности и экспрессности обнаружения и локализации геохимических аномалий от залежей УВ, прогнозирования глубины залегания залежей, степени их сохранности и фазового состояния. Только геохимиче-

ские методы в комплексе с геофизическими могут определить непосредственно наличие залежей УВ.

Теоретической основой ГМ является явление субвертикальной миграции от залежей к дневной поверхности по трещинам и по породам. Этот диффузионный поток УВ в виде аномалий, сформировавшийся за определённое геологическое время над месторождением, можно измерить с помощью современной газоаналитической аппаратуры. Процесс формирования геохимических аномалий протекает по-разному на различных уровнях разреза пород надпродуктивного комплекса, где выделяются две зоны — верхняя и нижняя.

Верхняя геохимическая зона характеризуется активным водогазообменом, интенсивным развитием окислительных процессов и анаэробных микроорганизмов, утилизирующих УВ.

Нижняя зона характеризуется затруднённым водогазообменом, восстановительной геохимической обстановкой.

Для выделения геологических объектов с аномальными геохимическими характеристиками и оценки их перспектив нефтегазоносности в настоящее время используются следующие методы; газогеохимический, биогеохимический, битуминологический, литогеохимический, гидрогеохимический, изотопно-геохимический (рис. 25).

Газогеохимический, битуминологический и гидрогеохимический методы основаны на субвертикальной миграции УВ и неуглеводородных флюидов, на закономерностях изменения УВ и неуглеводородных компонентов пород и солевого состава вод на путях миграции флюидов. Прямыми поисковыми показателями этих методов являются углеводороды и их качественные и количественные соотношения, а также продукты их трансформации в породах, подземных водах и атмосфере.

Биохимические методы (геомикробиологический и фитогеохимический) основаны на представлениях о биохимическом взаимодействии живого вещества и УВ. Эти поисковые показатели относятся к числу косвенных.

Литогеохимический метод опирается на эмпирически установленную и экспериментально подтверждённую зависимость физико-химических свойств пород надпродуктивных отложений от интенсивности окисления УВ, масштабов взаимодействия продуктов окисления и минеральных компонентов пород. Поисковые показатели относятся к числу косвенных.

Изотопно-геохимический метод основан на зависимости изотопного состава углерода метана от степени преобразо-



Рис. 25. Иерархия геохимических методов поисков месторождений нефти и газа (А.М. Зорькин, А.В. Петухов)

ванности ОВ. Поисковые признаки относятся к числу прямых индикаторов нефтегазоносности. Применительно к задачам нефтегазопоискового картирования с учетом особенностей объекта изучения проводятся геохимические съёмки по атмосфере, снежному покрову, льду, мёрзлым отложениям, водосточникам поверхности и подземным, почвенным и подпочвенным образованиям, породам, шламу, промывочной жидкости в скважинах.

В зависимости от масштаба, целевого назначения и ГРР на практике применяются следующие виды геохимических исследований:

- региональные, направленные на районирование крупных территории и выделение зон с различными перспективами нефтегазоносности;

— прогнозно-рекогносцировочные, направленные на выделение локальных площадей для постановки других, более детальных работ;

— поисково-оценочные, направленные на подготовку объектов (ловушек) к глубокому бурению;

— локальные, нацеленные на поиск и оконтуривание залежей и выявление продуктивной части разреза в процессе бурения поисковых скважин.

Региональные и прогнозно-рекогносцировочные работы выполняются в верхней геохимической зоне, в масштабе 1:100 000—1:200 000, с целью оценки перспектив нефтегазонасности зон возможного нефтегазонакопления и локальных площадей.

Поисково-оценочные работы осуществляются путём изучения геохимической специализации отложений нижней геохимической зоны по разрезам глубоких скважин с целью подготовки перспективных геологических объектов (в том числе неантиклинальных ловушек, малоамплитудных структур) к детальным геохимическим и геофизическим исследованиям или к поисковому бурению. Поиски ведутся по опорным горизонтам в масштабе 1:100 000—1:50 000.

Одновременно используются несколько геохимических методов: газогеохимический, битуминологический и изотопно-геохимический.

Детальные геохимические исследования, в зависимости от целевого назначения, применяются в двух модификациях: площадные съёмки и геохимический каротаж скважин.

Площадные съёмки проводят в пределах выявленных нефтегазонасных объектов с целью оконтуривания ареала возможной нефтегазонасности вскрытой залежи. Съёмки обычно комплексные, включающие газогеохимические, битуминологические, литогеохимические изотопно-геохимические и другие исследования.

Геохимический каротаж осуществляется путём комплексного изучения вещественного состава и физико-химических свойств проб шлама в процессе бурения глубоких скважин. Выполняемые исследования носят многоцелевой характер: выделение продуктивных интервалов разреза, прогноз фазового состояния УВ, характера возможного их заражения кислыми газами, определение степени сохранности залежи. Конечная цель этих работ — выбор и подготовка наиболее благоприятных интервалов разреза к испытаниям.

По результатам геохимического каротажа строятся опорные геолого-геохимические разрезы, по которым оцениваются наиболее информативные глубины геохимических иссле-

дований и определяются наиболее информативные показатели. Геохимические исследования, выполненные на объектах разного геологического строения и в разных ландшафтно-климатических условиях показали, что:

1) над месторождениями нефти и газа на различных уровнях зондирования существуют те или иные виды геохимических аномалий (газовых, битумных, элементных, чаще комплексных), имеющих разную конфигурацию;

2) имеется возможность отбраковки непродуктивных ловушек — при отсутствии геохимических аномалий площадь бесперспективна на нефть и газ;

3) коэффициент положительного прогноза в среднем составляет 0,6;

4) за счет отбраковки неперспективных площадей геохимическими исследованиями может быть сокращена территория, предназначенная для дальнейших поисковых работ на нефть и газ, и сэкономлены время и средства для других видов исследований;

5) на основе геохимических исследований могут быть отбракованы все «пустые» ловушки, в связи с чем объём глубокого бурения можно уменьшить в среднем на 50 %.

#### 7.2.8. ГЕОТЕРМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ

Термометрия объединяет методы исследования естественного теплового поля Земли с целью изучения земной коры и верхней мантии, выявления геотермических ресурсов, решения поисково-разведочных задач, в том числе поисков нефти и газа.

Тепловое поле определяется внутренними и внешними источниками тепла и тепловыми свойствами горных пород.

Термометрия регистрирует радиотепловые и инфракрасное излучение земной поверхности, температуру, ее вертикальный градиент или тепловой поток. Распределение этих параметров в плане и по глубине несет информацию о геотермических условиях и геологическом строении изучаемого региона. Основными методами термометрии являются: радиотепловые (РТС) и инфракрасные (ИКС) съемки, региональные геотермические исследования на суше и акваториях; поисково-разведочные геотермические исследования с целью выявления и изучения нефтегазоносных объектов; термический каротаж, который служит для документации разрезов скважин по теплопроводности горных пород.

Известно, что источниками теплового поля Земли являются процессы, протекающие в её недрах, и тепловая энергия

Солнца. Тепловая энергия перечисленных источников, высвобождающаяся на земной поверхности в единицу времени, значительно выше энергии других процессов (тектонических, сейсмических и других).

Внутреннее тепловое поле отличается высоким постоянством, и оно влияет на температуру вблизи земной поверхности, на климат. Вместе с тем, среднее тепловое воздействие Солнца не определяет тепловое состояние Земли, но практически благодаря изменению солнечной активности температура приповерхностного слоя воздуха изменяется, а с некоторым запаздыванием изменяется и температура горных пород. Суточные колебания температуры сказываются на изменении температур в почвенном слое глубиной 1–1,5 м за счет теплопроводности и конвекции воздуха, паров воды и подземных вод.

Сезонные годовые колебания вызывает изменение температур на глубинах 20–40 м за счет теплопроводности пород и движения подземных вод. На этой глубине располагается нейтральный слой (зона постоянных годовых температур). Ниже зоны постоянных температур температурный режим пород определяется глубинным потоком тепла и особенностями термических свойств пород.

Региональный тепловой поток в земной коре определяется внутренним источником тепла Земли, определяемым геотермическим градиентом (повышением температуры на 3 °С при погружении ниже нейтрального слоя на 100 м) или тепловым потоком, среднее значение которого на поверхности суши и в океане одинаково и составляет 0,06 Вт/м<sup>2</sup>. Аномалии тепловых потоков (отклонение от среднего теплового потока) несут информацию о строении земной коры и верхней мантии. Тепловой поток определяется не только природой и мощностью источников тепла, но и теплопроводностью пород.

Локальные составляющие тепловой энергии зависят от наличия в недрах многолетнемерзлых пород, наличия пород с повышенной радиоактивностью, влияния экзотермических и эндотермических процессов, происходящих в нефтегазоносных горизонтах, проявления современного вулканизма и тектонических движений, циркуляции подземных вод и др.

Региональные геотермические исследования сводятся к неоднократному измерению температуры, её приращению в глубоких скважинах, в донных осадках озер, морей и океанов. Графики и карты температур используются для расчета геотермических градиентов и тепловых потоков.

В результате многолетних тепловых съемок Земли накоплены сведения об особенностях теплового поля Земли.

Минимальные тепловые потоки ( $0,02 - 0,04 \text{ Вт/м}^2$ ) наблюдаются на платформах (докембрийские щиты), в глубоководных впадинах, максимальные — на срединно-океанических хребтах, в рифтовых зонах и участках современного вулканизма ( $0,04 - 0,07 \text{ Вт/м}^2$ ).

Для выявления геотермического поля, связанного с залежами УВ, исследования проводят сначала на известных нефтяных и газовых месторождениях. Температуры пород измеряют на поверхности и в скважинах. По измеренным температурам строят графики их изменения с глубиной, при достаточной густоте точек наблюдений строят карты изотерм для одинаковых глубин, карты средних геотермических градиентов.

Интерпретация геотермических профилей и карт сводится к выделению локальных аномалий термического поля и сопоставлению их с аномалиями других геофизических, геохимических и других методов.

Радиотепловые и инфракрасные съемки, осуществляемые из космоса, используют для геологического картирования зон тектонических нарушений, вдоль которых протягиваются цепочки антиклинальных структур, к которым могут быть приурочены месторождения УВ.

Во многих регионах зоны нефтегазоаккумуляции четко выделяются положительными аномалиями температур и геотермических градиентов. При этом зоны газонакопления по сравнению с зонами нефтенаккумуляции характеризуются более высокой напряженностью геотемпературного поля. Однако локальные очень высокие значения теплового потока не могут однозначно являться показателем продуктивности разреза в месте наблюдения, так как присутствие аномалии может свидетельствовать об отсутствии герметической крышки, необходимой для формирования месторождения УВ на этом участке.

Температура существенно влияет на физические свойства флюидов — воды, нефти и газа. Учет этих свойств, характерных для пластовых и поверхностных условий, необходим для подсчета запасов нефти и газа при разработке месторождений. С повышением температуры уменьшается плотность нефти, ее вязкость, происходят изменения в ее углеводородном составе. Для газов характерно то, что с понижением температуры до нуля и ниже образуются газогидраты.

Геотермические исследования проводятся также для выявления нефтегазоносных структур в комплексе с другими исследованиями, что позволяет повышать эффективность геологоразведочных работ. В некоторых регионах наблюдается



четкая корреляционная зависимость физико-химических свойств УВ от теплового режима недр. Она установлена во многих регионах России (Предкавказье, Западная Сибирь), где обнаружены положительные геотермические аномалии над залежами, превышающие фоновые значения на 8–10 %. Вместе с тем, в других регионах положительные аномальные значения температур отмечаются и на непродуктивных структурах, что не позволяет рекомендовать геотермические аномалии в качестве прямых показателей нефтегазоносности.

### ***Контрольные вопросы***

1. *Какие факторы влияют на формирование теплового поля Земли?*
2. *От чего зависят локальные составляющие теплового потока?*
3. *Как проявляется геотермический градиент?*
4. *За счет каких факторов наблюдаются тепловые аномалии над залежами УВ?*

### **7.2.9. ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ**

Гидрогеологические исследования проводятся на всех этапах ГРП с целью выявления участков проявления аномальных значений отдельных гидрогеологических показателей, характера их связи друг с другом в пределах уже известных залежей нефти и газа, и их прогнозирования на неизученных территориях; определения комплекса поисковых гидрогеологических критериев нефтегазоносности локальных объектов; прогноза нефтегазоносности по сумме гидрогеологических данных.

Гидрогеологические методы базируются на выявлении аномалий по результатам гидрогеологических съемок и анализа химического состава и свойств вод, растворенных в них органических и других соединений. Аномалии обусловлены миграцией и переходом химических элементов из залежей УВ в пластовые воды.

Количество ВРОВ в подземных водах определяется минерализацией, типом вод и их рН, температурой, степенью катагенеза РОВ пород, наличием залежей УВ. Максимальное количество ВРОВ наблюдается в маломинерализованных щелочных водах, гидрокарбонатно-натриевого типа, а в рассолах хлоркальциевого типа их содержание уменьшается.

Гидрогеохимические показатели нефтегазоносности под-

разделяются на прямые и косвенные. Прямыми показателями наличия скопления нефти и газа являются:

— присутствие в подземных водах метана и его гомологов, которые прямо указывают на влияние залежей УВ на подземные воды;

— повышенное содержание в водах битумоидов, нафтеновых кислот, бензола, толуола, ксилола, фенола, аммония, фосфора, брома и йода.

Кроме того, по составу ВРОВ можно судить о фазовом состоянии УВ в залежи. Для залежей нефти характерно высокое содержание в водах  $S_{бит}$ , йода, нелетучих фенолов, нафтеновых кислот, высокий коэффициент битуминизации.

К косвенным показателям нефтегазоносности недр относится общая минерализация и солевой состав вод. Установлено, что залежи нефти и газа ассоциируются с хлоркальциевыми водами повышенной минерализации. Появление в грунтовых водах данного солевого состава свидетельствует о благоприятных условиях для сохранности залежей УВ.

К отрицательным показателям нефтегазоносности относятся показатели биохимического и физико-химического взаимодействия залежей нефти и газа с пластовыми водами, отражающими условия их разрушения под действием окислительно-восстановительных процессов. Результатом этого процесса является содержание в водах  $H_2S$ ,  $CO_2$ , сульфатов и наличие окисляющих бактерий.

Выявление локальных поисковых объектов осуществляется по материалам полевых гидрогеологических съёмок масштабом 1:25 000. Наиболее эффективны съёмки по выходам поверхностных вод на территориях с гумидным климатом. На территории с аридным климатом съёмки проводятся с помощью неглубокого бурения и опробования первого от поверхности водоносного горизонта.

Для выявления объектов под поисковое бурение строятся графики для отдельных гидрогеологических показателей, указывающие на наличие в недрах нефти и газа, и привлекают другие геолого-геофизические материалы.

### ***Контрольные вопросы***

1. Какие показатели являются прямыми для выявления залежи нефти и газа?

2. Какие гидрогеологические показатели являются косвенными?

3. Какой состав подземных вод характерен для залежей: — нефтяных?

— газовых?

— газоконденсатных?

4. Какие гидрогеологические показатели нефтегазоносности являются отрицательными?

## 7.2.10. МЕТОДЫ ПРЯМОГО ПРОГНОЗИРОВАНИЯ СКОПЛЕНИЙ УВ

Косвенные геофизические поиски нефти и газа и, прежде всего, выявление ловушек являются необходимым, но недостаточным этапом разведки, поскольку только треть структур, выявленных геофизическими методами и проверенных поисково-разведочным бурением, оказывается промышленно нефтегазоносными. Поэтому важное значение имеют методы прямых поисков (МПП) для оценки нефтегазоносности выявленных структур до вскрытия их скважинами. На разных этапах поисково-разведочных работ на нефть и газ с использованием самых совершенных техники, методики и интерпретации данных сейсмо-, грави-, магнито-, электро-, термо-разведки, радиометрии, геохимических и аэрокосмических методов проблема прямых поисков, в принципе, может быть решена, особенно в связи с созданием системы космос — воздух — земля, вода — скважина.

Обоснованием возможностей прямых поисков является то, что физические свойства нефтегазонасыщенных залежей, а также подстилающих и перекрывающих их пород различаются между собой и отличаются от аналогичных структурно-литологических этажей тех районов, где нефти и газа нет. Это объясняется тем, что присутствие углеводородов вызывает следующие дополнительные физико-геологические неоднородности как в самой залежи, так и вокруг нее: разуплотнение пород; растворение некоторых минералов и возникновение вторичных минеральных образований в порах и трещинах, например, пирита, глинистых минералов и других; изменение минерализации подземных вод; образование вокруг залежи субвертикальных зонально-кольцевых физико-химических и деформационных полей; появление вторично-измененных в результате окислительно-восстановительных реакций пород и др.

Методы прямого прогнозирования (МПП) применяются на региональном, поисковом и разведочном этапах геологоразведочных работ на нефть и газ. Средствами МПП решаются следующие задачи: региональный прогноз нефтегазоносности, включающий районирование территорий по степени перспективности, выделение крупных перспективных зон и

Таблица 11

## Методы прямых поисков УВ для различных типов прогноза

Вид прямого прогноза нефтегазоносности	Метод					
	геохимический	сейсморазведка	электроразведка	гравитразведка	магниторазведка	терморазведка
Регионально-локальный	+++	+	+	++	+++	+++
Оценка перспективности локальных структур	+	++	++	++	++	+
Подготовка АТЗ	+	+++	++	+	+	-
Окунтирование залежей	-	++	++	-	+	-

Примечание. Применение МПП: +++ - наиболее широкое; ++ - достаточно широкое; + - ограниченное, - не применяется.

выявление локальных аномалий типа залежи (АТЗ); оценка перспективности локальных антиклинальных структур, подготовка АТЗ к бурению (с обязательной пространственной локализацией объектов АТЗ); оконтуривание залежей вскрытых единичными скважинами.

Работы МПП ведут: а) попутно; б) в комплексе с разномасштабными геолого-геофизическими исследованиями различной целевой направленности; в) в виде разномасштабных специализированных съемок. Характер использования МПП при поисках месторождений нефти и газа приведен в табл. 11.

Из табл. 11 видно, что при мелкомасштабных работах предпочитают использовать экспресс-методы (геохимию, гравит- и магниторазведку, обработку разнообразной комплексной информации по программам распознавания образов), а по мере усложнения задач (в случае подготовки и оконтуривания АТЗ) — переходят на «тяжелые» методы — сейсморазведку и электроразведку при разных формах привлечения комплекса МПП.

Для выявления залежей УВ могут быть использованы следующие признаки:

недифференцированные участки рельефа, окаймленные участками интенсивного эрозионного расчленения, участки перерывов линеаментов, участки спектрозональных космоснимков, характеризующие определенным фототонном.

элементный состав пород, физико-химические свойства среды (Eh, pH), коэффициент спектральной яркости, газовые-фито-биоаномалии, изменения амплитудной выразительности — «яркие», «тусклые», «плоские» пятна, зоны тени, зату-

хание сейсмического сигнала, уменьшение скорости сейсмических волн, уменьшение плотности, участки аномальных значений геотемпературного и геомагнитного полей.

На современном этапе разработки МПП комплекс прямых геофизических, геохимических и аэрокосмических методов можно применять в зависимости от физико-геологических условий района работ, применяемого вида исследований (аэрокосмических, наземных, скважинных), этапа геологоразведочных работ (региональных, поисковых, разведочных).

Рациональный комплекс должен быть таким, чтобы недостатки одного метода восполнялись достоинствами другого, а технология их реализации представляла единый механизм, позволяющий выбирать направление, комплекс, методику и последовательность исследований однозначно, правильно и наиболее рационально.

В каждом конкретном случае выбор рационального комплекса, состав включаемых в него отдельных методов, последовательность и объемы исследований, организация и направление комплексных поисков зависят от характера решаемых задач, условий геологического строения исследуемой территории, факторов контролирующих формирование и закономерности пространственной изменчивости геофизических и геохимических полей, форм проявления нефти и газа в геофизических и геохимических полях, условий сохранения залежей углеводородов и др.

При разнородных геологических обстановках одни и те же задачи могут решаться различными методами. Для увязки материалов и обеспечения их комплексной интерпретации геологические, геофизические и геохимические работы целесообразно проводить по единой сети наблюдений, с учетом данных предшествовавших и сопутствующих геолого-геофизических исследований.

Региональные и поисковые МПП наиболее целесообразно осуществлять попутно или в комплексе со следующими видами геологоразведочных работ: геологическим картированием, опорным, параметрическим поисковым, структурно-картировочным, гидрогеологическим и другими видами бурения, обеспечивающими получение максимального объема прямой и косвенной информации о перспективах нефтегазоносности недр.

Аэрокосмические и наземные гидрогазобиогеохимические съемки в масштабах 1:500 000, 1:200 000 и 1:100 000, аэромагнитные, региональные гравиметрические, радиометрические и геотермические съемки, а также сейсмопрофилирование

должны опережать МПП того же масштаба. Такая последовательность геологических, геохимических, геофизических и аэрокосмических работ позволит проверить, а в случае необходимости детализировать выявленные аномалии в процессе прямых нефтегазопроизводственных геофизических и геохимических исследований.

Средне- и крупномасштабные МПП должны быть неотъемлемой частью комплекса геологоразведочных работ, включающего геологические, геоморфологические, гидрогеологические, структурно-геоморфологические и другие методы поисковых исследований. В этом случае площадные литогазобиогеохимические и литогазобитуминологические съемки масштабов 1:100 000, 1:50 000 и 1:25 000 (реже 1:10 000) должны осуществляться в тесной взаимосвязи с прямыми геофизическими поисками, причем с некоторым их опережением или одновременно. При разномасштабных МПП особое внимание необходимо обращать на те особенности строения, которые могут играть (или играют) важную роль в пространственной локализации залежей углеводородов и их проявления в геофизических и геохимических полях; обязательно изучение неотектоники района. Особенно тщательно должны изучаться складчатые и разрывные дислокации, их связь со структурой подстилающих пород и их роль в образовании аномалий. Большинство геофизических методов довольно контрастно выделяет структурный эффект (а также структурные неоднородности) с довольно точной привязкой по глубине, в то время как геохимические методы перспективны для обнаружения нефтегазопроизводительности ловушек, без точной привязки по глубине. Аэрокосмические методы более экспрессны, отличаются обзорностью и генерализацией изображения, хотя надежные критерии выявления локальных структур находятся только в стадии разработки. Необходима комплексность представлений, технологии замеров и интерпретации результатов со строго определенной ролью каждого метода.

Раздельное применение МПП нецелесообразно и малоэффективно на всех этапах и стадиях геологоразведочных работ на нефть и газ.

Рекомендации под глубокое бурение при МПП являются неперенным итогом анализа всей геолого-геохимической информации по району работ. В связи с этим чрезвычайно важное значение приобретает разработка методологии комплексирования геофизических, геохимических и аэрокосмических методов. А комплексирование позволит расширить набор признаков АТЗ, повысить эффективность геологиче-

ской интерпретации геофизических данных и в целом методов прямого прогнозирования залежей УВ.

### **Контрольные вопросы**

1. Почему возникла необходимость применения прямого метода прогнозирования скоплений УВ?
2. Какие методы используют при прямом прогнозировании залежей УВ?
3. Какой рациональный комплекс применяют на региональном, поисковом и разведочном этапах?
4. Каковы преимущества применения геофизических МПП?
5. Каковы преимущества применения геохимических МПП?

#### **7.2.11. БУРОВЫЕ РАБОТЫ**

При геологоразведочных работах на нефть и газ основным источником геологической информации является бурение глубоких скважин. Глубины скважин изменяются в широких пределах, достигая нескольких тысяч метров, их начальный диаметр — от 760 мм, конечный — 93 мм. По своему назначению скважины разделяются на опорные, параметрические, структурные, поисковые, оценочные, разведочные, эксплуатационные и специальные.

Опорные скважины (и сверхглубокие) бурят на региональном этапе для изучения геологического строения крупных осадочных бассейнов, определения общих закономерностей распространения комплексов отложений, благоприятных для нефтегазонакопления, с целью выбора наиболее перспективных направлений геологоразведочных работ на нефть и газ. Они закладываются в регионах, не изученных бурением, с целью изучения разреза осадочного чехла до фундамента или до технической возможной глубины, а также в относительно изученных регионах для изучения нижней части осадочного чехла, ранее не вскрытого бурением.

При бурении этих скважин проводится сплошной отбор керна, шлама, геологические, геохимические, гидрогеологические и геофизические исследования, опробование пластов в процессе бурения, отбор проб нефти, газа, воды и испытание в колонне нефтегазоносных горизонтов.

В результате бурения опорных скважин строят литолого-стратиграфический разрез осадочного бассейна и выделяют в нем возможные нефтегазоматеринские толщи, породы коллектора и покрышки.

Параметрические скважины бурят на второй стадии регионального этапа для изучения геологического строения относительно изученных регионов, геолого-геофизических параметров разреза и сравнительной оценки зон возможного нефтегазопроявления, выявления наиболее перспективных площадей для детальных поисковых работ. Эти скважины закладываются в пределах локальных поднятий на пересечении сейсмических профилей. В параметрических скважинах проводят отбор шлама через 1—5 м проходки, поинтервальный отбор керна для привязки сейсмических горизонтов (в объеме не менее 20 % от глубины скважины), сплошной отбор керна в интервале нефтегазоперспективных горизонтов, опробование и испытание перспективных пластов, отбор проб нефти, газа и воды.

В результате бурения параметрических скважин уточняют литолого-стратиграфический разрез и геологическое строение региона, выявляют физические параметры разреза для интерпретации геофизических материалов, наличие нефтематеринских и нефтегазоносных горизонтов, а также ловушек для прослеживания тектонических нарушений, переывов в осадконакоплении, проверки положения опорных маркирующих горизонтов, выделяемых геофизическими методами.

Структурные скважины бурят на стадии подготовки объектов к поисковому бурению с целью детализации строения перспективных антиклиналей. Это бурение применяется на площади, где сейсмические исследования малоэффективны из-за сложности геологического строения осадочного чехла. Бурение осуществляется до первого маркирующего горизонта, по которому можно построить кондиционную структурную карту.

Поисковые скважины бурят на объектах, подготовленных сейсморазведкой, иногда в комплексе со структурным бурением с целью открытия новых залежей нефти и газа, или на ранее открытых месторождениях для поиска новых залежей.

Комплекс исследований в этих скважинах включает:

- отбор шлама через 1—5 м проходки в интервале перспективных горизонтов;
- отбор керна поинтервально на границах отдельных горизонтов и сплошной — в интервалах перспективных пластов;
- геологические, геофизические, геохимические, гидрогеологические исследования;
- опробование и испытание в процессе бурения перспективных горизонтов;



— испытание в колонне нефтегазоносных и водоносных пластов с отбором проб нефти, газа и воды.

В результате бурения этих скважин дается оценка нефтегазоносности разреза или заключение о бесперспективности опоскованного объекта.

Оценочные скважины бурятся на локальных объектах с установленной промышленной нефтегазоносностью для оценки запасов и обоснования разведочного бурения. В процессе бурения осуществляют все операции и исследования, предусмотренные для поисковых скважин с проведением дополнительных исследований для изучения фильтрационно-емкостных свойств коллекторов, а также работы по интенсификации притоков УВ из пластов, представленных сложными коллекторами, и пробную эксплуатацию продуктивных скважин. По результатам бурения этих скважин проводят подсчет запасов по категории  $C_1$  и  $C_2$ .

Разведочные скважины бурят на залежах с установленной промышленной нефтегазоносностью с целью сбора исходных данных для составления проекта (схемы) разработки залежи и для уточнения запасов промышленной категории. При бурении разведочных скважин проводят отбор керна в интервале залегания продуктивных коллекторов, необходимые исследования, опробования и испытания, пробную эксплуатацию продуктивных скважин. По результатам бурения разведочных скважин производят уточнение ранее подсчитанных запасов и перевод части запасов категории  $C_2$  в категорию  $C_1$ .

Эксплуатационные скважины бурят для разработки залежей нефти и газа. В эту категорию входят опережающие эксплуатационные скважины, которые бурят с целью уточнения параметров и режима работы пласта, выявления и уточнения границ обособленных продуктивных полей.

По результатам эксплуатационного бурения проводят перевод запасов нефти и газа из категории  $C_1$  в категории В и А.

Специальные скважины бурят для проведения специальных исследований:

— для воздействия на продуктивный пласт с целью поддержания давления с помощью закачки воды, газа или воздуха (нагнетательные скважины);

— для систематического наблюдения за изменением давления, положением ВНК, ГВК и других параметров (наблюдательные скважины);

— для сброса промысловых вод;

— для ликвидации фонтанов нефти и газа;

— для подготовки подземных хранилищ и закачки газа;

— для разведки и добычи технических и питьевых вод.

При проектировании конструкций всех типов скважин необходимо предусматривать возможность использования их для эксплуатации залежей нефти и газа.

Глубокие нефтяные и газовые скважины бурят, как правило, вертикальными, а в необходимых случаях — наклонно направленными одиночными, или кустовыми (тектонические нарушения, соляные купола, акватории, резко пересеченный рельеф), а в последние годы для повышения коэффициента извлечения нефти (КИН) бурят горизонтальные длиной более 10 000 м. Бурение горизонтальной скважины дороже бурения вертикальной, но в определённых геологических условиях одна горизонтальная скважина даст добычу больше, чем несколько вертикальных.

В современных условиях существуют определенные проблемы:

1. Необходимость бурения во многих регионах на большую глубину, превышающую 4–4,5 км, связана с поисками УВ в неизученных нижних частях разреза отложений. В связи с этим требуется применение более сложных, но надёжных конструкций скважин для обеспечения эффективности и безопасности работ. При этом бурение на глубину свыше 4,5 км сопряжено со значительно большими затратами, чем бурение на меньшую глубину.

2. В последние годы возникли более сложные условия для проведения буровых работ при поисках нефти и газа в сложных географических и геологических условиях, и прежде всего, в труднодоступных районах, неосвоенных и необустроенных, включая Западную Сибирь, европейский север, тундру, тайгу, вечную мерзлоту и др.; в регионах развития соленосных толщ (Прикаспии). Кроме того, работы усложняет наличие в них сероводорода и других агрессивных компонентов, аномального высокого пластового давления и др.

3. Выход с бурением и поисками УВ в акватории северных и восточных морей, омывающих Россию, связан с приростом запасов, создаёт огромные проблемы как из-за сложности технологии бурения, так и с охраной окружающей среды. Однако это значительно сложнее и дороже, чем бурение, поиски и разведка скоплений нефти и газа на суше. По зарубежным данным затраты при бурении скважин на море на одни и те же глубины возрастают в 9–10 раз

по сравнению с сушей. Кроме того, при работе на море затраты возрастают за счёт безопасности работ, где масштабы загрязнения акватории и побережья могут быть непоправимыми.

4. Бурение на большую глубину, свыше 4,5 км и безаварийная проводка скважин требует модернизации буровых установок, применения эффективных технологий проводки скважин.

5. Проблемы возникают при бурении горизонтальных скважин, зарезки боковых стволов и проведении в них геофизических исследований, связанных с несовершенством бурового оборудования и ошибками вычисления координат скважин и их связи с геологическими продуктивными комплексами.

### ***Контрольные вопросы***

*Какие цели и задачи стоят перед бурением опорным, параметрическим, структурным, поисковым, разведочным, эксплуатационным и другими видами бурения?*

### **7.2.12. МАТЕМАТИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ**

Математические методы используются в поисково-разведочном процессе на нефть и газ на всех стадиях. Они позволяют обрабатывать количественные и качественные переменные величины, особенно при обработке полевых геофизических и промыслово-геофизических данных, при составлении банков данных, что требует огромных затрат времени. Процесс вычислительной техники призван уменьшить продолжительность такой рутинной работы, а также ее стоимость. В настоящее время для обеспечения поисково-разведочных работ на нефть и газ созданы многочисленные программные пакеты: картопостроение, геомоделирование, обработка экспериментальных данных, методы классификации, подсчет ресурсов и запасов и др.

С помощью ЭВМ можно быстро создавать и корректировать графические модели нефтегазовых объектов, определять их геометрические параметры, воспроизводить трехмерное изображение, вносить последующие коррективы. Кроме того, использование математических методов обязывает геолога быть более строгим при формулировке определений и доводов, оставаясь в рамках метода аналогий.

Геолого-математическое моделирование при решении поисково-разведочных задач, особенно в сложных геологиче-

ских условиях, позволяет выбрать наиболее оптимальный вариант поиска и разведки перспективного объекта.

При этом вычислительная машина должна рассматриваться не как мыслящий субъект, а как помощник, знающий и умеющий быстро и хорошо выполнить определенные задания.

### ***Контрольные вопросы***

- 1. Для каких целей в геологии используются математические методы?*
- 2. Может ли ЭВМ заменить специалиста-геолога?*

## Часть III

# МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЙ, ПРИМЕНЯЕМЫЕ НА РАЗНЫХ ЭТАПАХ И СТАДИЯХ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНОГО ПРОЦЕССА

## Глава 8

### МЕТОДЫ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА РЕГИОНАЛЬНОМ ЭТАПЕ

Целью работ регионального этапа является выявление основных закономерностей геологического строения не изученных или недостаточно изученных осадочных бассейнов (шельфов, морей), новых нетрадиционных геологических объектов, глубокозалегающих литолого-стратиграфических комплексов, оценка перспектив их нефтегазоносности и определение наиболее перспективных зон возможного нефтегазонакопления для выявления дальнейших работ на нефть и газ.

На региональном этапе выявляются структура, характеристика разреза и основные показатели перспектив нефтегазоносности осадочного бассейна или его части, расположенных в пределах территорий и акваторий. В осадочном бассейне геолого-геофизические и геохимические работы продолжают, пока существуют геологические предпосылки для обнаружения новых нефтегазоносных или новых перспективных литолого-стратиграфических комплексов в слабоизученных регионах или на больших глубинах. Не исключается, что работы регионального этапа могут проводиться одновременно с работами поисково-оценочного и разведочно-эксплуатационного этапов только по федеральным программам государственными органами.

В соответствии со степенью изученности осадочных бассейнов или их частей работа регионального этапа подразде-

ляется на две стадии (см. табл. 7). На первой стадии проводится изучение всего региона и дается общий прогноз нефтегазоносности, на второй — оценка зон нефтегазоаккумуляции.

Геологоразведочные работы на нефть и газ проводят в регионах различной степени изученности и сложности геологического строения. По степени изученности выделяют: слабоизученные, с неравномерной изученностью и хорошо изученные.

К слабоизученным регионам России относятся: часть Тунгусской синеклизы, Восточная Якутия, акватории северных и дальневосточных морей. К регионам с неравномерной изученностью глубинного строения относятся: российская часть Прикаспийской синеклизы, север Западной Сибири и др. К хорошо изученным регионам относятся: Балтийская синеклиза, Волго-Уральская антеклиза и Предкавказье. В слабоизученных регионах проводятся региональные исследования с целью решения задач двух стадий.

В регионах с неравномерной изученностью объемы региональных исследований проводятся избирательно — в одних решают задачи двух стадий, в других — задачи второй стадии.

В хорошо изученных регионах региональные работы не проводят или выполняют в небольшом объеме, решая задачи по изучению перспектив нефтегазоносности глубокопогруженных горизонтов или по выявлению неантиклинальных объектов.

По сложности геологического строения нефтеперспективные регионы подразделяются на три группы:

1) регионы простого строения, где отмечаются совпадения структурных планов, хорошая выдержанность сейсмических горизонтов (Балтийская, Вилюйская синеклизы);

2) регионы сложного строения, характеризующиеся несоответствием структурных планов, проявлением соляной тектоники, где сейсморазведка встречает значительные трудности из-за изменчивости скоростной характеристики разреза, зоны малых скоростей и наличия волн-помех (Прикаспийская, Московская синеклизы, Волго-Уральская, Ботуобинская антеклизы);

3) регионы весьма сложного строения характеризуются несоответствием структурных планов, наличием в осадочной толще траппов, многочисленных дизъюнктивных нарушений, многолетнемерзлых пород, что отражается на качестве сейсмических материалов.

Если в регионах простого строения выявление зон нефтегазоаккумуляции антиклинального типа достигается геофизи-

ческими методами, минимальным объемом региональных работ при плотности сети сейсмических профилей до 10 км, то в регионах сложного и очень сложного строения для изучения этих зон применяется полный комплекс региональных работ по отдельным перспективным комплексам. Плотность сети сейсмических профилей сгущается до 5 км и увеличивается количество опорных и параметрических скважин.

Региональные работы по выявлению зон нефтегазонакопления неантиклинального типа проводятся одновременно с оконтуриванием залежей антиклинального типа, за исключением случая, когда фонд локальных поднятий исчерпан.

## 8.1. МЕТОДЫ ПРОГНОЗА НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

Объектом исследований на этой стадии являются слабоизученные или неизученные осадочные бассейны и их части. На данной стадии оцениваются общие перспективы нефтегазонаосности литолого-стратиграфических комплексов всего осадочного бассейна и обосновываются наиболее перспективные площади для первоочередных дальнейших исследований.

На стадии общего прогноза нефтегазонаосности крупных территорий и акваторий (крупные структурные элементы Сибирских платформ, акватории арктических морей и др.) решаются следующие геологические задачи:

- выявление литолого-стратиграфических комплексов, структурных этажей, ярусов и структурно-формационных комплексов, определение характера основных этапов геотектонического развития, тектоническое районирование;

- выделение нефтегазоперспективных комплексов, зон возможного нефтегазонакопления, нефтегеологическое районирование;

- качественная и количественная оценка перспектив нефтегазонаосности;

- выбор основных направлений и первоочередных объектов дальнейших исследований.

Типовой комплекс работ этой стадии включает:

- дешифрирование материалов аэро-, фото- и космических съемок регионального уровня;

- геологическую, структурно-геоморфологическую, геохимическую, гидрогеологическую съемки масштабов 1:1 000 000 – 1:200 000;

- гравиметрическую, аэромагнитную съемки масштабов 1:1 000 000 – 1:200 000;

- сейсморазведочные работы методами ГСЗ, КМПВ, ОГТ по системе региональных профилей;
- бурение опорных скважин в точках пересечения опорных сейсмических профилей.

Изучение общих черт геологического строения осадочных бассейнов на первой стадии начинается с анализа материалов мелкомасштабной геологической съемки с широким привлечением данных дешифрирования фотоматериалов аэрокосмической съемки. Геологическое строение платформенных регионов начинают изучать с картирования фундамента. Данные о глубине его залегания позволяют оценить мощность осадочного чехла в различных регионах изучаемой территории и выделить тектонические элементы, зоны разломов, с которыми могут быть связаны зоны нефтегазоаккумуляции.

Картирование фундамента осуществляется в основном геофизическими методами: аэромагнитной и гравиметрической съемкой и электроразведкой, и, особенно, сейсморазведкой методом КМПВ, которая изучает не только рельеф фундамента, но и его вещественный состав. Методом ГСЗ в комплексе с магниторазведкой картируются разломы и блоки литосферы. Материалы этих исследований используются при построении тектонических схем фундамента.

С целью изучения разреза осадочного чехла — прослеживания по площади мощности, состава отдельных литолого-стратиграфических комплексов, изучения их литологических, геохимических, гидрогеологических, геотермических и других особенностей, установления прямых и косвенных признаков нефтегазоносности, выделения в разрезе нефтематеринских, коллекторских и непроницаемых толщ, и, на их основе, возможных нефтегазоносных комплексов осуществляется бурение опорных скважин и сейсмические исследования методом ОГТ.

Региональные сейсмические исследования ведут по профилям, расположенным друг от друга на расстоянии 50—100 км, а в труднодоступных районах — точечным зондированием. Сейсморазведочными работами, дополненными материалами бурения опорных скважин, решается задача картирования современной структуры по всем опорным отражающим и преломляющим горизонтам путем построения структурных карт и карт мощностей с выделением антеклиз, синеклиз, сводов, впадин, выступов, прогибов, валов и других структурных объектов и их геометрических параметров.

Опорные скважины бурятся для изучения геологического разреза и оценки перспектив нефтегазоносности. По результатам бурения изучают общие закономерности распределе-



ния перспективных комплексов отложений (нефтегазоматеринских, коллекторских толщ, пород флюидоупоров), с которыми может быть связана нефтегазоносность. В процессе бурения скважин определяют гидрогеологические, геохимические и термобарические условия, благоприятные для захоронения ОВ, генерации, миграции, аккумуляции и сохранности УВ.

Выявление зон неантиклинального типа осуществляется обычно параллельно с выявлением антиклинальных структур разного ранга, особенно в осадочных бассейнах акваторий, где бурение глубоких скважин сопряжено со значительными трудностями. При выявлении таких объектов на первой стадии региональных исследований используют тот же типовой комплекс, что и при картировании структурных объектов, но решающая роль принадлежит сейсморазведке МОГТ. Геологическая интерпретация данных сейсморазведки осуществляется по методике сейсмостратиграфического анализа временных разрезов, полученных по региональным профилям, пересекающим основные зоны бассейна. Цель анализа — определение условий и обстановок осадконакопления по особенностям волновой картины — взаимному положению и конфигурации осей синфазности, их непрерывности, интенсивности и другим признакам. По таким профилям и опорной геолого-геофизической информации осуществляется реконструкция основных этапов развития и условий осадконакопления следующим образом: выделяют и прослеживают по временным разрезам границы перерывов, соответствующих смене в бассейне режимов осадконакопления. Интервалы этого разреза, находящиеся между двумя границами, — сейсмостратиграфические комплексы (ССК) — соответствуют отдельным этапам развития бассейна, в течение которых происходит отложение фаций (формаций), последовательно сменяющих друг друга по мере удаления от области эрозии. Геологическим аналогом ССК могут быть свита, формация и литолого-стратиграфический комплекс;

— в региональном плане изучают поведение границ ССК и свойства отложений в их пределах, устанавливая их соотношение с известными (по данным бурения) литологическим и биостратиграфическим расчленениями разреза. По совокупности материалов оценивают происхождение, историю развития и региональные особенности строения осадочных толщ, сформировавших ССК, т.е. палеогеографические условия осадконакопления (континентальные, прибрежные, морские) на отдельных участках вдоль разреза ССК.

Анализ сейсмических материалов и комплексная его ин-

терпретация сопровождается построением историко-геологической модели.

По результатам выявления фациальной (формационной) зональности с учетом данных об амплитудах, скоростях и других параметрах волнового поля осуществляется региональный прогноз нефтегазоматеринских пород, коллекторов и флюидоупоров.

На заключительном этапе интерпретации готовятся рекомендации для выявления зональных объектов.

Комплексная интерпретация материалов геологических, геофизических и геохимических исследований в осадочных бассейнах позволяет составлять первые карты (схемы) тектонического районирования, на их основе проводить нефтегеологическое районирование с выделением нефтегазоносных провинций (бассейнов), областей и зон возможного нефтегазонакопления антиклинального и неантиклинального типа.

По результатам региональных работ составляют отчеты, к которым прилагают следующие графические документы:

- 1) обзорные схемы;
- 2) схемы фактического материала;
- 3) геологические и геофизические профильные разрезы;
- 4) схема корреляции разрезов опорных скважин;
- 5) схемы тектонического, литологического, фациального и нефтегеологического районирования.

## 8.2. МЕТОДЫ ОЦЕНКИ ЗОН НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ

Объектами изучения второй стадии являются нефтегазоперспективные зоны и зоны нефтегазонакопления. При этом решаются следующие задачи:

- выявление зональных структурных соотношений между различными нефтегазоперспективными и литолого-стратиграфическими комплексами;
- выявление основных закономерностей распространения свойств пород коллекторов и флюидоупоров;
- выделение наиболее крупных ловушек и уточнение нефтегеологического районирования;
- количественная оценка перспектив нефтегазоносности и подсчет ресурсов по категориям  $D_2$  и  $D_1$ ;
- выявление новых зон нефтегазонакопления, связанного с ловушками неантиклинального типа;
- выбор площадей и установление очередности проведения на них поисковых работ.

Последовательность решения задач на этапе региональных работ показана на рис. 26.

Работы этой стадии проводятся в пределах отдельных перспективных областях и районах провинции. А также в районах с развитой нефтегазовой добычей с целью подготовки новых объектов в глубокопогруженных комплексах или в зонах нефтегазонакопления неантиклинального типа.

Типовой комплекс работ второй стадии включает все виды работ и методы исследований предыдущей стадии, но выпол-

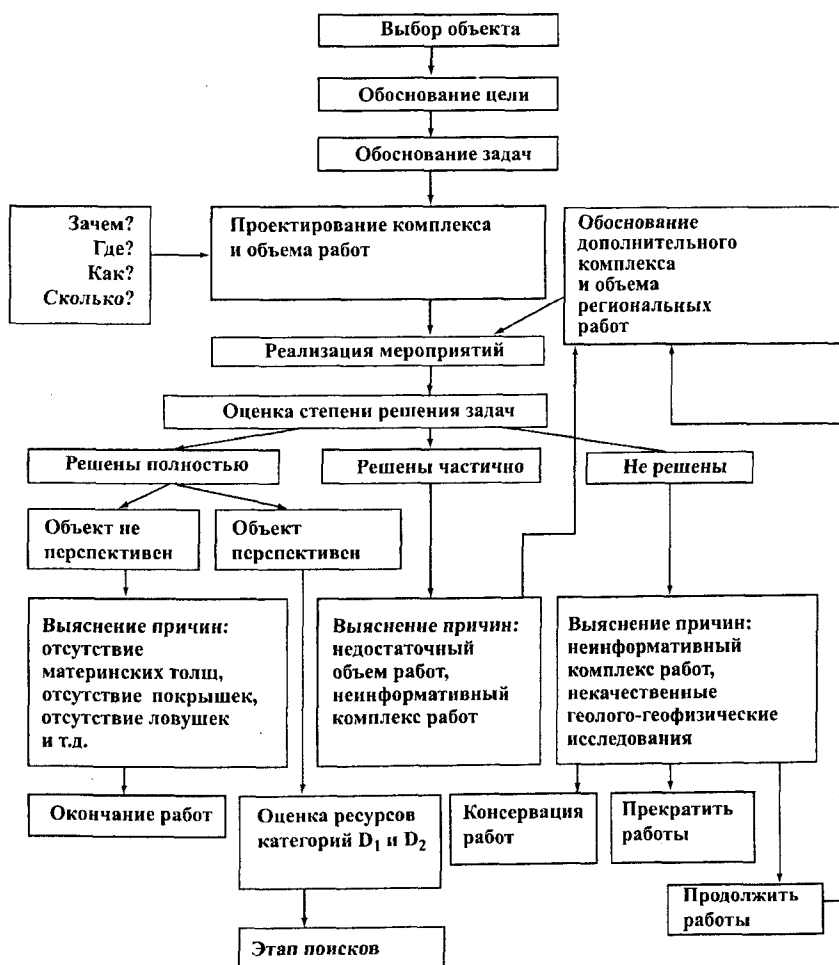


Рис. 26. Последовательность решения задач на этапе региональных работ (по Г.А. Габриэлянцу)

няются они по более плотной сети наблюдений и с укрупнением масштабов исследований — от 1:200 000 до 1:50 000 и крупнее. Ведущее место в этом комплексе принадлежит сейсморазведке, специальным исследованиям по прогнозированию геологического разреза (ПГР), выявлению по данным геофизических и геохимических исследований аномалий типа залежь (АТЗ) и бурению параметрических скважин по профилям и на пересечении опорных сейсмических профилей.

Сейсморазведка в пределах перспективных зон нефтегазоаккумуляции, выявленных на предшествующей стадии, решает задачи по выделению наиболее крупных антиклинальных зон распространения неантиклинальных ловушек, количественной оценке перспектив их нефтегазоносности.

По данным сейсморазведки методом ОГТ, полученным по сети региональных профилей, равномерно покрывающих выделенные участки перспективной площади, анализируются сначала рельеф поверхности фундамента, выделяются крупные высокоамплитудные приподнятые блоки, прослеживаются в их пределах опорные отражающие горизонты, составляются по этим горизонтам структурные карты.

Картирование поверхности фундамента позволяет в его пределах выделить крупные структурные элементы, блоки, региональные и зональные разломы, зоны трещиноватости, а также мощность осадочного чехла. Глубинные разломы, являясь границей отдельных блоков фундамента, оказывают большое влияние на формирование структур осадочного чехла и на процессы нефтеобразования и нефтегазоаккумуляции. Известно, что некоторые поднятые блоки фундамента претерпевшие трещиноватость и выветривание (зона эрозии) становятся коллекторами, способными аккумулировать УВ.

Наиболее полно и надежно выявляются структуры унаследованного развития сейсморазведкой в комплексе с высокоточными гравимагнитными и геохимическими съемками.

Основной задачей региональных работ является изучение состава и строения осадочного чехла платформы, так как подавляющее большинство открытых месторождений связано с региональными и зональными комплексами пород и тектоническими структурами, контролирующими скопления нефти и газа.

Важной задачей сейсморазведки являются выделение в осадочном чехле зон возможного наличия неантиклинальных ловушек путем проведения палеогеографических реконструкций, определения условий и режима осадконакопления, изучения их генетических условий образования.

Региональные зоны выклинивания опознаются на времен-

ных разрезах по характерному схождению осей синфазности отражений. По генезису различают два способа образования этих зон:

— по трансгрессивному характеру изменения положения береговой линии. В этом случае разрез характеризуется сменой снизу вверх мелководных фаций, обладающих в основном хорошими коллекторскими свойствами, более глубоко-водными глинистыми, являющимися хорошими покрышками. Характер схождения осей синфазности отражений в этом случае определяется схемой подошвенного налегания;

— по эрозионному срезу с образованием углового несогласия между более древними и молодыми отложениями. Если в подстилающих (древних) отложениях есть коллектор, а перекрывающие эрозионную поверхность отложения являются непроницаемыми, то образующаяся при этом региональная зона выклинивания коллекторов может быть весьма перспективной. Характер осей синфазности отложений определяется на разрезах схемой примыкания границы снизу.

Региональные зоны фациального замещения могут быть условно выделены на временных разрезах по некоторым косвенным признакам сейсмофаций между одновременно сформировавшимися осадочными фациями, т. е. между горизонтально-слоистыми отложениями шельфа и наклонными пластами континентального склона по смене горизонтальных на клиноформенные оси синфазности отраженных волн.

Региональные зоны барьерных рифов, развивавшиеся на кромке древнего шельфа, представляют собой линейно вытянутые разновысокие органогенные постройки, в плане часто повторяющие конфигурацию современной или палеобереговой линии. На временных разрезах, по обе стороны рифов, наблюдается закономерная смена шельфовых сейсмофаций на склоновые, обусловленная переходом зарифовых фаций в рифовые, а затем в предрифовые. Рифовый массив обычно отмечается по отсутствию отражений.

Региональная зона распространения песчаных тел полностью определяется их генезисом, зависящим от обстановки осадконакопления. В условиях подножья континентального склона могут быть развиты песчаные линзы, отложения турбидитов. В зоне шельфа могут быть развиты обширные дельтовые отложения, с хорошими коллекторскими свойствами, а также русловые, рукавные, дельтовые бары, косы, песчаные банки. Для континентальной обстановки осадконакопления характерны песчаные отложения палеорусел рек. Для выявления указанных зон на временных разрезах применяются

различные приемы сейсмофациального анализа, направленные на выявление условий осадконакопления по рисункам сейсмофаций.

По результатам работ второй стадии составляются годовые и окончательные отчеты, а также следующие графические документы:

- 1) обзорная карта;
- 2) карта геолого-геофизической и геохимической изученности;
- 3) схема корреляции разрезов глубоких скважин;
- 4) карты рельефа поверхности фундамента опорных отражающих горизонтов осадочного чехла;
- 5) профильные геофизические и временные сейсмические разрезы;
- 6) тектонические, литолого-фациальные карты;
- 7) карты перспектив нефтегазоносности каждого ЛСК;
- 8) карты удельных плотностей начальных ресурсов УВ.

### ***Контрольные вопросы***

1. Каковы цели и задачи регионального этапа ГГР на нефть и газ?

2. Как классифицируются регионы по степени изученности и по сложности геологического строения?

3. Какие методы применяют для картирования рельефа фундамента?

4. Какие методы применяют для изучения строения осадочной толщи?

5. Какие структурные элементы выделяют в платформенных осадочных бассейнах?

6. Какие структурно-морфологические элементы выделяют в пределах пассивных окраин?

7. По каким признакам на временных разрезах выделяются зоны выклинивания коллекторов, литологического замещения, береговых и барьерных рифов, распространение песчаных тел?

8. Какие графические документы прилагаются к отчету?

## **8.3. ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ**

Среди многих методов оценки перспектив нефтегазоносности осадочных бассейнов наиболее эффективным является историко-генетический [17, 42].

Для успешного планирования и проведения нефтепоиско-

вых работ необходимо выяснить, где, когда и какие отложения генерировали углеводороды, куда и какими путями происходило их перемещение, где и какого типа ловушки могут удерживать нефть и газ. Решение этих вопросов должно включать три группы исследований:

— изучение источников УВ, их положение в пространстве и во времени (глубине) и степень их катагенеза;

— изучение коллекторов и флюидоупоров и их изменение в пространстве и во времени;

— изучение зон возможного нефтегазонакопления и их пространственно-временные соотношения с очагами нефтегазообразования (НГО). Все это составляет содержание историко-генетического метода прогноза нефтегазоносности осадочных бассейнов или их частей.

Прогноз нефтегазоносности может быть качественным и количественным.

### 8.3.1. КАЧЕСТВЕННЫЙ ПРОГНОЗ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

Качественный прогноз основан на определении роли основных факторов, управляющих процессами нефтегазообразования и нефтегазонакопления УВ. По данным многих исследователей [3, 8, 46], такими факторами являются тектонические и палеотектонические, литолого-фациальные и палеогеографические, геохимические, термобарические, гидрогеологические и их прямые и косвенные показатели нефтегазоносности, рассмотрение которых создает геологическую основу метода. Последовательный и совокупный анализ разнообразных показателей нефтегазоносности сопровождается графическими построениями, характеризующими геологическое строение и историю геологического развития бассейна в целом и отдельных его зон, а также отличительные особенности различных частей осадочной толщи. Таким образом, в разрезе осадочного чехла выделяются перспективные регионально-нефтегазоносные комплексы (РНГК), а внутри них — нефтегазоматеринские, коллекторские и непроницаемые толщи.

Научную основу историко-генетического метода составляет осадочно-миграционная теория происхождения нефти и газа, в которой обосновано стадийное образование УВ в ходе катагенетического изменения рассеянного органического вещества (ОВ) осадочных пород (сформированного в определенных геохимических обстановках) под действием геотермического и других факторов.

Ниже приводится характеристика каждого из факторов и

их показателей, способствующих выяснению перспектив нефтегазоносности осадочных бассейнов.

### 8.3.1.1. ТЕКТОНИЧЕСКИЙ И ПАЛЕОТЕКТОНИЧЕСКИЙ ФАКТОРЫ

При выяснении перспектив нефтегазоносности осадочного бассейна ведущая роль принадлежит тектоническому и палеотектоническому анализам.

**Тектонический анализ.** Фактическими материалами для тектонического анализа осадочного бассейна на региональном этапе являются материалы геолого-геофизических исследований, бурения опорных и параметрических скважин и другие данные, полученные в процессе проведения комплекса геологоразведочных работ. Комплексная интерпретация этих материалов позволяет определить важные тектонические критерии, влияющие на перспективы нефтегазоносности изучаемого бассейна:

— генетические типы осадочных бассейнов (платформенные с разным возрастом консолидации фундамента, межгорных и предгорных прогибов, рифтовые, пострифтовые), отличающиеся друг от друга условиями нефтеобразования и нефтегазонакопления. В бассейнах молодых и древних платформ, пассивных континентальных окраин в разрезе осадочного чехла выделяются нижний рифтогенный этаж и верхний пострифтовый. На платформах нижний этаж назван переходным, промежуточным, авлакогенным, тафрогенным, а верхний — плитным или ортоплатформенным. В бассейнах пассивных континентальных окраин верхний этаж назван талассогенным, а среди бассейнов активных окраин выделяют задуговые и междуговые;

— геологическая модель осадочного бассейна (границы бассейна, глубины погружения фундамента, мощность осадочного чехла и его стратиграфический объем, его структурные этажи, расположение и характер структурно-формационных зон, литолого-стратиграфические комплексы (ЛСК), соотношение ЛСК со структурой фундамента и между собой, основные антиклинальные и неантиклинальные объекты разного порядка, наличие региональных перерывов и несогласий, степень нарушенности фундамента и осадочного чехла).

Основными графическими документами, раскрывающими геологическую модель структуры бассейна, являются структурные карты по кровле фундамента и по отражающей границе осадочной толщи. Например, соотношение структур фундамента и осадочного чехла показано на рис. 27 и 28, где выделяются крупные впадины на юго-востоке и северо-



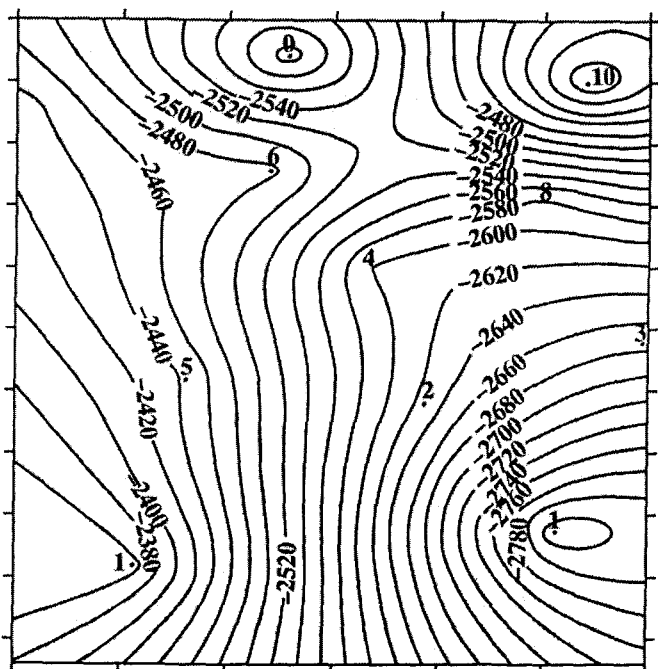


Рис. 27. Структурная карта по кровле фундамента

западе, разделенные седловиной, которая осложнена на северо-востоке крупным поднятием.

Практикой нефтегазопоисковых работ доказано, что: в нефтегазоносных бассейнах УВ формируются во впадинах, из которых мигрируют в зоны нефтегазонакопления: приуроченные к внутриплатформенным сводовым поднятиям; к бортам впадины и прогибов, осложненных уступами, ступенями, цепочками локальных структур, участками выклинивания и литологического замещения, стратиграфического несогласия и т.д.; к участкам поднятий во впадинах; к зонам развития разрывных нарушений.

Перспективы открытия богатых скоплений нефти и газа зависят в основном, при прочих равных условиях, от геотектонического положения крупных поднятий и смежных с ними окраинно-плитных впадин, предгорных прогибов и пассивных окраин.

Кроме того, колебания уровня моря, климатические условия, характер океанических течений, соленость вод, вещественный состав осадков, биопродуктивность, количество, качество и условия захоронения ОВ, его катагенез, термогидроба-

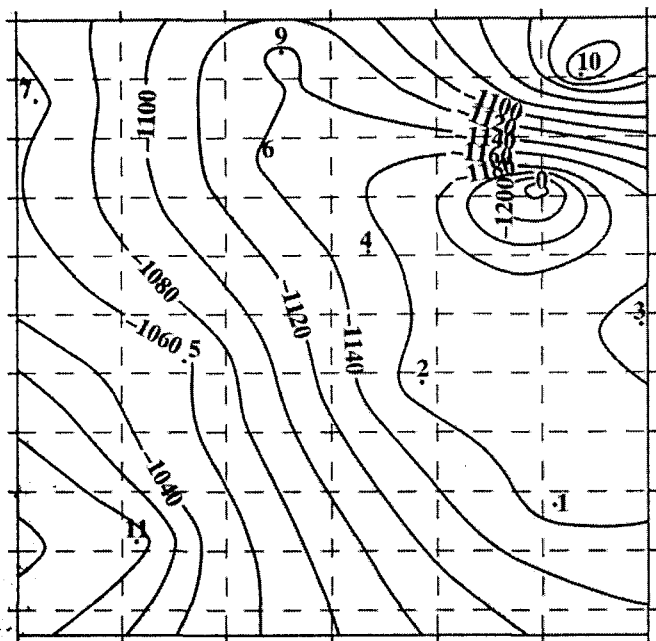


Рис. 28. Структурная карта по отражающей поверхности верхнего мела

рические условия в определенной мере также являются функцией тектоники.

Тектоника обуславливает морфологию осадочного бассейна в целом, особенности строения его частей, типы возможных зон нефтегазонакопления и месторождений.

Тектоническое положение осадочного бассейна предопределяет общую направленность развития этого бассейна, что находит свое отражение в характере слагающих осадочных формаций, контролирующих процессы генерации нефти и газа и их миграцию и аккумуляцию.

**Палеотектонический анализ.** Для достоверной оценки перспектив нефтегазонакопления осадочных бассейнов необходимо выяснить не только его современную структуру, определяющую его генетическую принадлежность к тому или другому типу, но и геологическую историю, т.е. палеотипы бассейнов с характерными для них региональными очагами нефтегазообразования и зонами нефтегазонакопления, существовавшими на каждой последовательной стадии развития, и их соотношение во времени и пространстве.

Реконструкция истории тектонического развития осадочных бассейнов осуществляется путем анализа мощностей

(толщин) отдельных ЛСК, слагающих разрез осадочного чехла. Подробно вопросы истории тектонического развития рассмотрены в курсах «Геотектоника» и «Геодинамика» и в работах многих исследователей [11, 20, 26, 46]. В данном разделе используются основные положения этого анализа.

Метод мощностей основан на представлении о компенсации процессов прогибания процессами накопления осадков. В этом случае толщина (мощность) накопленных отложений соответствует масштабам и интенсивности прогибания тех или иных частей осадочного бассейна, если это прогибание компенсировалось осадконакоплением. Компенсированное прогибание наблюдается в основном в платформенных, а некомпенсированное — в глубоководных океанических условиях.

Для изучения условий пространственного распространения мощностей отложений определенного возраста составляют карту мощностей (изопахит). Карты изопахит строят по материалам глубокого бурения и сейсморазведки, нанося на схему расположения скважин или на линии сейсмических профилей значения истинных мощностей изучаемого ЛСК в каждой скважине и в определенных точках сейсмопрофилей, а затем путем интерполяции проводят линии равных мощностей — изопахиты. Анализ карты мощностей дает возможность количественно оценить амплитуду прогибания различных участков в пределах изучаемого бассейна. Максимальные мощности комплексов пород соответствуют палеовпадинам и палеопрогибам, а минимальные — палеосводам и палеоподнятиям, сформировавшимся в течение определенного этапа развития бассейна. Например, на рис. 29 отмечаются палеопрогиб в южной части, а положительная структура — на северо-востоке.

Для изучения истории тектонического развития изучаемого бассейна обычно составляют карты мощностей нескольких ЛСК.

Изменение мощностей может быть связано с размывом, неравномерным уплотнением и другими факторами. Чтобы исключить влияние этих факторов, необходимо увеличивать стратиграфический интервал анализируемых комплексов, объединяя их со смежными частями разреза.

Для выяснения особенностей геологического развития изучаемых бассейнов часто составляют карты суммарных мощностей (палеоструктурные карты). Эти карты строят по тем же данным, что и карты мощностей, нанося на схему расположение скважин или на сейсмические профили — суммарные мощности литолого-стратиграфических комплексов.

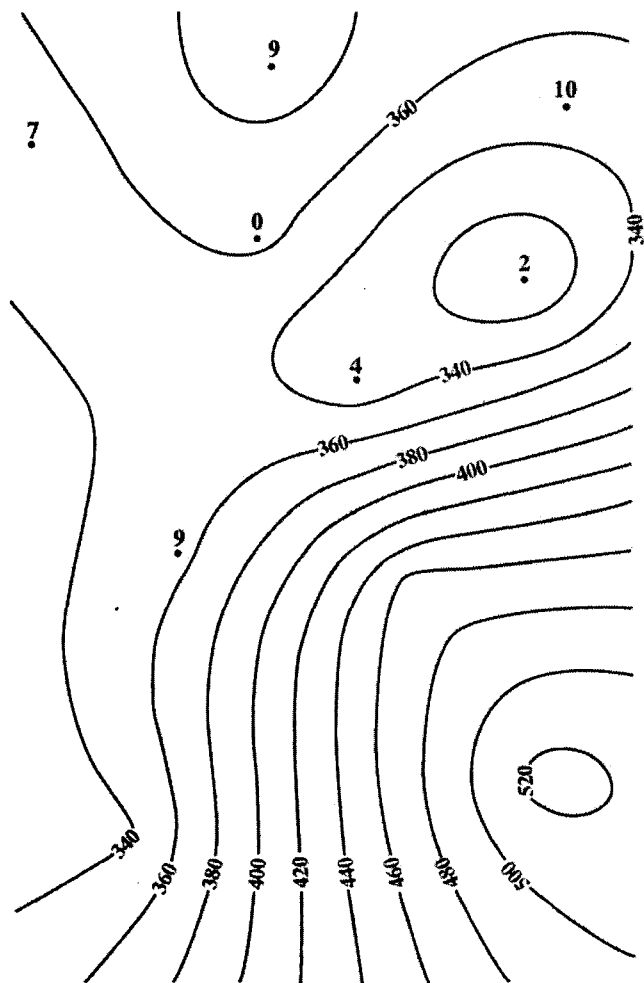


Рис. 29. Карта мощностей (толщин) юрского комплекса

сов, накопившихся к концу определенного геологического этапа (времени). В результате интерполяции суммарных значений мощностей проводятся изопахиты, свидетельствующие о погружении нижней границы изучаемого ЛСК и об эволюции рельефа этой границы к концу каждого из рассматриваемых этапов геологической истории. Пример эволюции фундамента в течение геологического времени показан на рис. 30, а и б, где видно, что выделенные структурные элементы в течение юры и мела развиваются почти унаследованно.

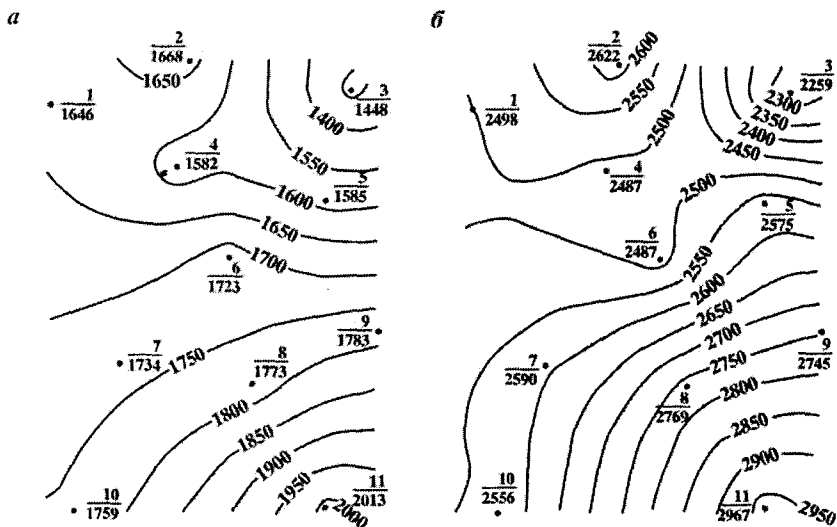


Рис. 30. Палеоструктурная карта рельефа фундамента к концу юры (а) и к концу мела (б)

Чаще всего палеоструктурные карты составляют при изучении истории формирования локальных структур с целью определения времени их заложения и последующего изменения во времени.

Для изучения роста амплитуды структуры во времени строят графики роста поднятия путем нанесения на ось абсцисс абсолютного геологического времени, а на ось ординат — амплитуд поднятия в разное время, определяемых как разность между величиной первой замкнутой изопахиты и значением мощности в своде поднятия.

При ограниченности фактического материала вместо палеоструктурных карт составляются палеотектонические (палеоструктурные) профили вкрест простирания структур осадочного бассейна. Пример эволюции нижней границы показан на рис. 31.

На разрезах для палеотектонического анализа выбирают стратиграфические интервалы (ярус, отдел), мощность которых изменчива в пространстве, но не за счет размыва или неравномерного уплотнения либо раздува (диапиризма, роста органогенных построек). Построения осуществляются для каждого ЛСК путем откладывания вниз от линии выравнивания величин мощностей в соответствующем масштабе, фиксируемых в различных точках профиля. Палеотектонические профили четко фиксируют палеорельеф в основании каждого

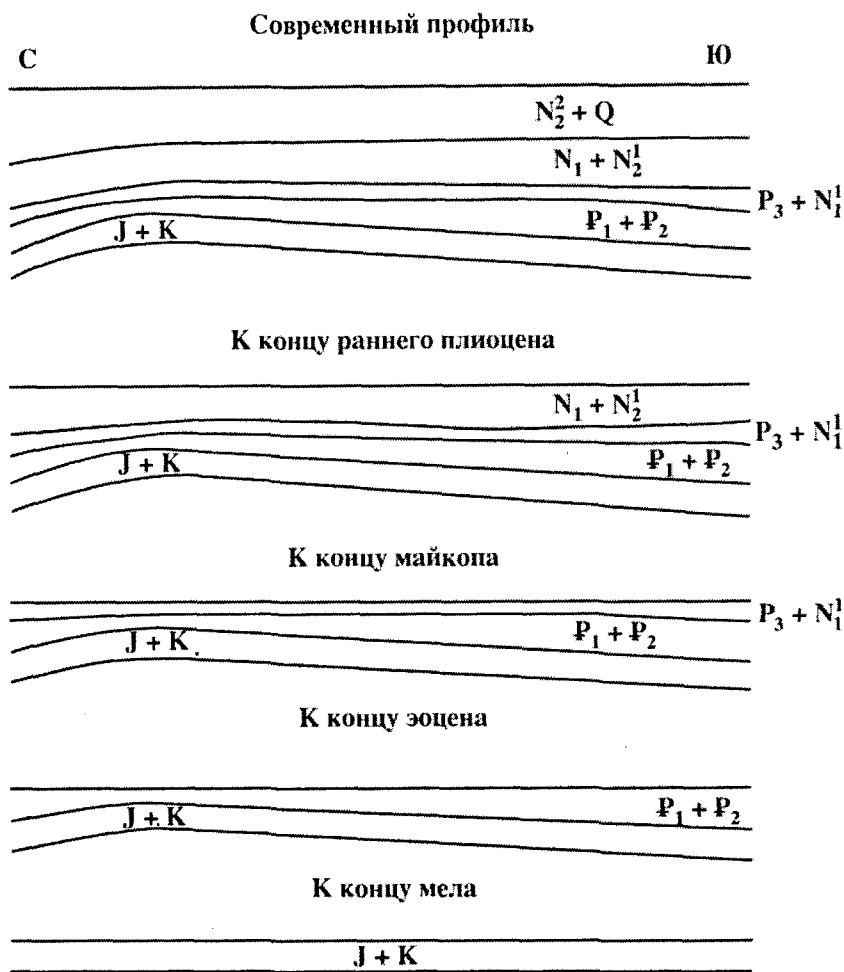


Рис. 31. Палеотектонические профили

ЛСК, а серия палео профилей, получаемая суммированием мощностей к концу того или иного времени, — эволюцию нижней границы изучаемого комплекса (поверхность фундамента, реперный горизонт, опорный отражающий горизонт) на протяжении всей геологической истории формирования осадочного бассейна. Достоинством палео профилей является их наглядность, а недостатком — малая информативность эволюции структурных элементов в пространстве.

Скорость тектонического прогибания (или осадконакопления) в бассейне также является важным критерием как для

идентификации типа осадочного бассейна, так и определения условий захоронения ОВ и последующей генерации УВ различного фазового состояния. Для определения скоростей погружения строят графики, деля значения мощностей разных ЛСК, размещенных по оси ординат, на абсолютное время их формирования, показанное на оси абсцисс. Размерность скорости осадконакопления — м/млн лет (рис. 32).

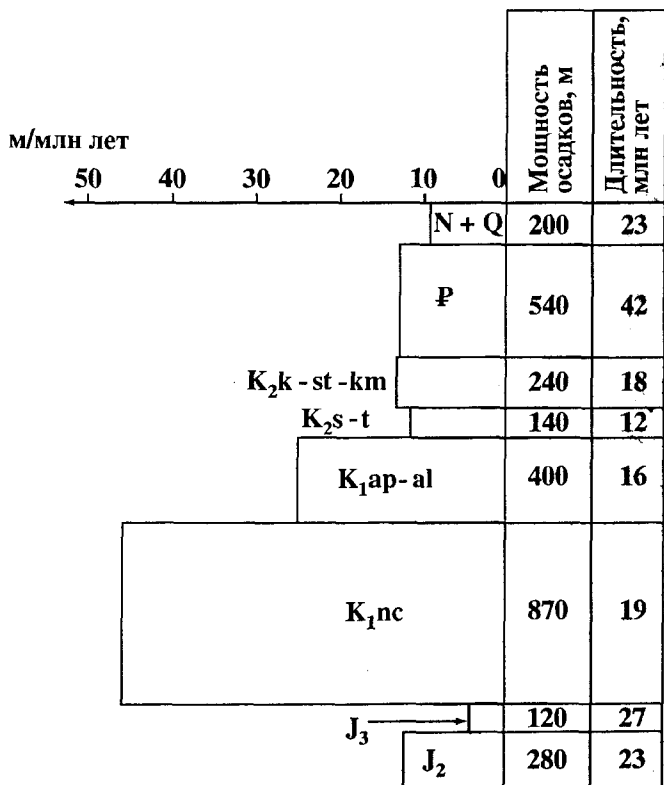


Рис. 32. График скоростей осадконакопления

В истории развития осадочных бассейнов существуют не только периоды прогибания, но и эпохи поднятий, когда на некоторых участках или на большой территории осадконакопление отсутствует или имеющиеся отложения подвергаются размыву. Перерывы в осадконакоплении и размывы фиксируются в разрезе осадочного чехла путем построения палеогеологических карт. Такие карты строят путем нанесения границ ЛСК на поверхность регионального несогласия по

данным бурения глубоких скважин, обнажений, материалам сейсморазведки. Палеогеологические карты дают возможность оценить направленность и ориентировочную амплитуду поднятий и, следовательно, возможность формирования ловушек стратиграфического класса, а также сохранность уже сформировавшихся залежей.

Районирование осадочного бассейна по интенсивности вертикальных тектонических движений позволяет судить о его эволюции и перспективах нефтегазоносности. При этом:

- наиболее благоприятными для нефтегазонакопления являются крупные поднятия (зональные и локальные) относительно древнего заложения и непрерывного консидементационного роста на фоне длительного опускания осадочного бассейна. При консидементационном росте крупных поднятий внутри осадочного бассейна формируются также стратиграфические и литологические зоны нефтегазонакопления;

- большие мощности осадочных пород бассейна определяют широкий стратиграфический диапазон нефтегазоносности;

- размещение скоплений нефти и газа по структурным элементам в пределах бассейна подчиняется региональным закономерностям, связанным с миграцией УВ из более глубоких частей бассейна в его прибортовые части и внутрибассейновые структуры, при этом на путях миграции формируются зоны нефтегазонакопления различного типа;

- в прибортовых частях бассейна залежи УВ преимущественно связаны с зонами выклинивания коллекторских толщ;

- в наиболее погруженных частях впадин также формируются зоны развития литологически экранированных залежей в толще ритмично чередующихся не выдержанных по простиранию песчаников, алевролитов и аргиллитов клиноформенного типа;

- бассейны, где температура и давление в продуктивных горизонтах не уменьшались ниже фоновых значений насыщения, должны рассматриваться как преимущественно нефтеносные;

- наоборот, мобильные осадочные бассейны, в пределах которых погружение периодически сменялось интенсивными поднятиями, характеризуются сложным сочетанием различных видов залежей: в верхних горизонтах — газовые, газоконденсатные и нефтяные залежи, а в глубокопогруженных — газоконденсатные, нефтегазоконденсатные и нефтеконденсатные.

При диагностике нефтегазоносности осадочных бассейнов



необходимо учитывать, наряду с тектонической характеристикой, характеристику осадочных формаций, участвующих в строении бассейна.

Метод формаций позволяет изучить характер проявления не только вертикальных, но и горизонтальных движений, определяющий режим развития крупных территорий земной коры.

Под формацией понимается закономерное и естественное сочетание различных горных пород, образующихся на определенных этапах развития основных структурных элементов земной коры. В отличие от фаций, которые характеризуют палеогеографию района, формации отражают палеотектонические условия прошедших геологических эпох. В состав формаций входят обычно несколько фаций, поэтому формацию можно рассматривать как комплекс фаций. Основными факторами, определяющими облик формации, являются тектонический режим, его стадии, палеогеография и, в некоторых случаях, вулканизм. Выделяют формации платформенные, передовых прогибов и геосинклинальные (складчатых областей).

При использовании метода формаций составляют формационные колонки, на основе которых строят формационные карты и формационные профили (ряды).

При прогнозе нефтегазоносности осадочных бассейнов необходимо учитывать факторы глобальной эволюции литосферы (тектонику литосферных плит), основными из которых являются рифтогенез, дрейф континентальных и океанических литосферных плит, субдукция и обдукция океанической коры, столкновение континентов и трансформация их окраин.

Эти геодинамические процессы обуславливают смену обстановок седиментогенеза, палеогеографических и климатических обстановок, палеогеоморфологии недр и поверхности Земли, геотермального и гидрогеологического режимов.

Палеогеодинамическая обстановка осадконакопления обуславливает вещественный состав пород, тип, количество и условия захоронения ОВ, а последующий геодинамический режим влияет на генерацию, миграцию, аккумуляцию и сохранность УВ, тип ловушек, эволюцию пород-коллекторов и покрышек, природных резервуаров, что в конечном итоге определяет начальные геологические ресурсы УВ сырья.

Геодинамический режим формирует в пределах осадочного бассейна неодинаковое геотемпературное поле, зависящее от теплопереноса и упругих пластических деформаций. Как известно, в процессе деформации пород понижается темпе-

ратурный порог преобразования ОВ и генерации УВ, особенно за счет сейсмической составляющей (нарушение упругой сплошности пород).

Геодинамический подход позволяет классифицировать на генетической основе выделенные элементы по различным признакам: пространственной ориентировке, возрасту, последовательности активизации, морфологии и размерности, кинематике, современной активности и напряженно-деформационному состоянию пород, коллекторским и изолирующим свойствам и т.д., влияющим на величину распределения запасов.

Для комплексов пассивной окраины распределение мощностей, фациальный состав осадков и условия нефтегазоносности во многом определяются характером эволюции этой окраины и, в частности, развитием крупных дельт, а на ранней стадии — наличием или отсутствием на границе континент—океан вдольбереговых барьеров в виде погребенных вулканических хребтов или горстовых гряд фундамента. Такие барьеры способствуют длительному существованию условий ограниченного водообмена на стадии перехода от рифтового этапа к спрединговому, что создает благоприятные условия для формирования нефтегазоматеринских толщ. В перекрывающих отложениях с этими структурами обычно связаны барьерные рифы, соляно-купольные валы, зоны выклинивания, срезания, фациального замещения. Эти объекты могут быть крупными зонами нефтегазоаккумуляции в осадочных бассейнах пассивных окраин. Учет этих закономерностей позволяет более целенаправленно вести дальнейшие ГРП.

Орогенные объекты, с которыми связано зарождение нефтяной промышленности мира, не потеряли своего важного значения в нефтегазоносном отношении до сих пор и вновь привлекают к себе пристальное внимание геологов-нефтянников.

Полученная в последние годы геолого-геофизическая информация о строении и нефтегазоносности многих орогенов мира и интерпретация этого материала с позиции тектоники литосферных плит позволили по новому подойти к оценке перспектив нефтегазоносности (НГ) орогенов.

Выяснилось, что перспективы НГ орогенных областей не ограничиваются *молассовыми комплексами*, развитыми в пределах межгорных и предгорных осадочных бассейнов. Значительные запасы УВ могут быть сосредоточены в отложениях доорогенного комплекса. В этом отношении наибольший интерес представляют внешние зоны складчатых сооружений

«на платформенном фундаменте», особенно в условиях карбонатного разреза; надвиговые пояса, унаследованные межгорные впадины различного типа, «фундаментом» которых служат «впечатанные» (сохранившиеся) бассейны островных дуг и внутренних морей, а также карбонатное и флишевое основания наложенных межгорных впадин.

Каждый из орогенных поясов характеризуется своей эволюцией, часто очень длительной, различной в его разных частях. Тектоника плит позволяет научно обоснованно подойти к оценке перспектив нефтегазоносности его отдельных частей и выбрать новые нетрадиционные направления и рациональную методику ГРП.

### ***Контрольные вопросы***

1. Какие типы осадочных бассейнов вы знаете?
2. Какие структурные элементы выделяются в пределах платформ?
3. По какому принципу подразделяются платформы?
4. В каких структурах создаются наиболее благоприятные условия для генерации УВ?
5. В каких структурах формируются зоны нефтегазоаккумуляции?
6. По каким признакам выделяются структурные этажи в пределах осадочной толщи?
7. Что представляют собой сквозные (унаследованные) и инверсионные, конседиментационные, постседиментационные структуры и дизъюнктивы, их роль в формировании зональных и локальных ловушек для нефти и газа?
8. Для каких целей осуществляется палеотектонический анализ?
9. Каковы пределы применения палеотектонического анализа?
10. Какова основа палеотектонического анализа?
11. Методы, применяемые в этом анализе?
12. Каковы результаты анализа для нефтегазопроисводительной геологии?
13. Какие структуры по генетическим условиям образования наиболее благоприятны для формирования скоплений УВ?
14. Что представляет собой «формація», нефтегазоносная формація?
15. На чем основаны геодинамические реконструкции осадочных бассейнов?
16. Какова связь между теоретическими положениями «тектоники плит» и нефтегазоносных осадочных бассейнов?

Метод фаций является одним из основных методов исторической геологии, позволяет реконструировать физико-географическую среду осадконакопления в течение определенного времени и уточнять историю формирования структурных элементов в изучаемом осадочном бассейне. Он детально рассматривается в курсе «Историческая геология», «Геотектоника» и «Литология» [46]. В данном пособии излагаются только основные критерии прогнозирования нефтегазоносности осадочных бассейнов, изучаемых на региональном этапе поисково-разведочного процесса.

Фация, по определению большинства исследователей — это комплекс отложений, отличающихся составом и физико-географическими условиями образования от одновременно формировавшихся отложений. Согласно этому условию выделяют фации морских, континентальных и переходных между ними обстановок.

Фации континентальных обстановок зависят в основном от рельефа и климата.

Рельеф определяет пестроту фаций, резкое изменение их мощностей на коротких расстояниях. Степень расчлененности рельефа обуславливает образование осадочного материала, дальность и формы его переноса, формы его накопления, особенности состава и его структуру.

Климат определяет формирование, мощность и тип кор выветривания и почв, степень увлажнения, наличие и характер водных потоков и внутриконтинентальных водоемов, тип и разнообразие органического мира.

Континентальные фации характеризуются в основном грубообломочными, песчанистыми, глинистыми и реже карбонатными и сульфатными отложениями. Среди органических остатков встречаются позвоночные и остатки высших растений в виде углистых включений.

Морские фации подразделяются на приконтинентальные и пелагические.

В свою очередь, приконтинентальные фации подразделяются на фации континентальных окраин пассивного и активного типа. Фации пассивных окраин включают отложения шельфа, уступа, континентального склона, подножия, абиссальной равнины.

По условиям осадконакопления шельф разделяется на две части: мелководную и относительно глубоководную.

Мелководье (глубина до 70 м) характеризуется волнением моря, взмученностью осадков, транспортировкой и сортиров-

кой обломочного материала, окислительной обстановкой, обилием бентосных организмов, водорослями.

Наиболее распространенные отложения мелководья в условиях гумидного климата: песчаники, алевриты и глины. В аридном климате широко развиты карбонатные породы: известняки, доломиты и органогенно-обломочные разности. Текстуры отложений горизонтально слоистые, а иногда и косослоистые.

Среди мелководных отложений широко развиты органогенные постройки: пластовые — биостромы и холмистые — биогермы (риффы). Риффы формируются в прозрачной и теплой воде нормальной солености в условиях интенсивной гидродинамики.

Относительно глубоководные фации образуются на глубинах 70—200 м, где спокойная гидродинамика способствует формированию отложений значительной протяженности и выдержанности литологического состава. В этой зоне наиболее распространены глинистые осадки, а песчано-алевритовые осадки встречаются только в зонах течений. В зонах теплого климата формируются мощные толщи хемогенного известняка, а в зонах холодного климата — кремнистые отложения и фосфориты. Текстуры тонко- и правильно-слоистые. Отложения шельфа содержат большое количество органического вещества (доманикиты, кукурситы, бажениты и т.д.).

В зоне кромки шельфа из-за гидродинамической активности течений отлагаются в основном песчанистые отложения, а при отсутствии терригенного сноса в тропических широтах формируются барьерные рифы.

В зонах гумидного климата около устьев крупных рек отлагаются разнообразные терригенные осадки. В тропических широтах при ограниченном поступлении обломочного материала отлагаются карбонатные и карбонатно-глинистые осадки. В высоких широтах отлагаются кремнистые и кремнисто-глинистые осадки. На подножии могут отлагаться фации обвально-оползневые и турбидитные, особенно в отрицательных формах рельефа — каньонах, куда поступает обломочный материал из устьев рек. Большая часть обломочного материала выносится к устью каньона, где формируются глубоководные конусы выноса, сложенные в основном песчаным материалом, обладающим хорошими коллекторскими свойствами. Вне конусов выноса на подножии формируются глинистые или алевритоглинистые илы, обогащенные планктоном (сапропелевые илы Черного моря).

При наличии контурных течений у подножья формируются аккумулятивные формы, сложенные мелкозернистыми

песками и алевролитами. У подножий и на абиссальной равнине также накапливаются гемипелагические синий и голубой илы.

Фации активных окраин формируются в таких морфоструктурах, как окраинные, котловинные, моря, островные дуги, глубоководные желоба или континентальные склоны горно-складчатых сооружений.

Фациальная обстановка окраинных морей во многом совпадает с зонами пассивных окраин. Основная особенность — наличие островных дуг, отделяющих бассейны от океана, являющихся дополнительным источником сноса. В котловинном море формируется концентрическая фациальная зональность — пески, алевролиты, глины. Карбонатность осадков незначительная. Наряду с терригенным материалом отлагается вулканогенный. В высоких широтах отмечается повышенная кремнистость. Резкая изменчивость шельфа обуславливает наличие турбидитов и туфотурбидитов.

Фации островных дуг из-за расчлененного рельефа и высокой подвижности вод представлены грубозернистым и вулканическим и в меньшей степени карбонатным или кремнистым материалом. В ложбинах склона и у подножий формируются вулканогенно-терригенные турбидиты. В условиях теплого климата в мелководной зоне образуются органогенные, органогенно-обломочные известняки, рифы. В зонах холодного климата терригенно-вулканогенные отложения отлагаются вместе с биогенно-кремнистыми.

Фации глубоководных желобов представлены вулканогенно-обломочными отложениями. Дно желобов покрыто глинистыми, кремнисто-глинистыми или пелагическими фациями, обогащенными органическим веществом.

Пелагические фации широко распространены в абиссальной зоне океанов. Рельеф дна данной зоны сильно расчленен (желоба, острова, горы, срединно-океанические хребты), что обуславливает состав осадков. Преимущественные фации — органогенные, известковистые, кремнистые и полигенные глины. Наиболее удаленные от суши области океана покрыты красной глубоководной глиной. В мелководных условиях глины замещаются известковистыми планктоногенными осадками.

Фации переходных областей включают прибрежно-морские, отложения лиманов и лагун и дельтовые отложения.

Прибрежно-морские фации имеют непостоянную ширину, изменяющуюся от нескольких метров у скальных берегов, до 10 км — у пологих. Наиболее известны аккумулятивные осадочные породы, формирующиеся приливно-отливными

течениями, представленные чередованием мелкозернистых песков, алевролитов и глин с косой и перекрестной слоистостью.

В тропических гумидных зонах эти фации сложены карбонатными осадками, а в аридной зоне, вдоль пустынных побережий, отлагаются пески, алевролиты или глины, покрытые на поверхности сульфатно-солевой коркой, слагающие прибрежную равнину.

Наиболее широко распространены на побережье песчаные пляжи, образующиеся в приливно-отливной зоне, характеризующиеся хорошей сортировкой и окатанностью, а также береговые песчаные валы с косослоистой текстурой и эоловые дюны.

Аккумулятивные образования — косы, бары — отделяют от моря примыкающий к берегу водоем, образуя лагуну. Вода в лагуне приобретает соленость, отличающуюся от морской. В гумидном климате при впадении в лагуну рек соленость уменьшается, и осаждаются тонкослоистые глины, алевролиты и мелкозернистые пески, обогащенные растительными остатками. В условиях аридного климата в лагунах при испарении воды осаждаются карбонаты и соли. Многие лагуны биопродуктивны, в них развивается растительность типа мангровой, поэтому лагуны заболачиваются, появляется торф, который при катагенезе превращается в уголь.

Дельтовые фации представляют собой отложения, сформированные в устье реки, впадающей в море. На дельтовые отложения влияют следующие факторы: рельеф дна русла, тектонические движения, климатические, русловые, приливно-отливные условия и количество приносимого обломочного материала. Несмотря на различие размеров и типов дельт, их отложения имеют ряд общих моментов. Они характеризуются тонкозернистым песчано-глинистым составом, значительной изменчивостью по простиранию и падению. В наземной части дельты во врезках отлагаются русловые мелко- и среднезернистые пески и алевролиты, хорошо отсортированные, с косой слоистостью (аналог аллювия). В пойменной части формируются мелкие озера, где отлагаются тонкозернистые, плохо отсортированные горизонтально-слоистые, алевроглинистые отложения. В гумидном климате озера заболачиваются, и формируются линзы и пласты торфа. В аридном климате в озерах появляются линзы карбонатных пород и эвапориты.

В аквадельтах (подводное продолжение русла) осадки более тонкозернистые и менее сортированные, образуют аккумулятивные формы — валы песчаников (бары).

Основная задача фациального анализа — восстановление физико-географической обстановки осадконакопления районов для определенного отрезка геологического времени по сравнению с условиями накопления осадка в соседних районах.

Все реконструкции событий и обстановок опираются на знание современных обстановок осадконакопления. Однако, используя принцип актуализма, нельзя не учитывать общую эволюцию геологических процессов.

Для фациального анализа необходимо: изучение литологии, геохимии осадочных пород; остатков жизнедеятельности организмов; установление изменчивости разновозрастных отложений в пространстве; изучение форм осадочных тел, их строения и взаимоотношения с другими телами одного возраста на основе данных геолого-геофизических и геохимических исследований, проведенных в осадочном бассейне на определенных этапах геолого-геофизических работ.

Основными графическими документами данного анализа являются:

- фациальные (палеогеографические) карты;
- литолого-фациальные карты;
- литолого-фациальные разрезы;
- карты песчанистости, глинистости, карбонатности;
- схемы изменения гранулометрических параметров и т.д.

Фациальная карта изучаемого ЛСК отражает распределение осадков с истолкованием условий их накоплений. Этой карте предшествует составление литолого-фациальной карты данного стратиграфического горизонта. Для выяснения палеогеографической обстановки необходимо использовать фаунистическую и литологическую характеристику пород (карты песчанистости, отсортированности, схемы изменения гранулометрических параметров и др.). На фациальной карте полезно совмещать литологическую характеристику отложений с их мощностью. Фациальные карты дополняются несколькими фациальными профилями, расположенными вкрест простираения фациальных зон. На профилях многие фациальные зоны более наглядны; кроме того, они уточняют их положение на карте, а также отражают фациальные изменения в разрезе, цикличность строения и смену обстановок осадконакопления во времени.

При построении фациального профиля границу стратиграфического комплекса выравнивают и в местах точек наблюдений (скважин) откладывают вниз мощности в соответствующем масштабе, нижние границы соединяют и внутри этих границ ЛСК наносят фациальные данные. Однако вы-



равнивание верхней границы для аккумулятивных осадков (бары, рифы, пересыпы и др.), накапливающихся быстрее погружений, искажает реальную ситуацию осадконакопления. При этом окажется, что рифы, бары растут вниз. В этом случае необходимо проводить построение фациальных профилей на палеогеоморфологической основе, т.е. снизу вверх от нижней границы. Фациальные карты и профили служат основой для построения палеогеографических карт, на которых показываются: местоположение суши и моря, характер наземного и подводного рельефа; расположение рек, озер; тип и соленость водоемов; состав, мощность, характер изменения литологии осадка.

Основными литолого-фациальными критериями нефтегазоносности осадочных бассейнов являются наличие физико-географических условий, благоприятных для формирования нефтегазоматеринских пород, пород-коллекторов и флюидоупоров, а также геоморфологических ловушек.

Фациальное изучение осадочных пород позволяет выявить те отложения и зоны их развития, которые могут продуцировать или продуцировали нефть и газ, т.е. осуществлять научный прогноз перспектив нефтегазоносности новых территорий, оценивать возможные объемы генерации УВ (прогнозные ресурсы), и в комплексе с другими геологическими исследованиями устанавливать в общей форме пути и направления миграции флюидов и выделять наиболее перспективные районы.

Общими наиболее характерными критериями формирования нефтегазоматеринских отложений являются:

- накопление в субаквальной среде;
- повышенное содержание в них ОВ преимущественно сапропелевой или гумусово-сапропелевой природы;
- повышенное содержание в составе рассеянного органического вещества (РОВ) битумоидов и УВ нефтяного ряда.

Наиболее благоприятными для формирования нефтегазоматеринских пород являются осадки пелитовых разностей глинистых минералов, на поверхности которых сорбируются ОВ. К пелитовым нефтематеринским толщам относятся глины и аргиллиты (тюменская свита средней юры Западной Сибири, майкопская свита Предкавказья), глины (киммеридж Северного моря), глинисто-карбонатные, глинисто-карбонатно-кремнистые породы (бажениты, доманикиты).

Образование этих нефтегазоматеринских толщ связано с палеогеографической обстановкой накопления осадков и типом захоронения ОВ, а именно: теплым климатом, высоким уровнем моря (океана), высокой биопродуктивностью, ана-

эрозивной восстановительной обстановкой, способствующих сохранению ОВ в осадках.

Для накопления морской фитопланктонной (сапропелевой) органики благоприятны условия внутриконтинентальных замкнутых (Западная Сибирь, Северное море) и открытых морских бассейнов (Калифорния).

Условия, благоприятные для накопления углистого, растительно-гумусового материала, существуют в пределах дельт и прибрежно-морских обстановок (районы Галф-Кост, Нигерии, Малайзии, шельфа Австралии).

В условиях озер, лагун, формируются нефтегазоматеринские водорослевые толщи (бассейны Конго, Анголы, Бразилии, Китая и др.).

Литолого-фациальные исследования являются основой для прогнозирования пород коллекторов, флюидоупоров и оценки их качества.

Кроме того, фациальные исследования служат основой прогнозирования и выделения многих видов неантиклинальных ловушек (литологических, палеогеоморфологических), поиски которых в нефтегазодобывающих и новых регионах весьма актуальны.

Переход к прогнозам и поискам неантиклинальных ловушек требует знания условий образования продуктивных комплексов и латеральных изменений этих условий, которые определяют состав и физические параметры отложений, их морфологию.

При прогнозе неантиклинальных ловушек обязательна реконструкция физико-географических условий осадконакопления по фациям и морфологии осадочных тел. При образовании таких ловушек (аллювиально-дельтовых, баровых и рифовых) важное значение имеет процесс накопления осадочного материала, который ведет одновременно и к образованию резервуара с соответствующим внутренним строением и формой, который (после перекрытия непроницаемыми толщами) становится ловушкой.

Ловушки УВ, связанные с положительными формами погребенного древнего рельефа, получили название палеогеоморфологических. Они образуются или на стадии седиментогенеза или постседиментогенеза. В первом случае возникают либо аккумулятивные формы рельефа (риффы, бары, баровые валы), либо эрозионные (промоины, каньоны), либо эрозионно-аккумулятивные формы (аллювиальные, дельтовые).

К постседиментационным относятся эрозионные останцы, т.е. рельеф, захороненный после континентального перерыва.

## *Контрольные вопросы*

1. Каковы основы литолого-фациального анализа осадочных бассейнов?
2. Каковы методы этого анализа?
3. Каковы признаки континентальных, лагунных и морских условий осадконакопления?
4. Каковы условия формирования нефтегазоматеринских пород, коллекторов и флюидоупоров?
5. Что представляет собой «природный резервуар»?
6. По каким признакам выделяют региональные и зональные нефтегазоносные комплексы (НГК)?
7. Что представляют собой сингенетичные и эпигенетичные НГК?
8. Какова роль сейсмостратиграфического анализа в реконструкции палеогеографических условий осадконакопления в слабоизученных осадочных бассейнах?
9. Какие геоморфологические ловушки выделяют по данным сейсмостратиграфического анализа?

### 8.3.1.3. ГЕОХИМИЧЕСКИЙ ФАКТОР НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

Геохимические исследования, являясь составной частью рационального комплекса методов прогноза нефтегазоносности осадочных бассейнов и его зональных и локальных объектов, выполняются на всех этапах и стадиях нефтегазопоисковых работ. Роль геохимических показателей, влияющих на нефтегазоносность изучаемых объектов, детально рассматривается в работах многочисленных авторов, а в данном пособии отмечаются только наиболее информативные [8, 15, 30, 44, 45].

Основным источником информации для выявления показателей нефтегазоносности являются данные бурения глубоких скважин и материалы геохимических съемок, проводимых на региональном, поисково-оценочном и разведочном этапах.

На региональном этапе исследования осадочных бассейнов они направлены на изучение основных критериев, которые регулируют процессы образования УВ. Важнейшим показателем нефтегазоносности недр является наличие в разрезе осадочного чехла нефтегазоматеринских толщ, которые характеризуются:

- количеством органического вещества (ОВ) в породах;
- типом исходного ОВ;

- геохимической обстановкой диагенеза ОВ и осадочных пород;
- степенью катагенеза ОВ;
- степенью реализованного и остаточного потенциала керогена ОВ в осадочных породах.

Органическое вещество, источником которого являются живые организмы, присутствует во всех типах осадочных пород и встречается в них в рассеянном (РОВ) и концентрированном (КОВ) виде. Захороненные в породах ОВ состоят в основном из двух компонентов – битумоидов, растворимых в органических растворителях, и нерастворимых в них ОВ, называемых керогеном. Главным показателем ОВ является содержание органического углерода ( $C_{орг}$ ) в процентах на породу, а также степень битуминозности.

Общее количество  $C_{орг}$  в породах земной коры по разным оценкам составляет  $2,8-7,2 \times 10^{15}$  т, и основная его масса сосредоточена в осадочной толще в рассеянном состоянии. Кларковое содержание  $C_{орг}$  в земной коре колеблется от 0,65 до 0,72 %, в глинах – 0,9 %, в алеволитах – 0,45 %, в карбонатах 0,3 %, в песках – 0,2 %, в галогенных породах – 0,1 %.

Значение  $C_{орг}$  в осадочных породах изменяется от 0,05 до 90 %. Минимальное содержание  $C_{орг}$  отмечается в краснопестроцветных породах, высокое (до 15–20 %) – в черных глинистых толщах типа баженитов, доманикитов и черных сланцев, максимальными значениями характеризуются угольные толщи.

Изучение ОВ в осадочных бассейнах показало, что:

- повышенное содержания ОВ отмечается в субаквальных глинистых породах, а пониженное – в песчаном терригенном материале и в карбонатах;

- породы с высоким содержанием  $C_{орг}$  (углистость) характеризуются гумусовым типом исходного ОВ, а с пониженным содержанием  $C_{орг}$  – отвечают морскому сапропелевому (фитопланктонному) типу ОВ;

- повышение карбонатности пород приводит к увеличению степени битуминозности ОВ;

- сапропелевая фитозоопланктонная (морская) органика при прочих равных условиях преобразования раза в три богаче битумоидами, чем растительно-гумусовая;

- в битумоидах сапропелевого ОВ по сравнению с растительно-гумусовым преобладают парафинонафтенновые УВ при низких содержаниях ароматических УВ;

- гумусовое ОВ генерирует в основном метан, а сапропелевое является источником нефти и жирных газов (пропан, бутан, пентан и т.д.).

Процесс нефтегазообразования в недрах осадочного бассейна зависит от качественной и количественной характеристик рассеянного (РОВ) и концентрированного (КОВ) осадочных пород. Терригенные породы, содержащие более 1 %  $C_{орг}$ , а карбонатные — более 0,7 % при сидементагенезе и диагенезе, называют нефтегазоматеринскими.

Нефтегазоматеринские свиты различаются по их генерационным возможностям. Количество УВ, выделяющееся из них, зависит от содержания и типа исходного ОВ, степени преобразованности ОВ в процессе литогенеза.

Продуктивность материнских толщ оценивается по выходу УВ из одного кубометра породы. Для жидких УВ полученные цифры варьируют от 10 до 2000 г/м<sup>3</sup>, а для газообразных — от 0,03 до 6 г/м<sup>3</sup>. Данные о выходе жидких УВ в условиях катагенеза приводятся ниже (табл. 12).

Определение генетического типа исходного ОВ является важным показателем образования нефти и газа в недрах. Органическое вещество по источникам своего формирования подразделяется на два типа: автохтонное и аллохтонное. Первый тип включает массу организмов, живших в предшествующие геологические эпохи в условиях океанов, морей и замкнутых континентальных водоемов. В их составе преобладают углеводы, белки, липиды, липоиды, лигнин. Второй тип — остатки континентальной растительности, сносимые в акватории морских бассейнов, лагун и озер, обладающие высоким содержанием углеводов и лигнина. В органическом веществе морского генезиса преобладают липиды и липоиды, а в континентальном ОВ — углеводы и лигнин. Первое ОВ содержит больше водорода, необходимого для генерации УВ.

Диагенез ОВ осадков является важным этапом формирования нефтегазопродуцирующего потенциала материнских толщ. Под влиянием окислительных процессов, бактериальной деятельности, гидролиза, катализаторов, температуры, давления и других факторов уменьшается общая масса ОВ и происходит накопление нерастворимых биополимеров — керогена. В результате разрушения массы ОВ при этих про-

Таблица 12

**Выход жидких УВ в условиях катагенеза**

Нефтематеринские породы	Выход жидких УВ, г/м <sup>3</sup>
Очень бедные	10 – 50
Бедные	50 – 200
Средние	200 – 500
Богатые	500 – 2500
Уникальные	>2500

цессах выделяются  $H_2O$ ,  $CO_2$ ,  $H_2S$ ,  $NH_3$ ,  $N_2$  и биогенный метан ( $CH_4$ ), который в виде сухого газа иногда формирует залежи. К концу диагенеза в ОВ присутствуют в качестве компонентов — кероген, битумоиды и высокомолекулярные УВ. Нерастворимая часть ОВ — кероген, подразделяется на три типа [30, 46].

Кероген первого типа содержит в своем составе преимущественно парафиновые и нафтеновые молекулярные соединения. Исходный нефтегенерационный потенциал такого керогена максимальный, более 700 мг УВ на грамм породы. Такой тип керогена характерен для водорослевых черных сланцев.

Кероген второго типа характерен для ОВ большинства нефтегазоматеринских пород и состоит из ароматических, нафтеновых и парафиновых соединений. Исходными организмами для этого типа служат субаквальные фито- и зоопланктон, захороняемые в восстановительной обстановке. Нефтегенерационный потенциал керогена колеблется от 200 до 600 мг УВ на грамм породы. Этот кероген характерен для сапропелевого типа ОВ.

Кероген третьего типа характеризуется повышенным содержанием полициклических ароматических ядер. Нефтематеринский потенциал этого типа не превышает 150 мг УВ на 1 г породы. Этот кероген относится к гумусовому типу ОВ, обладающему в основном газогенерационным потенциалом.

В природных условиях часто встречаются РОВ со смешанным типом керогена или преобладанием одного из них.

Катагенез — это постдиагенетические физико-химические процессы изменения состава и свойств минералов, осадочных пород, ОВ и нафтидов при увеличении температуры и давления. Основными факторами катагенеза являются эндогенное тепло Земли и горное давление. При этом рост температуры ускоряет процесс катагенеза ОВ, а рост давления сдерживает эти процессы.

Катагенез рассеянного в породе органического вещества протекает поэтапно и стадийно. Впервые это было отмечено углепетрографами. В настоящее время многие исследователи [8, 17, 44, 48] выделяют три стадии катагенеза: прото- (ПК), мезо- (МК) и апокатагенез (АК), которые, в свою очередь, делятся на подстадии.

Стадия протокатагенеза завершает процессы формирования керогена. На подстадии  $ПК_1 - ПК_2$  прекращаются микробиологическая трансформация ОВ, новообразование битумоидов и биогенного газа. На подстадии  $ПК_3$  отмечаются на-

чало генерации высокомолекулярных углеводов ( $C_{15+}$ ) и образование термокаталитических газов.

Мезокатагенез является наиболее активной стадией катагенеза ОВ при высоких температурах и давлениях в присутствии катализаторов. При этом на подстадиях МК<sub>1</sub>–МК<sub>2</sub> происходят необратимые изменения керогена, битумоидов и УВ, генерация УВ нефтяного ряда, а на подстадиях МК<sub>4</sub>–АК<sub>1</sub> наступает пик генерации легких ( $C_5$ – $C_{15}$ ) и газообразных УВ.

Стадия апокатагенеза (АК) характеризуется генерацией газа на подстадии АК<sub>1</sub> и практически полным истощением нефтегенерационного потенциала керогена на подстадии АК<sub>2</sub>–АК<sub>4</sub>.

Результатом стадийности катагенеза ОВ является вертикальная зональность нефтегазообразования, впервые отмеченная В.А. Соколовым и дополненная многими исследователями [8, 15].

На современной схеме вертикальной зональности нефтегазообразования выделены:

- зона раннего и среднего протокатагенеза (ПК<sub>1</sub>–ПК<sub>2</sub>), где на фоне низких пластовых температур происходит низкотемпературная генерация биогенного газа ( $CH_4$ ,  $CO_2$ ,  $N_2$ );

- зона позднего протокатагенеза (ПК<sub>3</sub>), где возникают благоприятные условия для генерации «незрелых» нефтей: тяжелых, преимущественно нефтяного состава, содержащих смолы, асфальтены и серу, а при гумусовом типе ОВ возможна генерация конденсатов нефтяного типа;

- зона мезокатагенеза (МК<sub>1</sub>–МК<sub>2</sub>) названа «главной фазой нефтеобразования» или «нефтяным окном» [46], где РОВ второго типа генерирует парафинонафтяные нефти средней плотности;

- зона мезокатагенеза (МК<sub>3</sub>) характеризуется генерацией из керогена легких газонасыщенных нефтей парафинового состава с незначительным содержанием смол и асфальтенов;

- зона позднего мезокатагенеза и раннего апокатагенеза (МК<sub>4</sub>–АК<sub>1</sub>), где осуществляется генерация жирных газов, газоконденсатов и реже – легких нефтей, названа «главной фазой газообразования»;

- зона апокатагенеза (АК<sub>2</sub>–АК<sub>4</sub>) характеризуется генерацией высокотемпературных сухих кислых газов ( $CH_4$ ,  $CO_2$  и  $H_2S$ ) (рис. 33).

Степень термической зрелости (катагенеза) ОВ, а следовательно, определение местоположения в вертикальном разрезе бассейна осадконакопления главной зоны нефтеобразования (ГЗН) и ее современных границ, осуществляется оптическими и геохимическими методами. Среди оптических методов, оп-

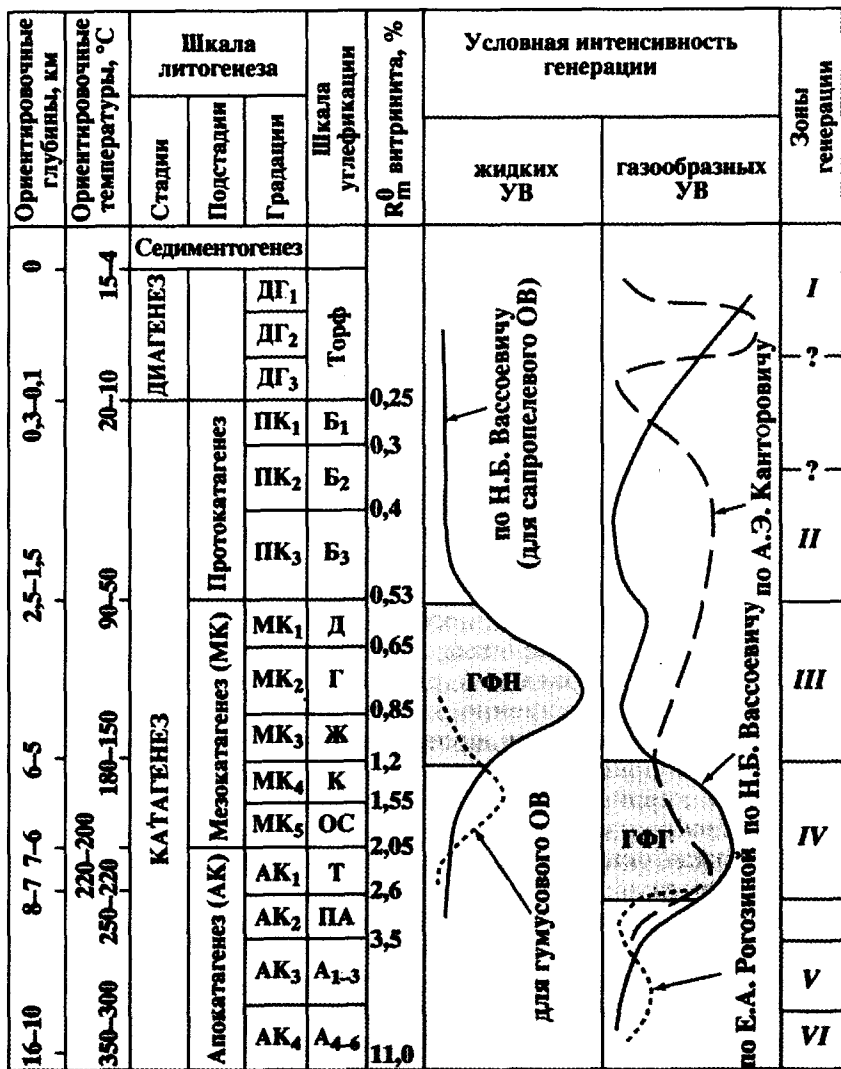


Рис. 33. Схема генерации жидких и газообразных УВ в процессе литогенеза. Зоны: I — биохимического газообразования; II — верхняя нефтегазообразования; III — главная нефтегазообразования; IV — главная газообразования; V — глубинная высокотемпературного метанообразования; VI — образования кислых газов

ределяющих степень катагенеза ОВ, наиболее широко используется отражающая способность витринита (ОСВ), а среди геохимических — отношение водорода к угле-



Таблица 13

## Показатели ГЗН по элементному составу керогена

Показатель	Тип ОВ	Верхняя граница ГЗН	Нижняя граница ГЗН
Н/С <sub>ат</sub>	I	1,70	0,90
	II	1,25	0,80
	III	0,80	0,65
	IV	0,60	0,40
О/С <sub>ат</sub>	I	0,005	0,05
	II	0,08	0,06
	III	0,18	0,08
	IV	0,22	0,12

роду (Н/С<sub>ат</sub>), указывающее на границы «нефтяного окна» (табл. 13).

Таким образом, в образовании нефти и газа установлена определенная стадийность и вертикальная зональность. При этом, генерация газа протекает на всех стадиях литогенеза, начиная с осадконакопления и вплоть до превращения осадочных пород в метаморфические, т.е. газообразование предшествует, сопутствует и завершает нефтеобразование.

Положения различных зон генерации УВ в осадочной толще являются сугубо ориентировочными. Их границы сильно варьируют в различных регионах в зависимости от темпов прогибания, перерывов в осадконакоплении, термобарической истории бассейна, литологического состава материнских толщ, типа исходного ОВ.

Следует отметить, что стадийность образования УВ разрабатывалась на примере толщ глинистого состава. Для материнских пород карбонатного состава этот процесс будет иным, так как их литификация протекает быстрее, чем глинистых. Ожидается, что генерация нефти в них может происходить при меньших температурах и глубинах.

В настоящее время наряду с изучением битумоидов широко внедряются новые современные экспрессные методы изучения ОВ. Они основаны на пиролизе ОВ пород в микрореакторах проточного типа с программируемым прогревом. При нагреве ОВ при различных температурах выделяются углеводородные и неуглеводородные газы. Этот метод и прибор получили название Rock-Eval (Рок-Эвал).

В результате анализа 22 образцов пород в течение 20 мин получают распечатку пирограммы с указанием значений параметров:

– S<sub>0</sub> – фиксируется на пирограмме в виде пика, означающего выделение свободных углеводородных газов C<sub>1</sub>–C<sub>4</sub> и возгонку легких жидких УВ (C<sub>5</sub>–C<sub>7</sub>) в количестве 1 мг УВ/г породы при температурах до 90 °С;

–  $S_1$  – пик, отвечающий количеству перехода в жидкую фазу УВ  $C_7-C_{30}$  в 1 мг УВ/г породы при температурах до 300 °С;

–  $S_2$  – пик, отражающий выделение 1 мг УВ/г породы в результате крекинга смолисто-асфальтеновых веществ и керогена при температурах 300–600 °С;

–  $S_3$  – пик, соответствующий количеству СО и СО<sub>2</sub>, которые выделяются из ОВ при температурах до 400 °С (1 мг СО<sub>2</sub>/г породы);

–  $S_4$  – пик, характеризующий количество СО и СО<sub>2</sub>, образующихся при нагреве остаточного углерода в кислороде или воздухе при температуре 600 °С, в 1 мг УВ/г породы.

Кроме того, этот метод предусматривает определение некоторых важных показателей пиролиза ОВ:

– индекс водорода (ИН) :  $ИН = (S_2 \cdot 100 / C_{орг}) \cdot (\text{мг УВ} / \text{г} C_{орг})$ ;

– индекс кислорода (ИО) :  $ИО = (S_3 \cdot 100 / C_{орг}) \cdot (\text{мг УВ} / \text{г} C_{орг})$ ;

– температура максимального выхода УВ в процессе крекинга керогена ( $T_{max}$ );

– индекс продуктивности (IP) :  $IP = \frac{S_1}{S_1 + S_2}$ ;

– нефтегенерационный потенциал ОВ (PP) определяется по  $S_1$  и  $S_2$ , т.е. по реализованному и остаточному потенциалам:

– нефтяной генерационный потенциал (PP) :  $PP = S_1 + S_2$  (1 мг УВ/г породы).

Индекс водорода (ИН) и кислорода (ИО) характеризует химический состав керогена.

Определенные параметры по данным пиролиза отражают качественные и количественные характеристики ОВ пород:

– содержание органического углерода определяется по пикам  $S_3$  и  $S_4$  (кол-во СО<sub>2</sub> и СО);

– типы исходного ОВ по индексам ИН и ИО;

– степень термической зрелости (катагенеза) керогена по значениям  $T_{max}$  при пике  $S_2$ ;

Таблица 14

**Классификация нефтематеринских пород (Тиссо, Вельте, 1981 г.)**

Классы НМ пород	$C_{орг}$ %	$S_1$	$S_2$	PP $S_1 + S_2$	ИН (1 мг УВ/ $C_{орг}$ )
		мг УВ/г породы			
Очень бедные	<0,2	<0,1	<0,2	0,01–0,5	<50
Бедные	0,2–0,5	0,1–0,5	0,2–2,5	0,5–2,0	50–100
Средние	0,5–1,0	0,5–1,0	2,5–6,0	2,0–6,0	100–300
Богатые	1,0–3,0	1,0–2,0	6,0–20,0	6,0–20,0	300–600
Очень богатые	>3,0	>2,0	>20	>20	>600

– степень битуминозности или количество реализованных подвижных УВ по индексу продуктивности ( $IP$ ).

Классификация нефтематеринских пород по параметрам Рок-Эвал приводится в табл. 14.

Следует отметить, что приведенную классификацию следует использовать осторожно и преимущественно при изучении пород ранних стадий катагенеза.

### **Контрольные вопросы**

1. Какие признаки нефтегазоматеринских пород вы знаете?

2. Каковы генетические типы исходного ОВ?

3. Какие типы осадков наиболее благоприятны для захоронения и дальнейшего преобразования ОВ?

4. Почему шельфовые отложения богаты ОВ?

5. Какова роль диагенеза в трансформации ОВ?

6. Какова роль катагенеза в изменении керогена?

7. На какой стадии катагенеза формируется ГЗН?

8. Как меняется состав УВ газов, генерируемых в катагенезе?

9. Как определяется нефтегазоносный потенциал осадочного бассейна?

#### 8.3.1.4. ГЕОТЕРМИЧЕСКИЙ ФАКТОР НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

Геотермические исследования широко применяются при оценке перспектив нефтегазоносности, особенно на региональном этапе. Исходным материалом для геотермических исследований служат замеры температуры в скважинах электрическими и ртутными термометрами. На основе интерпретации полученных данных строят геотермические разрезы, отражающие закономерные распределения температур в недрах.

Основным геотермическим параметром при изучении теплового режима недр является геотермический градиент, т.е. прирост температуры на единицу глубины, чаще всего он выражается в  $^{\circ}\text{C}/100$  м и рассчитывается по формуле

$$\Gamma = (T_H - T_{\phi}) / (H - H_0),$$

где  $T_H$  – температура на заданной глубине;  $T_{\phi}$  – фактическая температура слоя постоянных температур;  $H$  – заданная глубина;  $H_0$  – толщина слоя постоянных температур.

Величина геотермических градиентов зависит от многих факторов и, прежде всего, от теплопроводности горных пород

и их состава, водонасыщенности, климата, особенно в позднечетвертичное время.

Знание геотермического градиента в изучаемом регионе позволяет прогнозировать температуру на глубинах, не вскрытых глубоким бурением. Температура на заданной глубине в однородных породах (по теплопроводности) определяется по формуле

$$T_H = T_{\phi} + G_{\text{ср}} (H - H_0),$$

где  $T_{\phi}$  — фактическая температура на глубине замера  $H_0$ ;  $H$  — заданная глубина экстрополяции;  $G_{\text{ср}}$  — среднее значение геотермического градиента в интервале глубин  $(H - H_0)$ .

Если в интервале экстрополяции залегают различные по теплопроводности породы, состоящие из  $N$  слоев, то температура на глубине рассчитывается по формуле

$$T_H = T_{\phi} + \sum \text{grad} T (H_i - H_{i-1}),$$

где  $\text{grad} T$  — значение геотермического градиента для каждого слоя;  $(H_i - H_{i-1})$  — мощность  $N$  слоя.

Изучение тепловых полей в истории формирования осадочных бассейнов имеет важное научно-практическое значение. Исследователи располагают сведениями о современных температурах по скважинным замерам, а также определениями по витриниту и другим индикаторам, позволяющим судить о палеотемпературах.

Величина геотермического градиента в осадочном чехле разновозрастных осадочных бассейнов изменяется в широких пределах. Так, в осадочных бассейнах древних платформ средние значения геотермического градиента составляют  $\times 1,8 - 2,7 \text{ } ^\circ\text{C}/100 \text{ м}$  при плотности теплового потока  $q_{\text{ср}} = 4,4 \times 10^{-2} \text{ Вт}/\text{м}^2$ ; для осадочного чехла молодых платформ средний градиент составляет от 3 до  $3,5 \text{ } ^\circ\text{C}/100 \text{ м}$  при  $q_{\text{ср}} = 4,6 \times 10^{-2} \text{ Вт}/\text{м}^2$ ; в пределах орогенов и осадочного чехла кайнозойских бассейнов средний градиент составляет  $4,5 - 5 \text{ } ^\circ\text{C}/100 \text{ м}$ , а тепловой поток —  $q_{\text{ср}} = 7,5 \times 10^{-2} \text{ Вт}/\text{м}^2$ ; в предгорных и межгорных прогибах соответственно  $4 - 4,5 \text{ } ^\circ\text{C}/100 \text{ м}$  при  $q_{\text{ср}} = 7,25 \times 10^{-2} \text{ Вт}/\text{м}^2$ .

В зонах с АВПД фиксируется заметное снижение пластовых температур по сравнению с температурой в условиях давлений, близких гидростатическому, а в бассейнах с аномально низким пластовым давлением наблюдается заметное увеличение температуры. Учет взаимосвязи пластовых давлений и температур имеет важное значение при анализе геотермических условий, поскольку в зонах АВПД значения температур будут аномально низкими, что необходимо учи-

тивать при расчетах геотермических градиентов, анализе истории геотермического режима осадочного бассейна, а также прогнозировании фазового состояния УВ [15].

Для газонефтяной геологии важное значение имеют данные о палеотемпературах, существовавших на отдельных этапах геологической истории изучаемого комплекса, позволяющие судить о степени катагенеза ОВ и характере распределения зон нефтегазообразования. Методы расчета палеотемператур предложены многими исследователями.

Для палеотемпературного градиента установлены более высокие значения в геологическом прошлом: каждые 50 млн лет он был выше на 20 %, чем в предыдущей временной точке отсчета. Это позволяет рассчитать значения палеоградиента в любой момент  $t$  временной шкалы с помощью уравнения:  $G_t = G_0 \times q^{t/50}$ , где  $q = 1,2$  — основание степенной функции;  $t$  — время в млн лет. Величина  $q$  для различных нефтегазоносных бассейнов в пределах точности расчетов примерно одинакова и удовлетворительно отвечает качественным оценкам.

Палеотемпература [Куриленко, 2004] на глубине для пласта  $i$  при  $n$ -слойной толще для определенного отрезка времени определяется по формуле

$$T = t_{\text{ср}} + \sum \Gamma_i \cdot h_i,$$

где  $t_{\text{ср}}$  — среднегодовая температура воздуха в рассматриваемый период времени (данные палеоклиматологии);  $h_i$  — геотермический градиент стратиграфического комплекса в рассматриваемый период времени с учетом зависимости градиентов от плотности пород.

Палеотемпературы, существовавшие на определенных стадиях формирования осадочных бассейнов, определяются также оптическими и геохимическими методами. Оптическим индикатором палеотемператур является отражательная способность витринита (ОСВ) — компоненты ископаемых углей. Установлено, что по мере увеличения нагрева (температуры) углей, от бурогоугольной до антрацитовой стадии, блеск полированной поверхности витринита в отраженном свете под микроскопом увеличивается. Величина интенсивности отраженного света, замеренного в масле ( $R_0$ ), получило название ОСВ. Выраженные в процентах значения ОСВ и максимальные палеотемпературы приведены в табл. 15.

Среди геохимических методов наиболее эффективным является метод Рок-Эвал, использующий значение параметра  $T_{\text{max}}$ , который хорошо коррелируется со значением ОСВ (табл. 16).

Таблица 15

## Значение ОСВ и максимальных палеотемператур

Стадия	ОСВ в масле $R_0$ , %	Максимальная $t$ , °C
0	0,37–0,48	70–90
I	0,50–0,62	95–120
II	0,65–0,87	125–160
III	0,90–1,17	165–190
IV	1,25–1,56	195–215
V	1,61–1,98	220–235
VI	2,04–2,15	<235

Таблица 16

Уровни зрелости керогена по  $T_{\max}$ , °C и ОСВ

Параметр	Зона незрелого ОБ	Главная зона нефтеобразования	Зона генерации газоконденсата и жирных газов	Зона генерации сухих газов
$T_{\max}$ , °C	<435	435–470	470–500	>500
$R_0$ , %	<0,5	0,5–1,30	1,30–2,05	>2,05

Палеотемпературу конкретного типа осадочного бассейна можно определить по графикам зависимостей современной температуры от глубины погружения и возраста консолидации фундамента путем внесения соответствующих поправок [7] за охлаждение по сравнению с более молодой складчатостью (рис. 34).

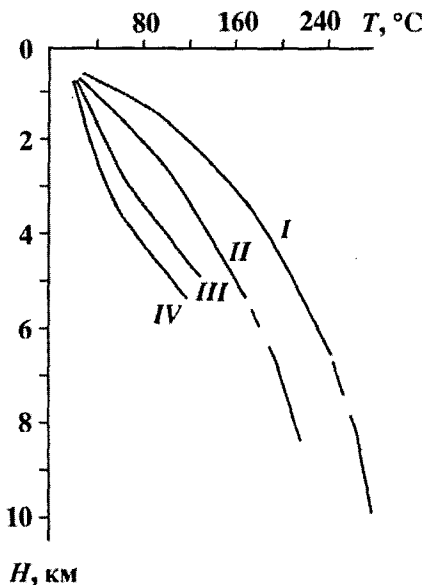


Рис. 34. Связь температуры поверхности фундамента с глубиной его залегания, возрастом консолидации и временем последнего интенсивного прогибания:

*I* — для регионов с разновозрастным основанием, испытавших интенсивное прогибание в кайнозойское время; *II* — для регионов с протерозойским и палеозойским фундаментами, не испытавших интенсивного прогибания в послемезозойское время; *III* — для регионов с протерозойским фундаментом, не испытавших интенсивного прогибания в послепалеозойское время; *IV* — для регионов с протерозойским фундаментом, не испытавших интенсивного прогибания с конца раннепалеозойского времени

Сведения о палеогеотермическом режиме недр позволяют судить о процессах нефтегазообразования и нефтегазонакопления в осадочной толще, так как температурные условия существенно влияют на степень преобразования ОВ, на фазовое состояние УВ и их миграционные свойства. Эмпирически обосновано, что значительные скопления нефти образуются, при прочих равных условиях, в тех бассейнах, где геотермический градиент составляет 2,5–5 °С/100 м и более. Кроме того, необходим высокий (40–80 м/млн лет) темп накопления отложений, попавших в благоприятные условия образования УВ.

В зависимости от геотермических условий в разрезе выделяется следующая катагенетическая зональность формирования УВ:

- при температуре до 50–60 °С образуются низкотемпературный метан, CO<sub>2</sub> и другие газы;
- при температуре от 60 до 150–170 °С формируются жидкие УВ – это так называемая главная зона нефтеобразования (ГЗН);
- при температуре 150–250 °С формируются газообразные УВ, газоконденсат – главная зона газообразования (ГЗГ);
- при температуре >250 °С образуются неуглеводородные газы (CO<sub>2</sub>, N<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S).

### **Контрольные вопросы**

1. *Какие факторы влияют на формирование теплового поля Земли?*
2. *Какова роль температуры на генерацию УВ?*
3. *Как изменяется геотермический градиент в разновозрастных структурах земной коры и в зависимости от глубины фундамента?*
4. *Как определяется палеотемпература?*
5. *Каковы температурные границы существования жидких и газообразных УВ?*
6. *По каким значениям определяют фазовое состояние УВ по способу отражательной способности витринита и Рок-Эвал?*

#### 8.3.1.5. ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЙ ФАКТОР НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

Гидрогеологические критерии нефтегазоносности находят широкое применение при поисках нефти и газа и на всех этапах ГРП [19]. Нефтегазопроисковая гидрогеология на основе

изучения подземных вод, нефтегазоносных бассейнов на региональном этапе решает следующие задачи:

— выделение в осадочном бассейне водоносных комплексов и региональных водоупоров;

— выявление гидрогазохимической, гидродинамической и геотермической зональности во времени и пространстве;

— выявление палеогидрогеологических обстановок, благоприятных для нефтегазообразования, нефтегазонакопления и сохранения залежей нефти и газа.

Гидрогеологические условия генерации, миграции, аккумуляции, консервации нефти и газа специфичны для каждого этапа литогенеза.

При седиментогенезе подземные воды могут играть косвенную роль в накоплении на дне водоема определенных органических и минеральных компонентов, которые в дальнейшем могут обеспечивать нефтегенерационный потенциал осадка.

В диагенезе в иловых водных растворах происходит биохимическая переработка захороненных в осадках ОВ, влияющая на нефтегенерационный потенциал. Катагенез охватывает большой период в существовании нефтегазоматеринских пород. На подстадии протокатагенеза (ПК) водные растворы в нефтегазоматеринских породах играют роль среды для термokatалитических процессов изменения ОВ, постепенного созревания этих веществ для максимальной генерации УВ, особенно газообразных (низкотемпературный газ). На подстадии мезокатагенеза, с которой связана главная фаза нефтеобразования, формируются дегидротационные (эллизионные) воды, высвобождающиеся из кристаллогидратного состояния в глинистых минералах (прежде всего в монтмориллоните).

На подстадии апокатагенеза гидрогеологические факторы также оказывают определенное влияние на генерацию газов. В начале этой подстадии эллизионные воды продолжают играть роль среды и эвакуатора при интенсивной эмиграции метана из материнских пород, что отвечает главной зоне газообразования. Позднее, с апокатагенезом, связаны в основном процессы деструкции метана и образования неуглеводородных газов.

На этапе гипергенеза гидрогеологические факторы отрицательно влияют на аккумуляцию и консервацию УВ (перестроение залежей, трансформация УВ в твердые битумы). Подземные воды вместе с растворенными в них веществами являются основными факторами разрушения нефтяных



и газовых залежей механическим, физико-химическим, химическим и биохимическими путями.

Механическое разрушение залежей заключается в том, что нефть и газ уносятся движущимися водами во взвешенном состоянии и в составе многофазовых потоков.

Физико-химическое разрушение газовых залежей состоит в растворении их в воде при повышении пластового давления и температуры. Нефтяные залежи могут разрушаться в результате химических реакций УВ с растворенными в водах кислородом и сульфатами, с образованием на контактах тяжелых нефтей и битумов. Биохимическое разрушение УВ связано с присутствием в воде бактерий.

Процессы генерации и аккумуляции УВ в осадочном бассейне контролируются в значительной степени палеогидрогеологическим фактором. Элизионный этап гидрогеологической истории существовал во время прогибания осадочного бассейна и накопления осадков в области прогибания. Области прогибания рассматриваются как потенциальные зоны нефтегазообразования, а области относительных поднятий, куда направлено движение флюидов, как зоны потенциально-го нефтегазонакопления.

На элизионных этапах формирования бассейна уплотнение осадков обуславливает эмиграцию УВ из нефтегазопродуцирующих пород в коллекторы. Восстановительный характер водных растворов препятствует химической деструкции УВ.

На инфильтрационном этапе, при восходящих тектонических движениях, в результате поступления атмосферных вод в нефтегазоводоносные толщи в последних может происходить деструкция УВ, а при изменении структурного плана — и переформирование залежей.

При сравнительной оценке перспектив нефтегазоносности необходимо учитывать интенсивность и длительность водообмена на всех этапах развития осадочного бассейна. Чем выше интенсивность водообмена, тем выше перспективы нефтегазоносности изучаемого региона, особенно после формирования ловушек. Чем продолжительнее элизионный и более кратковременен инфильтрационный этапы после образования залежей, тем благоприятнее (при прочих равных факторах) условия для формирования и консервации залежей нефти и газа. Водные растворы, с одной стороны, являются средой для миграции, а с другой — выступают как транспортный агент, определяющий миграцию и их аккумуляцию. Первичная миграция нефтяных УВ с водными растворами имеют масштабы, достаточные для формирования промышленных скоплений. При миграции по коллекторам роль вод-

ной среды остается значительной, особенно в виде микроэмульсий.

Выявление локальных поисковых объектов по комплексу гидрогеологических критериев осуществляется по материалам полевых гидрогеологических съемок масштаба 1:25 000. Наиболее эффективны съемки по выходам поверхностных вод на территории с гумидным климатом. На территориях с аридным климатом съемки проводятся с помощью неглубокого бурения и опробования первого от поверхности водоносного горизонта.

Вода газоконденсатных залежей отличается высоким содержанием гомологов метана, летучих фенолов, низкомолекулярных (жирных) кислот, высокими концентрациями бензола, толуола и аренов.

Итоговыми графическими документами являются различные карты, схемы, характеризующие отдельные гидрогеологические показатели, гидрогеологические разрезы и профили, корреляционные графики и схемы, необходимые для прогнозирования нефтегазоносности недр, выявления путей миграции УВ с пластовыми водами, установления возможных зон нефтегазоаккумуляции и объектов для постановки поискового бурения. Гидрогеологические исследования проводятся также в глубоких скважинах.

### ***Контрольные вопросы***

1. Какова роль нефтегазопроисковой гидрогеологии в прогнозировании нефтегазоносных осадочных бассейнов при:

- захоронению ОВ;
- диагенезу ОВ;
- катагенезу ОВ;
- миграции УВ;
- аккумуляции УВ;
- сохранности залежей УВ?

2. Как формируются элизионный или инфильтрационный режимы осадочных бассейнов?

3. Почему элизионный режим бассейна более благоприятен для формирования УВ?

4. Какие гидрогеологические показатели являются прямыми для выявления залежей нефти и газа?

#### 8.3.1.6. КРИТЕРИИ СОХРАННОСТИ СКОПЛЕНИЙ УВ

При прогнозе нефтегазоносности изучаемой территории необходимо учитывать факторы, контролирующие не только

образование зон нефтегазонакопления, но и факторы, контролирующие сохранность в них УВ.

Положительными критериями для сохранности скоплений УВ являются:

- преимущественное развитие устойчивого прогибания;
- преобладание элизионных этапов водообмена в нефтегазонасыщенных комплексах и относительно застойный гидрогеологический режим;
- наличие хлоркальциевых и гидрокарбонатно-натриевых вод с высокой минерализацией;
- развитие региональных и локальных ловушек, не раскрывшихся после образования в них скоплений УВ;
- наличие в разрезе эффективных флюидоупоров.

Таким образом, научно обоснованное прогнозирование перспектив нефтегазонасыщенных территорий и зон нефтегазонакопления возможно только при комплексном изучении всей совокупности рассмотренных факторов и особенностей их изменений в пространстве и во времени.

### 8.3.1.7. РЕКОНСТРУКЦИЯ ПРОЦЕССОВ НЕФТЕГАЗООБРАЗОВАНИЯ

Синтез рассмотренных выше факторов, влияющих на процессы нефтегазообразования и нефтегазонакопления в осадочном бассейне, позволяет проследить историю формирования структур, характер накопления и преобразования пород и органического вещества, геохимическую обстановку его формирования, геотемпературный режим, особенности формирования флюидальной системы и на этой основе осуществить прогнозирование нефтегазонасыщенности осадочного бассейна в целом или его частей.

Катагенетические превращения ОВ, протекающие при изменениях температур от 60 до 350 °С, способствуют формированию как жидких, так и газообразных УВ. Исходя из фазового состава образующихся УВ, интенсивности генерации, а также преобладающих факторов воздействия на ОВ, обусловленных стадийностью литогенеза, в разрезе осадочного бассейна выделяются определенные генетические зоны, зависящие от типа органического вещества (типа керогена) (см. рис. 9).

Для количественного выражения катагенеза керогена используют «индексы» созревания:  $R_0$  – показатель отражательной способности витринита;  $T_{\max}$  – максимальная температура при пиролизе породы, по которым можно установить количество генерированных УВ, тип скопления УВ и т.д.

Очаги нефтегазообразования (НГО) в осадочном бассейне возникают, когда первая (нижняя) из накопившихся материнских толщ оказывается на глубинах с благоприятными термобарическими условиями, соответствующими главной зоне нефтеобразования (ГЗН) или главной зоне газообразования (ГЗГ). В дальнейшем, по мере погружения и осадконакопления, положение и конфигурация очагов НГО меняется, изменяется и объем входящих в них отложений, интенсивность генерации и миграции УВ. Очаги НГО постепенно расширяются и могут образовывать единый очаг.

Положение ГЗН в разрезе осадочного бассейна и современная верхняя граница его очага в достаточной степени уверенно устанавливается химико-битуминологическими, углепетрографическими и другими методами изучения нефтегазоматеринских отложений. Важно определить начало образования и выделить эпохи наибольшей интенсивности этого процесса, проследить изменение в пространственном положении (по площади и глубине) очага НГО. Для этого применяют простой информативный анализ истории погружения нефтематеринских толщ, названный методом «модели прогрева». Этот метод дает возможность не только прогнозировать интервал осадочного разреза, находящегося в ГЗН (ГЗГ), но и определить длительность пребывания каждой нефтегазоматеринской толщи в условиях, оптимальных для нефтегазообразования. Для построения «модели прогрева» используется конкретный разрез скважины, образующий ось ординат. По оси абсцисс откладывается время в миллионах лет, отвечающее геологическому возрасту пород, слагающих разрез. Затем на график наносятся палеотектонические кривые, отражающие постепенное изменение глубины залегания отдельных стратиграфических комплексов, включая нефтегазоматеринские толщи, от начала их образования до современного (рис. 35). Так воссоздается картина последовательного прохождения конкретными нефтегазоматеринскими толщами различных глубинных интервалов и, следовательно, различных температурных зон. На графике по оси ординат определяется температурный интервал, соответствующий главной зоне нефтеобразования. Для этого используются как данные замеров современной температуры в скважине, так и все известные сведения о палеотемпературах. Для корректировки положения ГЗН необходимо учитывать имеющиеся геохимические, углепетрографические, литологические и другие показатели катагенеза пород и органического вещества, полу-

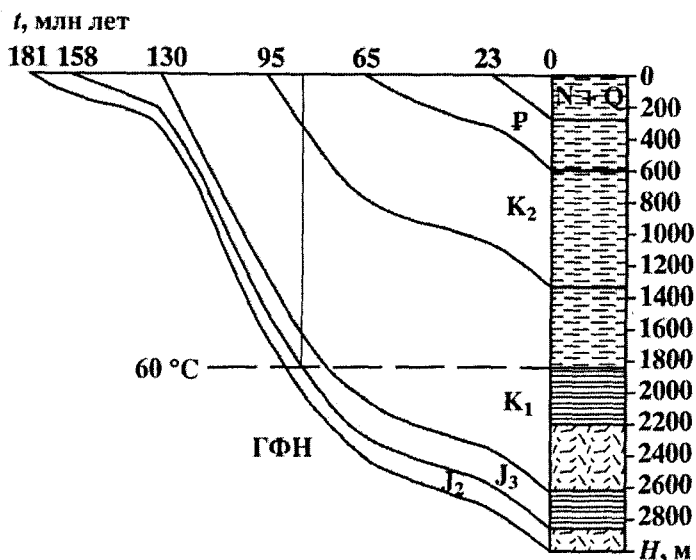


Рис. 35. Пример построения модели прогрева материнских толщ

чаемого в процессе изучения разреза скважины. Установлено [7, 15, 45], что в областях кайнозойского осадконакопления, палеотемпературы и катагенетическая зональность ОВ соответствуют современным температурам. В областях мезозойского и кайнозойского прогибания современное распределение температур по разрезу не отвечает катагенетической зональности ОВ, так как палеотемпературы были выше современных.

При этом, чем древнее прогибание, тем больше разность между современными и палеотемпературами. Верхняя граница ГЗН выделяется на графике соответствующей изотермой (60 °С, что соответствует глубине около 2 км при отсутствии другой информации). Нефтематеринские толщи, находящиеся ниже указанной изотермы, оказываются в очаге НГО. По «модели прогрева» можно установить начало вступления нефтегазоматеринских пород в очаг НГО, если спроецировать на ось абсцисс (временную шкалу) точку пересечения с верхней изотермой ГЗН кривой, соответствующей подошве генерирующей толщи. Точка пересечения кривой, отвечающая кровле производящей свиты, с нижней изотермой (150 °С), фиксирует время выхода свиты из ГЗН, тем самым определяется временной интервал интенсивной нефтегенерации в конкретном участке бассейна.

При определении площади материнских толщ, входящих в очаг НГО и находящихся в палеоочаге, необходимо исследовать все имеющиеся данные палеотектонических реконструкций, осуществляемых по результатам бурения и сейсмических исследований. Установление площади НГО возможно, если для рассматриваемых стадий развития бассейна имеется серия палеотектонических профилей и особенно палеоструктурные карты кровли и подошвы каждой нефтематеринской толщи, на которые наносятся верхние и нижние изотермы (границы ГЗН).

При совмещении палеоструктурных карт кровли и подошвы нефтематеринских толщ выделяются участки, которые еще не вошли в ГЗН, находящиеся в ней или уже попавшие в ГЗГ. Контроль этих определений должен осуществляться по результатам степени катагенеза или стадии углефикации ОВ пород, отобранных в скважинах или в обнажениях.

На основе проводимых палеотектонических и палеогеотермических реконструкций создается последовательный ряд схем, на которых прослеживается положение конкретной материнской свиты в очаге НГО на каждой стадии развития бассейна. Так как в разрезе осадочного бассейна материнских толщ может быть несколько, то такой последовательный ряд схем составляется для каждой толщи по способу изопахического треугольника, а ряд схем называют эволюционным треугольником [44].

Использование «модели прогрева» правомочно только для тех бассейнов или их частей, где катагенетические изменения ОВ происходили и происходят под воздействием нормального геотемпературного поля. Из анализа необходимо исключить:

- зоны, близкие к областям интенсивного складкообразования, где уровень катагенеза ОВ может определяться сочетанием нескольких факторов, а не только температурой;

- зоны, где в осадочной толще имеются длительные и многократные перерывы в осадконакоплении, затрудняющие реконструкцию динамики прогибания и прогрева нефтегазоматеринских толщ.

Многие исследователи [17, 44] отмечают, что температурный, а следовательно, и глубинный интервалы главной зоны нефтеобразования расширяются при значительных (лавинных) скоростях осадконакопления ( $>100$  м/млн лет), а также при наличии сверхгидростатических давлений в осадочной толще. Следовательно, критическая глубина генерации нефти и переход ее в газовую фазу в этих областях может нахо-

даться в интервале глубин от 4 до 7 км, а температурный барьер оценивается в диапазоне 180–200 °С. Об этом свидетельствуют открытия залежей нефти в бассейнах Прикаспия, Калифорнии, Предкавказья и др.

Формирование нефтегазовых скоплений определяется соотношением зон возможного нефтегазонакопления и очагов нефтегазообразования. Выделяют три типа их соотношения в пространстве: *совмещенный* — зоны располагаются внутри очага, *периферийный* — зоны приурочены к окраинным частям очага, *разобщенный* — зоны находятся вне очага. Этими соотношениями определяется одностороннее или всестороннее питание ловушек.

Зоны возможного нефтегазонакопления могут быть сформированы как до начала интенсивного образования УВ, так и одновременно с генерацией УВ или после того, как в нефтематеринских толщах прекратилась генерация. Зоны нефтегазообразования совмещенного типа, сформировавшиеся до и одновременно с образованием зональных и локальных ловушек, представляют наибольший интерес с точки зрения перспектив нефтегазоносности, особенно по сравнению с зонами разобщенного типа постгенерационного формирования ловушек.

Месторождения группируются в пределах очага или непосредственно над ним. К очагу тяготеют скопления УВ, на положение, форму и размеры которых основное влияние оказывает тектонический фактор. Историко-генетические условия формирования скоплений позволяют определить стратиграфический объем разреза и площади с возможно максимальной нефтегазоносностью, обосновать раздельное прогнозирование фазового состояния флюидов, рекомендовать первоочередные объекты поисково-разведочных работ.

Миграция углеводородов из материнских толщ по проницаемым слоям к местам скопления детально освещалось во многих работах (А.А. Бакирова, И.О. Брода, И.В. Высоцкого и др.).

Первичная миграция (эмиграция) осуществляется под действием на материнскую толщу температуры и давления в виде ионных или коллоидных растворов в воде, а также в газовой фазе. Растворимость УВ в воде в диапазоне температурной зоны 70–180 °С составляет 100–1000 г/см<sup>3</sup>. В этом же интервале наблюдается максимальный отжим воды с УВ из материнской толщи. Газовая миграция начинается с глубины 3,5–4 км.

Если отжатие воды происходило до интенсивной генера-

ции УВ, то это вызывает затрудненность их миграции из материнской толщи.

Для миграции УВ большое значение имеет строение разреза, особенно характер переслаивания материнских толщ с коллекторскими породами. Лучшими условиями для миграции является следующая последовательность снизу вверх — нефтепродуцирующая, коллекторская и флюидоупорная толща. Другая последовательность или затрудняет, или исключает первичную миграцию УВ из генерирующих толщ. Однако в мощных глинистых толщах часто выделяются аномально разуплотненные слои глин, характеризующиеся увеличенной пористостью и проницаемостью по сравнению с окружающими глинистыми породами, что позволяет считать их нетрадиционными коллекторами.

Внутрирезервуарная миграция (вторичная) предопределяется наличием путей миграции к местам их скопления. Различают вертикальную и латеральную миграцию. Вертикальная происходит поперек напластования по трещинам и зонам нарушения сплошности пластов. При латеральной миграции путями перемещения являются коллекторские толщи. Условиями миграции УВ во многом определяются пористостью и проницаемостью коллекторов. Их величина зависит от первичных характеристик (минеральный состав, фациальные условия накопления, значения рН поровых вод, структурные и текстурные особенности и др.) пород коллекторских горизонтов и от последующих (вторичных), воздействия различных факторов литогенеза, определяющих характер и уровень происходящих изменений в коллекторах.

В вертикальном разрезе осадочной толщи выделяются три зоны коллекторов: верхняя, средняя и нижняя.

В *верхней* зоне преобладают породы с первичными емкостно-фильтрационными свойствами (ФЭС), сформировавшиеся на стадиях седименто- и диагенеза, не изменяющиеся на значительных площадях, что обеспечивает возможность для латеральных перемещений флюидов.

В *средней* зоне в ходе катагенетических изменений (растворение, замещение, цементация) возникают участки вторичной повышенной пористости и проницаемости, и вследствие латеральной неоднородности, ФЭС сохраняются или даже улучшаются на одних участках, а на других ухудшаются, что затрудняет латеральную миграцию и преобладающей становится вертикальная миграция.

В *нижней* зоне, в условиях начала литогенеза улучшение ФЭС происходит в результате широкого развития трещино-



ватости, что способствует избирательной вертикальной миграции флюидов.

### **Контрольные вопросы**

1. Что представляет собой очаг нефтегазообразования?
2. По каким данным строят «модель прогрева» ОВ?
3. Где формируются очаги нефтегазоносности?
4. На каких графических документах можно проследить формирование и разрастание очагов нефтеобразования?
5. На основе каких графических документов строят карты перспектив нефтегазоносности?
6. Какие земли выделяются по степени перспективности?

### 8.3.2. КОЛИЧЕСТВЕННАЯ ОЦЕНКА ПРОГНОЗНЫХ РЕСУРСОВ

Для долгосрочного прогноза нефтегазоносности недостаточно изучения осадочного бассейна или его части, необходимо оценить потенциальные ресурсы нефти и газа. Под начальными потенциальными геологическими ресурсами понимают общее количество УВ, содержащихся в недрах бассейна или его объекта до начала эксплуатации.

В настоящее время используются три основных метода потенциальной оценки ресурсов недр: сравнительно-геологический, объемно-стратиграфический и объемно-генетический [44].

Сравнительно-геологический метод наиболее широко используется для оценки слабоизученных территорий на основе аналогии районов с известной промышленной нефтегазоносностью или хорошо изученными геолого-геофизическими методами. Этот метод включает два способа количественного прогноза нефтегазоносности — геологический способ и способ многомерного математического моделирования процессов нефтегазообразования и нефтегазонакопления. Общим для них является применение принципов аналогии, в соответствии с которыми определяются количественные меры сходства между эталонными и расчетными объектами. Расчет ресурсов производится раздельно по всем нефтегазоносным и перспективным комплексам в данном регионе. В геологических способах сравнительных геологических аналогий количественно анализируют небольшое число (5–6) геолого-геофизических переменных. Среди геологических способов выделяются (по Н.И. Буялову, В.Г. Васильеву и др., 1962): прогноз ресурсов по удельным плотностям запасов на единицу

площади, на единицу объема и по запасам, приходящимся на усредненную структуру. Сущность геологических способов заключается в сравнении расчетного и хорошо изученного эталонного участков и переносе удельной плотности ресурсов с эталонного на расчетный участок с учетом изменения (поправок) основных информационных параметров нефтегазо-накоплений. Поправка на изменение параметров определяется как отношение его значений на расчетном и эталонном участках. Сводный коэффициент (коэффициент аналогии) между этими участками представляет собой произведение всех поправочных коэффициентов.

Начальные суммарные ресурсы (НСР) расчетного участка при оценке способом по удельным плотностям запасов на единицу площади определяются по формуле

$$Q_p = \rho_{эу} \cdot S_p \cdot K_{ан},$$

где  $\rho_{эу}$  — удельная плотность начальных запасов УВ на единицу площади эталонного участка, млн т/км<sup>2</sup>, млрд м<sup>3</sup>/км<sup>2</sup>;  $S_p$  — площадь расчетного участка;  $K_{ан}$  — коэффициент аналогии.

Для определения удельной плотности начальных запасов в пределах эталона используется сумма начальных разведанных запасов, предварительно оцененных запасов с учетом коэффициента их подтверждаемости, а в отдельных случаях и перспективных ресурсов (если эталон не разведан)

$$\rho_{эу} = Q_p \sum Q_{нр} \cdot K_{ан};$$

площадь  $S_p$  определяется по контуру эталонного участка.

Оценивают НСР способом прогноза ресурсов по удельным плотностям запасов на единицу объема по формуле

$$Q_p = \rho_{эу} \cdot V_p \cdot K_{ан},$$

где  $\rho_{эу}$  — удельная на единицу объема плотность начальных запасов эталонного участка, млн т/км<sup>2</sup>, млрд м<sup>3</sup>/км<sup>2</sup>;  $V_p$  — общий объем оцениваемых пород расчетного участка, км<sup>2</sup>.

По этому способу можно производить расчеты, используя вместо общего объема пород оцениваемого комплекса только объем пород-коллекторов.

Начальные суммарные ресурсы, определяемые по запасам, приходящимся на усредненную структуру, применимы только для оценки ресурсов, связанных с антиклинальными поднятиями. Оценка ресурсов этим способом производится по формуле

$$Q_p = \eta_p \cdot q_{стр} \cdot K_{дост} \cdot K_{ан},$$

где  $\eta_p$  — предполагаемое количество структур на расчетном участке (в том числе находящихся в бурении, подготовленных

и выявленных);  $q_{\text{стр}}$  — средние запасы, приходящиеся на одну структуру эталонного участка, определяемые путем деления суммы начальных запасов месторождений на количество открытых на эталоне месторождений;  $K_{\text{доств}}$  — коэффициент достоверности ресурсов категории  $C_3$  на эталоне;  $K_{\text{ан}}$  — коэффициент аналогии, учитывающий главным образом изменение структурного фактора — амплитуд и средних размеров структур, степени заполнения ловушек и других параметров — на расчетном участке в сравнении с эталоном.

Основные погрешности при этом способе определяются существенными различиями в размерах структур, неравномерным их распределением по площади, широким диапазоном величины концентрации запасов залежей в оцениваемом комплексе.

При оценке прогнозных ресурсов способами многомерно-математического моделирования процессов нефтегазообразования и нефтегазонакопления одновременно анализируется большой объем геолого-геофизической и геохимической информации — до 50 параметров в пределах одной оценочной площади. В состав этой группы включены способы с использованием кластер-анализа, регрессионного и факторного анализов, с применением препарата распознавания образов, способ прямого математического моделирования перспектив нефтегазоносности. Принцип аналогии заключается в определении по эталонной выборке долевого участия большого числа параметров формирования величины плотности ресурсов и переносе ее на расчетные участки. Полное исследование подобной информации возможно только с использованием ЭВМ.

Объемно-генетический метод оценки ресурсов использует прямой расчет общих количеств нефти и газа в недрах по данным о количестве, составе и степени катагенеза  $OB$ . Масса  $UB$ , сконцентрированная в оцениваемом объекте прогноза, определяется как разница между количеством  $UB$ , мигрировавших из исходной массы  $OB$ , и потерями  $UB$  при миграции от очага генерации до объекта первичной аккумуляции и в результате расформирования первичных скоплений и рассеивания.

Для расчетов необходимо иметь данные о массе и распределении различных типов  $OB$  в породах, доле остаточного битумоида в породах, палеотемпературах и палеоглубинах осадочных толщ в бассейне, о количестве жидких и газообразных  $UB$ , рассеявшихся при миграции в породах и пластовых водах. В настоящее время существует несколько модификаций этого метода.

Неразведанные суммарные ресурсы для нефти определяются по формуле

$$Q_p^H = \eta \cdot K_a \cdot K_3 \cdot \sum_{i=1}^n V_i \cdot OB^H \cdot \beta_{x\lambda} - Q_H,$$

а для газа — по формуле:

$$Q_p^r = \eta \cdot K_a \cdot K_r \cdot \sum_{i=1}^n V_i \cdot OB^r \cdot \beta_{x\lambda} - Q_r,$$

где  $Q_p$  — объем естественных потерь УВ из сформированных залежей;  $\eta$  — средняя плотность пород, т/м<sup>3</sup>;  $K_a$  — коэффициент аккумуляции;  $K_3$  — коэффициент эмиграции для ГФН;  $K_r$  — коэффициент эмиграции для ГФГ;  $V_i$  — объем потенциальной нефтегазоматеринской толщи в пределах выделенной зоны катагенеза;  $OB^H$  — средневзвешенная концентрация ОБ сапропелевого типа в породе, % (по весу);  $OB^r$  — то же для ОБ гумусового типа;  $\beta_{x\lambda}$  — битумоидный коэффициент, % от ОБ.

Наиболее достоверным при этом методе оценки является определение количества эмигрировавших УВ. Критерии оценки коэффициентов аккумуляции и потерь УВ ненадежны, в связи с этим этот метод оценки применяется в качестве контрольного и характеризует максимально возможные объемы ресурсов нефти и газа в оцениваемом объекте.

Объемно-статистический метод оценки ресурсов основан на эмпирически установленной зависимости геологических НСР УВ от объема осадочного чехла оцениваемого объекта. В простейшем виде:

$$Q_H = K \cdot V,$$

где  $Q_H$  — геологическая НСР УВ;  $K$  — объем осадочного выполнения;  $V$  — объемная плотность ресурсов.

Имеется ряд формул, описывающих эту зависимость для бассейнов с различным объемом осадочного выполнения. Для оценки ресурсов с объемом менее 3 млн км<sup>2</sup> А.Э. Конторовичем, М.С. Моделевским и А.А. Трофимуком на основе анализа осадочных бассейнов мира рекомендована формула

$$\text{Ln} Q_H = 1,19 \text{Ln} V - 6,47.$$

Ресурсы бассейнов с объемом более 3 млн км<sup>2</sup> предложено оценивать по формуле

$$Q_H = 63,33 \left[ \exp(1,3 \times 10^{-4} \times V) - 1 \right].$$

Современные модификации объемно-статистического метода предусматривают одновременно с оценкой геологических НСР УВ бассейнов прогноз объемов в различных интервалах глубин, оценку ресурсов жидких и газообразных УВ, определение доли ресурсов крупных месторождений и других показателей, характеризующих качественную структуру ресурсов.

Другим методом оценки НСР является экспертный метод, основанный на использовании опыта, знаний, интуиции одного или групп крупных специалистов. Для повышения точности количественного прогноза обязательно одновременное использование комплекса методов и способов оценки и вероятное представление результатов прогноза.

Определение нефтегенерационного потенциала ОВ пород слабоизученного осадочного бассейна по небольшому количеству глубоких скважин представляет научный и практический интерес. Показатель нефтегенерационного потенциала ( $\Pi^{OB}$ ) определяется количеством нефти, которое способно генерировать РОВ породы в диапазоне шкалы катагенеза от  $ПК_1$  до  $AK_1$ . Этот потенциал определяется типом и количеством ОВ, содержащихся в нефтегазоматеринских породах, а также степенью их катагенеза. Керогены I и II типов обладают высоким потенциалом по сравнению с керогеном III типа, особенно при высокой его концентрации в породе. С ростом термической зрелости ОВ нефтегенерационный потенциал уменьшается, поэтому выделяют остаточный потенциал ( $\Pi_{ост}^{OB}$ ) как разницу между исходным и реализованным потенциалами ОВ.

Более точно нефтегазогенерационный потенциал определяется по методу Рок-Эвал по значениям  $S_2$  и  $IH$ . По мере роста катагенеза и значений  $T_{max}^o$ , УВ ресурсы истощаются. Степень истощения определяется по формуле

$$K_n = (IH_0 - IH_k) / IH_0,$$

где  $IH_0$  — исходный водородный индекс керогена ОВ в начале катагенеза;  $IH_k$  — водородный индекс керогена ОВ на современной стадии катагенеза ОВ.

Значение  $IH_0$  связано с типом ОВ. Для керогена I типа величина  $IH_0$  превышает 600 мг УВ/г  $C_{орг}$ ; для II типа 500–250 мг УВ/г  $C_{орг}$ ; III тип — меньше 250 мг УВ/г  $C_{орг}$ .

Параметры Рок-Эвал используются также за рубежом для подсчета прогнозных ресурсов нефти.

На первом этапе определяется индекс генерационного потенциала ОВ ( $I_{сп}$ ) по формуле

$$I_{sp} = \frac{H_0(S_1 + S_2) \cdot \rho}{1000},$$

где  $H_0$  – мощность нефтематеринской тощи, м;  $S_1 + S_2$  – реализованный и остаточный потенциал, кг/т породы;  $\rho$  – плотность материнской породы, т/м<sup>3</sup> (в среднем 2,5 т/м<sup>3</sup>).

По разным бассейнам мира величина  $I_{sp}$  колеблется от 1 до 65 т/м<sup>3</sup>. При величине  $I_{sp}$  более 10 бассейн считается высокоперспективным, при  $I_{sp} = 5-10$  – перспективным, а при  $I_{sp}$  менее 5 – отсутствие промышленных месторождений. Однако в интервалах ниже «нефтяного окна» использование этого параметра приводит к ошибочным выводам.

На втором этапе прогнозные ресурсы определяются по формуле

$$R_p = I_{sp} \cdot Q,$$

где  $Q$  – площадь развития нефтематеринских толщ, м<sup>2</sup>.

Более точно прогнозные ресурсы нефти подсчитываются с учетом реализованного генерационного потенциала  $S_1$  и путем определения индекса генерации нефти ( $Log$ ):

$$Log = \frac{H \cdot S_1 \cdot \rho}{1000},$$

а прогнозные ресурсы – по формуле

$$R_p = \frac{H \cdot S_1 \cdot \rho}{1000} \cdot Q.$$

### **Контрольные вопросы**

1. Какие методы используются для оценки ресурсов недр?
2. Какая формула используется при оценке ресурсов по удельным плотностям запасов: на единицу площади; на единицу объема; на усреднённую структуру?
3. Какие параметры учитываются в объемно-генетическом методе оценки ресурсов?
4. Как определяются нефтегенерационный потенциал УВ, в том числе по методу Рок-Эвал?

### **8.3.3. ПОСТРОЕНИЕ КАРТ ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ**

Результатом исследований по оценке перспектив нефтегазоносности осадочного бассейна является карта перспектив нефтегазоносности, которая служит основным геологическим документом для определения дальнейших направлений геоло-

го-геофизических исследований для обнаружения новых скоплений УВ.

Перспективы нефтегазоносности оцениваются по степени проявления процессов генерации, миграции и аккумуляции этих УВ с образованием скоплений, а также процессов их возможного разрушения в ходе геологического развития осадочного бассейна.

Карты перспектив представляют собой итог исследований определенных факторов, влияющих на нефтегазоносность изучаемой территории. В зависимости от вида исследований различают карты перспектив по общегеологическим данным, изучению нефтегенерационного потенциала, геохимическим, гидрогеологическим показателям, раздельному прогнозу нефти, газа, конденсата отдельно взятого литолого-стратиграфического комплекса определенного возраста. Сводные карты перспектив строятся по нескольким исходным данным и должны содержать информацию по всем участвующим в оценке комплексам.

Главное содержание карты перспектив нефтегазоносности — разделение территории или акватории на участки по степени перспективности. Выделяют территории с доказанной нефтегазоносностью, высокоперспективные, перспективные, малоперспективные и бесперспективные. Участки территории, слабо освещенные фактическим материалом, относят к землям с невыясненными перспективами.

При отнесении земель к различным категориям учитывается возможность генерации УВ в исследуемых отложениях (наличие очагов нефтегазообразования, в которых находились или находятся породы с генерационным потенциалом УВ), возможность миграции образующихся УВ в природные резервуары, сложенные коллекторами и флюидоупорами.

Карты перспектив строятся на тектонической основе и дополняются картами мощностей изучаемого комплекса.

Соотношение коллекторов и флюидоупоров играет большую роль в оценке перспектив нефтегазоносности. Оно оценивается как благоприятное, если те и другие разновидности имеют достаточно высокое качество, причем флюидоупоры перекрывают коллекторские толщи. Если же один из составляющих типов пород оказывается низкокачественным, то качество другого уже не может обеспечить нефтегазоносность всей толщи. Наличие хороших флюидоупоров позволяет надеяться на обнаружение литологически ограниченных ловушек (шнурковых, баровых). На картах отмечают установленные или предполагаемые зоны нефтегазонакопления, связанные с крупными поднятиями, валами, зонами развития

рифогенных образований, с выклиниванием или стратиграфическим срезанием перспективных отложений, а также с разломами, обеспечивающими тектоническое экранирование природных резервуаров на моноклиналях, а также локальные ловушки и залежи УВ.

При этом к высокоперспективным зонам нефтегазонакопления, при прочих благоприятных для нефтегазоносности условиях, относят крупные поднятия, характеризующиеся унаследованным развитием, сформированные до начала генерации УВ.

### **Контрольные вопросы**

1. Что представляют собой карты перспектив?
2. На какой основе строят карты перспектив нефтегазоносности?
3. Как выделяют высокоперспективные зоны нефтегазонакопления?

## **Глава 9**

### **МЕТОДЫ ПОИСКОВО-ОЦЕНОЧНОГО ЭТАПА**

Цель поисково-оценочного этапа — обнаружение новых месторождений нефти и газа или новых залежей на ранее открытых месторождениях и оценка их промышленной значимости, с предварительной оценкой их запасов по категории  $S_2$  и частично  $S_1$ . Геологоразведочные исследования на данном этапе проводятся по лицензии на геологическое изучение недр, дающей право на проведение поисков или оценки месторождений (залежей), или по совмещенной лицензии на поиск, разведку, добычу.

Поисково-оценочный этап подразделяется на стадию выявления и подготовки ловушек к поисковому бурению и стадию поисков и оценки месторождений (залежей).

#### **9.1. СТАДИЯ ВЫЯВЛЕНИЯ И ПОДГОТОВКИ ЛОВУШЕК**

Стадия выявления и подготовки ловушек к поисковому бурению в свою очередь подразделяется на две подстадии:



выявление объектов и подготовка объектов к поисковому бурению.

Подстадия выявления имеет своей целью обнаружение перспективных ловушек с оценкой прогнозных и локализованных ресурсов УВ по категориям  $D_2$  и  $D_1$  для последующей подготовки их к поисковому бурению.

Перспективные на нефть и газ ловушки выявляют или по результатам интерпретации данных региональных геолого-геофизических и геохимических исследований, или по результатам ревизии и переинтерпретации проведенных ранее геолого-геофизических исследований, по новым более совершенным методикам.

Объектами выделения ловушек могут быть или новые перспективные территории в пределах возможных зон нефтегазонакопления, или районы с установленной промышленной нефтегазонаоспособностью. Схема последовательностей решения задач по выявлению ловушек (по Г.А. Габриэлянцу) показана на рис. 36.

Поиски ловушек в новых перспективных зонах нефтегазонакопления первоначально ориентируют на наиболее доступные структурные этажи и крупные локальные структуры. По мере исчерпания крупных, контрастных антиклинальных структур работы ориентируют на малоамплитудные локальные поднятия и различного рода неантиклинальные ловушки (НАЛ) — рифы, зоны литологического выклинивания, замещения, погребенные эрозионные выступы, песчаные тела и другие ловушки.

Типовой комплекс работ по выявлению ловушек включает:

1) дешифрирование материалов АФС и КС локального и детального уровней генерации;

2) структурно-геоморфологическую и структурно-геологическую, геохимическую, гидрогеологическую съемки масштабов 1:100 000 и 1:50 000;

3) комплекс геофизических исследований, состоящий из гравитационной, электро- и магниторазведки в различных модификациях масштабов 1:100 000 и 1:50 000;

4) сейсморазведочные работы МОВ, МОП, КМПВ по отдельным региональным профилям;

5) геологическую интерпретацию временных сейсмических разрезов (сейсмофациальный анализ) с целью выявления НАЛ, пород-коллекторов и флюидоупоров;

6) специализированные исследования по прогнозу геологического разреза (ПГР) и прямым поискам УВ (выявления аномалий типа «залежь»;

7) бурение структурных и параметрических скважин.

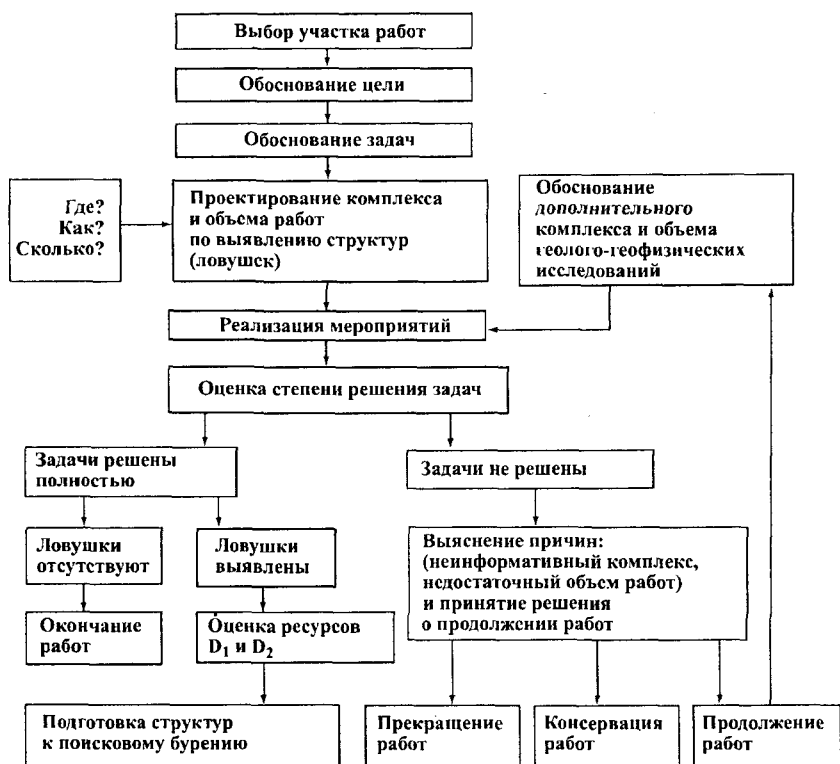


Рис. 36. Последовательность решения задач по выявлению ловушек (по Г.А. Габриэлянцу)

Выявленными ловушками следует считать:

— антиклинальные перегибы отражающих горизонтов, выявленных редкой сеткой сейсмических профилей;

— локальные гравитационные, магнитные, электрические, геохимические, геотермические и другие аномалии, связь которых с ловушками подтверждается сейсмическим профилем или структурными скважинами не менее, чем по двум перпендикулярным пересечениям;

— наличие антиклиналей, обнаруженных геологической или геоморфологической съемкой, если доказана сейморазведкой или другими методами унаследованность структурных планов осадочного чехла.

В связи с этим фонд выявленных ловушек по перспективным зонам нефтегазонакоплений включает самые различные по типу, размерам и достоверности локальных объектов различные аномалии типа «залежь». Из имеющегося фонда вы-

явленных ловушек выбирают наиболее перспективные для подготовки их к поисковому бурению, для которых осуществляется подсчет локализованных ресурсов по категории  $D_{1a}$ . К наиболее перспективным относятся те ловушки, которые тяготеют к установленным и возможным зонам нефтегазонакопления, а также характеризуются благоприятными для района геолого-экономическими предпосылками ввода их в поисковое бурение. Подстадия подготовки объектов имеет цель значительно повысить достоверность строения выявленных ловушек, рекомендуемых к поисковому бурению. Последовательность решения задач на этой стадии показана на рис. 37. Основными задачами этой стадии являются: детализация выявленных перспективных ловушек, позволяющая прогнозировать пространственное положение залежей, количественная оценка перспективных ресурсов на объектах, подготовленных к поисковому бурению, выбор объектов и определение очередности их ввода в поисковое бурение.

подавляющая часть выявленных ловушек различного типа подготавливается к бурению геофизическими методами,

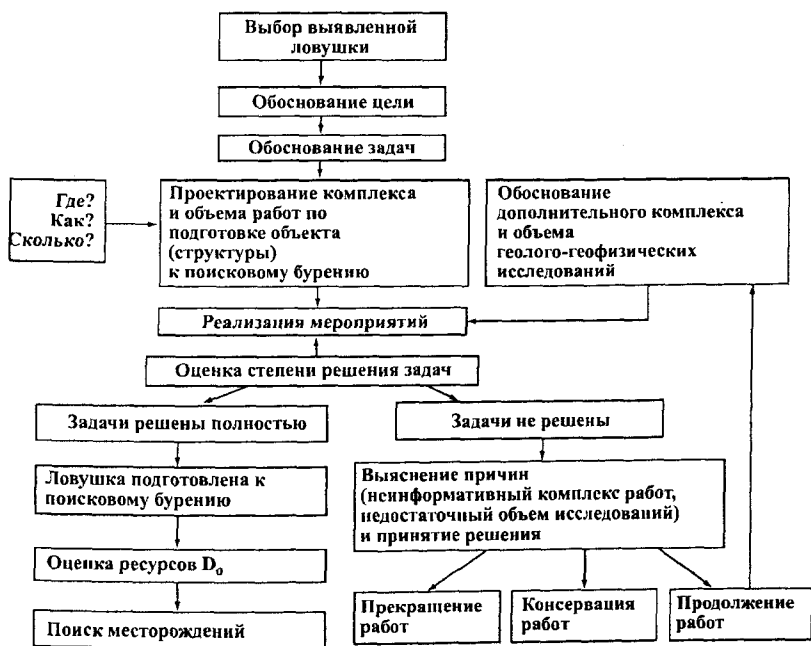


Рис. 37. Последовательность решения задач по подготовке объектов к поисковому бурению (по Г.А. Габриэлянцу)

особенно сейсморазведкой МОВ, МОГТ масштаба 1:50 000 и 1:25 000, ВСП, при необходимости 3D. Плотность сети сейсмических профилей при детальных работах зависит от размеров подготавливаемых ловушек и их амплитуд и составляет от 0,7 до 3 км профилей на 1 км<sup>2</sup> при расстоянии между профилями от 1 до 6 км.

По мере изучения зоны НГН поисковая и детальная сетки профилей становятся плотнее из-за необходимости подготовки все более мелких ловушек и неантиклинальных объектов. В типовой комплекс по подготовке выявленных объектов к поисковому бурению включают также дешифрирование материалов аэрофото- и космических съемок локального и детального уровня генерализации, структурно-геоморфологические съемки, а также более детальный сейсмофациальный анализ временных разрезов и специализированные работы и исследования по прогнозу геологического разреза и выявления аномалий типа «залежь» (АТЗ), а в сложных сейсмогеологических условиях – объемную сейсморазведку (3D) и бурение глубоких параметрических скважин.

Методика поисков залежей нефти и газа зависит в основном от типов ловушек, которые определяются особенностью их морфологии природного резервуара, а также их генезисом. Ловушки для нефти и газа, встречаемые в осадочном чехле, характеризуются большим разнообразием. В первые десятилетия XX века были установлены ловушки многих генетических и морфологических типов, поэтому возникла необходимость их классификации. Известны первые классификации ловушек Ф. Клаппа (1910–1929), И.М. Губкина (1932) И.О. Брода (1937–1962) и многих других геологов-нефтяников России. В настоящее время известны десятки генетических и морфологических классификаций ловушек, учитывающих соответственно их форму и условия образования.

Целью классификации ловушек является установление и систематизация условий образования и развития различных форм ловушек, а также закономерностей их размещения в недрах. Знание процессов образования ловушек важно при их прогнозировании в перспективных нефтегазоносных комплексах, а знание морфологии ловушек необходимо при их выявлении и подготовке к поисково-оценочному бурению, а также определении систем размещения скважин.

Известно, что в природных резервуарах существуют структурные, литологические, стратиграфические, рифогенные и гидродинамические ловушки. Ловушки структурного класса образуются в результате изгиба слоев или разрыва их сплошности из-за пликативных и дизъюнктивных дислока-

ций. Основными типами этих ловушек являются антиклинальные и тектонически экранированные. Ловушки литологического класса образуются в результате литологического замещения пористых проницаемых пород непроницаемыми или в результате выклинивании пород-коллекторов по восстановлению слоев, а также при повышенной локальной трещиноватости горных пород и при наличии песчаных линз внутри глинистых толщ. Ловушки стратиграфического класса образуются в результате денудационного срезания пород-коллекторов, их несогласного перекрытия флюидоупорами. Ловушки рифогенного класса образуются в результате жизнедеятельности рифостроящих организмов и последующего их перекрытия флюидоупорами. Гидродинамические ловушки образуются в результате гидродинамического напора встречного потока вод, оказывающего противодействие на мигрирующие углеводороды, т.е. в результате появления экрана, созданного нисходящими высоконапорными водами, циркулирующими по пластам-коллекторам, поверхностям стратиграфических несогласий и тектоническим нарушениям (А.А. Карцев, 1957). Ловушки литологического структурно-рифогенного и гидродинамических типов называют неструктурными или не антиклинальными ловушками (НАЛ). При выявлении и подготовке НАЛ к поисковому бурению Г.А. Габриэлянцем в 80-х годах прошлого столетия была разработана их генетическая и морфологическая классификация (рис. 38).

В генетической классификации НАЛ выделены седиментационные и постседиментационные. Под седиментационными понимают ловушки, которые сформировались в процессе осадонакопления под воздействием структурно-седиментационных аккумулятивных и эрозионно-аккумулятивных процессов. Среди постседиментационных ловушек выделяются диагенетические, эпигенетические, химического выветривания, эрозионные и структурно-денудационные ловушки. Генетическая классификация широко используется на региональном этапе и на стадии выявления ловушек к поисковому бурению, когда на основе литолого-фациальных и палеогеоморфологических исследований возможно выделение определенных зон в литолого-стратиграфическом комплексе (ЛСК), в которых целесообразно проведение геологоразведочных работ с целью выявления НАЛ конкретных генетических типов.

На стадии поиска и оценки залежей углеводородов выбор рациональных систем размещения и определения оптимального числа поисково-оценочных скважин зависит от формы



Группа	Процессы, приведшие к образованию ловушек	Типы ловушек	Характерные примеры	
Литологические	Седиментационные	Структурно-седиментационные	Фациального замещения на региональных структурных элементах	
			Фациального замещения на локальных структурах	
		Аккумулятивные	Рифовые	
			Баровые, береговых валов, кос, пляжей и др.	
		Эрозионно-аккумулятивные	Дельтовые, авандельтовые	
			Речные	
	Подводных течений			
	Постседиментационные	Диagenетические	Неравномерных уплотнений, цементации и диагенетической трещиноватости	
		Эпигенетические	Вторичное заполнение пор минералами вторичной трещиноватостью и растворением	
	Стратиграфические	Постседиментационные	Химического выветривания	Палеокарстовые
Древних кор выветривания				
Эрозионные			Запечатанные асфальтовой пробкой, или окисленной нефтью	
			Эрозионно-останцовые	
Структурно-денудационные			Срезанные несогласием	
			Прилегающие к несогласию	

Рис. 38. Генетическая классификация НАЛ (по Г.А. Габриэлянцу)

ловушек, которые могут быть аппроксимированы определенным числом простых геометрических тел в виде трехмерных моделей. Объемные модели позволяют использовать компьютерные технологии для определения рациональной системы заложения поисково-оценочных и разведочных скважин.

Мировой практикой нефтегазопромысловых работ доказано, что подавляющее большинство залежей нефти и газа открыто в ловушках структурного класса (68 %). Доля залежей в неструктурных ловушках составляет не более 5 %, а на комбинированные ловушки приходится 27 %. Из приведенных данных следует, что прирост запасов нефти и газа на ближайшую перспективу будет связан с открытием залежей УВ в антиклинальных ловушках, хотя доля открытий залежей в неантиклинальных ловушках будет увеличиваться.

### 9.1.1. ПОДГОТОВКА АНТИКЛИНАЛЬНЫХ ЛОВУШЕК

Подготовка ловушек антиклинального типа к поисковому бурению заключается в построении структурной карты по кровле перспективного горизонта или опорного отражающего горизонта, выделяемого в разрезе перспективного комплекса или вышезалегающих отложений. Подготовленной к поисковому бурению считается та антиклинальная ловушка, для которой рациональным для данного района комплексом геолого-геофизических и геохимических методов достоверно установлены основные черты строения. К ним относятся: размеры и амплитуда, структурные особенности (плавное и гипсометрическое положение свода, крыльев и периклиналей, осложнение пликативами и дизъюнктивами), степень герметичности покрышек и т.д.

Качественные критерии подготовки ловушки, по данным Н.Я. Кунина, определяются тремя основными показателями: ее объемом, глубиной освещения разреза, степенью кондиционности.

Объем антиклинальной ловушки определяет возможную величину залежи нефти и газа. Он зависит от коллекторских свойств, мощности продуктивных горизонтов, площади и амплитуды поднятия. В большинстве случаев определенное значение имеет площадь локальной структуры.

Площадь ловушки определяется по контуру изогипсы с отметкой  $H = H_0 + C/2$ , где  $H_0$  — отметка предельно глубокой замкнутой изогипсы, а  $C$  — соответствующее точности и принятое на структурной карте технически обоснованное сечение изогипс. К крупным ловушкам относятся поднятия

площадью более  $50 \text{ км}^2$ , к средним — от 10 до  $50 \text{ км}^2$ , к небольшим от 5 до  $10 \text{ км}^2$ , к мелким — менее  $5 \text{ км}^2$ .

Достоверность подготовки ловушек зависит, в основном, от разрешающей способности сейсморазведки, погрешность которой в наиболее благоприятных геолого-сейсмических условиях оценивается по соотношению  $E = 0,01H$ , где  $E$  — погрешность подготовки,  $H$  — глубина залегания отражающего горизонта, а сечение изолиний структурной карты  $A = 0,5E$ .

Если антиклинальная структура изображена на структурной карте одной изолинией, то ее надежность  $P_a \approx 0,3$ , если двумя, то  $P_a \approx 0,6$ , если тремя, то  $P_a \approx 0,9$ , а четырьмя, то  $P_a \approx 1$ .

Недостаточная степень надежности структурных ловушек приводит к необходимости бурения лишних поисковых скважин, часто в заложенных неоптимальных условиях, что в значительной мере снижает эффективность поисково-разведочного процесса. Статистика показывает, что примерно 30 % антиклинальных структур не подтверждается бурением, особенно в сложно построенных регионах, в условиях несовпадения структурных планов. В этих условиях для обоснования степени подготовленности структур к поисковому бурению используют данные сопоставления результатов всех видов геолого-геофизических и геохимических исследований, дополняющие структурные карты по целевым горизонтам. В настоящее время в задачу сейсморазведки входит и оценка прогноза литолого-коллекторской характеристики осадочного разреза и флюидонасыщенности коллекторских толщ, т.е. прямое прогнозирование залежей УВ.

Выбор наиболее перспективной антиклинальной ловушки осуществляется по значимости выявленных локализованных ресурсов по категории  $D_1$ . Оценка локализованных ресурсов подготовленных локальных поднятий в пределах новых перспективных в нефтегазоносном отношении районах выполняется на основе анализа, геологической модели ловушки (*структурная карта по опорному отражающему горизонту, профильный разрез*) с использованием имеющихся данных параметрического бурения и информации о наличии аномалий типа «залежь».

В некоторых случаях для достоверности подготовленных антиклинальных ловушек и определения времени их формирования (до, во время или после образования УВ) необходимо по данным сейсморазведки построить палеоразрезы или палеоструктурные карты.

Степень обоснования локализованных ресурсов антиклинальных структур, выявленных в пределах старых хорошо



изученных нефтегазодобывающих районах, оценивается по аналогии с изученными скоплениями нефти и газа той же зоны нефтегазонакопления, исходя из условий их формирования и размещения относительно очагов нефтегазообразования. Для подсчета локализованных ресурсов необходимо иметь объемное представление о строении предполагаемой залежи, т.е. ее геологическую модель (структурные карты кровли и подошвы перспективного коллектора, эффективную мощность, площадь предполагаемой зоны и другие подсчетные параметры).

Залежи УВ обособляются в геологическом пространстве поверхностями, ограничивающими пласт-коллектор, и поверхностью водонефтяного и газонефтяного контакта. Эти поверхности однозначно определяют геометрию залежи и в совокупности с другими параметрами обеспечивают подсчет локализованных ресурсов нефти и газа. Верхняя поверхность предполагаемой залежи определяется по структурной карте возможно продуктивного горизонта, построенной по данным сейсморазведки. В практике нефтегазописковых работ часто опорный отражающий горизонт не совпадает с перспективным горизонтом. Если отражающий горизонт находится ниже перспективного, то структурную карту перспективного горизонта можно построить с учетом существующей закономерности, связывающей абсолютные глубины их залегания на изучаемой территории:  $H_{\text{п}} = aH_{\text{от}} + h$ , где  $H_{\text{от}}$  и  $H_{\text{п}}$  — абсолютные глубины залегания поверхности отражающего и перспективного горизонтов;  $h$  и  $a$  — коэффициенты, показывающие изменение мощности и выполаживания структуры вверх по разрезу. Значения коэффициентов определяют по графикам соотношения абсолютных глубин залегания изучаемых горизонтов в пределах зоны нефтегазонакопления.

Нижняя граница залежи определяется поверхностью ВНК (ГВК). Положение этой границы прогнозируется двумя способами: или путем построения профильного разреза через изучаемую ловушку и открытую залежь в единой зоне нефтегазонакопления, при этом используется принцип аналогий, или по методу ЗабСибНИГНИ путем совмещения структурной карты кровли продуктивного пласта и карты изоконтактов ВНК (ГВК), построенной для единой зоны нефтегазонакопления. В этом случае выделяются три типа ловушек по качественному прогнозу их продуктивности:

- 1) перспективные (кровля ловушки выше предполагаемого ВНК (ГВК));
- 2) неперспективные (кровля ниже предполагаемого ВНК (ГВК));

3) с неясной продуктивностью (кровля совпадает с изоконтактом).

Другие параметры, необходимые для подсчета ресурсов по категории  $D_1$ , определяются по материалам соседних залежей, расположенных в единой зоне нефтегазонакопления.

При подготовке антиклинальных объектов, осложненных тектоническими нарушениями, должны быть оценены сбросовый или взбросовый характер разломов, угол их наклона, расположение их в плане, их амплитуды, так как отдельный блок, осложняющий эту ловушку, может рассматриваться в качестве самостоятельного поискового объекта. В этом случае оценка продуктивности каждого тектонического блока требует бурения отдельной поисковой скважины.

Общий фонд подготовленных структур к глубокому бурению классифицируется по степени перспективности до их ввода в поисковое бурение, что позволяет сократить число неперспективных и малоперспективных объектов с учетом всех геолого-геофизических, геохимических данных и экономических (конъюнктурных) условий спроса УВ на углеводородное сырье на мировом рынке.

### **9.1.2. ВЫЯВЛЕНИЕ И ПОДГОТОВКА ЛОВУШЕК В СОЛЯНОКУПОЛЬНЫХ ОБЛАСТЯХ**

Выявление и подготовка поисковых объектов в солянокупольных осадочных бассейнах, сложенных тремя структурными этажами (надсолевым, соленосным и подсолевым), имеет специфические особенности. Поисковыми объектами являются ловушки антиклинального типа, облекающие соляные купола, ловушки примыкания к солевым штокам, а также ловушки антиклинального и рифогенного типа подсолевого этажа.

Выявление соляных куполов осуществляется комплексом геофизических методов:

- гравиразведкой по отрицательным значениям аномалий силы тяжести, вызванных дефицитом плотности соли по сравнению с вмещающими породами;

- электроразведкой в связи с резким отличием электрического сопротивления соли по отношению к вмещающим отложениям;

- особенно сейсморазведкой МОГТ и КМПВ – в связи с тем, что соленосная толща обладает повышенными скоростями распространения сейсмических волн.

Соляные купола как однородная толща отчетливо регист-

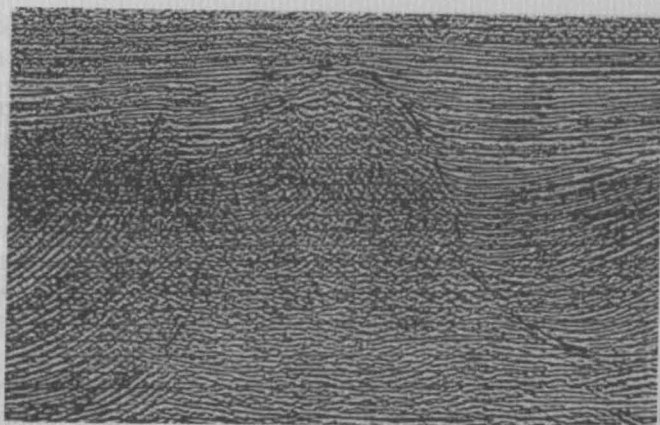


Рис. 39. Сейсмофации солянокупольных массивов

рируются на сейсмических временных разрезах по характерным сейсмофациям:

- по отсутствию отражений внутри соляного купола;
- по прекращению прослеживания отражений у стенок купола и по наличию отражений, огибающих этот купол, и почти горизонтальных, подстилающих купол (рис. 39).

Подготовка локальных объектов к началу поискового бурения в надсолевом комплексе осуществляется по методике, аналогичной подготовке антиклинальных ловушек — по радиальной сетке сейсмических профилей.

Подготовка ловушек, связанных с примыканием к стенкам соляных куполов, осуществляется сейсморазведкой методами ОГТ, 3D и ВСП в комплексе с бурением параметрических скважин.

Подготовка локальных структур в подсолевом комплексе является наиболее трудной задачей для сейсморазведки из-за наличия существенных латеральных и вертикальных изменений пластовых скоростей, не позволяющего непрерывно коррелировать подсолевые горизонты на сейсмических разрезах, что затрудняет построение для них кондиционных структурных карт.

В настоящее время эта задача решается с помощью комплексирования МОГТ, ВСП с другими геофизическими методами и параметрическим бурением, а также использованием новых методических приемов полевых наблюдений и обработки материалов на территории российской части Прикаспийской синеклизы.

### 9.1.3. ВЫЯВЛЕНИЕ И ПОДГОТОВКА НЕАНТИКЛИНАЛЬНЫХ ЛОВУШЕК (НАЛ)

В связи со значительным уменьшением фонда антиклинальных ловушек в изученных осадочных бассейнах все большую роль в поисково-разведочном процессе стали играть залежи, открываемые в неантиклинальных ловушках. К ним относятся: рифогенные, литологические, стратиграфические, тектонически-ограниченные и другие ловушки. Связанные с ними залежи широко развиты во многих осадочных бассейнах, а в некоторых из них являются основными объектами добычи нефти и газа.

По данным многих исследователей в неантиклинальных и смешанных типах ловушек содержится более 30 % мировых разведанных запасов УВ. На территории России наиболее известные неантиклинальные ловушки связаны с пермскими рифами Предуральяского прогиба, с зоной регионального выклинивания песчаников среднего девона Тимано-Печорской синеклизы, с выклиниванием песчаников палеогена и неогена в Западно-Кубанском и Терек-Каспийском прогибах Предкавказья, с песчаными палеорулами Краснодарского края, с глинистыми породами баженовской свиты и клиноформами неокома Западной Сибири.

Ловушки литологического и стратиграфического типов обычно развиты в пределах территорий, непосредственно примыкающих к береговым линиям палеобассейнов. Именно здесь в результате периодической смены трансгрессий и регрессий создавались благоприятные условия для формирования зон выклинивания, фациальных замещений и стратиграфических несогласий. На склонах прогибов, депрессий создавались условия для развития рифогенных тел.

Выявление ловушек неантиклинального типа базируется на детальном анализе всего накопленного геолого-геофизического материала и сопровождается построением литолого-фациальных карт и карт мощностей отдельных стратиграфических подразделений для выяснения условий осадконакопления. В связи с этим, выявление подобных объектов возможно только при достаточно высокой степени изученности региона, а сам процесс поисков неантиклинальных ловушек обычно характеризуется низкой эффективностью. В то же время изучение объектов с нетрадиционными резервуарами может быстро и эффективно привести к открытию новых достаточно крупных залежей УВ.

В настоящее время выявление НАЛ осуществляется комплексом геофизических методов, основным из которых явля-

ется сейсморазведка МОГТ с опорой на материалы глубокого бурения. Сейсмические материалы в виде временных разрезов подвергаются сейсмостратиграфическому анализу с выделением интервалов с характерными рисунками осей синфазности — сейсмофаций, соответствующих полностью или частично геологическим литофациям, что позволяет выявлять локальные объекты для подготовки их к поисковому бурению.

Практика поисково-разведочных работ на нефть и газ показала, что наиболее распространенными типами неантиклинальных ловушек являются:

- органогенные постройки;
- песчаные отложения русел и дельт палеорек, прибрежных валов (бары), клиноформ, подводных течений, пляжей, турбидитов, аллювиальных конусов выноса, окруженных со всех сторон непроницаемыми породами;
- фациальные замещения и выклинивания пластов коллекторов на бортах впадин или на склонах поднятий;
- участки и зоны несогласного стратиграфического перекрытия;
- погребённые останцы палеорельефа;
- зоны разуплотнения в глинах и карбонатных породах;
- региональные зоны экранирования разломами.

#### 9.1.3.1. ВЫЯВЛЕНИЕ И ПОДГОТОВКА ЛОВУШЕК РИФОГЕННОГО КЛАССА

Рифовые массивы подразделяются на три типа: барьерные, одиночные, береговые.

Барьерные рифы, как самые распространенные в осадочном чехле, представляют собой зональные тела ассиметричного строения протяженностью в десятки и сотни километров, шириной до 2—3 км. Эти протяженные органогенные постройки осложнены отдельными локальными формами с крутыми предрифовыми (глубоководными) и пологими зарифовыми (шельфовыми) склонами высотой до нескольких сот метров. Одиночные рифы часто имеют конусовидные или подковообразные, или кольцевые формы, небольшие размеры и крутые склоны, амплитуду до 300 м. Береговые рифы, как правило, формируются среди мелководных карбонатов над положительной формалью рельефа и представляют собой холмовидные и линзовидные тела небольших размеров, амплитудой 10—80 м.

Физические свойства рифовых построек существенно отличаются от свойств вмещающих отложений, что создает

благоприятные предпосылки для формирования над ними аномалий в геофизических полях.

Для выявления рифов обычно используют комплекс геофизических методов: материалы гравиразведки, электроразведки, магниторазведки, сейсморазведки и параметрическое бурение. Это связано с тем, что аномалии, получаемые от рифогенных построек, аналогичны аномалиям, которые можно получить от некоторых других геологических объектов (глинистых и соляных диапиров, эрозионных выступов, интрузий и т.д.). Наиболее эффективным методом является сейсморазведка МОГТ, полученные материалы наблюдений которой — временные разрезы — интерпретируют, используя сейсмостратиграфический подход. Сейсмические профили задаются по результатам гравиразведки и электроразведки вкрест простирания аномальных зон, предположительно связанных с бортами некомпенсированных прогибов и рифовыми телами. Наиболее характерными сейсмофациями для выявления рифов на сейсмических разрезах, ориентированных вкрест простирания органогенных построек, являются:

- прекращение прослеживания осей синфазности внутри рифогенного массива, так как этот массив сложен однородными карбонатными породами;

- различные наклоны осей синфазности в предрифовой и зарифовой частях;

- наличие облекающих осей синфазности в надрифовой толще;

- плоские, вогнутые или выпуклые оси синфазности в подрифовой толще, в зависимости от скоростной характеристики рифогенного тела;

- резкое уменьшение интенсивности отражений в надрифовой толще;

- резкое изменение динамических характеристик отраженных волн (амплитуд, частот) в надрифовой толще.

- повышение значения пластовых скоростей по сравнению с вмещающими терригенными породами.

Высокоточные гравиметрические наблюдения также фиксируют в осадочной толще рифы по положительным аномалиям, когда вмещающие породы представлены терригенными породами или солью. Наиболее четко выделяются в гравитационном поле барьерные рифы в виде линейных зон высоких градиентов силы тяжести (ступени), которые часто подтверждаются МОГТ.

Для выявления рифов применяется также термометрия. Рифы, залегающие в терригенных отложениях, часто имеют положительные аномалии теплового поля из-за более высо-

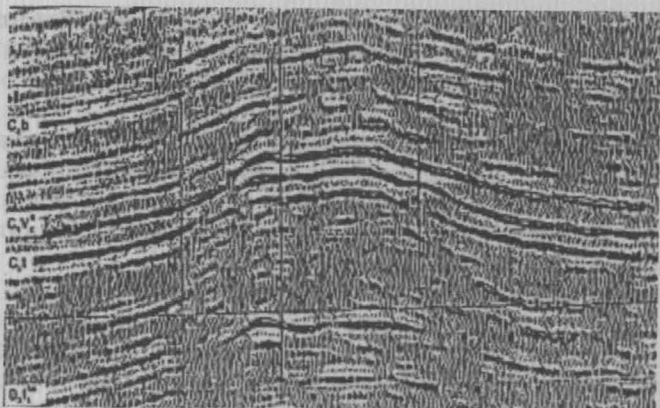


Рис. 40. Рифовые сейсмofации

кой теплопроводности карбонатных пород. В выявлении органогенных построек принимает участие и электроразведка в случае, если они формировались среди терригенных или терригенно-карбонатных пород, по значениям удельных электрических сопротивлений, в 2–4 раза превосходящим вмещающие породы.

Пластовые органогенные известняки (биостромы) на временных разрезах характеризуются клиновидными и холмообразными осями синфазности по раздуву мощности между горизонтальными отражениями по периферии пластов (рис. 40, 41).

Подготовка к поисковому бурению рифогенных ловушек, надрифовых и подрифовых структур осуществляются в основном сейсморазведкой МОГТ по более плотной сетке профилей, ориентированных в зависимости от формы и размера рифогенных тел, в комплексе с параметрическим или структурным бурением, скважинной сейсморазведкой методами ВСП и акустическим каратажом. Для успешного выделения рифов используют сейсмические разрезы, карты  $\Delta t$



Рис. 41. Сейсмofации биострома

рифогенных толщ, карты пластовых и интервальных скоростей, графики и карты аномалий динамики отраженных волн. Это все позволяет прогнозировать геометрию рифа, его литологические границы и его нефтегазоносность.

Рифовые массивы могут быть выявлены высокоточной гравиразведкой, если эти массивы имеют избыточную плотность по сравнению с вмещающими их осадками. В этом случае на картах гравитационного поля силы тяжести над рифами отмечаются положительные аномалии.

Для выявления рифов применяется и термометрия. Рифы, залегающие в терригенных отложениях, часто имеют положительные аномалии теплового поля из-за более высокой теплопроводности карбонатных пород.

#### 9.1.3.2. ВЫЯВЛЕНИЕ И ПОДГОТОВКА НАЛ В ТЕРРИГЕННЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ

К этим объектам относятся литологические и стратиграфические ловушки. Как показывает практика нефтегазопроисковых работ в нашей стране, большинство залежей в неантиклинальных ловушках открывается в процессе поиска и разведки залежей в антиклинальных объектах. Наиболее часто используемой классификацией является генетическая классификация неантиклинальных ловушек Г.А. Габриэлянца.

Целенаправленное выявление НАЛ, как показывает мировой опыт, осуществляется комплексом геофизических методов и бурением глубоких скважин. Наиболее эффективным методом является сейсморазведка МОГТ по сетке региональных профилей.

Геологическая интерпретация временных сейсмических разрезов (сейсмостратиграфический анализ) позволяет выделить в осадочной толще ряд седиментационных объектов. При этом выделение НАЛ производится с учетом основных факторов:

- наличия пластов терригенных коллекторов, определенных по рисунку сейсмической записи (сейсмофациям), по качественным и количественным параметрам волнового поля;
- гипсометрии НАЛ, определяемой путем построения структурных карт по кровле и подошве коллектора, а также по мощности коллекторской толщи;
- генетического типа осадочного бассейна, формирующего НАЛ определенного класса.

Песчаные тела, связанные с эрозионными врезами, выявляются сейсморазведкой по следующим характерным рисункам — сейсмофациям:



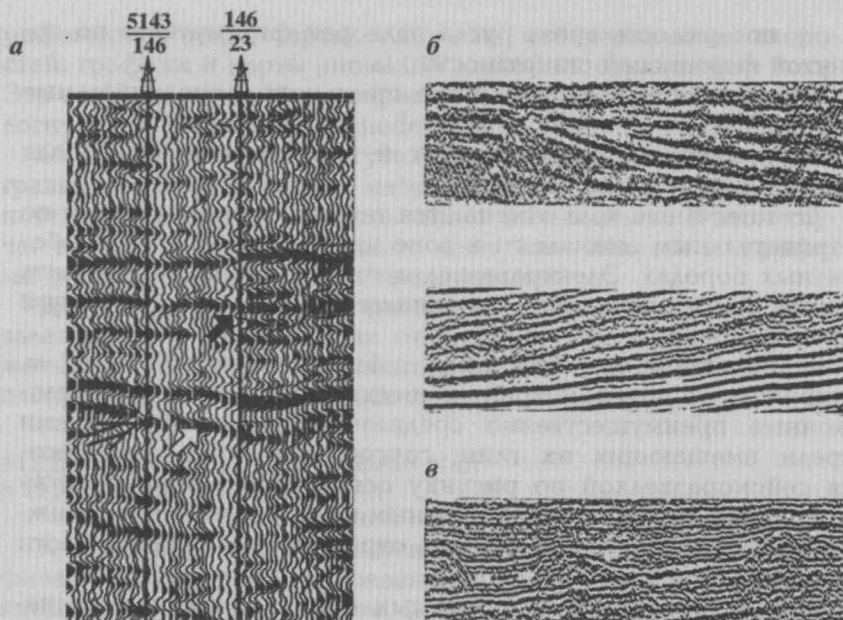
- поверхность вреза русла палеорек фиксируется по вогнутой форме осей синфазности;
- в самом выполнении вреза отмечаются дополнительные отражения;
- нарушение корреляции осей синфазности в пределах вреза и вне его (рис. 42, а).

Эти песчаные тела отмечаются также и гравиразведкой по отрицательным аномалиям в зоне врезов, особенно в карбонатных породах. Электроразведка также может фиксировать врезы по повышенным значениям суммарной продольной проводимости.

Прибрежные морские тела — бары — высотой до 50 м, шириной от сотен метров до нескольких километров, сложенные преимущественно среднезернистыми песчаниками среди вмещающих их глин, гипсов, доломитов выявляются сейсморазведкой по рисунку осей синфазности: раздуву мощности между горизонтальными отражениями в нижней части и выпуклой формой отражений в верхней части (рис. 42, в).

Выявление ловушек, связанных с выклиниванием песчаных пород-коллекторов, встречаемых на склонах локальных поднятий, на моноклиналях, в пределах структурных носов, всегда сопровождаются закономерным схождением и слиянием осей синфазности волн, отражённых от границ выклинивающихся отложений. Прослеживание границ от выклинивающихся пластов зависит от скоростной характеристики этого пласта и подстилающих и перекрывающих его отложений, также от его мощности. Если выклинивающийся пласт имеет повышенную или пониженную скорость по сравнению с выше или ниже лежащими отложениями, то по мере уменьшения мощности пласта (от 50 до 0 м) интенсивность отражений будет закономерно уменьшаться до полного их исчезновения. Если скорость в выклинивающемся пласте имеет промежуточное по сравнению с вмещающими породами значение, а мощность пласта составляет 15–25 м, то интенсивность отражений от этого пласта будет закономерно увеличиваться по мере выклинивания пласта. Надёжными критериями выклинивающегося пласта являются уменьшение времени  $\Delta t$  между фазами, отождествляемыми границами этого пласта, а также изменчивость амплитуды отражения (рис. 42, б).

Выявление ловушек, связанных с замещением коллекторской толщи глинами, существенным образом зависит от мощности исследуемой толщи и контрастности её физических свойств как по отношению к замещающим отложениям,



2

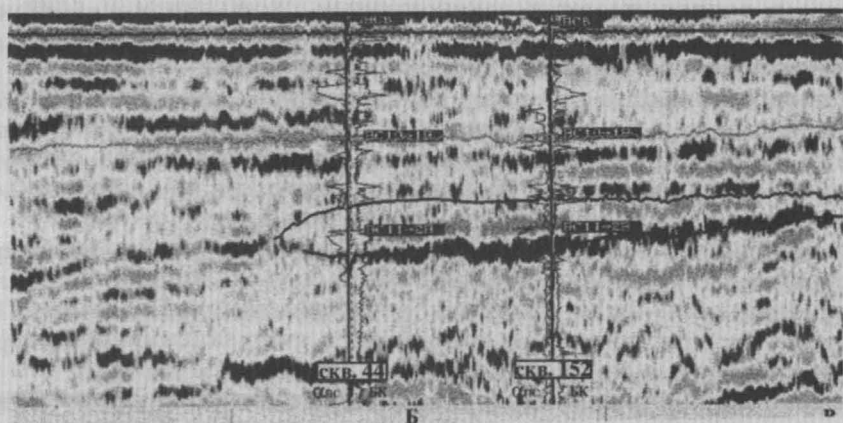


Рис. 42. Сейсмофации терригенных отложений:

*а* — во врезках; *б* — в случае выклинивания песчаных тел; *в* — в случае песчаных валов (бары); *г* — в случае замещения

так и по отношению к вмещающей среде. Зона фациального замещения может быть обнаружена по следующим признакам:

- по изменению характера прослеживаемости осей синфазности отражений в интервале замещения;
- по изменению динамической выраженности отражении внутри этого интервала;
- по изменению среднепластовой скорости, повышенной в интервале песчаного коллектора, пониженной — в глинах;
- по изменениям величины  $\Delta t$  между границами исследуемого интервала;
- по изменениям амплитуды отражений от кровли и подошвы исследуемого интервала, а также от границ внутри него;
- по изменению видимой частоты в анализируемом интервале разреза;
- высокочастотный характер записи наблюдается в глинистой а низкочастотный в песчаной зонах (рис. 42, 2).

Подготовка НАЛ в сложных сейсмогеологических условиях затруднена из-за объективно существующей разрешающей способности сейсморазведки. Последняя существенно повышается за счет использования динамических, спектральных и кинематических характеристик отраженных волн (амплитуды, энергии, их изменения в пространстве, частоты, фазы, скорости и т.д.). Кроме того, в этих условиях применяется объемная сейсморазведка 3D, параметрическое (структурное) бурение в комплексе с данными скважинных исследований (ГИС) и на этой основе прогнозирование геологического разреза (ПГР).

Результатом таких работ по подготовке НАЛ к поисковому бурению является составление структурных карт по кровле и подошве коллекторской толщи, определение ее мощности и восстановление условий осадконакопления, способствующих формированию ловушек нефти и газа, а также наличие аномалий типа залежь (АТЗ).

Эти седиментационные объекты являются продуктивными во многих районах мира, в том числе и в нашей стране, особенно в Западно-Сибирском регионе. Так, на Северно-Харампурской площади продуктивными являются баровые тела; на Верхне-Пурпейской площади — трансгрессивные и регрессивные клиноформы, подводные конуса выноса и надклиноформенные каналовые и шельфовые НАЛ и др.

Выявленные и подготовленные ловушки по состоянию на 1 января текущего года образуют фонд объектов под поисковое бурение. Ловушки этого фонда подразделяются по размерам площади, амплитуде и локализованным ресурсам  $D_1(C_3)$ .

По наличию фонда подготовленных к бурению ловушек

оцениваются перспективы развития поисковых работ на изучаемой площади. Как правило, наибольшая эффективность поисковых работ достигается тогда, когда фонд ловушек обеспечивает развитие поискового бурения на длительную перспективу и когда пополнение фонда идет быстрее, чем вовлечение его в поисковое бурение.

На методику работ по выявлению и подготовке ловушек к поисковому бурению значительно влияют особенности геологического строения осадочных бассейнов: древних и молодых платформ и т.д.

В целом, при подготовке локальных объектов-ловушек для заложения поисковых скважин производят их классификацию по степени перспективности с целью получения максимально возможных приростов запасов УВ, т.е. осуществляют локальный прогноз нефтегазоносности. Наиболее доступен прогноз нефтегазоносности для локальных объектов антиклинального типа по их геометрическим показателям (длина, ширина, амплитуда), соотношению их структурных планов по разрезу осадочной толщи. Эти показатели определяются по результатам сейсморазведочных работ.

Данные сейсморазведки и, возможно, и структурного бурения используют для палеотектонического анализа с целью определения характера направленности тектонических движений, которые формируют разные типы локальных поднятий и их осложнения дизъюнктивами, а также время их образования и, возможно, время формирования залежей. Современная детализационная сейсморазведка и новые способы геологической интерпретации ее данных способствуют прогнозированию геологического разреза (ПГР) и оценке «прямого эффекта» от наличия в разрезе залежей УВ. Прямой эффект от наличия залежей УВ в ловушках может быть получен при использовании методов дистанционного зондирования (тепловой, лазерный, спектральный и др.) и прямых геохимических методов.

При выборе локальных объектов для поискового бурения учитываются локализованные ресурсы (категория  $D_1$ ) в качестве основного показателя перспективности, а также экономические показатели, определяющие целесообразность ввода конкретной ловушки в поисковое бурение с учетом других показателей. На очередь ввода ловушек в значительной степени влияют их удаленность и доступность для освоения. Немаловажное значение при выборе объекта для поискового бурения имеет положение ловушек относительно зон нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции, региональных ВИК и ГЖК, региональных разломов.

По завершении работ данной стадии составляется отчет, к которому прилагаются следующие графические документы:

1. Обзорная карта.
2. Карта фактического материала.
3. Временные сейсмические разрезы.
4. Сводный литолого-стратиграфический разрез.
5. Структурные карты по отражающим горизонтам.
6. Геологические модели ловушек и предполагаемых залежей (АТЗ).

## **9.2. СТАДИЯ ПОИСКОВ И ОЦЕНКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

Обоснованием для проектирования поискового, а затем и оценочного бурения является положительная оценка перспектив нефтегазонасности подготовленных локальных объектов по совокупности геологических, геофизических, геохимических, гидрогеологических и дистанционных исследований. Эта стадия подразделяется на две подстадии: поиски месторождений и оценка месторождений (залежей).

### **9.2.1. ПОДСТАДИЯ ПОИСКОВ ЗАЛЕЖЕЙ**

Целью поисковых работ является открытие месторождений (залежей) нефти и газа промышленного значения в пределах новых перспективных зон нефтегазонакопления или выявление новых залежей в пределах известных месторождений и оценка предварительных запасов по категории  $C_2$  и частично  $C_1$ . Поиски осуществляются бурением поисковых скважин на объектах (антиклинальных и неантиклинальных), степень изученности которых удовлетворяет требованиям их подготовленности к заложению скважин. К поисковым относятся скважины (кроме опорных, параметрических, структурных), в одной из которых получен первый промышленный приток УВ. Задачи поискового бурения:

— вскрытие перспективных комплексов пород в пределах подготовленных ловушек или предполагаемых залежей по всему разрезу осадочного чехла (до фундамента) или на технически возможную глубину;

— выделение во вскрытом разрезе пластов-коллекторов, покрышек и определение их геолого-геофизических параметров по данным лабораторных исследований шлама, керна и материалам ГИС;

- получение притоков нефти и газа в выделенных пластах;
- определение физико-химических свойств флюидов в пластовых и поверхностных условиях;
- уточнение геометрии основных продуктивных горизонтов и других подсчетных параметров, необходимых для определения предварительных запасов УВ;
- предварительное выделение этажей оценки (разведки);
- подсчет предварительных запасов по категории  $C_2$  и частично  $C_1$ .

Последовательность решения задач поисков залежей нефти и газа показана на рис. 43.

Объектом поиска является подготовленное к поисковому бурению антиклинальное поднятие или неантиклинальная ловушка (геологическая модель ловушки), а в пределах зоны нефтегазонакопления — модель предполагаемой залежи.

Для решения этих задач применяется необходимый комплекс исследований, который регламентируется проектом поискового бурения и включает следующие виды работ:

- бурение скважин до фундамента или на технически возможную глубину;
- поинтервальный отбор керна и шлама на границах основных литолого-стратиграфических комплексов пород и сплошной отбор керна в интервалах залегания перспективных на нефть и газ отложений, а в хорошо изученных регионах — бурение без отбора керна или с минимально необходимым его отбором;
- лабораторное изучение керна — шлама и флюидов;
- проведение промыслово-геофизических исследований и в случае необходимости ВСП;
- опробование перспективных объектов на приток в процессе бурения на кабеле или на трубах;
- испытание скважин в эксплуатационной колонне на различных режимах;
- оценка дебитов скважин и их изменения во времени.

Началом процесса поискового бурения является выбор приоритетных точек заложения и количества скважин на геологической модели ловушки или предполагаемой залежи. На подстадии поисков скважина(ы) должны закладываться в такой точке(ах), которая позволит однозначно доказать наличие скопления УВ и оценить масштабы открытия или установить бесперспективность площади. Последовательность приоритета в ловушках различного типа следующая: сводовые части, участки наименее выраженного замыкания ловушки,

Рис. 43. Последовательность решения задач поисков залежей нефти и газа (по Г.А. Габриэлянцу)



определяющие возможность сохранения залежи и её вероятную высоту, участки, примыкающие к зонам экранирования, зона развития межфазовых контактов и т.д.

При получении промышленных притоков нефти и газа исследуются фильтрационно-емкостные свойства продуктивных горизонтов, в отдельных скважинах проводятся работы по интенсификации притоков нефти и газа, изучаются свойства нефти, газа, конденсата и воды, а также выполняется комплексный анализ керна.

В необходимых случаях одновременно с бурением поисковых скважин проводят дополнительные детализационные полевые геофизические исследования. По результатам этих исследований проверяется и уточняется геологическая модель ловушки с учётом поискового бурения, и оценивается степень решения поставленных задач, которые могут быть решены полностью или частично или не решены.

Задача поисков залежей считается решённой полностью, если доказано наличие или отсутствие залежей УВ. Наличие залежей доказывается получением одной из поисковых скважин промышленного притока нефти или газа. Величина промышленного притока является понятием экономическим и определяется многими факторами (геологическими, экономическими, климатическими и др.).

Полученная информация на этой стадии позволяет подсчитать предварительные запасы по категории  $C_2$  (частично  $C_1$ ).

Если бурением установлена залежь непромышленного значения, то бурение других поисковых скважин будет экономически нецелесообразно.

Отсутствие залежи в условиях качественной подготовки объектов к поисковому бурению можно объяснить отсутствием коллекторов, их обводнённостью, негерметичностью ловушки и т.д. После анализа этих причин данная ловушка выводится из бурения с отрицательными результатами.

Причинами частичного решения задач может служить: плохое качество опробований, слабые притоки УВ, неинформативность ГИС, недоотбор керна по перспективным отложениям.

Кроме того, задачи поисков остаются нерешёнными, если отмечаются на изучаемой площади несоответствие структурных планов по данным сейсморазведки и поисковому бурению, некачественные ГИС, отсутствие опробований в процессе бурения скважин и т.д. После нахождения причин безуспешного бурения принимается решение о прекращении



или продолжении работ на локальном объекте. В последнем случае определяется дополнительный комплекс исследований.

Длительность стадий поисков нефти и газа определяется временем от заложения первой поисковой скважины до получения первого промышленного притока.

После открытия залежи УВ составляется отчет, где даётся заключение о проведении оценочных работ и прилагаются следующие графические документы:

- 1) обзорная карта;
- 2) схема размещения поисковых скважин на структурной основе;
- 3) сводный литолого-стратиграфический разрез;
- 4) геолого-геофизические разрезы скважин;
- 5) структурные карты по продуктивным горизонтам;
- 6) схема корреляции разрезов скважин;
- 7) геологические профильные разрезы;
- 8) схема обоснования ВНК, ГЖК;
- 9) подсчетные планы по продуктивным горизонтам;
- 10) геолого-технические наряды проектируемых скважин.

### 9.2.2. ПОДСТАДИЯ ОЦЕНКИ ЗАЛЕЖЕЙ

Цель оценки — определение запасов выявленных месторождений нефти и газа на перспективных площадях и новых залежей на известных месторождениях, целесообразности промышленной разведки и подготовки к разработке. Основными задачами этой подготовки являются:

- вскрытие продуктивных на нефть и газ пород в пределах залежи;
- уточнение ВНК и ГВК, слабо изученных поисковым бурением;
- выделение в каждой скважине пластов-коллекторов и флюидоупоров, определение их фильтрационно-емкостных свойств по данным лабораторных исследований керна и материалов ГИС;
- получение промышленных притоков нефти и газа;
- определение по каждой выявленной залежи физико-химических свойств флюидов в пластовых и поверхностных условиях и гидрогеологических характеристик;
- уточнение геометрии основных продуктивных горизонтов месторождения и их параметров, необходимых для уточнения подсчета запасов по категории  $C_2$  и частично  $C_1$ ;
- уточнение выделенных ранее этажей разведки.

Схема последовательности решения задач на стадии оценки залежи УВ приведена на рис. 44.

Объектом оценки является залежь (месторождение) нефти и газа, наличие которого доказано на первой стадии. Типовой

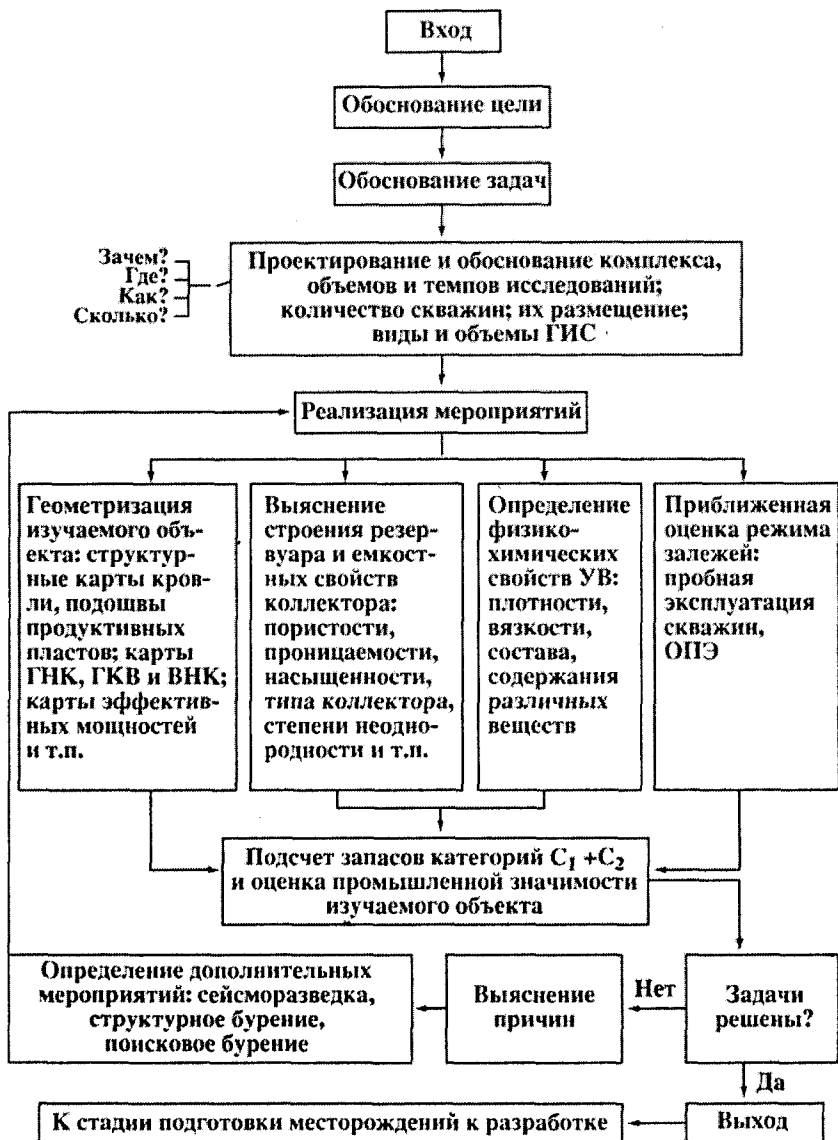


Рис. 44. Схема последовательности решения задач на стадии оценки залежи УВ (по Г.А. Габриэлянцу)

комплекс исследований при оценке месторождений включает:

– бурение глубоких оценочных скважин, отбор кернa в пределах продуктивных горизонтов, ГИС в полном объеме, опробование и испытание скважин, различные методы интенсификации притоков нефти и газа;

– лабораторные исследования кернов и флюидов;

– геохимические, гидрогеологические, гидродинамические и другие исследования скважин в процессе бурения;

– пробные эксплуатации залежей;

– детализационные сейсморазведочные работы;

– уточнение структурных построений по продуктивным отложениям.

В результате оценочных работ выделяются объекты и этажи разведки в пределах месторождения нефти и газа, устанавливается очередность ввода месторождений в разведку, обосновывается оптимальная методика разведочных работ, подсчитываются геологические и извлекаемые запасы УВ, а также сопутствующих компонентов.

В зависимости от результатов оценки на месторождении готовится проект оптимальной разведки. Небольшие месторождения, расположенные в освоенных районах, обычно вводятся непосредственно в разработку и доразведываются опережающими эксплуатационными скважинами ОСС. Оцененные месторождения или залежи могут быть отнесены к категории забалансовых или временно законсервированы и отнесены к числу резервных.

В случае, если задачи этой стадии не решены или решены частично, то сначала выясняют причину этого и затем, при необходимости, проектируют дополнительные объемы работ по изучению залежи.

Оценка открытого месторождения считается завершенной, если на нем достигнуто соотношение запасов категорий, приведенное в табл. 17.

После оценки залежи УВ составляется отчет, где дается заключение о проведении разведочных работ и прилагаются следующие графические документы:

1) обзорная карта;

2) схема размещения поисковых и оценочных скважин на структурной основе;

3) сводный литолого-стратиграфический разрез;

4) геолого-геофизические разрезы скважин;

5) структурные карты по продуктивным горизонтам;

6) схема корреляции разрезов скважин;

7) геологические профильные разрезы;

Таблица 17

Доля запасов категории С<sub>1</sub>, достаточная для завершения стадии поисков и оценки по месторождениям различного класса запасов

Класс месторождений по величине запасов	Запасы		Доля запасов категории С <sub>1</sub> , %
	нефти извлекаемые, млн т	газа балансовые, млрд м <sup>3</sup>	
Уникальные	>300	>500	20–25
Крупные	300–30	500–30	25–40
Средние	30–10	30–10	40–50
Мелкие	10–1	10–1	50–65

- 8) схема обоснования ВНК, ГЖК;
- 9) схемы опробования пластов;
- 10) схемы нефтенасыщенной и эффективной мощностей;
- 11) подсчетные планы по продуктивным горизонтам;
- 12) геолого-технические наряды скважин.

### 9.2.3. ЗАЛОЖЕНИЕ ПОИСКОВЫХ И ОЦЕНОЧНЫХ СКВАЖИН

Большое разнообразие изучаемых объектов (ловушек) нефти и газа, особенностей их геологического строения определяет специфический подход к проведению поисково-оценочных работ в конкретном осадочном бассейне и обуславливает появление нескольких методов и систем размещения поисковых и оценочных скважин.

Практика поисково-разведочных работ по регионам показывает:

- для решения поисковых задач во многих регионах недостаточно бурения одной скважины;

- количество поисковых скважин увеличивается с усложнением геологического строения ловушки;

- большинство месторождений выявляется первыми тремя скважинами (88,6 %), остальные 11,4 % месторождений незначительны по запасам и только 10 % из них относятся к категории промышленных;

- отрицательные результаты бурения первых поисковых скважин не принимаются в качестве достаточного аргумента для заключения о бесперспективности ловушки (некондиционность подготовки ловушки, сложное строение недр);

- предпочтительным является последовательное (зависимое) бурение поисковых скважин, что позволяет, используя полученную геолого-геофизическую информацию, обоснованно выбрать точки заложения последующих скважин. Вместе с тем, такая методика снижает время оценки продуктив-

ности ловушки. На практике в ряде случаев применяется одновременное бурение нескольких скважин, при этом часто возрастает количество лишних, геологически неудачных скважин;

— последовательное бурение одиночных скважин считается оправданным на небольших по размерам ловушках.

Для определения места заложения поисковой скважины необходимо определить такую точку, бурение скважины в которой позволит однозначно доказать наличие скопления УВ в ловушке и оценить запасы залежи или установить бесперспективность площади. Такими точками для различных типов ловушек являются гипсометрически самые высокие точки ловушки, в которых вероятность открытия залежи максимальна. Количество поисковых и оценочных скважин и систем их размещения проектируется в зависимости от типа ловушки, ее размеров, достоверности ее подготовки, сложности геологического строения, положения предполагаемого ВНК (ГВК) и величины локализованных ресурсов. По этим признакам ловушки нефти и газа подразделяются, в основном, на антиклинальные и неантиклинальные, для которых определяются конкретная система заложения скважин, позволяющая наиболее рационально решать поисковые задачи.

#### 9.2.3.1. ЗАЛОЖЕНИЕ СКВАЖИН НА АНТИКЛИНАЛЯХ ПРОСТОГО СТРОЕНИЯ

К этим ловушкам относятся купола, брахиантиклинали и линейные складки, не осложненные дизъюнктивными нарушениями, а также многокупольные поднятия, к которым могут быть приурочены залежи пластово-сводового и массивного типов.

На достоверно подготовленных к поисковому бурению антиклинальных складках в районах относительно простого геологического строения для открытия залежей нефти и газа сводового типа закладывают одну скважину, вскрывающую весь перспективный разрез в сводовой части структуры. Методика заложения одиночных скважин дает возможность на изучаемой площади охватить большое количество подготовленных антиклинальных структур, что позволяет быстро оценить перспективы большого числа объектов и выбрать лучшие из них для разведочного бурения. Вместе с тем, применение такой методики связано с риском пропустить залежи промышленного значения на ряде ловушек, если первая поисковая скважина пробурена в неоптимальных условиях, особенно при недостаточной подготовке локальной структуры

сейсморазведкой. Однако в большинстве случаев для поисков и предварительной оценки залежей, открытых первой скважиной, необходимо бурение нескольких скважин. При этом общее число скважин должно удовлетворять условию  $M = Q_0/Q_n$ , где  $Q_0$  — общие локализованные ресурсы в недрах изучаемой ловушки,  $Q_n$  — невыявленные запасы, которые могут быть выявлены в данной ловушке. Кроме того, зная оптимальную стоимость единицы запасов в данном районе, величину локализованных ресурсов ( $D_1$ ) и стоимость скважин, можно определить экономически целесообразное количество поисковых скважин. Необходимость бурения последующих скважин определяется в зависимости от результатов опробования и испытания на приток, полученных в первой скважине, заложенной в сводовой части структуры.

Выбор систем размещения поисково-оценочных скважин на антиклинальной ловушке простого строения зависит, в основном, от ее формы и размеров и величины локализованных ресурсов.

В зависимости от этих параметров в практике нефтегазописковых работ применяются следующие системы расстановки поисковых и оценочных скважин: профильная, треугольная, классический крест профилей, лучевая (радиальная), кольцевая, методика «шаг поискового бурения» и «критическое» (принципиальное) направление.

Профильная система для размещения трёх поисковых и оценочных скважин широко применяется для обнаружения залежей на ловушках, связанных с брахиантиклиналями и линейными складками. При этом, на брахиформной складке небольших размеров, где ожидается полнопластовая залежь, три поисковые скважины размещаются на профиле вкрест простирания структуры. Первую скважину закладывают в ее сводовой части, вскрывающей весь перспективный разрез, а вторую и третью — на крыльях для подтверждения ее на глубине и выявления ВНК (ГВК) (рис. 45, з). На линейных складках поисковое бурение осуществляется продольным или диагональным профилем из трех скважин (см. рис. 45, з).

Размещение скважин на диагональном профиле позволяет уточнить строение крыльев и периклиналей структуры и определить возможное смещение свода с глубиной.

Треугольная система заложения поисковых скважин применяется при поисках залежей, приуроченных к крупным антиклиналям изометричной формы с целью определения смещения свода с глубиной к небольшим куполовидным структурам (рис. 45, а).

Размещение поисковых и оценочных скважин по системе

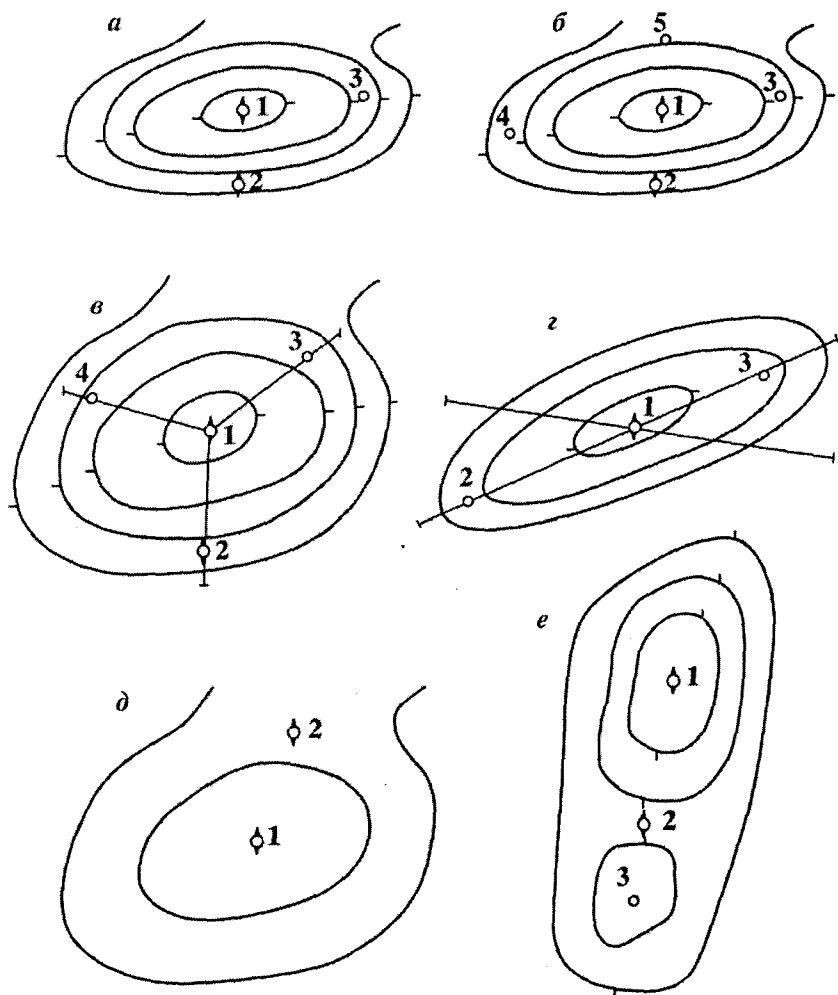


Рис. 45. Размещение поисковых и оценочных скважин на антиклиналях: а — по методу треугольника; б — крест профилей; в — по лучевой системе; г — по системе профилей; г, е — по «критическому» направлению

классического креста на крупных брахиантиклинальных складках.

Первую поисковую скважину размещают в своде структуры, две на крыльях и две на периклиналях. Такое размещение скважин позволяет установить, помимо свода, наличие или отсутствие нефтяных оторочек в газовых и газоконденсатных залежах, наличие литологических залежей. Каждую

из пяти скважин располагают так, чтобы вскрыть продуктивные пласты на различных отметках и определить положение ВНК (ГВК) (рис. 45, б).

Радиальное расположение скважин рекомендуется при поисках нефти и газа на крупных антиклинальных складках изометричной формы. Применение этой системы позволяет сократить расходы на 20 % по сравнению с расположением скважин крестом. После бурения первой скважины — открывательницы залежи — размещают еще три оценочные скважины на трех профилях, ориентированных под углом примерно  $120^\circ$  (рис. 45, в). При этом один профиль совпадает с длинной осью структуры, а точки размещения скважин на профилях проектируются на разных абсолютных отметках.

На высокоамплитудных асимметричных поднятиях, где ожидается несоответствие структурных планов по глубине, вторую скважину (первая в своде) закладывают по профилю, проходящему вкрест простирания структуры на ее пологом крыле — в направлении смещения свода (см. рис. 45, б).

Малоамплитудные поднятия, осложняющие моноклиальные склоны (структурные носы), не имеющие четкого замыкания по данным сейсморазведки, разбуривают одновременно двумя поисковыми скважинами. Первую из них закладывают в предполагаемом своде, а вторую на смещенном своде нижнего, поискового этажа, на участке наименее выраженного замыкания, т.е. по методике «критического» направления (рис. 45, д).

Методика заложения поисковых скважин по «критическому» направлению успешно применяется также для поисков нефти и газа на многокупольных поднятиях для определения максимального заполнения ловушки нефтью или газом. Первую скважину в данном случае закладывают в наиболее гипсометрически высоком куполе, следующую скважину закладывают в седловине между куполами — в зоне полного заполнения всех куполов. Если вторая скважина окажется водоносной, дальнейшие поиски проводят на каждом куполе отдельно (рис. 45, е).

Для поисков и оценки полнопластовых залежей нефти и газа широко используются методика заложения скважин «шаг поискового бурения» рис. 46, а. Первая скважина, заложённая в своде, вскрывает полнопластовую залежь, ограниченную снизу поверхностью, проходящей через точку подошвы продуктивного пласта, вскрытого скважиной.

Вторую поисковую скважину закладывают на профиле по короткой или длинной оси складки в точке пересечения ус-



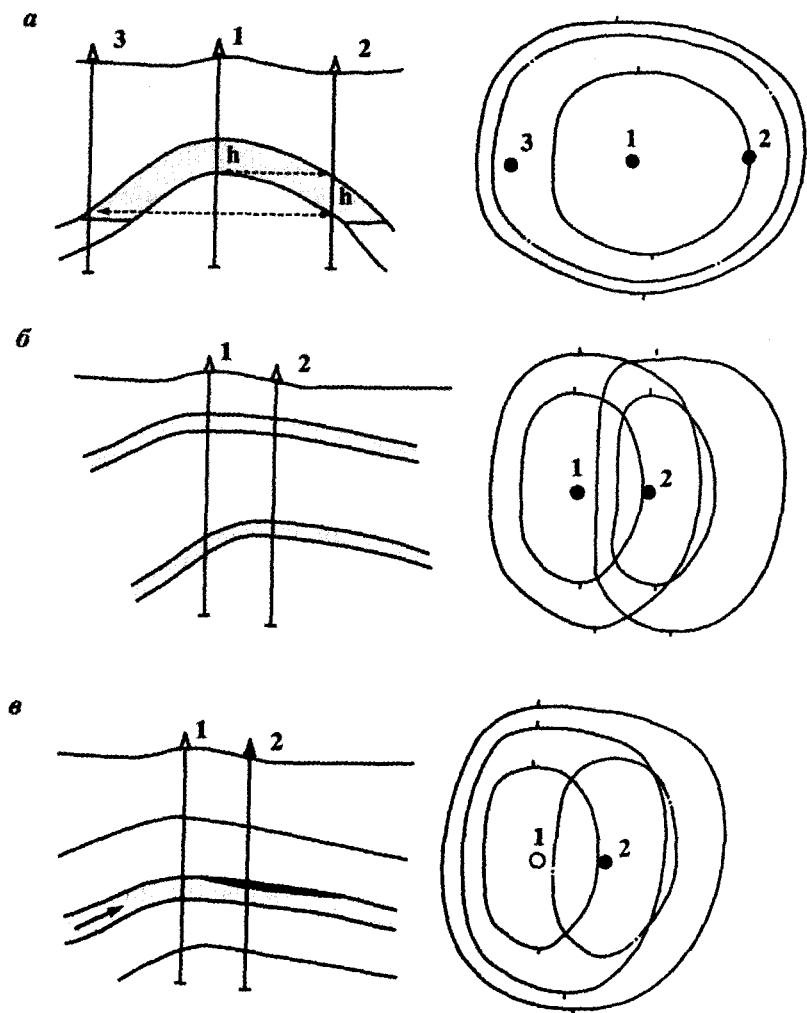


Рис. 46. Размещение поисковых и разведочных скважин на антиклиналях: а — по методу «шаг поискового бурения»; б — при смещении свода структуры с глубиной; в — в случае висячих залежей

ловной, горизонтальной поверхности с кровлей продуктивного пласта.

В случае смещения свода антиклинали с глубиной как правило закладывается две поисковые скважины в их сводовых частях (рис. 46, б).

Если этой скважиной ВНК (ГВК) не вскрыт, то закладывают последующие скважины по аналогичной методике до его вскрытия.

При поисках висячих залежей на площадях с благоприятными геологическими условиями, даже при получении отрицательных результатов в первой поисковой скважине, необходимо продолжать поиски залежи на крыльях структуры, где прогнозируются наименьшие значения гидростатических напоров (рис. 46, в).

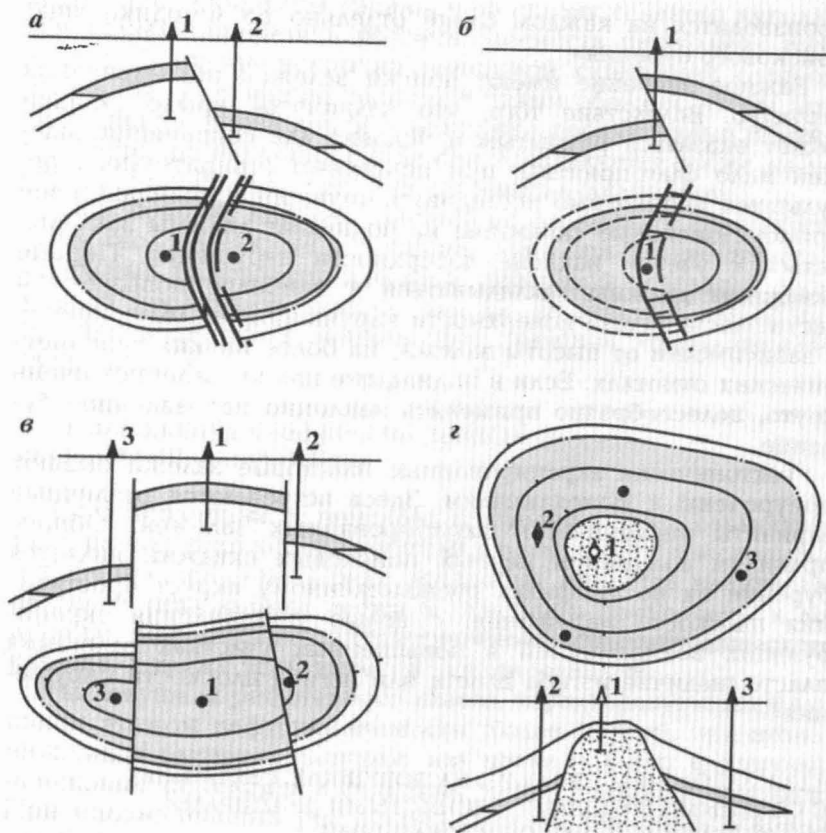
Поиски и оценка массивных залежей нефти и газа, приуроченных к антиклинальным складкам незначительных размеров, но больших амплитуд, осуществляются по результатам бурения одной поисковой скважиной в своде структуры. Имея сведения о кровле пласта и отметку ВНК (ГЖК) можно определить эффективную мощность, площадь залежи и подсчитать запасы по категории  $C_2$  (частично  $C_1$ ).

### 9.2.3.2. ЗАЛОЖЕНИЕ СКВАЖИН НА АНТИКЛИНАЛЯХ НАРУШЕННОГО СТРОЕНИЯ

В группу антиклинальных ловушек, осложненных тектоническими нарушениями, включают: куполовидные, брахиантиклинальные и линейные складки, осложненные разломами, а также поднадвиговые структуры, с которыми могут быть связаны пластовые, тектонически экранированные залежи. Эти залежи могут находиться в разных частях структуры: на своде, крыльях и периклиналях.

Заложение скважин на тектонически нарушенных структурах имеет свою специфику. Дизъюнктивные нарушения в одних случаях могут быть благоприятными для образования залежей или способствовать сохранению части ранее возникших залежей, в других случаях — приводить к их полному разрушению. Как правило, наиболее перспективными являются те части структур, ограниченных тектоническими нарушениями, которые обращены в сторону депрессии.

При разбуривании антиклинальных структур, осложненных нарушениями, не исключена возможность обнаружения самостоятельных залежей в разных блоках. Как правило, при наличии сброса, амплитуда смещения которого меньше мощности продуктивного пласта (сохраняется единый ВНК, ГВК, НГК), заложение поисковых скважин аналогично системе размещения скважин на ненарушенных антиклиналях. Если амплитуда сброса больше мощности продуктивного пласта, где ожидаются отдельные залежи в разных блоках, то каждый блок опойсковывается самостоятельно, при этом первые скважины закладываются в непосредственной близости к разрушению (рис. 47, а).



**Рис. 47. Размещение поисковых и оценочных скважин:**

*а* — на антиклиналях, осложненных сбросом; *б* — на антиклиналях, осложненных взбросом; *в* — на блоковых структурах; *г* — на солянокупольных структурах

Ловушки, нарушенные взбросом, опоисковываются одной поисковой скважиной, вскрывающей оба блока. Первая поисковая скважина закладывается в зоне перекрывающихся в плане контуров сводовых участков верхнего и нижнего блоков (рис. 47, б).

На антиклинальных ловушках, разбитых серией тектонических нарушений на ряд блоков, необходимо располагать одиночные поисковые скважины в приподнятых участках каждого из блоков, начиная с наиболее гипсометрически приподнятого (рис. 47, в).

Оценка значимости открытых залежей нефти и газа, приуроченных к разбитым на блоки антиклинным ловушкам,

производится на каждом блоке отдельно по методике «шаг поискового бурения».

Важное значение имеют поиски залежей поднадвиговых структур. Вследствие того, что надвинутое крыло складки может оказаться размытым и условия для сохранения залежей мало благоприятны, при получении отрицательных результатов необходимо исследовать опущенное поднадвиговое крыло. Поисковые скважины на поднадвиг должны закладываться с учетом наклона поверхности нарушения. Первые скважины должны закладываться в наиболее повышенной части пласта вблизи поверхности нарушения, последующие — в зависимости от высоты залежи, на более низких гилсометрических отметках. Если в поднадвиге пласты залегают очень круто, целесообразно применять наклонно направленное бурение.

Тектонически экранированные пластовые залежи бывают приурочены к моноклиналям. Здесь встречаются различные варианты тектонически экранированных залежей. Общим правилом заложения первых поисковых скважин является бурение их по профилю, расположенному вкрест простирающейся плоскости нарушения, с целью установления экранирующих возможностей в повышенных участках залегания пласта (наличие изгиба пласта или изгиба плоскости нарушения).

### 9.2.3.3. ЗАЛОЖЕНИЕ СКВАЖИН НА ЛОВУШКАХ, СВЯЗАННЫХ С СОЛЯНЫМИ КУПОЛАМИ, ГЛИНИСТЫМИ ДИАПИРАМИ И С ВУЛКАНИЧЕСКИМИ ОБРАЗОВАНИЯМИ

С этими ловушками могут быть связаны залежи разного типа: пластово-сводовые, пластовые тектонически экранированные и, особенно, приконтактные. Первые два типа залежей обнаруживаются по методикам, изложенным выше. Приконтактные залежи обнаруживают бурением поисковых скважин, размещенных или по системе двух взаимно перпендикулярных или на радиальных профилях. При этом первые скважины закладываются на некотором удалении от центральной части купола (диапира). Последующие скважины на профилях закладывают вниз по падению пластов для выявления положения ВНК и ГНК, а также для оценки возможности вскрытия новых пластов, не встреченных первыми скважинами (рис. 47, 2).

В целях повышения эффективности поисково-разведочного бурения на солянокупольных структурах используют бурение наклонно направленных скважин, позволяющее про-

вести ствол скважины параллельно склону соляного купола и тем самым определить нефтегазоносность нескольких горизонтов. В случае вскрытия поисковой скважиной соляного штока ствол ее можно направить таким образом, чтобы выйти из него и снова войти в возможно продуктивные отложения. Бурение наклонных скважин практикуется также на местоскоплениях, осложненных грязевым вулканизмом.

При поисках висячих залежей на площадях с благоприятными геологическими условиями, даже при получении отрицательных результатов в первой поисковой скважине, необходимо продолжать поиски залежи на крыльях структуры, где прогнозируются наименьшие значения гидродинамических напоров.

#### 9.2.3.4. ЗАЛОЖЕНИЕ СКВАЖИН НА ЛОВУШКАХ НЕАНТИКЛИНАЛЬНОГО ТИПА

Подготовленные к поисковому бурению НАЛ различного типа имеют некоторую специфику размещения поисковых и оценочных скважин. Среди локальных объектов неантиклинального типа залежи нефти и газа часто приурочены к ловушкам рифогенного, литологического, стратиграфического классов, а также тектонически экранированным.

На ловушках рифогенного класса, характеризующихся высоким этажом нефтегазоносности (более 1000 м), при незначительных размерах площади, как правило, бурят единичные поисковые скважины в сводовых частях рифовых массивов. При положительных результатах бурения первых поисковых скважин, оценочные скважины в количестве 2–3-х являются наклонно направленными от основного ствола на расстояние до 300–600 м по трёхлучевой системе. Оценочные скважины в пределах крупных рифогенных массивов, а также линейно вытянутых, размещаются на профилях вкрест их простира-ния (рис. 48).

Расстояние между скважинами на профиле не должно превышать половины ширины ловушки.

Ловушки, связанные с выклиниванием или замещением коллекторской толщи на моноклинали (рис. 49, а), на склонах поднятий (рис. 49, б) в пределах структурного носа следует разбуривать поисковыми скважинами по системе коротких профилей из 2–3-х скважин вкрест простира-ния линии выклинивания. Первую поисковую скважину для выявления литологической залежи закладывают на некотором расстоянии от предполагаемой линии выклинивания (замещения). Это расстояние определяется минимально возможными

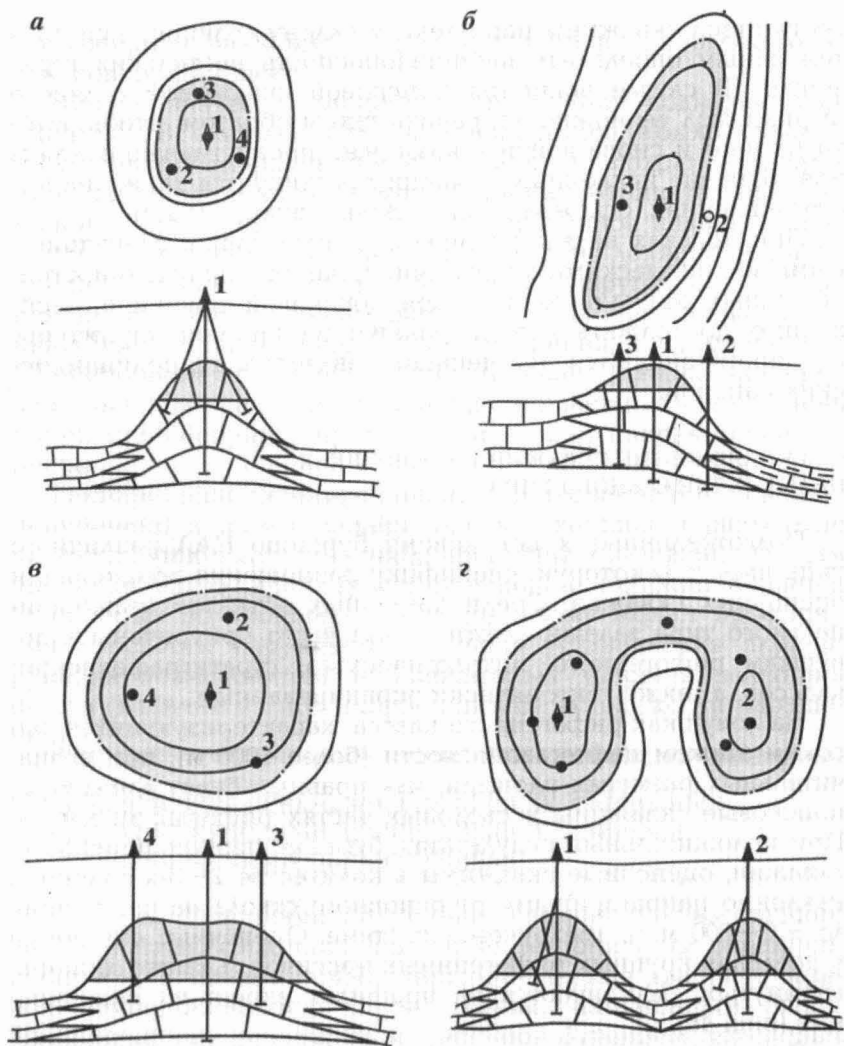
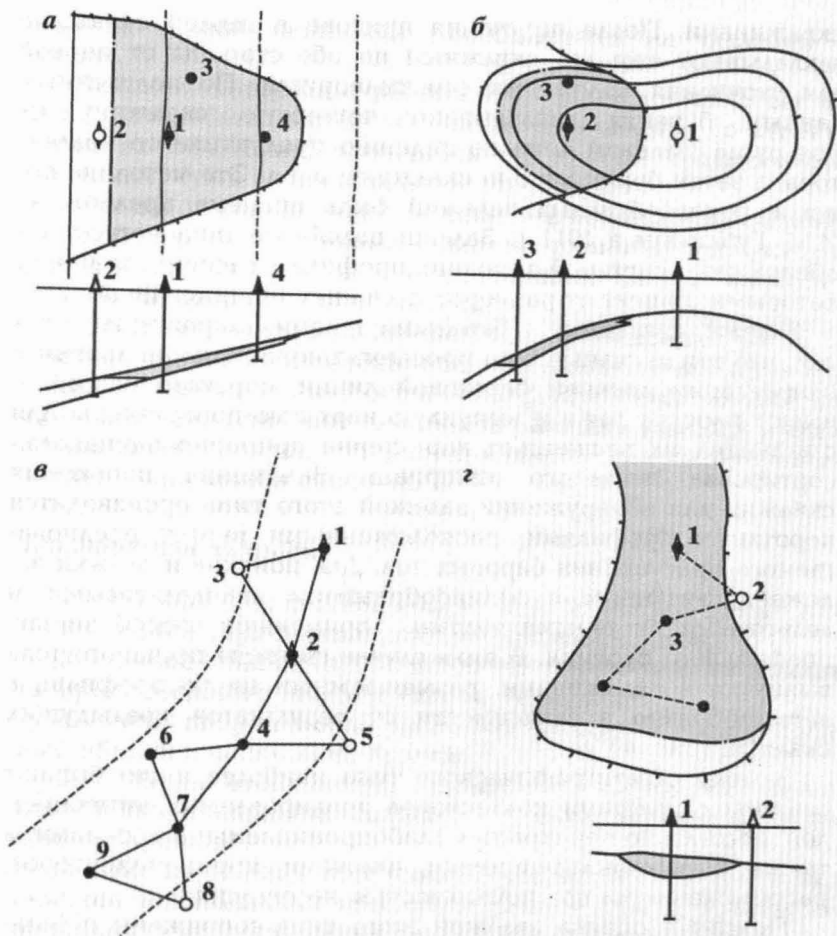


Рис. 48. Размещение поисковых и оценочных скважин на рифогенных ловушках:  
*а* — в случае одиночного рифа; *б* — барьерного рифа; *в* — атолла; *г* — подковообразного рифа

запасами нефти и газа, которые экономически целесообразно разрабатывать на данном этапе и в данном регионе. После обнаружения залежи одной из поисковых скважин, с целью определения размеров залежи одновременно закладывается ещё две скважины, вниз по падению продуктивного горизон-



**Рис. 49. Размещение поисковых и оценочных скважин:**

*a* — при выклинивании коллектора на моноклинали; *б* — при выклинивании коллектора на склоне поднятия; *в* — по методу клина (при прослеживании коллекторов палеорусла); *г* — по методу «зигзаг профиля» (при прослеживании коллекторов палеодельты)

та и по простиранию от скважины-открывательницы по методике «шаг поискового бурения» до обнаружения ВНК (ГВК).

Для поисков и оценки залежей, приуроченных к эрозионным врезам (рукавообразным), характеризующихся извилистостью контуров в плане, резкой изменчивостью состава и плохой сортировкой песчаного материала, применяется система расстановки скважин по методу «клина» или тремя

скважинами. После получения притока в первой скважине закладывают еще две скважины по обе стороны от первой для уточнения положения оси палеорула. По полученным данным бурения закладывают четвертую скважину на оси русла (залежи) вниз по падению продуктивного коллектора, а затем бурят 5 и 6-ю скважины и т.д. Эта методика поисков рукавообразных залежей была впервые предложена И.М. Губкиным в 1911 г. Залежи подобного типа могут быть обнаружены системой коротких профилей, расстояния между которыми зависят от размеров песчаных тел (рис. 49, в).

Залежи, связанные с баровыми телами, характеризуются тем, что эти песчаные тела прослеживаются одно за другим в направлении древней береговой линии морского бассейна, имеют плоское ложе и выпуклую верхнюю поверхность. Для слагающих их песчаников характерна примерно одинаковая сортировка песчаного материала. Заложение поисковых скважин для обнаружения залежей этого типа производится короткими профилями, расположенными вкрест предполагаемого простиранья баровых тел. Для поисков и оценки залежей, связанных с заливообразными авандельтовыми и дельтовыми песчаными телами, применяют способ зигзаг-профильного бурения. В этом случае границы песчаного тела выявляются скважинами, размещаемыми не по профилю, а зигзагообразно в зависимости от результатов предыдущих скважин (рис. 49, г).

Залежи стратиграфического типа наиболее часто бывают связаны с пластами коллекторов эродированных антиклиналей, несогласно перекрытых слабопроницаемыми породами, а также с выклинивающимися пластами пород-коллекторов, расположенными под поверхностью несогласия.

Поиски и оценка залежей этого типа сопряжены с большими трудностями. Поисковое бурение на залежи стратиграфического типа производится после составления детальных палеогеологических, структурных и литолого-фациальных карт поверхностей несогласия и перекрывающих их отложений. Целесообразным является комплексирование поискового бурения и детальных сейсмических работ. Профили поисковых скважин закладываются вкрест простиранья предполагаемой зоны стратиграфического срезания.

Если поверхности несогласия частично срезают антиклинальные поднятия, образуются так называемые лысые структуры, а залежи имеют форму кольца. Заложение поисковых скважин для них по существу не отличается от размещения скважин для приконтактного типа залежей. Разбуривание производится по двум взаимно перпендикулярным профилям,



причем первые скважины закладываются на удалении от свода.

Поисково-оценочные работы в пределах ловушек, связанных с погребенными останцами палеорельефа и со структурами их облекания, проводятся по тем же традиционным системам, что и антиклинальные структуры.

Поиски и оценка тектонически экранированных залежей осуществляются системами скважин по методу «треугольника» в каждом блоке или по простирацию блоков, начиная с самого высокого.

Как показывает практика поисково-разведочных работ на нефть и газ во многих регионах, большинство литологически экранированных и литологически ограниченных залежей открываются попутно при поисках и разведке залежей в антиклинальных складках с использованием соответствующих систем размещения скважин.

### ***Контрольные вопросы***

- 1. Какова цель поисково-оценочного этапа на нефть и газ?*
- 2. Какие задачи решаются на поисковом этапе?*
- 3. Какие геологические объекты изучаются на каждой стадии поискового этапа и какими методами?*
- 4. Что представляет собой выявленный и подготовленный объект к поисковому бурению?*
- 5. Каковы особенности выявления и подготовки антиклинальных и неантиклинальных локальных объектов к поисковому бурению?*
- 6. Какие условия необходимы для заложения поисковых скважин на локальных объектах, расположенных в перспективных и нефтегазоносных зонах нефтегазонакопления?*
- 7. Что представляет собой геологическая модель ловушки и залежи?*
- 8. Как осуществляется построение модели прогнозируемой залежи, расположенной в уже выявленной зоне нефтегазонакопления?*
- 9. Как и в каких условиях определяется достоверность подготовленных локальных антиклинальных объектов к поисковому бурению?*
- 10. Перечислите методы подсчёта прогнозных ресурсов нефти и газа?*
- 11. В каких точках рекомендуется размещать первую поисковую скважину на антиклинальных и неантиклинальных объектах?*
- 12. В каких условиях и по какой методике осуществляется*

*заложение последующих поисковых и оценочных скважин на антиклинальных и неантиклинальных объектах?*

*13. При каких геологических ситуациях поисковое бурение считается завершённым?*

## **Глава 10**

### **МЕТОДЫ**

### **РАЗВЕДОЧНО-ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО ЭТАПА**

В соответствии с целями, видами работ и ожидаемыми результатами, разведочно-эксплуатационный этап подразделяется на две стадии: стадию разведки и опытно-промышленной эксплуатации и стадию эксплуатационной разведки. Лицензия на разведку отдельно не предоставляется и входит в состав лицензии на добычу полезного ископаемого, выдаваемую сроком на 25 лет.

#### **10.1. СТАДИЯ РАЗВЕДКИ И ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ**

Главной целью разведочных работ является изучение геологического строения и определения параметров залежи с точностью, достаточной для подсчета запасов нефти, газа и конденсата и составления проекта опытно-промышленной эксплуатации залежи газа или технологической схемы разработки залежей нефти. Объектами работ являются залежи (месторождения), открытые и оцененные по результатам работ предыдущего этапа. В результате разведочных работ 80 % должно быть переведено в категорию промышленных запасов  $C_1$ .

Задачами разведочных работ являются:

- уточнение геологической модели залежей, их типа (форма, размер, положение ВНК (ГВК), дизъюнктивных нарушений, литологических замещений и т.д.);
- уточнение фильтрационно-емкостных свойств коллекторов по площади и разрезу и их неоднородности;
- определение физико-химических свойств УВ, рабочих дебитов, газовых факторов, пластовых давлений, давлений

насыщения, гидродинамических характеристик пластов, коэффициентов нефтеотдачи, режимов залежей;

- оценка запасов по промышленной категории;
- составление технологической схемы разработки для нефтяного месторождения (залежи) и проекта опытно-промышленной эксплуатации для газовых залежей.

Схема последовательности решения задач разведки показана на рис. 50.

Комплекс разведочных работ включает:

- бурение и испытание разведочных скважин, а в некоторых случаях опережающих эксплуатационных скважин;
- исследование скважин геологическими, гидродинамическими промыслово-геофизическими методами в процессе бурения и испытания как в открытом стволе, так и в эксплуатационной колонне;
- изучение физических свойств коллекторов и флюидов;
- опытную эксплуатацию скважин;
- проведение детальной сейсморазведки;
- применение эффективных способов интенсификации притоков.

В проекте разведочных работ обосновываются системы размещения разведочных скважин, их количество, последовательность бурения и рациональный комплекс геолого-геофизических исследований, опробование и испытание скважин.

Количество разведочных скважин, расстояние между ними и система их размещения зависят от размеров залежей, сложности их строения, нефтегазонасыщенной мощности и свойств коллектора, типа флюидов, количества и качества геологической информации на момент проектирования.

В связи с особенностями строения геологической модели залежи сначала определяют минимальное количество скважин, необходимое для её изучения. Минимальным считается такое число скважин, после достижения которого заложение дополнительных скважин не приведёт к существенным изменениям установленных средних подсчетных параметров продуктивных отложений.

При производстве разведочных работ наиболее распространён метод аналогий, согласно которому количество скважин, необходимое для разведки месторождения, а также расстояние между ними определяются по аналогии с уже разведанными месторождениями. По статистическим данным для разведки залежей разного размера и запасов требуется следующая количество скважин:

- для уникальных — 55 скважин;
- для крупнейших — 33 скважины;



Рис. 50. Последовательность разведочных работ

для крупных — 22 скважины;

для средних — 17 скважин;

для мелких — 13 скважин.

Количество скважин можно определить также по формуле

$$N = S/L^2,$$

где  $S$  — площадь залежи;  $L$  — среднее расстояние между скважинами.

Расстояние между скважинами ( $L$ ) определяется по табл. 18, составленной по статистическим данным.

В пределах шельфа, в связи с высокой стоимостью проведения работ, разведка нефтяных и газовых месторождений осуществляется по относительно более разреженной сети скважин.

Количество разведочных скважин можно также проектировать по статистическим зависимостям на основе обработки результатов разведочных работ по отдельным регионам или по залежам различного типа, например, по графикам зависимости количества скважин от площади залежи ( $N = F(S)$ ).

Для оперативного контроля за ходом разведочного процесса и уточнения количества скважин строят графики стабилизации подсчитанных параметров: коэффициента пористости

Таблица 18

Рекомендуемое расстояние между разведочными скважинами

Месторождения	Запасы извлекаемые нефти, млн т; балансовые запасы газа, млрд м <sup>3</sup>	Площадь месторождения (залежи) $S$ , км <sup>2</sup>	Рекомендуемые расстояния между скважинами $L$ на месторождениях, км		
		Толщина продуктивного пласта $h$ , м	простого строения	сложного строения	очень сложного строения
Уникальные	>300 >500	> 100	—	—	—
		10–15	10–12	8–10	5–8
Крупные	300–100 500–100	> 100	4	2,9	1,8
		10–15	3,5–4,5	2,7–3,2	1,5–3
	100–50 100–30	100–50	3	2,1	1,2
	8–12	2,7–3,3	1,8–2,5	0,8–1,5	
Средние	30–10 30–10	50–10	2	1,5	1
		5–10	1,5–2,5	1,2–1,7	0,8–1,3
Мелкие	<10 <10	10–3	1,5	1,5	1
		3–8	1,2–1,7	1,2–1,7	0,5–1,5

$k_n$ , эффективной мощности  $h_{эф}$  и коэффициента нефтенасыщенности  $k_n$ . Например, для нефтяных месторождений Западной Сибири стабилизация средних значений  $k_n$  и  $k_n$  наступает после бурения трех-четырех скважин, а для определения  $h_{эф}$  требуется пробурить 10 скважин.

Для изучения емкостно-фильтрационных свойств (ФЕС) коллекторов, а также интерпретации данных геофизических исследований скважин (ГИС) в процессе бурения производится сплошной отбор керна из продуктивных и перспективных горизонтов разреза.

Разнообразие типов залежей (месторождений) УВ, выявленных на поисково-оценочном этапе требует применения соответствующих систем размещения разведочных скважин и систем разведки.

Под системой размещения разведочных скважин понимается их пространственное положение в зависимости от распределения запасов по площади или по объему и типа природного резервуара: пластового, массивного, пластового тектонически или литологически экранированного.

Одним из главных параметров, определяющих запасы залежей в пластовых резервуарах, является площадь, контролируемая тремя геологическими границами: кровлей, подошвой продуктивного пласта и поверхностью ВНК (ГВК). В этом случае изменение наклона крыльев в приконтурной зоне существенно влияет на величину площади залежи, на распределение запасов, и, следовательно, требуется проведение оконтуривающего бурения разведочными скважинами. Существенно влияет на распределение запасов УВ по площади положение линии литологического замещения или выклинивания.

Залежи в массивных резервуарах контролируются только двумя поверхностями — кровлей продуктивного горизонта и поверхностью ВНК (ГЖК), секущей массивный резервуар. В этом случае на распределение запасов в залежи существенно влияет изменение рельефа кровли в части массива и практически не влияет в приконтурной его части, что не требует детального прослеживания приконтурной части залежи. Зоны литологического замещения в пределах массивных залежей играют значительную роль, если они расположены в области концентрации основных запасов. Положение поверхности ВНК (ГВК) массивных залежей надежно определяется первыми поисковыми скважинами.

В практике поисково-разведочного процесса на нефть и газ применяются следующие системы размещения разведочных скважин: треугольная, квадратная, профильная и кольцевая.

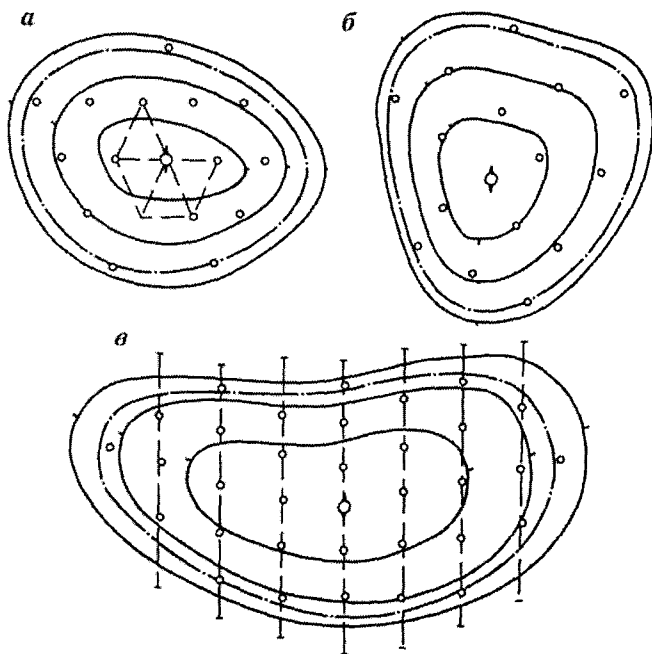


Рис. 51. Размещение разведочных скважин на крупных пластово-сводовых залежах:

*а* — по треугольной; *б* — по кольцевой; *в* — по профильной системам

Треугольная система предполагает заложение каждой новой скважины в вершине равностороннего треугольника, в двух углах которого скважины уже пробурены и дали приток нефти или газа. Эта система применима на месторождениях, разведка и эксплуатация которых осуществляется одновременно, обеспечивая тем самым равномерное изучение залежей (рис. 51, *а*).

Квадратная система предполагает размещение разведочных скважин в углах квадрата. Недостатком этих сеток размещения разведочных скважин является увеличение срока разведки.

Кольцевая система предполагает размещение скважин кольцами по падению пласта от скважины, пробуренной в своде, и применяется для разведки крупных и пологих структур (рис. 51, *б*).

Профильная система наиболее часто используется в практике разведочных работ. Эта система позволяет надежно коррелировать продуктивные горизонты при значительной литологической изменчивости, выклинивании, тектоническом

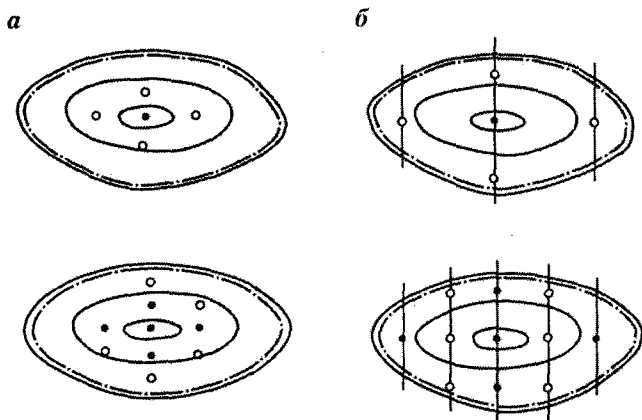


Рис. 52. Системы разведки:  
*а* — ползущая; *б* — сгущающаяся

экранировании; определить положение ВНК (ГВК), то есть при минимальном количестве скважин, построить модель залежи (месторождения) (рис. 51, *в*).

В зависимости от особенностей геологического строения выбирают систему разведки: сгущающуюся или ползущую.

Сгущающаяся система охватывает бурение разведочных скважин всей залежи с последующим уплотнением проектной сетки в случае необходимости. Эта система позволяет ускорить разведку залежи, однако число разведочных скважин может быть значительным, что снижает эффективность разведочного процесса (рис. 52, *а*).

Ползущая система разведки предполагает охват площади залежи плотной сеткой скважин. Эта система существенно сокращает число непродуктивных скважин, но удлиняет сроки проведения разведочных работ (рис. 52, *б*).

Основой выбора оптимальной системы размещения скважин является принцип равномерности изучения залежей. Часто он подразумевает бурение скважин по регулярной сетке скважин — треугольной и квадратной. Равномерная регулярная по площади сеть предпочтительней при расстановке разведочных и опытно-эксплуатационных скважин на залежах в пластовых резервуарах, способных выявить закономерности изменения ФЕС, так как исключает пропуск залежей, приуроченных к небольшим антиклиналям. Поскольку залежи нефти и газа представляют собой объемные объекты, системой размещения разведочных скважин, реализующей принцип равномерности, будет та, при которой каждая



из разведочных скважин оценивает примерно одинаковый объем нефтегазонасыщенного коллектора, т.е. равномерное распределение скважин не по площади, а по отношению к объему залежи, особенно для массивных залежей. Точность реализации этого принципа зависит от имеющейся модели залежи, ее корректировки по мере поступления новой информации от пробуренных скважин. Чем больше будет внесено изменений в объемную модель залежи, тем большим исправлениям должна подвергаться система размещения скважин.

Сеть разведочных скважин, распределенных неравномерно по площади, но равномерно по объему, отвечает многим требованиям, предъявляемым к сетям эксплуатационных скважин. В связи с этим решить многие задачи разведки можно при бурении опережающих эксплуатационных скважин, используя данный принцип.

Подсчет запасов нефти и свободного газа осуществляется объемным методом. Сущность объемного метода заключается в определении массы нефти и объема свободного газа, приведенных к стандартным условиям, в насыщенных ими объемах пустотного пространства пород-коллекторов залежей нефти и газа или их частей.

Величину этих объемов получают путем умножения горизонтальной проекции площади залежей нефти или свободного газа  $F$  на среднее значение вертикальной эффективной нефте-(газо)насыщенной толщины пласта  $h_{н.эф}$ , на среднее значение коэффициента пористости  $k_{п.о}$  и на среднее значение коэффициента нефтенасыщенности  $k_n$  или газонасыщенности  $k_g$ , при этом выражение  $Fh_{н.эф}$  определяет объем коллекторов залежи (ее части),  $Fh_{н.эф} k_{п.о}$  — объем пустотного пространства пород-коллекторов,  $Fhk_{п.о}k_n$  или  $Fhk_{п.о}k_g$  — объемы пустотного пространства, пород-коллекторов, насыщенных соответственно нефтью или свободным газом. Объемы пустотного пространства насыщенных нефтью или свободным газом, можно получить путем умножения  $Fh_{н.эф}$  на среднее значение коэффициента пористости. Для нефти коэффициент эффективной пористости  $k_{п.эф} = k_{о.п}k_n$ ; а для газа —  $k_{п.эф} = k_{п.о}k_g$ . Эти коэффициенты рассчитываются по каждому однородному продуктивному интервалу пласта.

В пустотном пространстве пород-коллекторов, насыщенных нефтью, в пластовых условиях нефть содержит растворенный газ. Для приведения объема пластовой нефти к объему нефти, дегазированной при стандартных условиях, используется среднее значение пересчетного коэффициента  $Q$ , учитывающего усадку нефти.

С учетом этих параметров объем нефтяной залежи (ее части) при стандартных условиях будет определяться выражением

$$V_{н.ст} = Fh_{н.эф}k_{п.о}k_{н} Q$$

или

$$V_{н.ст} = Fh_{н.эф}k_{п.эф} Q.$$

Умножив  $V_{н.ст}$  на среднее значение плотности нефти при стандартных условиях, получим начальные запасы нефти, содержащиеся в этой залежи или ее части:

$$Q_{н.о} = Fh_{н.эф}k_{п.о}k_{н}Q_p, \quad (1)$$

или

$$Q_{н.о} = Fh_{н.эф}k_{п.эф}Q_p. \quad (2)$$

Для приведения объема свободного газа, содержащегося в залежи (ее части); к стандартным условиям используется произведение барического  $K_p$  и термического  $K_t$  коэффициентов:

$$K_p K_t = ((p_0 L_0 - p_{ост} L_{ост}) / p_{ст}) ((T_0 + t_{ст}) / (T_0 + t_{пл})), \quad (3)$$

где  $p_0$  — среднее значение пластового давления в залежи (ее части), МПа;  $L_0$  — поправка, обратно пропорциональная коэффициенту сжимаемости реальных газов  $Z_0$  при давлении  $p_0$ ;  $L_0 = 1/Z_0$ ;  $p_{ост}$  — среднее остаточное давление, установленное в залежи, когда давление на устье добывающей скважины равно стандартному, МПа;  $L_{ост}$  — соответствует  $p_{ост}$  — поправка на сжимаемость реальных газов, равная  $1/Z_{ост}$ ;  $p_{ст}$  — давление при стандартных условиях, равное 0,1 МПа;  $T_0 = 273$  К;  $t_{ст} = 20$  °С;  $t_{пл}$  — средняя температура в залежи в пластовых условиях, °С; значение коэффициента  $Z$  устанавливается обычно по опытным кривым.

Значение  $p_{рскв.0}$  получают интерполяцией к уровню центра тяжести залежей данных замеров глубинным манометром или манометром давления на устьях скважины, приведенных к глубине кровли пласта с учетом веса столба газа:

$$p_{рскв.0} = p_{рскв.м} e^{1293 \times 10^{-9} H_{к.п} \rho_{г}}, \quad (4)$$

где  $p_{рскв.м}$  — манометрическое давление на устье закрытой скважины, МПа;  $e$  — основание натуральных логарифмов;  $\rho_{г}$  — относительная плотность газа по воздуху;  $H_{к.п}$  — глубина кровли пласта в скважине.

Среднее остаточное пластовое значение в залежи получа-

ют для условий глубины  $H_{ц.т}$  на уровне центра тяжести залежи и стандартного давления на устье всех скважин:

$$p_{отс} = 0,1^{1293 \times 10^{-9} H_{ц.т} p_r} \quad (5)$$

Глубина залегания центра тяжести пластовой залежи с определенной долей условности принимается на уровне половины высоты залежи, а массивной — на уровне одной трети высоты от газожидкостного контакта.

При подсчете начальных запасов свободного газа в процессе поисково-разведочных работ и разработки залежи используются данные о начальных пластовых давлениях, полученные лишь в поисковых и разведочных скважинах до начала разработки. Этим определяется внимание, которое должно уделяться замерам пластового давления при геологоразведочных работах.

Среднее значение пластовой температуры  $t_{пл}$  вычисляется по данным о замерах в скважине, и также приводится к уровню центра тяжести залежей.

В соответствии с изложенным, формулы для подсчета начальных запасов свободного газа залежи (ее части) объемным методом имеют следующий вид:

$$Q_{г.0} = F h_{г.эф} k_{п.0} k_r K_p K_t \quad (6)$$

$$Q_{г.0} = F h_{г.эф} k_{п\ эф} K_p K_t \quad (7)$$

Часть балансовых запасов нефти, которая может быть извлечена из недр, т.е. извлекаемые запасы, определяется с помощью коэффициента извлечения  $k_{извл.н}$ :

$$Q_{извл.н} = Q_{н.0} k_{извл.н} \quad (8)$$

Объемный метод можно считать практически универсальным для подсчета запасов любой залежи или ее части при любой степени изученности. Внешне он представляется довольно простым, однако эта простота таит в себе множество проблем. Основные проблемы объемного метода заключаются в своевременном выявлении особенностей геологического строения залежи и объективном определении параметров, характеризующих объем пустотного пространства, насыщенного нефтью, или свободного газа.

Итоговый документ этой стадии включает:

- отчет по подсчету запасов нефти, конденсата, природного газа и попутных компонентов;
- технико-экономическое обоснование коэффициента извлечения нефти и конденсата;

– техническую схему разработки месторождения нефти и проект разработки месторождения газа.

К отчету прилагаются следующие графические документы:

- 1) обзорная карта;
- 2) структурные карты по каждому объекту развязки;
- 3) сводный геолого-геофизический разрез;
- 4) геологические и корреляционные профили по продуктивным пластам;
- 5) геолого-геофизические разрезы скважин;
- 6) схема опробования и испытания пластов
- 7) карты эффективной и нефтегазонасыщенной мощности
- 8) подсчетные планы с нанесением проектных разведочных скважин;
- 9) геолого-технические наряды проектируемых скважин (ГТН).

#### 10.1.1. РАЗВЕДКА ПЛАСТОВЫХ СВОДОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

Пластово-сводовая залежь ограничена двумя изогнутыми, почти параллельными поверхностями – кровлей и подошвой продуктивного пласта – и только в межконтурной зоне ее нижняя часть ограничена горизонтальным или наклонным ВНК (ГВК). Основная доля запасов при однородном строении резервуара сосредоточена в пределах внутреннего контура и незначительная часть в межконтурной зоне. Отличительной особенностью разведки подобных залежей являются:

– установление положения ВНК (ГВК) с помощью бурения специальных оконтуривающих скважин в процессе всего разведочного этапа;

– проведение специальных исследований в скважинах, вскрывших полнопластовую часть залежи;

– установление фазового состояния флюидов, что позволяет оптимально разведать месторождения газа с нефтяной оторочкой;

– выяснение неоднородностей пластового резервуара, влияющих на размещение запасов УВ, нефтеотдачу, дебиты, скорость обводнения залежи и др.

Для установления неоднородности коллекторской толщи необходимо комплексное изучение всех факторов, определяющих формирование и изменение коллекторов в пространстве, исследования керна, результаты ГИС и материалы детальной сейсморазведки МОГТ или 3D. Эти данные необходимо учитывать при проектировании системы разведки. В практике разведки пластовых сводовых залежей наиболее часто используют профильную систему размещения скважин.

На залежах, приуроченных к брахиантиклиналям, разведочные скважины располагают по классическому кресту с последующим сгущением.

Многие исследователи считают наиболее эффективной равномерную сетку размещения разведочных скважин, так как она реализует принцип равномерного изучения пластовой залежи по площади родного пласта-коллектора, заключенного в пределах внутреннего контура. Часть залежи, сосредоточенной в межконтурном пространстве и изменяющейся закономерно от максимальной во внутреннем контуре до нулевой во внешнем, рекомендуется разведывать равномерно по объему посредством бурения оконтуривающих скважин и специальных геофизических исследований, в основном, сейсморазведкой. По сейсмическим данным трассирование положения ВНК (ГВК) осуществляют по следующим признакам:

- по горизонтальным отражающим площадкам секущих пласт;
- по увеличению затухания упругих колебаний;
- по уменьшению интервальной скорости;
- по изменению интенсивности истинных амплитуд.

Эти параметры сейсморазведки особенно проявляются при разведке газовых залежей в терригенном коллекторе на глубинах не более 3 км.

В пластово-сводовых залежах, осложненных нарушениями с амплитудой, меньше мощности продуктивного коллектора, разломы не нарушают гидродинамической связи отдельных блоков, и единая залежь и ее межфазовый контакт отмечается для всех блоков. Разведка этих залежей осуществляется как единой залежи.

Залежи, связанные с ловушками, нарушенными разломами с амплитудой, большей, чем мощность продуктивного пласта, оказываются изолированы в отдельных блоках, и в этих случаях их разведка производится для каждого блока самостоятельно.

### 10.1.2. РАЗВЕДКА МАССИВНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

Массивные залежи известны во всех нефтегазоносных бассейнах. Эти залежи ограничены сверху формой поверхности ловушки, а снизу горизонтальным или наклонным единым контактом. Существование единого ВНК (ГВК) наблюдаем не только в однородном резервуаре, но и в расслоенном пропластками и линзами непроницаемых пород резервуаре, образующем единую гидродинамическую систему.

Массивные залежи на территории России встречаются:

— в антиклинальных структурах (Волго-Уральской и Тимано-Печорской провинций в карбонатных отложениях девона, карбона и перми, в сеноманских песчаниках севера Западно-Сибирской провинции);

— в эрозионных выступах (Волго-Уральской провинции);

— в органогенных постройках (в Предуральской провинции, в Нижневолжской нефтегазоносной области, на северном борту Прикаспийской провинции и др.).

Они связаны обычно с мощными толщами карбонатных (органогенные, органогенно-обломочные, доломитизированные известняки, доломиты) и терригенных пород (пески, песчаники, алевролиты). На долю массивных залежей, связанных с карбонатными породами, приходится примерно 67 % от общего числа залежей.

При разведочных работах на массивных залежах учитывают их следующие специфические особенности:

— морфологию залежи;

— неоднородность строения коллекторской толщи;

— изменение объема УВ по площади;

— изменчивость положения ВНК (ГЖК).

Эти особенности влияют на выбор систем размещения разведочных скважин.

Морфология залежи определяет закономерность изменения эффективной мощности от максимальной в сводовой части до нулевой в пределах приконтурной части, что приводит к неравномерному распределению объема залежи по площади. При расстановке разведочных скважин на массивных залежах выделяют сводовую и периферийную зоны, граница между которыми проводится по изолинии на уровне половины высоты залежи. Кроме того, выделяются доминирующая и приконтурная части залежи путем деления по изогипсе на уровне одной четвертой высоты. Сводовая часть залежи содержит от 47 до 84 % объема залежи, доминирующая часть — от 75 до 97 %, на приконтурную часть приходится от 3 до 25 %. При равномерном распределении скважин по площади массивной залежи сводовая зона, содержащая основную часть запасов, оказывается недоразведанной, а приконтурная — переразведанной. В этих условиях принцип равномерного изучения залежи требует размещения разведочных скважин по объему запасов в массивном резервуаре.

При проектировании разведочных работ необходимо учитывать неоднородность коллекторской толщи, влияющей на определение подсчетных параметров залежей и, следовательно, на подсчет их запасов. Природные резервуары мас-

сивных залежей подразделяют на однородные и неоднородные.

Однородные резервуары, как правило, сложены коллектором одного типа и распространены в толщах карбонатных или терригенных пород. Залежи УВ в этих резервуарах имеют большой этаж нефтегазоносности и контролируются снизу сплошным ВНК (ГВК).

Неоднородные коллекторские толщи, сложенные карбонатными или терригенными породами, содержат непроницаемые породы в виде линз, пропластков, нарушающие сплошность их строения, но образуют единую гидродинамическую систему. Залежи в этом случае имеют единый ВНК (ГВК) в пределах всего коллектора, прерывающийся в участках, сложенных непроницаемыми породами.

Массивные залежи в этих коллекторах характеризуются разным распределением плотности запасов по площади, что влияет на выбор систем размещения скважин. Применение сетки разведочных скважин, ориентированных на изучение равных объемов залежи, дает возможность сосредоточить основное количество скважин в зонах концентрации основных запасов и изучить неоднородность на данном участке, что повысит достоверность подсчета запасов. При разведке массивных залежей важное значение приобретает определение положения ВНК (ГВК), так как эти контакты контролируют форму и размеры залежи.

Известно, что поверхность контактов не является горизонтальной плоскостью, она часто имеет волнистый, прерывистый вид или наклонена в сторону движения подземных вод. Положение ВНК (ГВК) зависит также от однородности или неоднородности строения коллекторской толщи, которые определяют переходную зону (контакт, разделяющий УВ и воду), мощность которой изменяется в значительных пределах (от 1 до 6 м). Содержание УВ в ней изменяется сверху вниз от максимального значения до нуля. В массивных залежах положение контакта определяют первой поисковой скважиной, однако смещение контакта, его прерывистость, волнистость, наличие переходных зон не позволяют определить его положение по всей площади залежи.

Для повышения точности проведения ВНК (ГВК) необходимо бурение дополнительных разведочных скважин. Бурение большого количества приконтурных скважин не приведет к значительному уточнению объема залежи в связи с низкой концентрацией запасов в этой зоне.

Геологическая модель залежи, построенная с учетом конкретных особенностей геологического строения, может быть

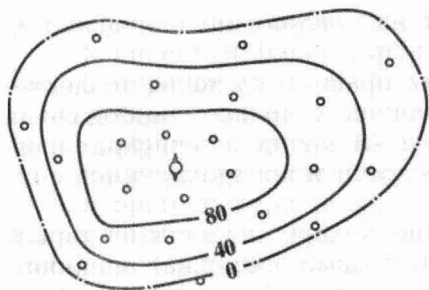


Рис. 53. Размещение разведочных скважин в массивных залежах по кольцевой системе

разбурена разведочными скважинами по кольцевой или профильной системе.

Для проектирования разведочных скважин по кольцевой системе используют карты эффективных мощностей коллекторской толщи (рис. 53).

Для выделения зон равных объемов определяют общий объем залежи, и по известному числу скважин находится величина объема одного блока. Сначала определяют границы блока для центральной скважины, а затем определяют границы колец в соответствии с величиной объемов залежей и числом скважин в каждом кольце. Внутри колец скважины размещают пропорционально объему УВ. На массивных залежах с однородной коллекторской толщиной ловушки, которая установлена на поисковой стадии, с достаточной достоверностью

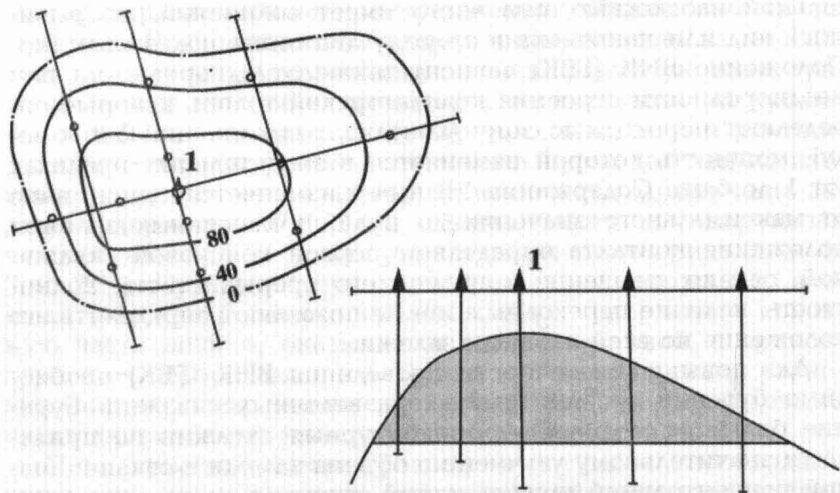


Рис. 54. Размещение разведочных скважин в массивных залежах по профильной системе



разведку залежи можно производить в процессе опережающего эксплуатационного бурения. В случае неоднородного коллектора бурят единичные разведочные скважины, которые уточняют модель залежи.

При размещении скважин по профильной системе по определенному числу профилей и числу скважин на каждом профиле определяют объемы блоков. Блоки равных объемов, разведываемые каждой скважиной, выделяют в пределах разведочных профилей (рис. 54).

Рациональные сетки разведочных скважин, размещаемых по профильной или кольцевой системе, рассчитываются по специальным номограммам, облегчающим выделение зон равных объемов и выбор точек заложения разведочных скважин.

### 10.1.3. РАЗВЕДКА ЗАЛЕЖЕЙ В НЕАНТИКЛИНАЛЬНЫХ ЛОВУШКАХ

Залежи приуроченные к рифогенным, литологическим (седиментационным), стратиграфическим и комбинированным (постседиментационным) ловушкам, встречаются практически во всех нефтегазоносных областях.

Среди литологических (седиментационных) выделяют:

- залежи в органогенных постройках (рифках);
- залежи, связанные с фациальными замещениями или на региональных моноклиналях, или на локальных поднятиях;
- залежи, связанные с песчаными телами типа баров, береговых валов, кос, пляжей, дельт, контуритов и турбидитов.

Залежи стратиграфического класса могут быть приурочены к ловушкам, связанным с:

- срезанными несогласием структурами (антиклиналями и моноклиналями);
- эрозионными останцами, корой выветривания фундамента.

Залежи комбинированного класса (постседиментационные) могут быть часто приурочены к ловушкам, связанным с:

- неравномерным уплотнением коллектора;
- неравномерной цементацией;
- повышенной трещиноватостью;
- выщелачиванием;
- процессами доломитизации;
- палеокарстовыми процессами;
- окисленной нефтью (асфальтовой пробкой).

Разведка этих залежей характеризуется рядом особенностей геологического строения, зависящих от типа ловушек. Основными особенностями являются: морфология залежи,

изменение мощностей коллекторской толщи, изменение их фильтрационно-емкостных свойств, распределение запасов по площади, положение линий литологического замещения или выклинивания, несоответствие границ распространения пород коллекторов структурной карте.

Характерной морфологической особенностью залежей, связанных с рифами и песчаными телами (барами и др.) является модель залежи, контролируемая сверху структурной картой ее поверхности и положением ВНК (ГВК), а модель залежей, связанных с выклиниванием (замещением) коллектора по восстановлению пласта (замещением) коллектора по восстанию пласта — структурными картами по кровле и подошве коллектора, положением ВНК (ГВК), мощностью коллекторских толщ и линией выклинивания (замещения).

Невыдержанности фациального состава, изменчивость предопределяют неравномерность распределения запасов по площади, что обуславливает размещение разведочных скважин по принципу равномерного освещения объема залежи.

Границы распространения коллекторских толщ часто имеют конфигурацию, не совпадающую со структурной картой, однако построение объемов модели залежи и проектирование системы размещения скважин и подсчета запасов требуют выявления положения границ залежи, линий выклинивания (замещения) коллекторов.

Границу распространения пород коллекторов прослеживают путем бурения оконтуривающих разведочных скважин вблизи линий выклинивания (замещения). Практикой поисково-разведочных работ доказано, что в зоне литологического замещения (выклинивания) находится всего до 10 % от общих запасов УВ и затрачивается до 80 % поисково-разведочного бурения, что экономически нецелесообразно. В настоящее время литологические экраны прогнозируются разными косвенными методами: геологическими и геофизическими. Геологические методы фиксируют в зоне выклинивания (замещения) ухудшение ФЕС коллекторов из-за плохой сортировки песчаного материала, повышенной глинистости схождения кровли и подошвы нефтенасыщенного коллектора. Наиболее эффективны для определения литологических экранов сейсморазведка МОГТ и 3D по результатам геологической интерпретации временных разрезов и по кинематическим и динамическим параметрам отраженных волн. При разведке подобных залежей применяют зависимое бурение, чтобы корректировать заложение последующих скважин после получения новых данных. Объем разведочного бурения на не-

антиклинальных залежах значителен, а успешность гораздо ниже, чем при разведке сводовых залежей.

Во многих регионах из-за небольшого объема запасов в неантиклинальных залежах они не были основными объектами разведки и не изучались самостоятельно, а разведывались попутно в процессе разведки залежей, связанных с антиклиналями.

Характерная особенность неантиклинальных залежей — неравномерное распределение запасов по площади и закономерное увеличение плотности запасов при удалении от зоны замещения или выклинивания пласта-коллектора. В связи с этим равномерные по площади системы размещения скважин мало эффективны при разведке этих залежей. Поэтому основной принцип разведочных работ — участки залежи, равные по объему запасов, должны быть изучены одинаковым количеством скважин.

#### 10.1.3.1. РАЗВЕДКА ЗАЛЕЖЕЙ В КАРБОНАТНЫХ НАЛ

Наиболее распространенными залежами в карбонатных отложениях являются залежи в рифогенных ловушках. Выбор системы разведки определяется сложностью строения коллекторской толщи, недостаточной информацией о границах распространения рифовых тел. Границы рифовой постройки уточняют по данным геологической интерпретации сейсмических фаций и по данным бурения поисковых и разведочных скважин, прослеживая сокращение мощности облегающих отложений.

По морфологическим особенностям массивные залежи, приуроченные к органогенным постройкам, разделяются на несколько групп: конусовидные, подковообразные, плосковершинные и ассиметричные.

Конусовидные (и островершинные) рифы обладают лучшими коллекторскими свойствами в их центральной части, где сосредоточено около 70 % всего объема залежи УВ, и имеют небольшие размеры. Разведка этих залежей осуществляется после бурения первой скважины заложением новых двух — трех дополнительных стволов с отклонением от основного на расстояние до 500 м. Эта многоствольная скважина освещает более 1 км площади.

Залежи, связанные с подковообразными рифами, разбуривают несколькими многоствольными скважинами, заложенными в их высокой части.

Залежи, приуроченные к плосковершинным рифам, имеют крутые изометричные и округлые склоны. Они характеризуются

Рис. 55. Заложение скважин на залежах в рифовых ловушках

Асимметричные		Симметричные					Группа
Комбинированные		Собственно рифовые					Тип
Рифовый комплекс, изогнутый в антиклинальную складку	Рифы, осложненные складкообразованием	Плосковершинные удлиненные	Атолло-видные	Плоско-вершинные	Подково-образные	Конусо-видные	Класс
							Профиль
							План
Профильная			Кольцевая		Многоствольная		Система разведки

ются отсутствием коллекторов в центральной части рифа и лучшими коллекторскими свойствами по периферии рифа. Для их разведки применяют кольцевую систему заложения разведочных скважин.

Ассиметричные органогенные постройки (барьерные рифы) характеризуются удлинненными формами, крутыми склонами, обращенными в сторону глубоководной части, и пологими в сторону лагунной (мелководной) части. В этих рифах лучшие коллекторы развиты в центральной части и на стороне предрифового обломочного шлейфа. Разведку этих рифов осуществляют по системе профилей, расположенных вкрест их простирания (рис. 55).

При проектировании системы разведки необходимо руководствоваться основным принципом размещения скважин таким образом, чтобы каждая из них освещала одинаковый объем залежи.

#### 10.1.3.2. РАЗВЕДКА ЗАЛЕЖЕЙ В ТЕРРИГЕННЫХ НАЛ

По морфологическим признакам залежи нефти и газа, приуроченные к неантиклинальным ловушкам, разделены на несколько типов, которые требуют применения определенной системы размещения разведочных скважин.

Залежи, связанные с ловушками фациального замещения, выклинивания, срезания коллекторов в своде локальных поднятий («лысый свод»), широко развиты в Предкавказье, Западной Сибири и Волго-Уральской провинции. Для этих залежей обычно рекомендуется или кольцевая, или профильно-радиальная системы размещения разведочных скважин вкрест линии замещения (выклинивания) или срезания коллекторской толщи.

Залежи, приуроченные к ловушкам, где коллекторская толща развита на крыле или периклинали антиклинальной структуры, отмечаются в пределах Волго-Уральской, Тимано-Печорской и Западно-Сибирской нефтегазоносных провинций. Разведку этих залежей проводят системой профилей, расположенных вкрест простирания линии выклинивания или замещения пород коллекторов.

Залежи нефти и газа, находящиеся в ловушках, связанных с выклиниванием (замещением) пород-коллекторов на моноклинальных склонах, обнаружены в Предкавказье, Западной Сибири и других регионах. Разведку залежей подобного типа предлагается осуществлять бурением разведочных скважин по профильной системе вкрест простирания линии выклинивания (замещения) коллекторов.

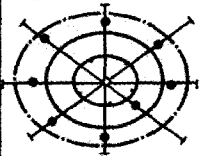
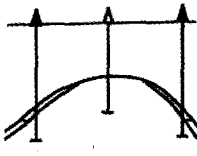
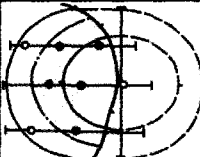
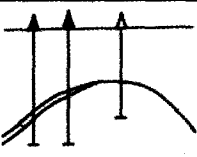

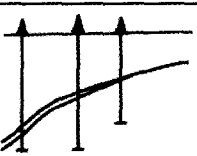

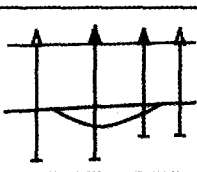
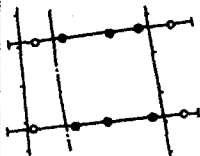
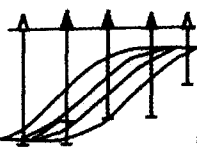
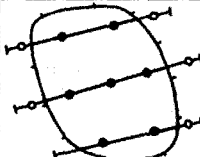
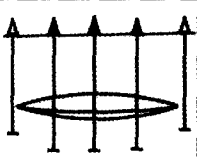
Тип залежи	Схема строения		Система разведки
	План	Разрез	
Кольцевая (лысый свод)			Кольцевая Радиальная
Козырьковая			Профильная, вкрест линии выклинивания или замещения
Клиновидная (заливообразная)			Профильная, вкрест линии выклинивания или замещения
Рукавообразная (шнурковая)			Профильная, вкрест простираия, по методу клина, зигзаг-профильная
Клиноформная			Профильная, вкрест простираия
Линзовидная			Профильная, вкрест простираия

Рис. 56. Разведка залежей терригенных НАЛ

Залежи, приуроченные к песчаникам палеорусел рек, па-  
леоделът, подводных течений (турбидиты), имеют протяжен-  
ную форму и незначительную ширину («шнурковая» форма).

Они выявлены в Предкавказье И.М. Губкиным в 1911 г. и в других регионах (Тимано-Печорская, Западно-Сибирская, Волго-Уральская провинции). Для разведки залежей данного типа применяют размещение скважин по методу клина, по профильной системе и зигзаг-профильной системе.

Залежи, связанные с песчаными телами в виде клиноформ, открыты в неокоме Западной Сибири и майкопской толще Предкавказья. Разведку залежей этого типа следует проводить по системе профилей вкрест простирания песчаного тела.

Залежи в ловушках, связанных с песчаными линзами, в глинистых породах типа баженинта, палеокарста, а также зонах разной цементации коллекторов в плотных породах, трудно прогнозируются.

Обычно эти залежи разведывают по равномерной сетке скважин, которая обеспечивает максимальный процент попадания в залежь при минимальном их количестве. В случае незначительных запасов, эти залежи разведываются попутно в процессе разведки многозалежных месторождений сеткой скважин, пробуренных на основные залежи. При выявлении закономерностей распространения коллекторов закладывают специальные разведочные скважины в участках развития коллекторских толщ (рис. 56).

Принцип равномерного изучения объема залежи, разработанный для массивных залежей, может использоваться и при разведке литологических залежей, при сосредоточении разведочного бурения в зоне наибольшей концентрации запасов. Эта методика позволяет избежать бурения излишних скважин в зоне малых мощностей и вблизи линии выклинивания коллекторов, которую определяют по данным детализационной сейсморазведки.

#### **10.1.4. ОСОБЕННОСТИ РАЗВЕДКИ МНОГОЗАЛЕЖНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

Значительное количество открытых месторождений представляет собой совокупность различных по геологическому строению, размерам, продуктивности залежей, расположенных в разрезе одна над другой, составляя диапазон нефтегазоносности до нескольких тысяч метров. При разведке многозалежных месторождений необходимо решать задачу рационального сочетания процесса изучения каждой отдельной залежи и всего месторождения в целом.

Методика разведки многозалежных месторождений определяется особенностями распределения по разрезу отдельных

залежей нефти и газа, а также технико-экономическими показателями. На практике при разведке многозалежных месторождений возникает необходимость выделения этажей разведки. Этаж разведки — часть разреза месторождения, включающая одну или несколько залежей, которые могут быть разведаны самостоятельной системой (сеткой) расположения разведочных скважин. В один этаж объединяются сходные по геологическому строению, составу флюидов и условиям бурения залежи, расположенные близко друг от друга. В этих условиях все залежи могут быть разведаны одной системой разведочных скважин с испытанием всех объектов снизу вверх.

Бурение единой сеткой скважин до подошвы нижнего продуктивного горизонта, последовательное опробование снизу вверх задержало бы изучение её верхних горизонтов. Кроме того, большое количество опробований в одной скважине отрицательно скажется на ее техническом состоянии и на качестве исследований.

В один этаж разведки часто объединяют несколько близкорасположенных залежей, разделенных значительными по мощности флюидопорами, при этом необходимо учитывать следующие условия:

- одинаковые физико-химические свойства УВ;
- совпадение площадей залежей в плане;
- близкое пластовое давление (разница не более 0,1 МПа);
- одинаковые режимы залежей;
- сходный литологический состав;
- близкое расположение в разрезе залежей друг от друга (не более 100 м).

Как правило, этажи разведки должны соответствовать будущим этапам разработки, а система размещения разведочных скважин должна быть ориентирована на будущий базисный горизонт этажа разработки — наиболее богатый УВ пласт. Более бедные пласты, обычно вышезалегающие, разведываются попутно. Базисный горизонт является объектом детального изучения (отбор шлама, керна, ГИС и т.д.) и испытания в колонне каждой скважины. При проходке вышележащих продуктивных пластов данного этажа керн отбирается выборочно, проводится ГИС и опробование пластов в колонне (ОПК) или на трубах (ОПТ).

Поэтажная разведка сверху вниз на многопластовых месторождениях наоборот ускоряет ввод месторождения в разработку, но увеличивает затраты на разведку всех залежей данного месторождения (рис. 57). Очередность изучения этажей разведки определяется техническими и экономическими



Этажи разведки	Разрез	Продуктивные горизонты	Система разведки																
			Снизу вверх			Сверху вниз													
			Очередность			Очередность													
			1	2	3	1	2	3											
I	[Горизонт 1] [Горизонт 2]	1	↓	↓	↓	↓	↓												
		2						↓	↓										
II	[Горизонт 3] [Горизонт 4]	3						↓	↓	↓	↓	↓							
		4											↓	↓					
III	[Горизонт 5] [Горизонт 6] [Горизонт 7]	5											↓	↓	↓	↓	↓		
		6																↓	↓
		7																	

Рис. 57. Система разведки многозалежных месторождений

показателями. Если залежи имеют примерно одинаковые запасы, разведку целесообразно проводить снизу вверх. В этом случае разведка потребует меньше затрат, так как информация о геологическом строении, коллекторских и других свойствах залежей в верхних этажах будет получена при бурении разведочных скважин на нижние этажи. В случае бесперспективности нижних этажей можно испытывать верхние этажи. Если залежи на различных этажах не равнозначны по запасам, то разведку следует начинать с этажа, содержащего наиболее крупные и ценные залежи, которые могут рассматриваться как возможные основные (базисные) объекты разработки.

Системы размещения разведочных скважин на пластовых сводовых залежах могут применяться при разведке многопла-

стовых месторождений, если залежи аппроксимировать суммарным резервуаром. Суммарный резервуар — часть пространства, заключенная между горизонтальной плоскостью и поверхностью, аппроксимирующей значения  $h \cdot k_{\text{п}} \cdot k_{\text{н}}$  — показатель эффективного объема.

Для построения суммарного резервуара по каждой скважине определяют значение эффективной мощности ( $h$ ), пористости ( $k_{\text{п}}$ ) и насыщенности ( $k_{\text{н}}$ ) и показателя эффективного объема ( $h \cdot k_{\text{п}} \cdot k_{\text{н}}$ ). Полученные значения эффективного объема по скважинам в пределах этажа разведки наносят на план и строят поля суммарного показателя эффективного объема. Разведочные скважины необходимо располагать согласно принципу «на каждую скважину — равная доля суммарного резервуара — плотности запасов».

Опытно-промышленная эксплуатация как фактор ускорения и удешевления разведки особенно эффективна в случаях средних и мелких по запасам залежей газа и при наличии газопровода, так как для подсчёта запасов по методике падения давления требуется отбор примерно 10 % от начальных запасов. Опытно-промышленная эксплуатация нефтяных (ОПЭ) залежей позволяет получать ряд режимных параметров продуктивного пласта, необходимых для составления технологических схем разработки, и в частности:

- данные по дебитам в скважинах и их изменениям во времени;

- сведения о пластовых давлениях и их изменениях в процессе отбора;

- газовый фактор на нефтяных и конденсатный фактор на газовых месторождениях и их динамику;

- коэффициент извлечения нефти и другие параметры, необходимые для подсчёта запасов и составления схемы разработки нефтяных залежей;

- подсчет запасов газа по методу «падение давления».

Для ОПЭ крупных и средних по запасам нефтяных многопластовых месторождений осуществляется бурение опытно-эксплуатационных скважин на базисный горизонт по разряженной сетке с последующим сгущением до плотности эксплуатационных скважин в пределах контура нефтеносности. Однако при этом часто остаётся нерешённой проблема хранения или транспортировки объёмов добытой нефти. Хранение нефти в земляных амбарах не только приводит к её потере, но и создаёт опасность для окружающей среды, поэтому опытную эксплуатацию целесообразно начинать при наличии условий её вывоза или местного потребления.

### 10.1.5. РАЗВЕДКА ГАЗОВЫХ И НЕФТЕГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

Основной целью разведки газовых, газоконденсатных и нефтегазовых месторождений, как и месторождений других полезных ископаемых, является установление их промышленного значения и условий разработки. Важно при этом установить необходимую степень разведанности месторождений, чем и определяются сроки их разведки.

Подготовка к промышленному освоению как газовых, так и нефтегазовых залежей, осуществляется разными методами, зависящими от их фазового состояния, типа и запасов залежи.

Разведка этих залежей при их подготовке к разработке должна решить следующие задачи:

- доказать наличие или отсутствие нефтяной оторочки промышленного значения и при наличии оторочки установить условия ее эксплуатации;
- провести полноценные опробования и исследования по нескольким скважинам с целью получения основных параметров залежи;
- установить характерные структурные и геометрические особенности строения залежи;
- определить основные параметры коллекторов как по разрезу, так и по площади;
- выяснить гидрогеологические условия и возможное влияние водонапорной системы на режим разработки залежей;
- определить положение контактов (контуров) газовых и газонефтяных залежей;
- определить состав газа, количество конденсата и других сопутствующих компонентов;
- выявить (основные по запасам) залежи в разрезе.

Эти задачи должны решаться с учетом особенностей разработки газовых и газонефтяных месторождений (залежей), необходимости и возможности ускоренного ввода их в разработку и с учетом оптимальных технико-экономических показателей планируемой разведки и намечаемой разработки этих месторождений.

Кроме того, разведка газовых залежей должна вестись с учетом условий их формирования, определяющих степень заполнения ловушки газом. Под абсолютными газоупорами, которыми являются выдержанные толщи солей, ангидрита или выдержанные мощные толщи глин, обладающими хорошими газоупорными свойствами, следует ожидать заполнение ловушек газом до замка при любой высоте. При менее на-

дежных покрышках ловушки могут быть заполнены до замка при малой высоте, но при большой их высоте следует ожидать, что они не будут заполнены полностью. Это хорошо подтверждается практикой во всех газоносных районах, и это следует учитывать при определении положения газоводяного контакта и установлении контура газовых залежей.

В чисто карбонатных породах не может быть сколь угодно выдержанных газопоров. Поэтому промышленная газовая залежь в них может образоваться лишь при перекрытии их другими газопорными породами, которые и определяют степень заполнения ловушки, а значит, и высотное положение ГВК.

В настоящее время разработаны методы разведки газовых месторождений, позволяющие резко удешевить и ускорить проведение разведки и подготовки этих месторождений к разработке, поэтому их называют рациональными или ускоренными

Ускоренная разведка газовых месторождений должна обеспечивать в сжатые сроки максимальный народнохозяйственный эффект от использования газа вновь открытого месторождения.

Применяются следующие методы ускоренной разведки газовых месторождений:

- разреженная сетка разведочных скважин независимо от типа и размера залежей (месторождений);
- опытно-промышленная эксплуатация;
- опережающее эксплуатационное бурение.

Разведка небольших и средних месторождений (залежей) завершается после получения притока газа в двух-трех скважинах. Последующая их доразведка осуществляется методом опытно-промышленной эксплуатации, при этом регламентируется ее длительность трехгодичным сроком. Уровень отбора газа за это время должен составлять примерно 10 % от общих запасов разведываемой залежи. Завершается опытно-промышленная эксплуатация подсчетом запасов по методу падения давления. Для обеспечения запланированного уровня отбора газа в случае необходимости бурятся единичные опережающие эксплуатационные скважины (ОЭС). Высокая эффективность ускоренной разведки мелких и средних газовых залежей доказана в Предкавказье и Нижнем Поволжье.

Разведка крупных и уникальных месторождений газа осуществляется из расчета одна скважина соответственно на 50 км<sup>2</sup> и на 100 км<sup>2</sup> продуктивной площади. Доразведка этих залежей (месторождений) с целью уточнения строения внутриконтурных частей производится путем уплотнения сетки

разведанных скважин за счет бурения опережающих эксплуатационных скважин и наблюдательных скважин, в зависимости от характера изменчивости параметров неоднородности и продуктивности, а также единичных разведочных скважин за пределами зоны эксплуатационного бурения.

Особое место среди ускоренных методов занимает разведка газовых месторождений с применением опытно-промышленной эксплуатации, которая позволяет с меньшими затратами на разведочное бурение получить необходимые и в большинстве случаев более достоверные данные для составления проекта разработки этих месторождений при одновременном отборе газа из них и подаче его потребителям. Последнее обстоятельство особенно важно для газодобывающих районов, где действующие месторождения не обеспечивают необходимой подачи газа потребителю. В этих случаях ввод газовых месторождений в опытно-промышленную эксплуатацию осуществляется на ранних стадиях их разведки, причем для небольших залежей или линз он может быть оправдан даже при наличии только одной разведочной скважины, давшей промышленный приток газа.

Газовые залежи находятся в гидродинамическом равновесии с окружающей их пластовой водой. Изучение этого равновесия дает возможность определять высотное положение ВНК по данным надежных замеров пластового давления воды и газа и смещение газовых или нефтяных залежей при движении пластовой воды, которое выражается в наклоне ГВК или водонефтяного контакта в сторону наименьшего напора воды.

Использование указанных возможностей при разведке газовых месторождений может удешевить и ускорить ее проведение.

При разведке пластовых газовых залежей очень часто первые скважины не вскрывают ГВК, но при этом уже есть скважины, вскрывшие пластовую воду за контуром залежи.

Наряду с использованием замеров напора воды в скважинах, пробуренных на месторождении или в непосредственной близости от него, важно изучать региональную гидрогеологию, так как при отсутствии сведений о напоре воды, полученных в районе разведываемого месторождения, можно по региональному изменению этого напора определять направление и характер возможного смещения залежей газа и нефти.

Запасы газа в приконтурной части залежи обычно составляют малую долю всех ее запасов. Это позволяет проводить разведку залежей без детального их оконтуривания, за ис-

ключением случаев, когда локальная структура недостаточно четко выявляется геолого-поисковыми работами и ГВК имеет наклон или когда под газовой залежью может находиться нефтяная оторочка промышленного значения.

Как уже указывалось, основной задачей разведки газовых месторождений в новых районах является подготовка запасов газа категорий  $C_1$  для обоснования строительства новых магистральных газопроводов или ГХК. В настоящее время в ряде районов выявлены уникальные по размерам газовые месторождения, требующие строительства магистральных газопроводов или ГХК (Ямбургское, Астраханское и др.). К одному такому месторождению необходимо проводить несколько ниток газопровода или предусматривать поочередный ввод мощностей ГХК. Как газопроводы, так и ГХК строятся не одновременно, а последовательно. Для обоснования строительства первой нитки газопровода (первой очереди ГХК) вовсе не требуется разведывать все запасы газа такого месторождения до известного соотношения категорий. Разведку достаточно осуществить лишь на части месторождения, запасы газа которой достаточны для обоснования строительства этой нитки газопровода или ГХК определенной мощности. Принятие такого порядка позволит форсировать строительство газопровода или ГХК. Одновременно ускоренный ввод части месторождения в разработку облегчит разведку месторождения в целом.

После окончания строительства и ввода в действие магистрального газопровода в новом районе в нем продолжается разведка новых газовых месторождений. При этом могут нарастать ресурсы газа для нового магистрального газопровода. Их выявление может происходить в течение относительно длительного времени. Какой должна быть степень разведанности запасов газовых месторождений, ресурсы газа которых могут являться основой для строительства нового магистрального газопровода?

Известно, что магистральные газопроводы в основном на базе запасов газа единичных уникальных месторождений при этом играют небольшую роль. В соответствии с этим при наращивании запасов газа для строительства новых магистральных газопроводов разведанность уникальных и крупных месторождений должна соответствовать требованиям «Классификации запасов нефти и горючих газов», разведанность же запасов средних и особенно мелких газовых месторождений в этом случае должна ограничиваться доведением их до категории  $C_1$ .

При разведке многозалежных газовых месторождений, за-

пасы которых разведываются для обеспечения строительства нового магистрального газопровода, внимание акцентируется, главным образом, на первоочередной подготовке к разработке залежей, содержащих основные запасы газа на месторождении (например, сеноманские залежи мезозойских месторождений севера Западной Сибири). Таким образом, при разведке газовых месторождений в новых районах часто применяются ускоренные методы.

Отсутствие системы магистральных газопроводов определяет первостепенную необходимость ускоренной подготовки запасов промышленной категории базовых месторождений. Разведка мелких и средних месторождений при отсутствии местного потребителя газа завершается на оценочной стадии подготовкой запасов категорий  $C_1$  и  $C_2$ .

Ускорение разведки базовых месторождений достигается применением разреженной сетки скважин и подготовкой запасов только промышленной категории  $C_1$ . Периферийные участки базовых месторождений доразведываются наблюдательными и пьезометрическими скважинами, а также единичными разведочными скважинами. Доразведка крупных и уникальных месторождений проводится в условиях их поэтапного ввода в разработку. В связи с этим сгущение сетки разведочных скважин должно осуществляться участками в соответствии с запроектированным направлением промыслового обустройства месторождения.

Для контрольной оценки достоверности запасов крупных и уникальных месторождений газа, подсчитанных объемным методом по разреженной сетке скважин, может также использоваться метод падения давления. Оперативная оценка этим методом запасов газа дренируемых зон базовых месторождений в условиях их поэтапного ввода в разработку повышает эффективность ускоренной разведки.

В соответствии с «Классификацией запасов нефти и горючих газов» ввод газовых залежей в разработку, в том числе и в опытно-промышленную эксплуатацию, разрешается только при отсутствии в них нефти промышленного значения. Поиски нефтяной оторочки под газовой залежью могут сильно осложнить разведку этой залежи. Поэтому особое внимание должно быть уделено прогнозированию наличия и характера такой оторочки.

Последовательность операции при разведке нефтяных оторочек газонефтяных залежей показана на рис. 58.

В нефтегазовых залежах для обнаружения нефтяной оторочки необходимо специальное разведочное бурение в приконтурной зоне. В случае отсутствия или непромышленного



Рис. 58. Последовательность операций при разведке нефтяных оторочек

значения нефтяной оторочки, большой объем бурения в приконтурной зоне резко снижает эффективность разведочных работ. Для сокращения затрат на разведку нефтяных оторочек применяют геохимические методы прогнозирования. По В.П. Савченко признаками нефтяной оторочки могут быть:

- содержание  $C_{5+}$  высшие гомологи более 1,75 % или выход стабильного конденсата более  $80 \text{ см}^3/\text{м}^3$ ;
- преобладание в составе стабильного конденсата газовой залежи нафтеновых УВ;
- увеличение выхода стабильного конденсата к контуру газоконденсатной залежи.

По Е.М. Рамазановой, нефтяная оторочка прогнозируется по отношению содержания метана ( $\text{CH}_4$ ) к его гомологам, менее порогового значения 52. По И.С. Старабинцу, присутствие нефтяной оторочки ожидается при наличии твёрдых УВ более 1–2 % и смолистых веществ в конденсате.

Практика показала, что каждый отдельно взятый показатель не дает однозначного ответа о существовании нефтяной оторочки. Нужно ориентироваться только на комплекс наиболее информативных показателей наличия оторочки и проверку прогноза бурением.

Для обнаружения нефтяной оторочки разведочную скважину следует заложить в той части залежи, в которой ожида-



ется смещение оторочки под действием регионального напора пластовых вод. Если нефтяной оторочки в этой части нет, то можно считать доказанным, что ее нет в других частях залежи. В случае отсутствия движения пластовых вод в изучаемой залежи, разведочные скважины для открытия нефтяной оторочки следует закладывать на пологом крыле складки, где ожидается максимальная ширина нефтяной оторочки.

При наличии нефтяной оторочки необходимо определить ее промышленное значение. В случае определения промышленного значения оторочки ее необходимо разведывать как нефтяную залежь, а разведку газовой залежи прекратить. При непромышленном значении нефтяной оторочки разведывается только газовая залежь, в соответствии с принципом ускоренной разведки газовых залежей, или газовая залежь и нефтяная оторочка разведываются совместно.

Разведку нефтяных оторочек рекомендуют вести короткими профилями из двух-трех разведочных скважин вкрест простирания выявленных оторочек.

При разведке газовых залежей, а также газовых залежей с нефтяной оторочкой используют метод В.П. Савченко. Этот метод применим при наличии двух скважин, одна из которых пробурена в контуре газовой залежи, другая за его пределами (в воде). По полученным данным о плотностях и пластовом давлении воды и газа вычисляют положение ГВК:

$$h_{\Gamma} = \frac{\gamma_{\text{в}} \cdot h_{\text{ГВ}} - 100(p_{\text{в}} - p_{\Gamma})}{\gamma_{\text{в}} - \gamma_{\Gamma}}$$

где  $\gamma_{\text{в}}$ ,  $\gamma_{\Gamma}$  — плотность воды и газа в пластовых условиях;  $p_{\text{в}}$ ,  $p_{\Gamma}$  — пластовое давление воды и газа;  $h_{\Gamma}$  — превышение отметки точки замера пластового давления газа в газовой скважине над отметкой ВНК;  $h_{\text{ГВ}}$  — разность высотного положения точек замера пластового газа и воды.

Если второй скважиной вскрыто скопление нефти (нефтяная оторочка), то замеренные значения пластового давления и плотности воды и нефти используются для расчета высотного положения ГНК и ВНК по формулам

$$h_{\Gamma} = \frac{\gamma_{\text{н}} \cdot h_{\text{ГН}} - 100(p_{\text{н}} - p_{\Gamma})}{\gamma_{\text{н}} - \gamma_{\Gamma}}$$

$$h_{\text{н}} = \frac{\gamma_{\text{в}} \cdot h_{\text{НВ}} - 100(p_{\text{в}} - p_{\text{н}})}{\gamma_{\text{в}} - \gamma_{\text{н}}}$$

где  $\gamma_{\text{н}}$  — плотность нефти в пластовых условиях;  $\gamma_{\text{н}}$  — пластовое давление нефти;  $h_{\text{ГН}}$  — разность высотного положения то-

чек замера пластового давления газа и нефти;  $h_n$  – превышение отметки точки замера пластового давления нефти в нефтяной скважине над отметкой ВНК;  $h_{нв}$  – разность высотного положения точек замера пластового давления нефти и воды.

Большое значение при разведке нефтегазовых залежей имеют опробование и испытания пластов. Опробования проводят небольшими интервалами, а в зоне контакта проводят геофизические исследования скважин, пробуренных на растворах с нефтяной основой.

### ***Контрольные вопросы***

- 1. Какие задачи решает разведка газовых залежей?*
- 2. Какие методы используют при ускоренной разведке газовых залежей?*
- 3. Как осуществляется разведка нефтяных оторочек?*
- 4. По каким признакам осуществляется прогноз нефтяных оторочек?*

### **10.1.6. МЕТОДЫ РАЗВЕДКИ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА НА АКВАТОРИЯХ**

В настоящее время из морских нефтяных и газовых месторождений добывают значительную часть нефти и газа. Благоприятные перспективы дальнейшего наращивания морской добычи подтверждаются высокими оценками потенциальных ресурсов УВ акваторий, сделанных отечественными и зарубежными специалистами.

Большинство открытий на акваториях было сделано в результате бурения в пределах морского продолжения зон нефтегазонакапления, выявленных ранее на суше (месторождения в Каспийском море, Мексиканском заливе и др.). Интенсивное расширение на акваториях нефтегазопроисковых работ, ставших возможными благодаря успехам геофизики и технологиям морского бурения, привело к открытию новых нефтегазоморских областей, в том числе на шельфе, прилегающем к участкам суши с почти полным отсутствием осадочного чехла (Норвегия, Бразилия, Гана, ЮАР, Шотландия, Индия и др.).

Большой интерес представляет освоение нефтегазового потенциала акваториальных бассейнов нашей страны. Нефтегазоносность акваторий Баренцевого, Карского, Берингова и Охотского морей уже доказана. Однако остальные бассейны акваторий нашей страны изучены в нефтегазоносном от-

ношении еще недостаточно, поэтому несомненный интерес представляет опыт проведения нефтегазопроисковых работ на шельфе, где они уже изучены бурением и геофизическими методами.

Установлено, что в осадочных бассейнах при переходе от суши к морю появляются отчетливые изменения в фациальном составе, мощности и возрасте осадочных пород, иными становятся геотермические градиенты, появляются новые типы структур, изменяется вертикальная зональность в размещении нефтяных и газовых месторождений. Оказалось, что большинство акваториальных осадочных бассейнов этих областей связаны в своем геологическом развитии с новым этапом эволюции литосферы Земли в раннем мезозое (с расколом Пангеи).

Скорость и характер осадконакопления, размещения формаций, геотермические градиенты и другие параметры определяются типом границ литосферных плит дивергентных, конвергентных, трансформных — и положением бассейна осадконакопления относительно этих границ.

Наиболее изученными являются бассейны пассивных окраин атлантического типа, сформированные в процессе рифтогенеза, образования новой Атлантической впадины и интенсивного опускания и осадконакопления в области сочленения континентальной и океанической коры. В формировании бассейнов пассивных окраин выделяют два этапа, которым в осадочном разрезе этих бассейнов соответствуют два различных структурно-формационных комплекса: рифтовый и пострифтовый (спрединговый).

Рифтовый комплекс, формирующийся в процессе растяжения континентальной коры, залегает несогласно на сильно дислоцированных продольными и поперечными разломами разноамплитудных блоках фундамента. Он представлен в нижней части континентальными терригенными и вулканогенно-терригенными породами, которые сменяются выше по разрезу озерными и лагунными породами, где в восстановительной обстановке формируются глинистые отложения с высоким содержанием ОВ, а в аридном климате — отложения эвапоритов, т.е. образуются потенциально нефтегазоносные природные резервуары. Основными коллекторскими толщами служат континентальные и мелководно-морские песчаники, реже вулканогенные отложения. Покрышками являются глинистые и эвапоритовые отложения. В нижней части рифтовых впадин ловушками выступают горстовые блоковые структуры, эрозионные останцы, выклинивающиеся песчаные пласты, органогенные постройки. Основными типами

залежей являются сводовые, тектонически и литологически экранированные, пластовые и массивные.

Спрединовый (пострифтовый) комплекс, формирующийся после полного раскола континентальной коры и последующих тектонических движений, характеризуется единой фациальной зональностью на обширной площади бассейна после заполнения и выравнивания рельефа впадины рифтовым комплексом, а также отсутствием вулканизма и сейсмичности.

На ранней стадии формируются отложения ограниченных водоемов — битуминозные глины и соленосные породы, которые вместе в заключительной стадии рифтового комплекса образуют переходную толщу. Собственно пассивный комплекс формируется в условиях открытого моря от мелководного до глубоководного, депоцентры которого смещаются в сторону океана. В осадочном разрезе в этих условиях накапливаются карбонатные фации, которые образуют мощные карбонатные «платформы», обрамляемые на кромке шельфа барьерными рифами.

На стадиях более молодого спрединга или на поздней стадии пассивной окраины формируются крупные дельтовые комплексы, которые, переходя в глубоководные конусы выноса, могут отлагать обломочный материал (в том числе крупнозернистый) далеко за пределами края континента, непосредственно на океанической коре.

Особенностью структурного стиля спрединговых бассейнов являются устойчивое прогибание со смещением депоцентров в сторону океана, локальные поднятия на приконтинентальных участках («шарнирные» зоны), развитие сбросов, при перемещении неконсолидированных осадков на склонах соляного и глинистого диапиризма при пластическом течении масс, с которыми могут быть связаны зоны нефтегазоаккумуляции.

Коллекторские породы развиты в рифовых массивах, в морских песчаниках клиноформ, турбидитах.

Эффективными покрышками являются глинистые и карбонатные отложения, а нефтегазоматеринскими — региональные глинистые породы ранней стадии, а также локально-дельтовых комплексов. Среди ловушек выделяются рифогенные, приконтактные к соляным и глинистым диапирам, тектонически и литологически экранированные, пластовые и массивные.

Таким образом, бассейны пассивных окраин (дивергентные) характеризуются несоответствием структурных планов рифтового и пострифтового комплексов — региональным несогласием между этими комплексами, развитием зон нефте-

газонакопления и залежей, приуроченных к зональным и локальным ловушкам структурного, литологического, рифогенного и стратиграфического классов; большим стратиграфическим диапазоном нефтегазоносности.

Бассейны активных континентальных окраин и островных дуг, характерные для стадии закрытия океана, разделяются на две группы – предгорные и межгорные. Формирование предгорных бассейнов начинается на раннеорогенной стадии, отвечающей закрытию океана (когда в погружение втягиваются окраинная область прилегающей суши). На этой стадии формируются две сопряженные морфоструктуры – глубоководные впадины (где формируется нефтегазоносная толща) и поднятия типа вала или флексуры со стороны континента. С зоной часто связаны крупные зоны нефтегазонакопления, приуроченные или к барьерным рифам, к песчаным телам (барам) и к зонам выклинивания и срезания песчаных тел. При зрелом орогенезе надвигообразование формируется на границе ороген – предгорный прогиб. Надвиговые и поднадвиговые структуры являются региональными элементами, контролирующими крупные зоны нефтегазонакопления (надвиговый пояс Кордильер и др.).

В межгорных бассейнах орогенного этапа крупные зоны нефтегазонакопления связаны с антиклинальными и надвиговыми зонами.

В условиях акваторий наиболее дорогостоящими в цикле поисково-разведочных работ являются операции по подготовке к бурению (сооружение буровых платформ и др.), в дальнейшем – транспортировка продуктов добычи, т.е. и другие виды затрат намного превышают аналогичные затраты на суше. С другой стороны стоимость геофизических работ на поисково-оценочном этапе на акваториях в большинстве случаев значительно ниже. Поэтому при оценке перспективных ресурсов очень важно определить тот нижний предел, который позволяет считать дальнейшие работы, и в первую очередь заложение поисковых скважин, на акватории рентабельным. Даже при открытии крупных месторождений на акваториях проблема рентабельности ввода их в разработку имеет свою специфику, которая определяется целым рядом дополнительных требований к природно-географическим условиям. К числу первых относятся глубина моря, удаленность от берега, климатические, состояние морского дна, сейсмичность и другие. Важным геологическим фактором, помимо запасов, являются площадь и конфигурация месторождения, число, эффективная мощность и глубина залегания продуктивных горизонтов, средние дебиты скважин, качество нефти

(вязкость, сернистость, газовый фактор и т.д.). Предпочтительны месторождения с большей эффективной мощностью разреза и небольшой изометричной площадью, которые могут разрабатываться малым числом буровых скважин наклонно направленного типа. Большое значение имеет открытие групп месторождений, характеризующихся значительным сходством геологического строения, условий разведки и разработки и близким качеством нефти.

При поисках залежей нефти и газа применяют геоморфологические методы, геологическую съемку морского дна, геофизические методы и глубокое бурение.

Геоморфологические методы успешно выявляют ловушки антиклинального типа на шельфе, при условии, когда они соответствуют положительным формам рельефа морского дна, выявленным с помощью эхолотов-самописцев. Такое соответствие наблюдается во многих акваториях, в том числе на шельфе Каспийского моря.

Геологическая съемка выявляет в пределах дна зональные и локальные антиклинальные структуры, обнажающиеся под водой породы (острова) или определенные с помощью бурения мелких картировочных скважин и с использованием дешифрования материалов аэрокосмических съемок.

Геохимические исследования широко используются при прогнозе нефтегазоносности континентального шельфа и входят в состав рационального комплекса методов при выявлении залежей нефти и газа. Поисковые геохимические методы (газовая и битумологическая съемки), основанные на выявлении рассеяния УВ из залежей (из-за явлений диффузии и др.) относятся к прямым геохимическим методам обнаружения нефтяных и газовых залежей, т.е. аномалий типа залежь (АТЗ).

Геофизические методы (гравиразведка, магниторазведка, сейсморазведка) являются основными при поисках антиклинальных ловушек для нефти и газа. Наиболее эффективна сейсморазведка, которая картирует в недрах не только геометрию антиклинальных структур, но и геоморфологию неантиклинальных ловушек, а с помощью данных глубокого бурения определяет литолого-фациальную обстановку осадконакопления, а следовательно, прогнозирует в разрезе наличие пород-коллекторов и флюидоупоров.

Поисковое и разведочное бурение на шельфе производится:

- со стационарных оснований (искусственных островов);
- с самоподнимающейся буровой платформы;
- с буровых судов;

— с полупогруженных оснований.

Наиболее эффективным является бурение наклонно направленных скважин, в том числе горизонтальных.

Итоговыми документами стадии разведки и опытно-промышленной эксплуатации являются:

— отчет по подсчету запасов нефти, конденсата, природного газа и попутных компонентов;

— технико-экономическое обоснование значений коэффициента извлечения конденсата;

— технологическая схема разработки месторождения или проект опытно-промышленной эксплуатации месторождения газа.

В процессе разведки залежей для получения дополнительной информации и уточнения показателя разработки проводят пробную эксплуатацию залежей, а иногда и доразведку залежей, ввод в разработку которых планировался во вторую очередь.

Методика доразведочных работ определяется особенностями геологического строения изучаемого месторождения. Для участков залежей, не разведанных бурением, или выявленных новых залежей неантиклинального типа применяется разведочное бурение в комплексе с детализационной сейсморазведкой. Скважины размещают в зависимости от сложности строения пласта коллектора или по профильной сетке.

По результатам этих исследований производится оценка залежей в вышележащих горизонтах и принимается решение о бурении специальных разведочных или оценочных скважин в наиболее перспективных участках.

Доразведку залежей расположенных ниже базисного горизонта на 200—300 м проводят эксплуатационными скважинами, увеличив их проектную глубину. Доразведка крупных залежей нефти и газа осуществляется бурением эксплуатационных скважин, которые уточняют параметры, необходимые для составления проекта опытно-промышленной эксплуатации для газовых месторождений или технологических схем для нефтяных месторождений.

Бурение осуществляется на отдельных участках залежи по сетке. Эта методика особенно эффективна для случая изучения сложно построенных месторождений, таких как газоконденсатные с нефтяной оторочкой.

В случае многопластовых месторождений, введенных в разработку по базисному горизонту, для выявления и доизучения залежей, расположенных в верхней части разреза используют данные, полученные по уже пробуренным скважинам, путем переинтерпретации всех геологических и дораз-

ведки старых хорошо изученных нефтегазовых месторождений с целью увеличения добычи нефти и газа, что является одной из актуальных проблем. Основные задачи связаны с прогнозом коллекторов и их нефтегазонасыщения и выявлением невыработанных нефтегазонасыщенных пластов. Эти проблемы достаточно успешно решаются с использованием технологии промышленной сейсморазведки, которая основана на комплексировании данных глубокого бурения, ГИС и ВСП.

На первом этапе выполняются промыслово-геофизические исследования в добывающих скважинах, в которых определяются мощности (толщины) и характеристики нефтенасыщенного пласта, а затем проводятся детальные наблюдения поляризационным методом ВСП из разноудаленных и разноразмещенных пунктов возбуждения с целью изучения распределения залежи в окрестностях скважины. Эти наблюдения ВСП позволяют получать данные о среде в околоскваженном пространстве на расстоянии до 2 км и более. Технология промысловой сейсморазведки опробована и внедрена в различных условиях Предкавказья.

Мелкие месторождения доразведываются в процессе бурения эксплуатационных скважин (в количестве не более трех-четырех), которые уточняют строение залежи и определяют технологию разработки. По результатам работ на данной стадии составляется отчет о проведенных исследованиях с уточнением величины извлекаемых запасов нефти и газа и конденсата и корректировкой технологических параметров разработки.

### *Контрольные вопросы*

- 1. Цели и задачи разведочно-эксплуатационного этапа?*
- 2. Что является объектом этого этапа работ?*
- 3. Какой комплекс работ применяется на этом этапе?*
- 4. Каковы принципы ведения геологоразведочных работ?*
- 5. Как определяют базисный горизонт разведки?*
- 6. По какой причине выделяют этажи разведки?*
- 7. Какие системы заложения разведочных скважин используют на этом этапе?*
- 8. Как определяют количество геологоразведочных скважин?*
- 9. Каков принцип заложения разведочных скважин на массивных и пластовых залежах?*
- 10. Каковы особенности разведки газовых и газонефтяных залежей?*



11. Каковы особенности разведки залежей, связанных с неантиклинальными ловушками?

12. Для каких целей закладывают опытно-эксплуатационные скважины?

13. Каковы объекты и цели промышленной разведки?

14. Особенности поисков и разведки залежей в акваториях?

## Глава 11

# ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ (ГРР) НА НЕФТЬ И ГАЗ

Для сравнительного анализа производственной деятельности предприятия на каждой стадии ГРР используют ряд показателей.

**На стадии выявления и подготовки объектов к поисковому бурению** для оценки эффективности используют следующие параметры:

– количество локализованных ресурсов категории  $D_1$  и уровень обеспеченности и планируемого прироста запасов;

– коэффициент подтверждаемости объектов поиска ( $K_{\Pi}$ )

– отношение числа подтверждаемых объектов ( $N_{\text{под}}$ ) ко всем оцениваемым бурением объектам ( $N_{\text{оц}}$ ) одного литолого-стратиграфического комплекса:

$$K_{\Pi} = N_{\text{под}} / N_{\text{оц}}$$

Этот коэффициент анализируется отдельно по каждому перспективному литолого-стратиграфическому комплексу:

– продолжительность подготовки одного локального объекта. Продолжительность фиксируется от начала поисковых геолого-геофизических работ на данной площади до зачисления в фонд подготовленных;

– себестоимость подготовки одной ловушки, т.е. по сумме фактических затрат по всем видам работ (геодезическим, сейсмическим, геохимическим, буровым, полевым, камеральным).

Эти показатели эффективности сравниваются с аналогичными показателями за предшествующий период.

**На стадии поисков и оценки месторождений** основными показателями эффективности являются:

– коэффициент успешности поисков ( $K_{\text{усп}}$ ), определяемый отношением числа открытых залежей ( $M$ ) к общему числу оцениваемых бурением объектов ( $N_{\text{оц}}$ ):

$$K_{\text{усп}} = M/N_{\text{оц}}.$$

Этот коэффициент анализируется с начала поисковых работ:

– доля продуктивности АПР поисково-оценочных скважин, представляющая собой отношение количества поисковых скважин  $N_{\text{пс}}$ , из которых получен промышленный приток УВ, к общему числу пробуренных скважин  $N_{\text{ос}}$  за отчетный период, выраженное в процентах:

$$A_{\text{пр}} = \frac{N_{\text{пс}} \cdot 100 \%}{N_{\text{ос}}};$$

– среднее количество скважин и средний объем бурения, затраченные на открытие одного месторождения (залежи). Этот показатель характеризует эффективность методики поисков и качество подготовки локальных объектов к бурению. Здесь учитываются скважина-открывательница и все непродуктивные скважины и объемы их бурения, пробуренные до скважины, давшей промышленный приток УВ;

– средние затраты на открытие одного месторождения с учетом затрат на выявление и подготовку объекта. Это отношение суммарных затрат на открытие всех месторождений, обустройство площадей к числу открытых месторождений за определенный период;

– средняя величина запасов категорий  $C_1 + C_2$ , приходящаяся на одно оцененное бурением месторождение. Этот показатель определяется отношением объема запасов категорий  $C_1 + C_2$  по всем месторождениям к их количеству;

– средняя продолжительность поисков на открытие одного месторождения. Этот показатель исчисляется затратами календарного времени до получения первого промышленного притока УВ в скважине-открывательнице.

**На этапе разведки и опытно-промышленной эксплуатации** эффективность ГРП оценивают по следующим показателям:

– приросту запасов УВ категории  $B + C_1$  на один рубль капитальных вложений, на один метр поисково-разведочного бурения и на одну пробуренную скважину по формулам:

$$Q_k = Q/K; Q_m = Q/M; Q_c = Q/N,$$

где  $Q$  – прирост запасов по залежи месторождения;  $M$  – объем поисково-разведочного бурения в метрах;  $N$  – коли-

чество пробуренных поисково-разведочных и других скважин;

— доле продуктивных разведочных скважин, определяемой отношением их количества к общему числу разведочных скважин;

— продолжительности разведки месторождений, которая определяется календарным временем, затраченным на разведочные работы, т.е. от начала бурения первой разведочной скважины до даты окончания бурения последней разведочной скважины.

При оценке эффективности ГРП необходимо учитывать, что показатели имеют сравнительный характер между фактическими и проектными, нормативными или показателями работ на других объектах. При этом сравниваемые объекты должны находиться в сопоставимых природных и геологических условиях.

### ***Контрольные вопросы***

1. Как оценивается эффективность ГРП на стадии выявления и подготовки ловушек к поисковому бурению.

2. Каковы показатели ГРП на стадии поисков и оценки месторождения нефти и газа.

3. Как оценивается эффективность ГРП на этапе разведки и опытно-промышленной эксплуатации месторождений нефти и газа.

## **Глава 12**

### **ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ ПРИ ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТАХ**

Проведение всех видов геологоразведочных работ сопровождается ростом нагрузки на окружающую среду: уничтожение лесов, сельхозугодий, эрозия почв, загрязнение воздушной среды и источников питьевой воды нефтепродуктами и химическими материалами.

Поэтому на современном этапе проведение геологоразведочных работ невозможно без мероприятий по охране окружающей среды и недр.

Охрана окружающей среды и недр представляет собой комплекс требований и мероприятий, направленных на ра-

циональное изучение и комплексное использование недр, предотвращение потерь полезных ископаемых и исключение отрицательного воздействия на окружающую среду.

## **12.1. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ ОХРАНЫ НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ**

В соответствии с законом РФ о недрах, основными требованиями по охране недр при проведении ГРП являются:

- соблюдение установленного законодательством порядка предоставления недр в пользование и недопущение самостоятельного пользования недрами;

- обеспечение полноты геологического изучения рационального комплексного использования и охраны недр;

- проведение опережающего геологического изучения недр, обеспечивающего достоверную оценку запасов полезных ископаемых или свойств участка недр, предоставленного в пользование в целях, не связанных с добычей полезных ископаемых;

- проведение государственной экспертизы и государственного учета запасов полезных ископаемых, а также участков недр, используемых в целях, не связанных с добычей полезных ископаемых;

- обеспечение наиболее полного извлечения из недр запасов основных и совместно с ними залегающих полезных ископаемых и попутных компонентов;

- достоверный учет извлекаемых и оставленных в недрах запасов основных и совместно с ними залегающих полезных ископаемых и попутных компонентов при разработке месторождений полезных ископаемых;

- охрана месторождений полезных ископаемых от затопления, обводнения, пожаров и других факторов, снижающих качество полезных ископаемых и промышленную ценность месторождений или осложняющих их разработку;

- предотвращение загрязнения недр при проведении работ, связанных с использованием недрами, особенно при наземном хранении нефти, газа или иных веществ и отходов производства, сбросе сточных вод;

- соблюдение установленного порядка консервации или ликвидации предприятий по добыче полезных ископаемых и подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых;

- предупреждение самовольной застройки площадей ме-

сторождения и соблюдение установленного порядка использования этих площадей в иных целях;

— предотвращение накопления промышленных и бытовых отходов на площадях водосбора и в местах залегания подземных вод, используемых для питьевого и промышленного водоснабжения.

Все работы по геологическому изучению недр подлежат государственному учету и государственной регистрации по единой системе, установленной органом управления государственным фондом недр.

Для разработки федеральных и региональных программ геологического изучения недр, комплексного использования месторождений полезных ископаемых, рационального размещения предприятий по их добыче ведется государственный кадастр месторождений и проявлений полезных ископаемых. Государственный кадастр месторождений и проявлений полезных ископаемых включает сведения по каждому месторождению — количество и качество полезных ископаемых и попутных компонентов; горно-технические, гидрогеологические, экологические и другие условия разработки месторождений; геолого-экономическая оценка месторождений по каждому проявлению полезных ископаемых.

С целью учета состояния минерально-сырьевой базы ведется государственный баланс запасов полезных ископаемых. Этот баланс содержит сведения о количестве, качестве и степени изученности запасов каждого вида полезных ископаемых по месторождениям, имеющим промышленное значение, о их размещении, степени промышленного освоения, о добыче и потерях. Постановка на государственный учет запасов открытых, разведанных и эксплуатируемых залежей нефти и газа производится государственными органами по результатам государственной экспертизы.

Государственная экспертиза запасов может проводиться на любой стадии геологического изучения месторождений при условии, что представляемые на экспертизу геологические материалы позволяют дать объективную оценку количества и качества запасов полезных ископаемых, их народнохозяйственного значения, горно-технических, гидрогеологических, экологических и других условий их добычи.

Государственные органы контролируют и списание запасов залежей нефти и газа, добытых, потерянных в процессе эксплуатации, утративших промышленную ценность или не подтвердившихся в процессе дальнейшего изучения. Контроль за соблюдением пользователями недрами законодательства о недрах, определенных лицензией условий пользования

недрами, полнотой изучения геологического строения недр, соответствием геологоразведочных работ регламентам, методическим руководствам и другим нормативным документам, имеющим обязательную силу для всех пользователей недр, полнотой и достоверностью исходных данных осуществляет Министерство природных ресурсов РФ.

Контроль за выполнением требований по охране недр при проведении геологоразведочных работ на нефть и газ проводит Государственный комитет по надзору за безопасным ведением работ в промышленности и горному надзору (ГОСГОРТЕХНАДЗОР), задачей которого является, в частности, обеспечение соблюдения установленного порядка пользования недрами, учета и списания запасов, правильности консервации и ликвидации нефтяных и газовых скважин.

При проведении геологоразведочных работ геологическая служба осуществляет ведомственный контроль за охраной недр и окружающей среды.

## **12.2. ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ ПРИ ПОИСКАХ И РАЗВЕДКЕ НЕФТИ И ГАЗА**

При проектировании ГРП на нефть и газ на всех стадиях выполняются требования по охране и рациональному использованию недр.

На региональном этапе ГРП выбор рационального комплекса должен обеспечивать получение научно обоснованной геологической модели изучаемого региона.

На стадии выявления и подготовки объектов по поисковому бурению основное внимание необходимо обращать на кондиционную подготовку объектов комплексом методов.

На стадии поисково-оценочного бурения рациональное изучение осадочного чехла предполагает его вскрытие вплоть до фундамента или на технически возможную глубину, чтобы не пропустить продуктивные горизонты.

На стадии разведочно-эксплуатационных работ бурение в комплексе с другими методами должно обеспечивать полноту изучения параметров, необходимых для подсчетов запасов и составления технологической схемы для нефтяного месторождения или проекта опытно-промышленной эксплуатации газового месторождения.

Одной из задач по охране недр является освоение не только нефти и газа, но и попутных компонентов (этана, пропана, бутана, гелия, серы в газах, тяжелых металлов в нефтях, ли-

тия, цезия, рубидия, стронция, калийных солей, щелочей и др.) в водах нефтегазовых месторождений.

При бурении поисковых и разведочных скважин на нефть и газ они оказывают технологическое воздействие на целостность массива горных пород, на окружающую природу и приводят к возникновению экологических проблем: загрязнение подземных вод углеводородами, обводнение залежей; загрязнение окружающей среды химическими реагентами буровых растворов.

К загрязнению поверхности приводит:

- открытое фонтанирование скважин, особенно если в нефтях или газах содержится сероводород;
- прорыв газа по трещинам в виде грифонов;
- излияние минерализованных подземных вод, приводящих не только к загрязнению, но и к потере ценных компонентов этих вод.

Значительный ущерб может нанести интенсивная эксплуатация разведочных и эксплуатационных скважин на газонефтяных и газоконденсатных месторождениях. Снижение давления на газонефтяных месторождениях приводит к потерям при разработке нефтяной оторочки, а для газоконденсатных залежей — к выпадению в жидкую фазу и потере тяжелых углеводородов.

Поисково-разведочное бурение осуществляется в соответствии с геолого-техническим нарядом (ГТН), который является основным документом, где приводятся интервалы глубин, в которых возможны осложнения в процессе бурения (обвалы ствола скважины, нефтегазопроявления, открытое фонтанирование и др.), и меры по их предотвращению.

По завершении работ скважины ликвидируются; сначала этому процессу подвергаются опорные, параметрические, поисковые, разведочные, оказавшиеся после бурения непродуктивными, затем — эксплуатационные, нагнетательные, наблюдательные, пробуренные в неблагоприятных геологических условиях. В следующую группу входят скважины, которые не могут использоваться по техническим причинам, а затем эксплуатационные скважины, дальнейшее использование которых невозможно или нецелесообразно вследствие полного обводнения или падения дебита ниже предельно рентабельного.

Ликвидация скважин проводится с соблюдением всех норм и требований по охране недр. При этом в скважинах со слабопродуктивными или непродуктивными пластами устанавливаются цементные мосты, а над кровлей последнего верхнего пласта цементный мост должен быть на высоте не менее 50 м. Ствол скважины заполняется глинистым раство-

ром, плотность которого позволяет создать на забое давление, превышающее пластовое.

Для предотвращения загрязнения земель в районе бурящейся скважины нефтью, мазутом, буровым раствором сооружаются отстойники и амбары и проводится обваловка территории буровой скважины. После завершения строительства скважины все земли, занятые под буровую, должны быть восстановлены. Особое внимание следует уделять охране природы при проведении поисково-оценочных работ в зоне многолетней мерзлоты (криолитозоне), так как окружающая среда здесь наиболее уязвима при проведении сейсморазведочных работ, бурении скважин, строительстве дорог, трубопроводов и трудно восстанавливается.

Для сохранения мерзлых грунтов при бурении необходимы специальные фундаменты, предусматривающие искусственное охлаждение и сохранение естественного холода, что позволяет предотвратить растаивание мерзлого грунта в основании буровой установки в течение всего периода бурения.

При строительстве дорог, поселков, трубопроводов в условиях криозоны необходимо учитывать их влияние на мерзлоту, проводить постепенное наблюдение с помощью автоматизированных станций.

В связи с тем, что транспортная техника приводит к разрушению почвенного покрова тундры, необходим транспорт высокой проходимости на специальных надувных шинах с минимальным давлением на грунт, который не вызывает нарушения почвенно-растительного слоя. С целью сохранения растительного покрова тундры, грузы и буровое оборудование завозится в основном по зимникам, а летом вертолетами и по водным артериям. В этих условиях при производстве сейсморазведки применяются невзрывные источники (вибросейсмы) для возбуждения сейсмических волн. Для сброса технических вод в естественные водоемы применяются очистные сооружения.

### ***Контрольные вопросы***

1. *Какие основные требования должны соблюдаться по охране недр и окружающей среды при поиске и разведке нефти и газа?*

2. *В чём заключается охрана недр окружающей среды?*

3. *Какие мероприятия способствуют устранению негативных последствий при проведении геолого-геофизических и буровых работ, и в частности в районах многолетней мерзлоты?*



## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Значение нефтегазовой отрасли в народном хозяйстве страны огромно. Практически все отрасли промышленности, сельское хозяйство, транспорт, медицина и просто население страны на современном уровне развития потребляют нефть, природный газ и нефтепродукты. При этом потребление их внутри страны из года в год возрастает. Перспективы развития нефтегазового комплекса связаны с огромными потенциальными ресурсами нефти и газа, которые залегают в недрах и еще не разведаны. К ним относятся большие площади перспективных земель, как в пределах суши, так и на акваториях, где имеются предпосылки для обнаружения значительных скоплений нефти и газа.

Это относится и к районам, где давно проводится добыча УВ, и к тем, где поисковые работы практически не проводились. Среди первых находятся Урало-Поволжье, Тимано-Печора, Западная Сибирь, Предкавказье, Прикаспий, Восточная Сибирь, Дальний Восток (Сахалин). В указанных районах сосредоточены еще значительные прогнозные ресурсы нефти и газа, которые необходимо разведать и прирастить запасы УВ в стране в ближайшем будущем. В указанных регионах перспективы поисков новых объектов нефти и газа могут быть связаны:

— с выявлением перспективных горизонтов на большой глубине (более 4,5 км);

— с выявлением неструктурных ловушек и поисками залежей УВ на склонах сводовых поднятий и бортах впадин и др.

Кроме этого, перспективы обнаружения новых нефтегазовых объектов имеются в неизученных частях России, где работы вообще не проводились, либо проводились в небольших объемах и не дали положительного результата.

К ним относятся, например, центральные районы европейской части России. Здесь имеются впадины земной коры (Московская и Мезинская), выполненные мощной толщей древних отложений. Перспективы нефтегазоносности этих впадин связаны с отложениями венда (протерозой), нижнего и верхнего палеозоя.

Перспективы нефтегазоносности связаны также с неизученными частями Восточной Сибири и Дальнего Востока, где возможные продуктивные горизонты могут быть в протерозойских, палеозойских, мезозойских и кайнозойских отложениях.

Новые открытия могут быть сделаны в арктических акваториях России, на шельфе Баренцева и Карского морей, которые являются геологическим продолжением платформенных частей суши Русской и Западно-Сибирских плит, а последние являются наиболее продуктивными частями России.

Таким образом, резервы для приращения разведанных запасов нефти и газа в нашей стране огромны. Задача заключается в том, чтобы реализовать эти резервы, обеспечить наибольшую эффективность поисково-разведочных работ, т.е. подготовку разведанных запасов с наименьшими затратами.

Поисково-разведочные работы характеризуются:

- увеличением в структуре запасов нефти и газа доли запасов, приуроченных к сложно построенным коллекторам и вязких нефтей;

- сокращением доли запасов высокодебитных залежей;

- увеличением глубины залегания залежей УВ;

- развитием поисково-разведочных работ в слабоизученных регионах со сложным геологическим строением и трудными физико-географическими условиями.

В связи с этим требуют решения следующие задачи:

А. Повышение обоснованности прогнозов нефтегазоносности новых слабоизученных территорий и акваторий, а также новых литолого-стратиграфических комплексов в относительно изученных районах, т.е. уровня регионального, зонального и локального прогнозирования недр.

Б. Выявление закономерностей формирования и размещения в пространстве зон нефтегазонакопления, месторождений и залежей.

В. Использование геодинамической модели эволюции литосферы и нефтегазообразования (нефтегазонакопления) при региональной оценке перспектив нефтегазоносности континентов и акваторий.

Г. Совершенствование методик проведения поисково-разведочных работ на всех стадиях геологоразведочного процесса, т.е. повышение качества подготовки объекта к поисковому бурению; совершенствование методик размещения поисковых и разведочных скважин; широкое внедрение полевых геофизических работ и опытно-промышленной эксплуатации на стадии разведки залежей; применение оптимального комплекса ГИС; компенсирование геофизических,

геохимических и аэрокосмических методов для выполнения задач каждой стадии; использование математических методов для решения задач поисков и разведки месторождений нефти и газа; применение геолого-математических методов для анализа результатов ГРП и степени разведанности залежей; совершенствование методов сбора и обработки геологической интерпретации на ЭВМ; повышение разрешающей способности геофизических методов картирования глубокозалегающих ловушек; применение новых методов бурения, вскрытия продуктивных горизонтов и опробования скважин, отбора керна, проб горных пород, пластовых жидкостей и лабораторного их исследования; прямое прогнозирование скоплений УВ, что очень важно в сложных геолого-геофизических условиях проведения ГРП и на больших глубинах; внедрение методики ускоренных поисков и разведки зон НГН и залежей УВ; совершенствование методов контроля за состоянием поисково-разведочных работ, их планирования и принятия управленческих решений.

# СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Аксенов А.А., Королюк И.К., Гогоненков Г.Н. и др. Нефтегазоносность ловушек органогенного типа. — М.: ТОО «ГИСА», 1994.
2. Баженова О.К., Бурлин Ю.К., Соколов Б.А., Хаин В.Е. Геология и геохимия нефти и газа. — М.: Изд-во МГУ, 2000.
3. Бакиров А.А., Бакиров Э.А. и др. Теоретические основы и методы поисков и разведки скоплений нефти и газа. — М.: Высшая школа, 1987.
4. Бакиров А.А., Ермолкин В.И. и др. Геология и геохимия нефти и газа. — М.: Недра, 1993.
5. Бакиров Э.А., Ермолкин В.И., Ларин В.И. и др. Геология и геохимия нефти и газа. — М.: Недра, 1990.
6. Бурцев М.И. Поиски и разведка месторождений нефти и газа. М.: Изд-во РУДН, 2006
7. Висковский Ю.А. Термобарические условия нефтегазоносных бассейнов // Историко-генетический метод оценки перспектив нефтегазоносности. — М.: Недра, 1984.
8. Вассоевич Н.Б. Современные представления об условиях образования нефти. — М.: Знание, 1981.
9. Габриэлянц Г.А., Пороскун В.И., Сорокин Ю.В. Методика поисков и разведки залежей нефти и газа. — М.: Недра, 1985.
10. Габриэлянц Г.А. Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений. — М.: Недра, 2002.
11. Гаврилов В.П. Геодинамическая модель нефтегазообразования в литосфере//Геология нефти и газа. — 1988. — № 10.
12. Губкин И.М. Учение о нефти. Изд. 3-е. — М.: Недра, 1975.
13. Гутман И.С. Методика подсчетов запасов нефти и газа. — М.: Недра, 1985.
14. Еременко Н.А., Чилингар Г.В. Геология нефти и газа на рубеже веков. — М.: Наука, 1996.
15. Ермолкин В.И., Бакиров Э.А., Сорокова Е.И. и др. Критерии прогноза фазовой зональности углеводородов в осадочный толщах земной коры. — М.: Недра, 1998.
16. Интерпретация данных сейсморазведки: Справочник; Под ред. О.А. Погапова. — М.: Недра, 1990.
17. Польштер Л.А., Висковский Ю.А., Николенко В.А. и др. Историко-генетический метод оценки перспектив нефтегазоносности. — М.: Недра, 1984.
18. Карцев А.А. Основы геохимии нефти и газа — М.: Недра, 1978.
19. Карцев А.А., Вагин С.Б., Шугрин В.П., Брагин Ю.Н. Нефтегазовая гидрогеология. — М.: Высшая школа, 2001.
20. Кляшев К.А. Геодинамика нефтегазоносных бассейнов. — М.: ВНИИОЭНГ, 1986.
21. Краткая энциклопедия нефтегазовой геологии. — М.: Изд-во Академии горных наук, 1998.
22. Крылов Н.А. Проектирование и управление поисково-разведочными работами на нефть и газ. — М.: РГУ нефти и газа, 2000.
23. Кунин Н.Я., Косова С.С., Блохина Г.Ю. Прогнозирование НАЛ нефти и газа на основе сейсмостратиграфического анализа. — М.: ВНИИОЭНГ, 1987.
24. Кунин Н.Я., Кучерук Е.В. Сейсмостратиграфия в решении проблем поиска и разведки месторождений нефти и газа. — М.: ВИНТИ АН СССР, 1984.

25. Кунин Н.Я. Подготовка структур к глубокому бурению для поисков залежей нефти и газа. — М.: Недра, 1981.
26. Максимов С.П., Шеин В.С. Тектоника литосферных плит — теоретическая основа научного прогноза в геологии нефти и газа//Геология нефти и газа. — 1986. — № 9.
27. Методика ускоренной подготовки залежей нефти к разработке/Коллектив авторов/Под ред. В.П. Филиппова и А.А. Аксенова. — М.: Недра, 1996.
28. Милосердова Л.В. Геология поиска и разведки нефти и газа. — М.: ООО «Макс Пресс», 2007.
29. Наумов А.А., Хафизов Ф.З. Новый вид литологических ловушек в неокомских отложениях Западной Сибири//Геология нефти и газа. — 1986. — № 6.
30. Несмеянов Д.В. Происхождение и миграция нефти и газа. — М.: Изд-во РУДН, 1995.
31. Нестеров И.И., Васильев В.Б. Теория и практика нефтегазоразведочных работ. — М.: Недра, 1993.
32. Нефтегазовая вертикаль. — 2008. — № 3.
33. Основы теории геохимических полей углеводородных скоплений/Под ред. А.В. Петухова, И.С. Старобинца. — М.: Недра, 1993.
34. Перрогон А. История крупных открытий нефти и газа. — М.: Мир, 1994.
35. Подсчет запасов нефти, газа, конденсата и содержание в них компонентов: Справочник/Под ред. В.В. Стасенкова, И.С. Гутмана. — М.: Недра, 1989.
36. Прошляков Б.К., Кузнецов В.Г. Литология. — М.: Недра, 1991.
37. Разведка месторождений нефти и газа в различных геологических условиях: Конспект лекций/Под ред. Э.А. Бакирова. — М.: МИНГ им. И.М. Губкина, 1987.
38. Рациональный комплекс и методика поисков и скоплений нефти и газа/Коллектив авторов/Под ред. Э.А. Бакирова. — М.: МИНГ им. И.М. Губкина.
39. Региональный этап в геологоразведочном процессе на нефть и газ//Коллектив авторов/Под ред. Э.А. Бакирова. — М.: МИНГ им. И.М. Губкина, 1987.
40. Сейсмическая стратиграфия/Под ред. Ч. Пейтона. — М.: Мир, 1982.
41. Семенович В.В. Гидрогеология нефтегазоносных бассейнов: Учебное пособие. — М.: Изд-во МГУ, 2000. — 107 с.
42. Серкеров С.А. Гравиразведка и магниторазведка. — М.: Недра, 1997.
43. Соколов Б.А., Ларченков Е.П. Анализ истории нефтегазоносности недр//Сов. геология. — 1982. — № 10.
44. Соколов Б.А., Баженов О.К., Егоров В.А. и др. Структурные и историко-генетические построения при поисках нефти и газа. — М.: Изд-во МГУ, 1998.
45. Тараненко Е.И. Основы геохимии нефти и газа. — М.: Изд-во УДН, 1989.
46. Тиссо Б., Вельте Д. Образование и распространение нефти. — М.: Мир, 1981.
47. Хаин В.Е. Общая геотектоника. — М.: Недра, 1973.
48. Чахмахчев В.А. Геохимические исследования и методы при поисках и разведке нефти и газа. — М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2002.
49. Ведомости Съезда народных депутатов Российской Федерации и Верховного Совета Российской Федерации. — 1992. — № 16, ст. 834.
50. Собрание законодательства Российской Федерации. — 1995. — № 10, ст. 823; 1999. — № 7, ст. 879; 2000. — № 2, ст. 141; 2001. — № 21, ст. 2061; № 33 (ч. I), ст. 3429; 2000. — № 40, ст. 3871; 2002. — № 22, ст. 2026; 2003. — № 23, ст. 2174; № 17, ст. 1637.

# ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие.....	5
Условные сокращения.....	7
<b>Часть I. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНОМ ПРОЦЕССЕ НА НЕФТЬ И ГАЗ.....</b>	<b>9</b>
Глава 1. История развития геологоразведочных работ на нефть и газа.....	9
Глава 2. Состояние нефтяной и газовой отраслей Мира и России.....	15
Глава 3. Основные закономерности размещения месторождений нефти и газа.....	22
Глава 4. Нефтегеологическое районирование территорий.....	25
Глава 5. Классификация залежей нефти и газа.....	28
Глава 6. Классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов.....	36
6.1. Общие положения.....	36
6.2. Группы запасов и ресурсов нефти и газа по экономической эффективности.....	39
6.3. Категории запасов и ресурсов нефти и газа по геологической изученности и степени промышленного освоения.....	41
6.4. Характеристика месторождений (залежей) нефти и горючих газов по фазовому состоянию.....	44
6.5. Градация месторождений (залежей) нефти и горючих газов по величине извлекаемых запасов.....	45
6.6. Распределение залежей нефти и горючих газов по сложности геологического строения.....	45
<b>Часть II. МЕТОДИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА НЕФТЬ И ГАЗ.....</b>	<b>49</b>
Глава 7. Основные принципы и методы геологоразведочных работ.....	49
7.1. Стадийность геологоразведочного процесса на нефть и газ.....	51
7.2. Методы геологоразведочных работ на нефть и газ.....	59
7.2.1. Геологические методы.....	59
7.2.2. Аэрокосмические (дистанционные) методы.....	60
7.2.3. Геоморфологические методы поисков нефти и газа.....	63
7.2.4. Геофизические методы.....	67
7.2.5. Геологическая интерпретация сейсмических данных.....	78
7.2.6. Геофизические исследования скважин (ГИС).....	110
7.2.7. Геохимические методы (ГМ).....	114
7.2.8. Геотермические методы.....	118
7.2.9. Гидрогеологические методы.....	121
7.2.10. Методы прямого прогнозирования скопления УВ.....	123
7.2.11. Буровые работы.....	127
7.2.12. Математические методы.....	131

<b>Часть III. МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЙ, ПРИМЕНЯЕМЫЕ НА РАЗНЫХ ЭТАПАХ И СТАДИЯХ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНОГО ПРОЦЕССА.....</b>	<b>133</b>
<b>Глава 8. Методы геологоразведочных работ на региональном этапе ...</b>	<b>133</b>
8.1. Методы прогноза нефтегазоносности.....	135
8.2. Методы оценки зон нефтегазонакопления.....	138
8.3. Оценка перспектив нефтегазоносности.....	142
8.3.1. Качественный прогноз нефтегазоносности.....	143
8.3.1.1. Тектонический и палеотектонический факторы.....	144
8.3.1.2. Литолого-фациальный фактор.....	156
8.3.1.3. Геохимический фактор нефтегазоносности.....	163
8.3.1.4. Геотермический фактор нефтегазоносности.....	171
8.3.1.5. Гидрогеологический фактор нефтегазоносности.....	175
8.3.1.6. Критерии сохранности скоплений УВ.....	178
8.3.1.7. Реконструкция процессов нефтегазообразования.....	179
8.3.1.8. Выявление положения очагов генерации УВ.....	180
8.3.2. Количественная оценка прогнозных ресурсов.....	185
8.3.3. Построение карт перспектив нефтегазоносности.....	190
<b>Глава 9. Методы поисково-оценочного этапа.....</b>	<b>192</b>
9.1. Стадия выявления и подготовки ловушек.....	192
9.1.1. Подготовка антиклинальных ловушек.....	199
9.1.2. Выявление и подготовка ловушек в солянокупольных областях.....	202
9.1.3. Выявление и подготовка неантиклинальных ловушек НАЛ.....	204
9.1.3.1. Выявление и подготовка ловушек рифогенного класса.....	205
9.1.3.2. Выявление и подготовка НАЛ в терригенных отложениях.....	208
9.2. Стадия поисков и оценки месторождений.....	213
9.2.1. Подстадия поисков залежей.....	213
9.2.2. Подстадия оценки залежей.....	217
9.2.3. Заложение поисковых и оценочных скважин.....	220
9.2.3.1. Заложение скважин на антиклиналях простого строения.....	221
9.2.3.2. Заложение скважин на антиклиналях нарушенного строения.....	226
9.2.3.3. Заложение скважин на ловушках, связанных с соляными куполами, глинистыми диапирами и вулканическими образованиями.....	228
9.2.3.4. Заложение скважин на ловушках неантиклинального типа.....	229
<b>Глава 10. Методы разведочно-эксплуатационного этапа.....</b>	<b>234</b>
10.1. Стадия разведки и опытно-промышленной эксплуатации.....	234
10.1.1. Разведка пластовых сводовых залежей.....	244
10.1.2. Разведка массивных залежей.....	245
10.1.3. Разведка залежей в неантиклинальных ловушках.....	249
10.1.3.1. Разведка залежей в карбонатных НАЛ.....	251
10.1.3.2. Разведка залежей в терригенных НАЛ.....	253
10.1.4. Особенность разведки многозалежных месторождений.....	255
10.1.5. Разведка газовых, и нефтегазовых залежей.....	259
10.1.6. Методы разведки залежей нефти и газа в акваториях.....	266
<b>Глава 11. Оценка эффективности геологоразведочных работ (ГРП) на нефти и газ.....</b>	<b>273</b>
<b>Глава 12. Охрана недр и окружающей среды при поисково-разведочных работах.....</b>	<b>275</b>
12.1. Основные положения охраны недр и окружающей среды.....	276
12.2. Охрана недр и окружающей среды при поисках и разведке нефти и газа.....	278
<b>Заключение.....</b>	<b>281</b>
<b>Список литературы.....</b>	<b>284</b>

УЧЕБНОЕ ИЗДАНИЕ

**Бурцев Михаил Игнатьевич**

**ГЕЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ПРОГНОЗА,  
ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ  
НЕФТИ И ГАЗА**

Редактор издательства *Т.К. Рубинская*  
Художник-график *Л.Д. Андреев*  
Технический редактор *Г.В. Лехова*  
Корректор *Е.М. Фегорова*  
Компьютерная верстка *Ю.А. Титова*

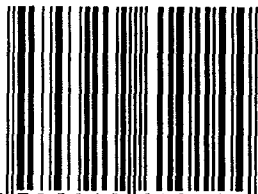
---

Подписано в печать 16.06.2011. Формат 60×90 1/16. Гарнитура «Балтика».  
Печать офсетная. Печ. л. 18,0. Уч.-изд. л. 18,5. Тираж 750 экз. Заказ № 477.

---

Отпечатано в ЗАО «Гриф и К». 300062, г. Тула, ул. Октябрьская, 81-а.  
Тел.: +7 (4872) 47-08-71, тел./факс: +7 (4872) 49-76-96  
grif-tula@mail.ru, www.grif-tula.ru

ISBN 978-5-91961-014-4



9 785919 610144