

Л. В. Милосердова

геология,
поиск и
разведка
нефти и
газа



РГУ нефти и газа
им. И. М. Губкина

Л.В. Милосердова

**ГЕОЛОГИЯ,
ПОИСК И РАЗВЕДКА
НЕФТИ И ГАЗА**

Допущено Учебно-методическим объединением вузов Российской Федерации по нефтегазовому образованию в качестве учебного пособия для студентов высших учебных заведений, обучающихся по направлению подготовки дипломированных специалистов 130500 «Нефтегазовое дело»

*Под редакцией
д.г.-м.н. проф. В.П. Филиппова*



МОСКВА

2007

УДК 378(075.8):550.8

ББК 26.34я73

М60

Рецензенты:

Кафедра геологии Альметьевского государственного нефтяного института;

Ю.М. Малиновский – д.г.-м.н., профессор, г.н.с. ГИН РАН

Милосердова Л.В.

М60 Геология, поиск и разведка нефти и газа: Учебное пособие. – М.: МАКС Пресс, 2007. – 320 с.: ил.
ISBN 978-5-317-02094-1

Пособие предназначено для студентов высших учебных заведений, обучающихся по направлениям 130500 «Нефтегазовое дело», 553200 – «Геология и разведка полезных ископаемых» и специальности «Геология нефти и газа». В пособии рассмотрены вопросы от строения Земли до разведки нефти и газа, а также геологические проблемы охраны окружающей среды. Работа сопровождается большим количеством приложений со справочным материалом и подробным изложением отдельных вопросов, а также рисунков и таблиц.

УДК 378(075.8):550.8
ББК 26.34я73

ISBN 978-5-317-02094-1

© Л.В. Милосердова, 2007

© РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2007

© Голубев В.С., оформление серии, 2007

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие	6
Введение	7
Часть 1. Основные сведения из геологии	11
1.1. Земля, как геологическое тело	11
1.2. Тектонические движения	13
1.3. Тектонические структуры	16
1.4. Минералы и горные породы	21
1.4.1. Общие представления о минералах и горных породах	21
1.4.2. Осадочные горные породы	21
1.4.3. Породы-коллекторы и породы-флюидоупоры	25
1.4.4. Каустобиолиты	30
1.4.5. Нефть, газ, газогидраты. Их физические и химические свойства	31
1.4.6. Вода и газы в недрах Земли	36
1.5. Залегание осадочных горных пород и способы его изображения	39
1.5.1. Структурные формы осадочных пород	39
1.5.2. Изображение геологических тел и их свойств. Геологические карты и разрезы	45
1.6. История Земли	49
1.6.1. Методы восстановления истории Земли	49
1.6.2. Стратиграфическая (геохронологическая) шкала	50
1.6.3. Круговорот углерода в природе и роль в нем живых организмов	52
Часть 2. Геология нефти и газа	56
2.7. Происхождение нефти и газа и формирование их скоплений	56
2.7.1. Концепции неорганического происхождения нефти	56
2.7.2. Теории образования природного газа	57
2.7.3. Концепция органического происхождения нефти и газа	58
2.8. Формирование залежей углеводородов	59
2.8.1. Аккумуляция рассеянного органического вещества (РОВ).	60
2.8.2. Миграция. Природные резервуары	61
2.8.3. Ловушки. Образование залежей	62
2.8.4. Генетическая классификация залежей	65
2.8.5. Консервация и разрушение залежей	66
2.9. Нефтегазогеологическое районирование	68
2.9.1. Сущность и принципы нефтегазогеологического районирования	68
2.9.2. Иерархия нефтегазогеологических объектов (на базе провинциального принципа районирования)	69
2.9.3. Зональность в распределении скоплений нефти и газа	70
2.10. Месторождения нефти и газа	74
2.10.1. Общее представление о месторождении	74
2.10.2. Классификация месторождений нефти и газа	75
2.11. Зоны нефтегазонакопления.	84
2.12. Нефтегазоносные области	92
2.12.1. Нефтегазоносные области платформ	92
2.12.2. Нефтегазоносные области переходных и складчатых территорий	94

2.13. Нефтегазогеологические провинции России и сопредельных стран	96
Часть 3. Поиски, разведка и разработка месторождений нефти и газа	100
3.14. Ресурсы и запасы.	101
3.14.1. Общее представление о ресурсах и запасах.	101
3.14.2. Классификация, принятая в Советском Союзе	101
3.14.3. Новая Российская классификация	104
3.14.4. Понятие о подсчетных параметрах (исходных данных), оценке ресурсов и подсчете запасов.	108
3.14.5. Нетрадиционные ресурсы	109
3.15. Методы поисково-разведочных работ на нефть и газ, или откуда геологи знают то, что они знают	111
3.15.1. Геологическое картирование	111
3.15.2. Аэрокосмические методы	113
3.15.3. Геохимические методы	118
3.15.4. Геофизические методы	119
3.15.5. Математические (вероятностные) методы	132
3.15.6. Буровые работы	134
3.15.7. Комплексирование геофизических, геохимических, аэрокосмических и геологических исследований	134
3.16. Этапы и стадии геологоразведочных работ	138
3.16.1. Региональный этап	138
3.16.2. Поисково-оценочный этап	140
3.16.3. Разведочно-эксплуатационный этап	144
3.16.4. Особенности поисков и разведки на шельфе	148
3.17. Эффективность геолого-разведочных работ на нефть и газ	149
3.17.1. Показатели эффективности геолого-разведочных работ	149
3.17.2. Причины уменьшения эффективности геолого-разведочных работ и пути её повышения	150
3.18. Основные вопросы нефтегазопромысловой геологии	152
3.18.1 Геолого-промысловое обоснование технологических решений проектирования разработки. Регулирование процесса разработки	152
3.18.2 Геологические вопросы разработки трудноизвлекаемых запасов	161
3.19 Вопросы охраны недр и окружающей среды в нефтегазовом производстве	165
3.19.1 Транспортировка и хранение нефти, газа и отходов нефтегазового производства	165
3.19.2 Техногенное нарушение недр в нефтедобывающих регионах	165
3.19.3. Радиоактивное загрязнение недр продуктами ядерных взрывов	167
3.19.4 Охрана недр при бурении скважин и разработке месторождений	168
3.19.5. Геоэкологический мониторинг	169
Заключение. Проблемы и перспективы удовлетворения энергетических потребностей	170
Приложения	173
1. Земля и её строение	173
2. Строение Земли по сейсмическим данным	176

3. Изостазия	177
4. Главные источники энергии геологических процессов	178
5. Границы литосферных плит и их роль в нефтегазовой геологии	179
6. Минералы	180
7. Магматические горные породы	181
8. Метаморфические горные породы	182
9. Отличия конседиментационных и постседиментационных структур	182
10. Физико-механические свойства горных пород	183
11. Соляной и грязевой диапиризм	187
12. Складки – замкнутые структурные формы	190
13. Составление государственных геологических карт (геологосъемочные работы)	206
14. Условные знаки, рекомендуемые для геологических карт и разрезов	214
15. Изображение структурных форм на картах и разрезах	220
16. Радиоизотопный метод определения геологического возраста	227
17. Международная геохронологическая шкала	229
18. Основные вехи истории Земли	233
19. Ритмы и ранги в земной коре	238
20. Нефтегазоносные комплексы и нефтегазоносные формации	239
21. Принцип дифференциального улавливания	240
22. Генетическая классификация залежей	241
23. Основные характеристики месторождений нефтегазоносных провинций России и сопредельных стран	246
24. Методологические основы прогнозирования нефтегазоносности недр и проведения поисково-разведочных работ	252
25. Зарубежные классификации ресурсов и запасов	253
26. Классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов	254
27. Геофизические исследования скважин	260
28. Петрофизика – основа комплексной интерпретации ГИС ²	268
29. Риски	269
30. Применение метода Монте-Карло при оценке ресурсов и запасов	271
31. Этапы и стадии геологоразведочных работ	272
32. Системы размещения скважин при поисках и оценке месторождений нефти и газа	282
33. Регулирование разработки и системы заводнения	288
34. Применение материалов аэрокосмических съемок при изучении залежей с трудноизвлекаемыми запасами	296
35. Методы увеличения нефтеотдачи пластов в залежах с трудноизвлекаемыми запасами	297
36. Справочные данные	303
Литература	308
Словарь	310
Примерные вопросы к вступительному испытанию	317

¹ Раздел написан доцентом кафедры ГИС, к.г.-м.н. Лазуткиной Н.Е.

² Раздел написан доцентом кафедры ГИС, к.г.-м.н. Серебряковым В.Г.

Геология – это наука, проистекающая от взаимодействия земной коры с корой головного мозга.

В. Кротов

ПРЕДИСЛОВИЕ

Пособие предназначено для бакалавров, поступающих в магистратуру по направлениям «Геология и разведка полезных ископаемых» и «Прикладная геология» основано на списке вопросов, входящих в экзаменационные билеты для вступительных экзаменов в магистратуру. Оно обобщает знания по геологии и разведке полезных ископаемых (нефти и газа), которые студенты должны были получить в течение предыдущих лет обучения. Пособие может быть полезно как для студентов, уже обучавшихся по этому, так и учившихся по смежным направлениям, хотя и не заменяет специальных учебников и справочников, к которым абитуриент при необходимости может прибегнуть. В приложения вынесены основные справочные данные, а также рассматриваются отдельные вопросы, лишь упомянутые в тексте пособия.

Автор благодарит доцента кафедры геофизических исследований скважин Н.Е.Лазуткину и В.Г.Серебрякова за написание приложений, посвященных вопросам ГИС, В.Л.Холопова за чтение рукописи и ценные замечания и всех кто помогал мне в работе над пособием.

* * *

Значение геологии в нефтегазовом производстве нельзя переоценить. Геолог сопровождает месторождение от его открытия и до окончания эксплуатации. По геологическим данным закладывают первую поисковую скважину, на основе геологических сведений принимают решение о продолжении поисков при неудачах, или прекращении их, выбирают первоочередные объекты для детального изучения. По геологическим данным составляется проект разработки месторождения. Геолог может указать места наиболее вероятных аварий трубопроводов, и выбирает пласты для захоронения отходов. Геолог должен оценить вероятность и предупредить возникновение техногенных землетрясений, обрушений и просадок грунта, образования карста, загрязнения вод и многих других вопросов.

Великое есть дело постигать во глубину земную разумом, куда рукам и оку досягнуть возбраняется натурою.

М.В.Ломоносов

ВВЕДЕНИЕ

Роль нефтегазовой геологии мира. Современное состояние нефтегазовой геологии и основные вехи её развития

В настоящее время потребление ресурсов растет экспоненциально. Человечеству требуется все больше энергии на единицу продукции, и одновременно с ростом народонаселения, увеличиваются энергетические расходы на одного человека (табл. в.1). Особенно много её потребляют развитые государства, по сравнению со странами третьего мира. Например, на жителя США приходится энергии, которую можно получить из нефти объемом 65 бар³/чел, тогда как на жителя Нигерии - 0,7 бар/чел. в год. При этом доля невозобновимых источников энергии, запасенных биосферой в виде угля, нефти и газа, резко преобладает над возобновимыми. Скорость потребления органических энергетических ресурсов более чем в 1000000 раз превышает скорость их образования. И эта ситуация в обозримом времени сохранится, потому что несмотря на все усилия перейти на альтернативные источники топлива (атомную, термоядерную) углеводороды и уголь остаются главными источниками энергии (табл. в.2).

Таблица в.1.

Расход энергии на одного человека в ккал/сут.
(По Реймерсу, 1990).

Каменный век	4 000
Аграрное общество	12 000
Индустриальная эпоха	70 000
Наше время	250 000
Прогноз (XXI век)	300 000

Таблица в.2.

Доля различных видов энергетических ресурсов в мире в %
(По Реймерсу, 1990).

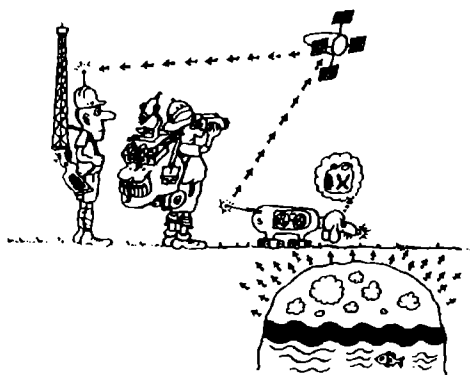
Нефть	37
Уголь	27
Газ	18
Биотопливо (дрова, торф и т.д.)	15
ГЭС, АЭС и др.	3

Поэтому человечеству приходится вовлекать в разработку все новые и новые месторождения, открытие которых обходится все дороже, несмотря на прогресс науки и техники. История нефтепоисковых работ подобна охоте на дичь, которой становится все меньше, по мере применения все более эффективного оружия. Каждое открытие уменьшает количество еще не найденных поисковых объектов. Теперь гораздо больше времени занимает открытие месторождения и сдача его в эксплуатацию, чем разработка.

³ бар. – сокращение от баррель – распространенная единица объема нефти, равная 0,159 куб.м.

Увеличение стоимости применяемых в нефтегазовом производстве технологий, с одной стороны, и уменьшение размеров открытий и истощение уже открытых месторождений с другой, приводит к повышению себестоимости нефтегазопроисковых работ. Поэтому все большее значение приобретают научные методы и наукоемкие технологии прогноза и поисков месторождений.

Любое прогнозное месторождение может быть нанесено на карту только в том случае, если о нем догадался геолог. Пока скважина не пробурена, никто не знает, является ли данный участок нефтяным месторождением. Как писал А. Перродон: "Если никто больше не верит, что еще остается неоткрытая пока нефть - открытий новых нефтяных месторождений не будет; но если есть хотя бы один геолог-нефтяник с образом желанного месторождения в голове, к тому же, имеющий свободу действий и стимул к поискам, будут открытия новых месторождений нефти и газа".



Поиск нефти – это охота
А. Перродон

Краткая история поисковых работ на нефть и газ. Нефть и нефтепродукты - асфальт, битумы известны человеку с незапамятных времен - по крайней мере, с 2800-2500 лет до н.э. В древности нефть собирали в её естественных поверхностных проявлениях. До XIX века поисковики рыли свои колодцы в непосредственной близости от проявлений нефти на поверхности. Её добывали из траншей, заполнявшихся просачивающейся нефтью, или из скважин, пробуренных вручную до глубины несколько десятков метров. Поиски велись вблизи известных нефтегазопоявлений примерно по одной прямой. Этот метод называется *«методом линейного пояса»*, или *«метод нефтяной линии»*. Другой поисковый прием – *«центробежный»*, заключался в бурении вокруг продуктивной скважины с нарастающим удалением. В Америке (Пенсильвании) скважины нередко закладывались в руслах речных долин, для того, чтобы не вскрывать лишние метры на окрестных холмах. Такая методика называлась *«крикология»* («ручьелогия»).

Однако нередко наличие проявлений нефти на поверхности не сопровождается сколько-нибудь богатыми залежами на глубине, в других местах (Алжирская Сахара, Ливия), богатейшие нефтегазоносные провинции полностью лишены проявлений нефти и газа на поверхности.

Во второй половине XIX века залежи нефти связывались с крупными подземными пустотами типа пещер (С.О. Гулишамбаров 1878 г.), *зонами трещин и разломами* (Г.В. Абиx, 1847, и многие другие). Затем умами геологов завладела антиклинальная теория, которая связывала залежи нефти с пористыми породами в сводах *антиклинальных структур* - выгнутых в виде холма слоев в Земле.

На рубеже XIX и XX веков в нефтепоисковые работы было внедрено роторное (вращательное) бурение. Глубина вскрываемых толщ возросла, и понадобилось теоретическое обоснование точек заложения скважин. В первой половине XX века в разработку теоретических основ прогнозирования недр большой вклад внесли исследования И.М. Губкина и В.И. Вернадского.

И.М. Губкин в своих работах показал, что для научно обоснованного прогноза перспектив нефтегазоносности недр необходимо комплексно изучать все основные факторы, обуславливающие образование залежей. Он считал, что нефтегазообразование и нефтегазонакопление представляют собой единый многоступенчатый естественноисторический процесс. Научные предвидения И.М. Губкина блестяще подтвердились открытием нефти в Урало-Поволжском регионе, в Среднеазиатских республиках, в Западной Сибири.

Основы биогеохимии нефти были разработаны *В.И. Вернадским* (1934 г.), который показал, что основа нефтей - соединения углерода - это неотъемлемая часть геохимической системы круговорота углерода в земной коре, в которой живому веществу биосферы принадлежит основная роль. Значительная часть соединений углерода прочно удерживается в жизненном цикле, другая же часть периодически отделяется, захораниваясь в земной коре, и образуя месторождения нефти, газа, угля и других горючих полезных ископаемых.

Необходимость научного прогноза нефтегазоносности недр вызвала к жизни *геофизические методы*. Первые положительные результаты применения их в нефтепоисковых работах были получены в Центральной Европе в 1912-1916 годах. Сейсмические методы (метод преломленных волн) впервые успешно применены в Северной Германии в 1920-21 г.г., а в 1924-25 годах - на побережье Мексиканского залива. Тогда же стала применяться и магниторазведка. Благодаря развитию электроники сейсмические методы оказались способны дать сведения о форме и размерах исследуемых объектов. Сегодня сейсморазведка в сочетании с различными видами каротажа стала основным инструментом получения знаний о недрах. В прогресс геологии нефти и газа вносят свою лепту также достижения: геохи-

мии - науки, изучающей недра химическими методами, петрографии органического вещества - науки, изучающей вещество, из которого состоят недра, его составные части, их соотношения друг с другом; микропалеонтологии - науки, изучающей ископаемые остатки древней флоры и фауны, электроники и информатики.

Обобщенную глобальную картину, в которой разнообразные геологические события объединяются, позволяя увязать между собой последовательные эпизоды, происходящие в осадочном бассейне, дает тектоника плит. Это современная наука о строении верхней части Земли - земной коры - как единого целого, а также о природе и источниках энергии для сил, вызывающих относительные перемещение частей земной коры друг относительно друга.

Современный этап развития нефтегазовой геологии характеризуется:

1. Вовлечением в область активного поиска средних и мелких месторождений в нетрадиционных ловушках, что обусловлено истощением легкодоступных богатых месторождений.
2. Вовлечением в область нефтегазовой геологии шельфа.
3. Поисками месторождений на больших глубинах.
4. Активным внедрением математических и статистических методов в прогноз нефтегазоносности; «взрывным» усовершенствованием сейсмических методов поисков и разведки месторождений; применением косвенных методов геологического изучения недр – аэро - и космических, тепловых, геохимических и т.д.
5. Модернизацией традиционных взглядов на происхождение углеводородов и формирование их залежей, вызванных пересмотром взглядов на строение Земли, обусловленных новой глобальной тектоникой.

Подробнее об истории нефтегазового дела можно прочитать в учебном пособии [Антонова и др., 2005].

Вопросы

1. *Какова роль нефтегазовой геологии в современном мире?*
2. *Каково современное состояние нефтегазовой геологии?*
3. *Назовите основные вехи в развитии геологии нефти и газа.*

Не то, что мните вы, природа,
Не слепок, не бездушный лик,
В ней есть душа, в ней есть свобода,
В ней есть любовь, в ней есть язык.

Ф. Тютчев

ЧАСТЬ 1 ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ ИЗ ГЕОЛОГИИ

1.1. ЗЕМЛЯ КАК ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ ТЕЛО

Форма, размеры, состав и строение Земли. Геологические процессы

Считается, что Земля имеет неправильную форму *геоида* – тела, близкого к трехосному эллипсоиду вращения. Эту форму приняла бы поверхность воды, если вся Земля была бы покрыта океаном. На самом деле форма Земли еще более неправильная из-за рельефа. К тому же, форма Земли непостоянна. Во – первых, из-за приливов отдельные части Земли воздымаются и опускаются. Например, на широте Москвы «каменные приливы» достигают 50 см. Во-вторых, из-за того, что скорость вращения Земли непостоянна, то когда она замедляет свое вращение, ее полярная ось приобретает больший размер, а когда ускоряет - размер полярной оси уменьшается. В результате на Земле возникают единые для всей Земли планетарные ротационные силы. Отличие формы Земли от шара очень невелико, по сравнению с ее размером. *Радиус* Земли в среднем 6371 км. Область интересов нефтегазовой геологии не достигает 10 км – менее 1:1000 её диаметра. И хотя на процессы, связанные с нефтегазообразованием влияют и более глубокие сферы Земли (ядро, мантия, нижние части земной коры), подробнее о глубинном её строении можно прочитать в приложениях 1 и 2.

В Земле присутствуют все химические элементы, известные в природе, однако количественные пропорции отличаются в разных её частях (приложение 36 справочные данные). Все известные месторождения нефти и газа связаны породами континентов (шельф в геологическом смысле – континент, погруженный под воду). За отдельными исключениями - это породы осадочного слоя.

Осадочный слой на континентах имеет различную мощность – от нулевой (например, на Балтийском или на Украинском щитах, в горных сооружениях), до нескольких километров на материковых платформах. В отдельных местах он достигает толщины 10 км и более в Прикаспийской впадине. В таких местах постепенно уменьшается, или даже исчезает гранитный слой.

Температура в земной коре возрастает с увеличением глубины: на равнинных территориях – в меньшей степени, в горных районах и предгорьях – в большей. На 1 км температура возрастает в пределах 10 - 40°C. Есть на Земле локальные участки, где температура поверхности аномально высока – Исландия, Камчатка, и др., а в других, например в районах развития соленосных отложений - аномально низка - (приложение 36 Справочные данные). Прирост температуры на 100 м глубины называется **геотермическим градиентом**, а расстояние, на котором температура возрастает на 1°C – **геотермической ступенью**. Средняя величина геотермической ступени - 33 м. Учет величины геотермического градиента имеет значение при прогнозировании месторождений нефти и газа.

Земля, как планета еще не завершила своего развития. В ее недрах идет гравитационная дифференциация вещества, в результате чего легкие элементы поднимаются, тяжелые – опускаются. Продолжается радиоактивный распад элементов, в результате которого Земля разогревается, а выделяющееся тепло по конвекционным ячейкам поступает к ее поверхности, давая энергию для эндогенных геологических процессов - перемещения отдельных блоков Земной коры, вулканизму, внедрению магматических пород, складко- и разрывообразованию (рис.1.1.).

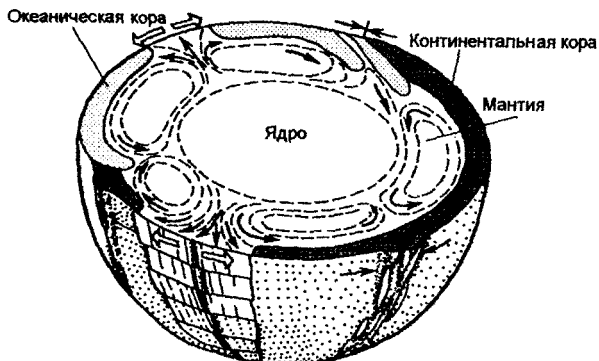


Рис. 1.1. Выделяющееся в мантии тепло по конвекционным ячейкам поступает к поверхности Земли, давая энергию для эндогенных геологических процессов (по В.П.Гаврилову)

В результате земная кора и рельеф дифференцируются – возникают горы, впадины, континентальная и океаническая земная кора. Этим процессам противостоят экзогенные процессы – эрозия, денудация и аккумуля-

ляция, в результате чего разрушаются поднятия рельефа и засыпаются впадины. Про главные источники энергии для геологических процессов можно прочитать в приложении 4.

Вопросы

1. *Форма, размеры и строение Земли.*
2. *Состав земли. Температура в недрах земли*
3. *Геологические процессы*

1.2. ТЕКТОНИЧЕСКИЕ ДВИЖЕНИЯ

Вертикальные, горизонтальные, колебательные, эпейрогенические орогенические, новейшие и современные тектонические движения.

Тектонические движения – это перемещения вещества в земной коре под действием преимущественно эндогенных сил. Они имеют как горизонтальную, так и вертикальную составляющие. Вертикальные движения приводят к выгибанию (относительному поднятию) и прогибанию (погружению) литосферы. В истории Земли на одной и той же территории поднятия сменяются погружениями, и наоборот, то есть вертикальные движения имеют волновой, колебательный характер. Прогибающиеся области заливаются морскими водами (происходит *трансгрессия*) и образовавшиеся впадины заполняются продуктами разрушения воздымающихся территорий - происходит *регрессия*¹. Медленные, колебательные *эпейрогенические* (рождающие континенты) движения захватывают обширные пространства. Относительно быстрые *орогенические* - (рождающие горы) - до 5 см/год – затрагивают сравнительно узкие зоны. Если рассматривать эпейрогенические движения детально, то окажется, что они складываются из наложенных друг на друга колебаний большей скорости и разных направлений, (рис.2.1), а мы наблюдаем усредненные их значения на больших временах и территориях. *Горизонтальные движения*, затрагивающие обширные территории приводят к дрейфу континентов, смятию слоев в складки, воздыманию хребтов.

В целом Земная кора представляет собой равновесную систему, однако, в отдельные промежутки времени и на отдельных участках, под действием эндогенных (тектонических) сил возникают отклонения от этого равновесия. В этих зонах возникают перепады давлений, которые постепенно рассасываются, главным образом, благодаря экзогенным процессам и изостатическому выравниванию (приложение 3). Первыми всегда стремятся переместиться из области большего давления в область меньшего давления наиболее подвижные ее составные части – флюиды.

¹ На трансгрессию и регрессию влияет также уровень океана. В настоящее время мы живем в эпоху очень низкого положения уровня океана, в эпоху глобальной регрессии.

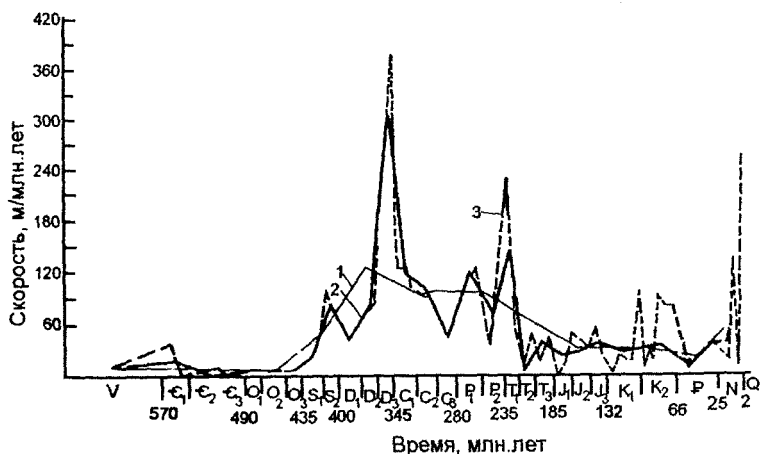


Рис. 2.1. Порядки колебательных движений - максимальные скорости погружения территорий осадконакопления Восточно-Европейской платформы по периодам (1), эпохам (2), векам (3) (по А.М.Сычевой-Михайловой, 1981)

Движения, которые происходили в последние 2 млн. лет сформировали основные формы современного рельефа. Их называют новейшими, или *неотектоническими*, а науку их изучающую - *неотектоникой*.

Тектонические движения происходят и в настоящее время. Они приводят к землетрясениям, разрывам скважин, авариям на трубопроводах. Такие движения, фиксирующиеся за историческое время, называются *современными* и изучаются по историческим источникам и повторным геодезическим нивелированием. Современные тектонические движения происходят не только в сейсмически активных регионах, но и на древних платформах. Повторное нивелирование на геодинамических полигонах показывает, что эти движения разнонаправлены и происходят по блокам размером до первых сотен метров, а их скорость может достигать 10 см в год (рис.2.2).

Вопросы

1. Вертикальные и горизонтальные тектонические движения.
2. Колебательные эпейрогенетические и орогенетические тектонические движения.
3. Новейшие и современные тектонические движения.

Современные вертикальные движения земной поверхности по профилю 1-1 на Угутском геодинамическом полигоне

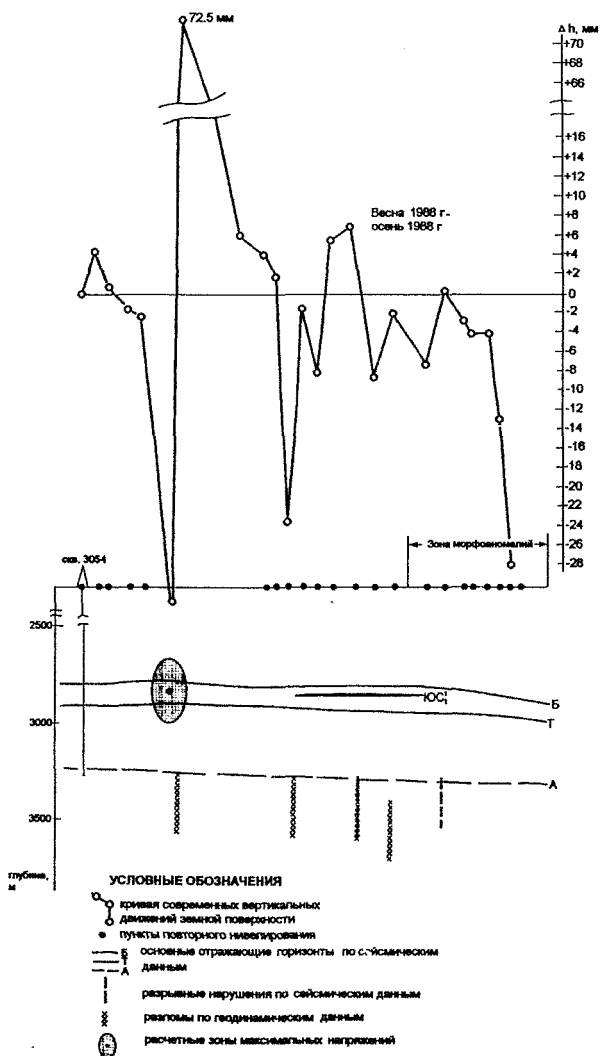


Рис.2.2. Движения по современным ("живым") разломам по данным повторного нивелирования (Западная Сибирь)

1.3. ТЕКТОНИЧЕСКИЕ СТРУКТУРЫ

Литосферные плиты и их границы. Формирование тектонических структур. Формации. Морфологическая классификация тектонических структур

Тектонической структурой называется совокупность тектонических форм какого-либо участка земной коры, определяющая особенности его геологического строения. Характерной особенностью тектонических структур является их иерархическое строение. Крупные структурные формы слагаются из более мелких, те – из еще меньших, и так далее, до элементарных структурных форм, размером примерно 3-10 километров. Структуры еще меньшего размера изучаются при полевых и микроскопических исследованиях, однако как самостоятельные вместилища для нефти и газа они выступать уже не могут.

Тектонические структуры классифицируют с различных позиций. Мы рассмотрим геодинамическую и морфологическую классификации. В настоящее время большое распространение получила геодинамическая классификация, в которой Земная кора рассматривается как система **литосферных плит** (рис.3.1), на границах которых сосредоточена основная тектоническая активность.

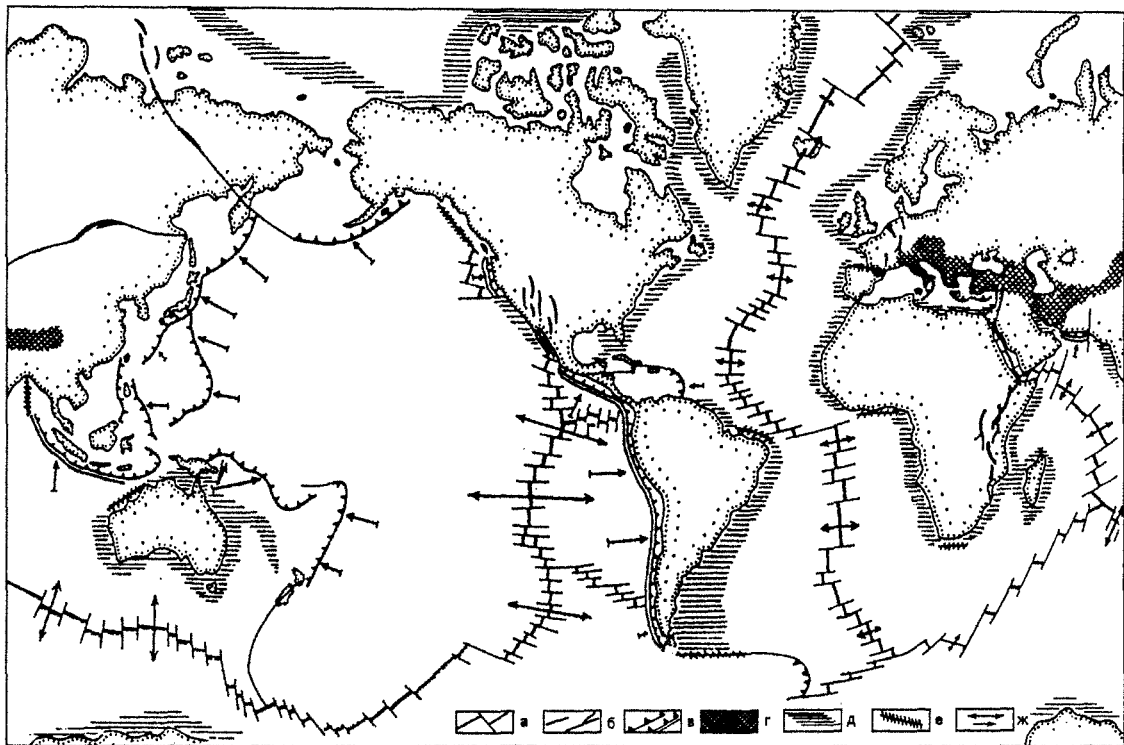
Границы между плитами бывают следующих видов:

- **Дивергентные.** Здесь плиты раздвигаются, осуществляется *спрединг*, наращивается океаническая земная кора. Пример - Срединно-океанический хребет.
- **Конвергентные.** Здесь плиты пододвигаются одна под другую, земная кора «скупивается», наращивается её мощность, части взаимодействуют, переплавляются. Происходит *субдукция*. Пример – Япония.
- **Коллизия.** Здесь плиты сталкиваются, – например, в Гималаях.
- **Трансформные.** На них плиты смещаются, скользят друг относительно друга в горизонтальном направлении по вертикальным разломам. Пример - Калифорния.

Такие же структуры – литосферные плиты и их границы существовали и в прошлые геологические эпохи, но на других территориях. Подробнее про литосферные плиты, их взаимоотношения и роль для нефтегазоносности можно прочитать в приложении 5.

Литосферные плиты могут располагаться на континентах, океанах, или включать и континент и океан.

Другая классификация – морфологическая - рассматривает тектонические структуры в соответствии с их формой, начиная с континента и океана. В таблице 3.1 приведена упрощенная классификация, включающая наиболее интересные для нефтегазовой геологии формы.



Литосферные плиты Земли и их границы (по В.Е.Хайну с упрощениями 1995 г.)

Условные обозначения а - океанические рифты, зоны спрединга, б - континентальные рифты, в - зоны субдукции, г - зоны коллизии, д - пассивные окраины континентов, е - трансформные разломы, ж - векторы перемещения плит

Рис. 3.1.

Выборочная классификация тектонических структур*.

Структуры					Порядок
Континенты				Океаны	Надпорядковые
Геосинклинальные (складчатые, подвижные) области		Платформы (кратоны, стабильные области)			1 порядок
Геосинклинали	Геоантиклинали	Плиты		Щиты	2 порядок
Синклинории	Антиклинории	Антеклизы	Синеклизы		3 порядок
Валы	Своды	Впадины	Прогибы		4 порядок
Локальные поднятия и другие элементарные структуры					5 порядок

*Жирным шрифтом показаны структуры, благоприятные для нефтегазонакопления

Существуют и другие морфологические классификации. Порядок структур – понятие условное и различное у разных авторов. Наиболее благоприятные для формирования залежей нефти и газа структуры выделены жирным шрифтом. Здесь перечислена лишь малая часть названий употребляющихся обычно структурных форм. В тех случаях, когда говорят о структуре необычно большого размера, употребляют приставку "мега-", например – Прикаспийская мегасинеклиза. В тех случаях, когда в нижних частях коры имеется поднятие (например, в нижних частях разреза расположен свод, а выше – прогиб, говорят о наложенных структурах – например, наложенная впадина. Часто встречающиеся термины – "выступ", или "впадина" описывают форму слоев в земной коре, а не современного рельефа и могут иметь с ними различные соотношения.

К надпорядковым относятся континенты - поднятые участки мощной трехслойной земной коры, и океаны - опущенные ее сегменты с тонкой двухслойной корой. Шельф по геологическому строению представляет собой часть континента, залитый водой. В океанах месторождений нефти и газа не найдено, и по существующим моделям их формирования в этих регионах они образоваться не могут.

На континентах выделяются структуры 1 порядка - стабильные территории - платформы, и подвижные - геосинклинальные области.

Платформы в разрезе состоят их двух частей - в их основании находятся сильно смятые горные породы гранитного или осадочного слоя, составляющие **фундамент (цоколь)** платформы, выше которого находится более или менее горизонтально залегающий слоистый **чехол** платформы. Толщина чехла на платформах не одинакова. В некоторых местах она составляет километры, такие участки называются **плиты** (например, Западно-Сибирская плита). Толщина осадочного чехла обусловлена главным образом суммарной величиной погружения земной коры в данном месте. В других местах фундамент подходит к самой поверхности Земли, и осадочный чехол едва достигает нескольких сотен метров, иногда уменьшаясь до нуля. Такие территории называются **щиты** (Украинский, Балтийский). Они считаются бесперспективными для поисков нефти и газа. Такие территории формируются в условиях преимущественных поднятий земной коры. Плиты и щиты – это структуры 2 порядка.

На плитах выделяются структуры 3 порядка.

- Относительно прогнутые участки с повышенной толщиной осадочного покрова, наиболее перспективные для поисков нефти и газа - **синеклизы**. Примером являются Прикаспийская и Мексиканская синеклизы - территории наиболее устойчивых и интенсивных прогибаний в течение геологической истории.

- Относительно поднятые участки с утонченным осадочным чехлом, значительно менее перспективные для обнаружения месторождений нефти и газа. Пример - Воронежская антеклиза.



Рис. 3.2. Строение платформ. Осадочный чехол: 1 – известняки, 2 – сланцы, 3 – песчаники, 4 – складчатые породы фундамента

Как на синеклизах, так и на антеклизах выделяют структуры 4 порядка - выпуклые - *своды* (изометричные) и *валы* (удлиненные), и прогнутые *впадины* (изометричные) и *прогибы* (удлиненные). Наиболее перспективны с точки зрения нефтегазоносности выпуклые структуры. Пример - Татарский свод. На структурах 4 порядка выделяют структуры меньших размеров - структуры 5 порядка, или локальные структуры - локальные поднятия, прогибы и другие. Локальные структуры на платформах могут иметь разнообразную природу, о чем будет рассказано главе 1.5.1.

Сочленения структур имеют собственные названия - седла, перемычки, структурные носы и заливы.

В геосинклинальных областях также как и на платформах среди структур 2 порядка перспективны относительные прогибания, где велики мощности осадочного чехла, а среди структур 4-5 масштабного ранга - поднятия.

Крупное, обособленное в пространстве геологическое тело с четко выраженным литологическим своеобразием, образовавшееся в определенных палеотектонических и палеоклиматических условиях называется *формацией*. По стратиграфическому объему формация соответствует ярусу, отделу, реже - нескольким отделам или части яруса.

Крупные тектонические структуры часто разделяются *глубинными разломами* - особыми подвижными зонами в земной коре, характеризующимися большой протяженностью, глубиной проникновения, длительностью и многофазностью развития, сейсмичностью, магматизмом.

* * *

Земная кора представляет собой иерархически упорядоченную, подвижную, развивающуюся расслоенную и разбитую разломами систему. Каждый ее участок несет на себе следы своей истории, а находящиеся в ее недрах месторождения - это закономерный результат её развития.

Вопросы

1. Литосферные плиты, их границы и движения по ним.
2. Что такое формации?
3. Морфологическая классификация тектонических структур и их связь с нефтегазоносностью.

1.4. МИНЕРАЛЫ И ГОРНЫЕ ПОРОДЫ

1.4.1. Общие представления о минералах и горных породах

Минералы и горные породы. Мономинеральные и полиминеральные горные породы. Условия образования и классы горных пород

Земная кора состоит из *горных пород* - устойчивых парагенетических ассоциаций минералов, возникающих в результате геологических процессов и образующих самостоятельные тела в земной коре. Составные части горных пород - *минералы* - это природные химические соединения, или элементы (приложение 6-минералы). Природный газ - *метан* можно считать газообразным минералом, а *нефть* - *жидкой горной породой*, сложенной разнообразными минералами - углеводородами.

Минералами сложены *горные породы*. Они могут состоять почти из одного минерала (*мономинеральные*). Например, горная порода - известняк на 90% состоит из минерала кальцита (CaCO_3). Могут быть полиминеральными - например, гранит обычно состоит из кварца, полевого шпата и слюды. Кроме того, в нем могут присутствовать в незначительных количествах и многие другие минералы. Условия образования горных пород, определяющие их облик, называют *фациальными* (от лат. фацио - облик, лицо) условиями, то есть фация - это однородный по составу комплекс горных пород, образовавшийся в сходных условиях.

Геологические процессы, в результате которых образуются горные породы, сводятся к трем группам, в результате чего получается три генетических класса пород. Это:

- Кристаллизация природных силикатных расплавов (магмы), поступающих из недр Земли, в результате чего возникают *магматические* горные породы (приложение 7)
- Разрушение ранее существовавших горных пород в поверхностных условиях, их транспортировка и отложение продуктов разрушения, в результате чего получают *осадочные* горные породы.
- Преобразование пород любого происхождения вследствие изменения физико-химических условий, в результате чего возникают *метаморфические* (приложение 8) горные породы. Иногда выделяют отдельный класс импактных (ударных) пород, иногда их относят к ударному метаморфизму.

1.4.2. Осадочные горные породы

Осадочные горные породы. Терригенные (обломочные), глинистые, хемогенные, органиогенные, смешанные породы

Осадочные горные породы - главные месторождения нефти и газа получают при разрушении любых других пород, перемещении их частиц в виде механических взвесей различной крупности, или в виде раствора, и

отложении (*седиментации*), или осаждении из раствора. Обычно, чем крупнее частицы, тем ближе к области разрушения они откладываются. Впрочем, тут имеются многочисленные исключения, и каждый раз необходимо рассматривать конкретную ситуацию – агенты и условия транспортировки и т. д. (рис. 4.1). Воссоздание палеогеографических условий формирования осадочных горных пород имеет огромное значение при поисках и разведке литологических залежей. В процессе транспортировки частицы измельчаются, окатываются, сортируются. Затем происходит уплотнение, отжим воды, цементация и осадок превращается в горную породу. Например, песок превращается в песчаник, ил – в глину. Этот процесс называется *диагенезом* - превращением.

Глубины и высоты осадконакопления

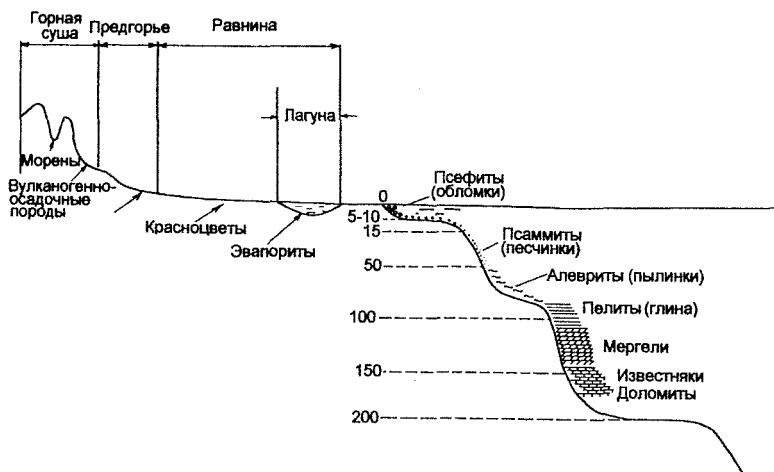


Рис. 4.1. Условия образования осадочных горных пород

- Осадочные горные породы по способу образования подразделяют на
- терригенные (terra - земля), другое их название - обломочные;
 - хемогенные,
 - органогенные,
 - глинистые (иногда их объединяют вместе с терригенными),
 - смешанные.

Обломочные породы очень разнообразны и важны для нефтегазовой геологии. Их классифицируют по размеру, сцементированности и окатанности обломков (таблица 4.1).

Классификация обломочных пород

Размер обломков	неокатанные (угловатые)		окатанные	
	несцементированные (рыхлые)	сцементированные	несцементированные (рыхлые)	сцементированные
>10 см	глыбы	глыбовая брекчия	валуны	валунный конгломерат (валунник)
10-1 см	щебень	брекчия	галька	конгломерат
1 см – 1 мм	дресва	дресвянник	гравий	гравелит
0,1 – 1 мм	песок	песчаник	песок	песчаник
0,01 – 0,1 мм	алеврит	алевролит	алеврит	алевролит
< 0,01мм	глина	аргиллит	глина	аргиллит

По степени *сортированности* (однообразию размеров) обломочные породы делят на хорошо, средне и плохо сортированные. По составу – на *мономинеральные (мономиктовые)*, состоящие из одного минерала, кварцевые, полевошпатовые; состоящие из 2-3 минералов (*олигомиктовые*), например, *аркозы* кварц-полевошпатовые обломки, образующиеся при разрушении гранитов и *полиминеральные (полимиктовые)* - то есть смешанные. Полимиктовыми породами являются *граувакки* (состоящие из частичек вулканического пепла или других вулканических пород).

Важнейшей характеристикой обломочных горных пород является цемент, которым скреплены эти частицы. Цемент характеризуют (рис.4.2) составом (карбонатный, глинистый, силикатный и т.д.) и степению и характером заполнения пор (поровый, базальный и др.).

Именно от состава и типа цемента во многом зависит проницаемость, а также - прочность, крепость, осадочных горных пород их сопротивляемость выветриванию и бурению. Обломочная часть терригенных горных пород может состоять из очень твердых минералов, например кварца, а скрепляющий его цемент быть непрочным (например, глинистым). В результате порода в целом будет достаточно рыхлая, хорошо буримая, однако, с сильным абразивным воздействием на буровой инструмент. Подробнее сведения о прочности и других физико-механических характеристиках горных пород изложены в Приложении 9 свойства. В обломочных породах находятся основные месторождения нефти и газа.

Глины – это породы, которые на 50% и более состоят из тонкодисперсного (менее 0,01 мм) материала и особых групп глинистых минералов, – например, каолинов, монтмориллонитов. Характерная особенность глин - их способность размокать в воде и делаться пластичными, что связано с размером частиц и со строением кристаллической решетки глинистых минералов. Они либо включают воду в кристаллическую решетку, либо притягивают молекулы воды к своей

поверхности (являются гидрофильными) и «разбухают». Форма их минералов чешуйчатая, что делает глинистые агрегаты **анизотропными**, то есть обладающими различными свойствами вдоль и поперек слоистости.

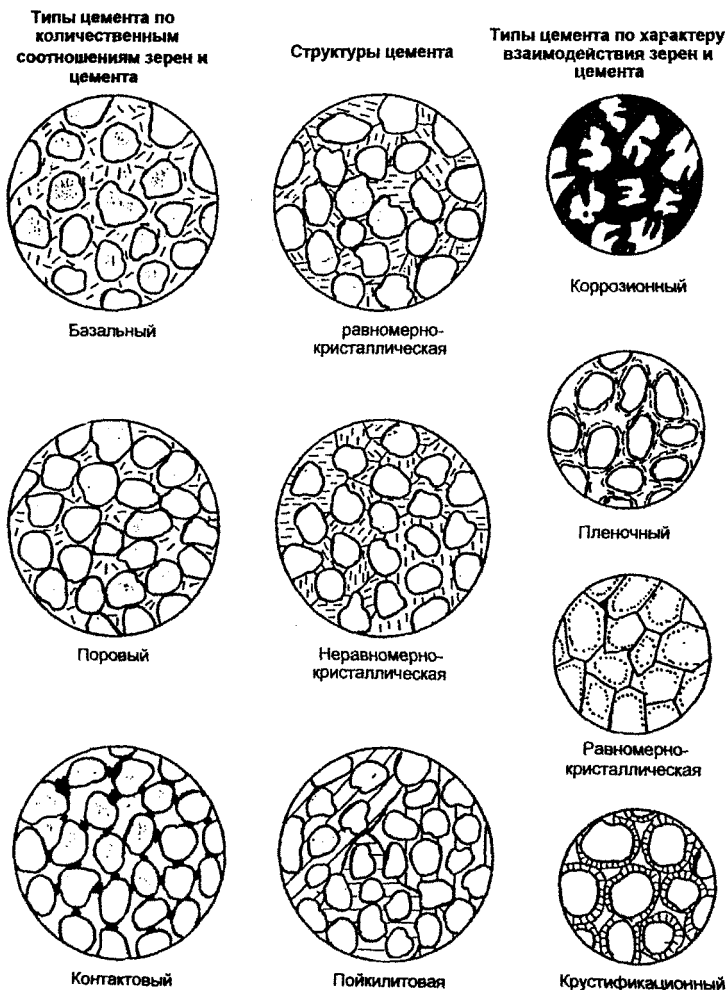


Рис.4.1. Цемент осадочных пород

Глины имеют огромное значение для нефтегазовой геологии как нефтематеринские породы, как породы-флюидоупоры и как материал для приготовления бурового раствора.

Органогенные породы образуются в результате деятельности растений и животных. Например, известняки – ракушечник, коралловый, писчий мел, угли, горючие сланцы. В группе органогенных пород выделяется отдельное семейство – *каустобиолиты*, к которым относятся и нефть с газом. Обычно, наряду с минеральной составляющей, в органогенных породах встречаются многочисленные остатки животных организмов и растений, *называемые окаменелостями*. Часто органогенные породы (например, коралловый риф) разрушаются под воздействием волн, и его обломки откладываются тут же рядом, образуя терригенную известковую породу. Такая порода называется *детритусовым известняком*.

К породам **смешанного** состава относятся, например, *суглинки, супеси, опоки, мергели* – сильно известковистые глины, песчаные и глинистые известняки и т.д.

1.4.3. Породы - коллекторы и породы - флюидоупоры

Пористость и её виды. Проницаемость.

Породы коллекторы и породы покрышки (флюидоупоры).

Нетрадиционные коллекторы

Важнейшим для нефтяников свойством горных пород является их способность вмещать флюиды, пропускать их через себя, или, наоборот – быть непроницаемыми. Эти свойства обусловлены пористостью и проницаемостью пород. *Пористость* – это объем пустот в породе, который оценивается отношением объема пор к объему горной породы. Выраженная в процентах эта величина называется *коэффициентом пористости*. Некоторые поры сообщаются друг с другом. Такая пористость называется *открытой*. Пористость, в которой каналы пор достаточно велики (>0.2 мм) чтобы флюиды могли относительно свободно проходить сквозь них и сравнительно легко (экономически рентабельно) извлекаться, называется *эффективной*. Общая пористость больше, чем открытая, а открытая больше, чем эффективная. Строение порового пространства определяется размерами, формой и пространственными взаимоотношениями пор. По размерам поры классифицируются по-разному (таблица 4.2).

Пористость может быть в горной породе изначально, тогда она называется *первичной*, а может появиться в процессе существования горной породы – тогда она называется *вторичной*, например, при растворении горной породы, или ее перекристаллизации. Кроме того, пористость бывает *гранулярная* (или межзерновая), - в терриген-

ных породах, *каверновая* – встречается в карбонатных породах, образуясь в результате их частичного растворения и *трещинная* – встречается в любых по генезису породах. Гранулярная пористость зависит от окатанности, сортированности, формы и способа укладки зерен, а также от типа и состава цемента. Коэффициент пористости может достигать 40%, но обычно он не превышает 20%. Очень большую, но неравномерную пористость, имеют органогенные известняки. Равномерно пористы хорошо окатанные и слабо цементированные терригенные породы.

Таблица 4.2.

Размеры и свойства пор.

Диаметр пор		Раскрытость полостей	Свойства флюидов
Мегاپоры (полости), от сантиметров до кубометров			Нефть и вода движутся в соответствии с законами гравитации
Макропоры >0,1 мм		Сверхкапиллярные > 0,25 мм	
Микропоры <0,1 мм	Капиллярные – 0,1 мм	Капиллярные 0,25- 0,001 мм	Действуют преимущественно капиллярные силы
	Субкапиллярные < 0,002 мм.	Субкапиллярные <0,001 мм.	Движение флюида практически невозможно

Проницаемость – способность пород пропускать флюиды. Она зависит от размера и конфигурации пор, что обусловлено размером зерен терригенных пород, плотностью укладки, и взаимного расположения частиц, составом и типом цемента и др. Очень большое значение для проницаемости играют **трещины**. Проницаемость меряется в миллидарси, которое в системе СИ имеет размерность в м², но реально используется одна миллионная ее часть мкм². Проницаемость подразделяется на абсолютную, эффективную (фазовую) относительную, межзерновую, трещинную.

Абсолютная проницаемость характеризует проницаемость пористой среды при отсутствии физико-химического взаимодействия между жидкостью и пористой средой. **Эффективная проницаемость** - проницаемость для определенного флюида при одновременном присутствии в порах другой фазы. **Относительная проницаемость** - отношение эффективной и абсолютной проницаемости. Выделяют хорошо проницаемые - > 0,1 мкм², среднепроницаемые 0,1 - 0,01 мкм² слабопроницаемые - < 0,01 мкм² породы. На величину проницаемости влияют внутреннее строение горной породы, структура пустотного пространства, состав обломков, состав и количество цемента, лиофильность¹ или лиофобность как породы в целом, так и цемента.

¹ Леофильные - вещества прочно связывающие большое количество молекул растворителя и удерживающие их. Леофобные - непрочно связанные с растворителем. Частным случаем леофильных и леофобных пород являются гидрофильные и гидрофобные. Так гидрофильность приводит к повышенной остаточной водонасыщенности, в результате чего проницаемость породы снижается вследствие уменьшения свободного сечения пор.

Увеличение размера обломков в терригенных породах, как правило, увеличивает её проницаемость.

Пористость и проницаемость горных пород обуславливают особенности их взаимоотношений с жидкой и газовой фазами. Важнейшие из них – это способность вмещать и пропускать сквозь себя, или, наоборот – не пропускать флюиды. Такие свойства называются коллекторскими или флюидоупорными свойствами пород.

Породы, способные вмещать нефть, газ и воду, и отдавать их при разработке, называются **породами-коллекторами**

Изучение коллекторских свойств горных пород проводится по образцам керна – кусочкам породы, вынутым из скважины, по геофизическим материалам, по испытаниям скважин на приток. Из-за того, что керн обычно разламывается по трещинам, они выпадают из поля зрения исследователя, в результате чего проницаемость пород зачастую оказывается больше, чем определено при лабораторных исследованиях. Поэтому трещинный коллектор нужно рассматривать как совокупности двух сред –

– блоков горных пород (матрицы коллектора), где основная емкость и фильтрация обусловлена порами, кавернами и мелкими трещинами сообщающимися друг с другом;

– межблокового пространства, представляющего собой крупные протяженные трещины и зоны дробления пород с приуроченными к ним расширениями, кавернами, пещерами и другими полостями.

Трещины - не только полости для накопления флюида, но и пути его миграции. К трещиноватым коллекторам за рубежом приурочено более 50%, запасов нефти, а в России 12% залежей. Именно трещиноватыми коллекторами обусловлена нефтегазонасность знаменитой **баженовской свиты** Западной Сибири (**бажениты**), а также **доманиковых слоев** Европы и Северной Америки.

Классификации коллекторов и флюидоупоров разнообразны. Чаще всего, выделяют поровые (обусловленные гранулярной пористостью), кавернозные, трещиноватые (рис. 4.3) и смешанные (кавернозно-трещинные, трещиновато - поровые, кавернозно - трещиновато - поровые).

Кроме пород - коллекторов существуют породы слабо проницаемые, или практически непроницаемые. Такие породы называются породами - **флюидоупорами (покрышками)**. Лучшие из них - каменная соль и глина. Особенно хорошие изолирующие свойства у монтмориллонитовой глины, способной разбухать в воде. Большая часть горных пород имеет средние изолирующие свойства. То есть они не позволяют флюидам мигрировать по породе, и в то же время не могут надежно удерживать их. Такие породы называют **ложными покрышками**.

Экранирующие способности глин в большой степени обусловлены количеством содержащейся в ней воды и способом её связи с частицами

породы. Она может находиться в связанном, или капиллярном состоянии. При уплотнении осадка – диагенезе глин вода отжимается.

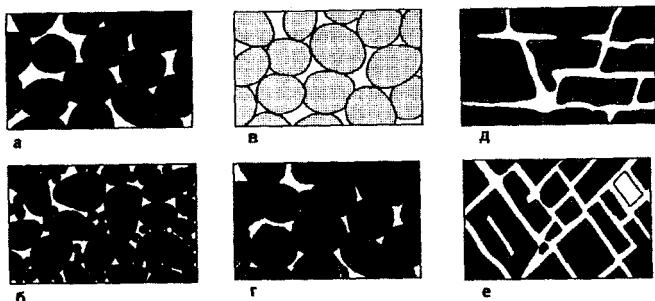


Рис. 4.3. Виды коллекторов: а,б,в,г – поровые коллекторы, – а – высокопористый, образованный хорошо отсортированными частицами, б – плохо отсортированная низкопористая порода, в – хорошо отсортированная высокопористая порода сложенная проницаемыми частицами, г – хорошо отсортированная сцементированная порода, д – каверновые поры, е – трещинные поры

Сначала – до глубины 1000 м выделяется седиментогенная и поровая вода, затем - связанная вода (при температурах 70-120°C). Такие условия возникают на глубинах 1,2 до 4 км. В этом интервале выделяющаяся вода будет противодействовать фильтрации каких-либо иных флюидов сквозь породу и, следовательно, улучшать изолирующие свойства покрышек. Если уход воды затруднен (в условиях мощных глинистых толщ при отсутствии пород-коллекторов) в поровом пространстве может возникать аномально высокое давление. Потом наступает момент, когда чрезмерно возросшее давление вызывает образование гидроразрывов, в результате чего развивается микротрещиноватость. Это давление называется **давлением прорыва**. На основе изучения свойств глинистых покрышек, А.А.Ханин разделил глины по экранирующей способности на пять групп (приложение 36 табл. п.36.4). Обычно считается, что пятиметровый слой глины достаточен, чтобы удержать самостоятельную залежь. Покрышки, также могут быть образованы толщами однородных монолитных лишенных трещин тонкокристаллических известняков, мергелей, аргиллитов.

Особыми флюидоупорами являются толщи многолетнемерзлых пород, распространенных на севере Сибири, Аляски, Канады. Мощность промерзших пород достигает здесь 800 – 900 м.

Породы-покрышки классифицируются по широте распространения (региональные, зональные, локальные), положению в геологическом разрезе толщ (межэтажные, внутриэтажные), литологическому составу (глинистые, карбонатные, соляные, однородные, переслаивающиеся и т.д.).

Коллекторские и изолирующие свойства зависят не только от породы, но и от состояния флюидов внутри нее, от давления и температуры, при которых они находятся. Характеристики разных коллекторов и флюидоупоров меняются с глубиной по-разному. В терригенных породах обломочные частицы уплотняются, ближе прилегают друг к другу, в результате чего коллекторские свойства породы ухудшаются. Коллекторские свойства карбонатных пород могут улучшаться за счет выщелачивания и образования каверн, растворения карбонатного цемента. Глинистые породы часто обезвоживаются и растрескиваются. Также коллекторские свойства пород меняются в процессе вскрытия залежи и её эксплуатации.

Нетрадиционные коллекторы. Понятие о них условно и соотносится со временем, местом, и научной позицией исследователя. Обычно нетрадиционными считаются коллекторы с не гранулярной пористостью. Как правило - это толщи, сложенные глинистыми, кремнистыми, вулканогенными, интрузивными, метаморфическими породами.

Коллекторы в глинах возникают как зоны разуплотнения при преобразовании глинистых минералов, выделении связанной воды, генерации из органического вещества жидких продуктов и газов. При этом отдельные участки породы, вследствие роста внутреннего давления, пронизываются системой трещин и возникает природный резервуар, ограниченный со всех сторон менее измененными породами. По мнению Ю.К.Бурлина так образовались резервуары в баженовской карбонатно - глинисто - кремнистой толще верхней юры в Западной Сибири (Салымское месторождение), в майкопской глинистой серии Ставрополя (Журавское месторождение) и др. Сходным образом, вероятно, возникают резервуары в глинисто-карбонатных богатых органическим веществом так называемых доманикоидных, или доманиковых толщах.

В кремнистых биогенных толщах гранулярный биопустотный коллектор создается ажурной структурой створок диатомовых водорослей и других сложенных опалом организмов. Затем, при минеральной трансформации опала возникает глобулярная (шаровая) структура, которая растрескивается и создается связанная система трещин, аналогичная описанной ранее. Так образуются коллекторы в кремнистых породах формации Монтерей миоцена на шельфе Калифорнии (месторождение Пойнт Аргуальо), на Сахалине. В вулканогенных породах пустотное пространство образуется при выходе газа из лавового материала, или при вторичном выщелачивании. Примерами нефтегазоносных вулканических толщ служит осадочно-туфогенный комплекс в Восточной Грузии и Западном Азербайджане, формация «зеленых туфов» в Японии.

Нефтегазоносность фундамента платформ, как правило, бывает связана с вторично измененными магматическими и метаморфическими породами в их корах выветривания, в зонах проработки гидротермальными растворами и другими вторичными изменениями. Притоки нефти из резер-

вуаров такого типа получены из гранитно-метаморфических пород, залегающих в Западной Сибири. Это месторождения Оймаша на Южном Мангышлаке, Белый Тигр на Вьетнамском шельфе.

Ни идеальных коллекторов, ни идеальных покрывшек (флюидоупоров) в природе не существует.

1.4.4. Каустобиолиты

Каустобиолиты – погребенные лучи солнца
В.Н.Вернадский

Среди осадочных пород особое место занимают *каустобиолиты* – горючие ископаемые, возникшие в результате преобразования органического вещества в земной коре. Каустобиолиты классифицируют по исходному ископаемому веществу, (растения, животные), по степени и условиям (окислительные или восстановительные) преобразования исходного вещества (табл. 4.2).

Таблица 4.2.

Каустобиолиты²

Условия преобразования					
Окислительные			Восстановительные		
Исходное вещество					
Высшие растения (мох)		Низшие организмы (ил, сапрпель)		Высшие растения	
Низшие организмы (ил, сапрпель)				Низшие организмы (ил, сапрпель)	
Торф	(50-60)	Сапрпели	Степень преобразования вещества	Окаменевшие деревья	Нефти (85-87)
Бурый уголь	(59-80)	Горючие сланцы			Мальты, асфальты (70,5 -90)
Каменный уголь	(70-95)	Углистые сланцы			Керит (77,5 - 88)
Антрацит 92-98					Антраксолиты, шунгиты (95-98)
Графит 100					

При преобразовании исходного органического вещества в окислительных условиях водород в нем окисляется, и в результате получают породы угольного ряда. При преобразовании исходного вещества при недостатке кислорода, водород сохраняется, в результате получают углеводороды битумного (нефтяного) ряда. По мере преобразования, исходное вещество освобождается от кислорода, водорода, серы, других примесей, относительное количество углерода в нем возрастает и оба ряда каустобиолитов сближаются, образуя в предельном случае чистый углерод – графит. В процессе метаморфизма каустобиолиты могут оказаться в окисли-

² В скобках указано содержание углерода в %.

тельных условиях, в результате чего получаются озокериты, элькериты, оксикериты, выветрелые угли и т.д.

Органическое вещество горючих ископаемых состоит из огромного числа различных молекул. Для гетеромолекулярных веществ характерно непостоянство свойств, фазовые превращения в них происходят постепенно, причем с возрастанием величины молекул их подвижность (летучесть, растворимость) уменьшается.

1.4.5. Нефть, газ, газогидраты, их химические и физические свойства

Элементный состав и структуры углеводородов. Плотность, температура кипения, вязкость, поверхностное натяжение, электрические свойства, теплота сгорания, растворимость, оптические и товарные свойства нефтей. Газовые углеводородные системы. Газогидраты

Нефти, газы и продукты их преобразований, находящиеся в недрах Земли, представляют собой сложную систему растворенных друг в друге органических компонентов, включающих до 900 индивидуальных веществ. Нефть - маслянистая, часто смолистая жидкость, как правило, окрашенная примесями в различные цвета, флюоресцирующая на свету.

Основные химические элементы, из которых состоит нефть - 83-87% углерода (С), 12-14 % водорода (Н), до 7% серы (S). Сера обычно присутствует в виде сероводорода, или меркаптанов. Она встречается не часто, но является очень вредной примесью, так как усиливает коррозию металлов и вредна для людей. Также в нефтях присутствует до 1,7% азота - совершенно безвредного газа. В виде разнообразных соединений встречается до 3.5 % кислорода. В очень небольших количествах в нефтях обнаружены металлы - ванадий, никель, железо, свинец. Соединения (минералы) нефти чрезвычайно разнообразны. Они могут формировать цепочки разной длины. Такие углеводороды называются - **парафиновые** (алканы, предельные, или углеводороды метанового ряда - метан, этан и т.д.), имеющие общую формулу C_nH_{2n+2} , где n число атомов углерода. Парафиновые углеводороды бывают **нормальные и изопарафины** (образующие не цепи, а решетки) (рис. 4.4).

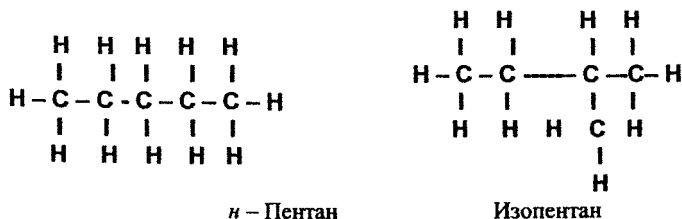
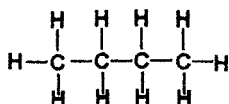


Рис. 4.4. Примеры структуры углеводородов парафинового ряда.

При n от 1 до 4 парафиновые углеводороды являются газами, при n от 5 до 15 – жидкостями, а при больших цепочках (около 9) твердыми веществами – парафинами и битумами $n = 40-60$. Температура плавления парафинов при нормальных давлениях – $50-60^{\circ}\text{C}$. В пласте парафины обычно находятся в растворенном состоянии, но при разработке могут выпадать в виде кристаллов, закупоривая поры, и создавая другие проблемы при Разработке залежи и эксплуатации скважин.

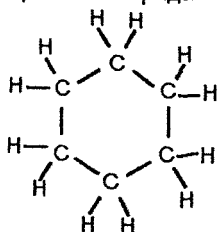
Нафтеновые углеводороды (**цикланы**) имеют формулу $\text{C}_n\text{H}_{2n+2}$ Нафтены улучшают эксплуатационные свойства бензинов и масел, являются сырьем для получения ароматических углеводородов.

Ароматические углеводороды (арены) имеют формулу $\text{C}_n\text{H}_{2n-6}$ Они хорошие растворители, но высоко токсичны (рис 4.5).



Молекула алканового ряда (бутан)

Молекула нафтенового ряда



Молекула ароматического ряда (бензол)

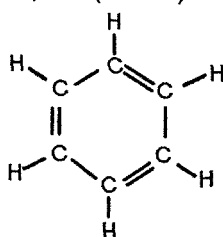


Рис. 4.5. Примеры структуры углеводородов

В приложении 36 приведены классификации природных нефтей по соотношениям в них углеводородов различной структуры (Треугольная диаграмма состава шести классов нефтей по Тиссо и Вельте).

Чистые, без примесей природные углеводородные газы не имеют запаха, а жидкие углеводороды пахнут приятно для каждого нефтяника. Запах нефти меняется от бензинового (малосернистая нефть) до резкого, неприятного (высокосернистая) и сладковатого (нефть с высоким содержанием ароматики). Неприятный запах углеводородам придают разнообразные примеси, главным образом меркаптаны.

Физические свойства нефтей различны. Они меняются в зависимости от химического состава, температуры и давления, а также от растворенного в нефти газа.

Плотность нефти колеблется от 0,77 до - 1.1 г/см³. Чаще всего встречаются нефти с плотностью - 0,82 - 0,92 г/см³. В пласте ее значения меньше, чем на поверхности, за счет присутствия газа. Плотность нефти меряется как в г/см³, так и в °API. Соотношения между этими величинами приведены в приложении 36 - справочные данные.

Температура кипения различных нефтей меняется - от 30 до 600° в зависимости от их химического состава. На этом свойстве основана разгонка нефтей на фракции.

Вязкость нефтей различна и непостоянна - она сильно зависит от температуры, уменьшаясь при ее повышении. На этом свойстве основаны методы добычи нагретом и паром.

Температура застывания - наиболее низкая температура, при которой лабораторный образец нефти вытекает из мерного сосуда. Температура варьирует от + 52° до -60°. Более высокая температура застывания характерна для высокопарафиновой нефти (приложение 36).

Поверхностное натяжение нефтей также бывает различным, но всегда меньшим, чем у воды. Это свойство используется для вытеснения нефти водой из пор пород-коллекторов.

Нефть **диэлектрик**, что используется в электрокаротаже.

Теплота сгорания до 45 500 дж./кг, (каменный уголь 33 600 дж/кг) 1 см³ нефти способен вскипятить полстакана воды. Нефть - сгусток энергии, видимо, поэтому до сих пор человечество никак не выполнит завет Д.И.Менделеева - "Нефть не топливо, топить можно и ассигнациями".

Растворимость газа в воде до 10 м³/м³, в нефти до 50 м³/м³.

Оптические свойства нефтей

Чистые, без примесей углеводороды бесцветны, цвет нефтям придают примеси, в основном - смолы. Цвет нефти меняется от бесцветного до зеленовато-желтого, красного, коричневого и черного. Чем темнее нефть, тем ниже обычно её плотность в °API.

Оптическая активность нефтей – способность вращать плоскость поляризации света. Она обусловлена **хиральностью** (**киральностью**) молекул углеводородов в нефтях. Это вид изомерии, свойство органических соединений существовать в виде пространственно несовместимых зеркально симметричных форм - энантиомеров (как перчатки на левую и правую руку). Важнейшие ферментативные процессы в живых организмах протекают стерео селективно, с участием только одного энантиомера. Поскольку образование веществ, обладающих оптической активностью, характерно для процессов, связанных с жизнью, то оптическая активность нефтей считается свидетельством их генетической связи с биологическими

системами. Большинство нефтей вращают плоскость поляризованного луча вправо. Обычно, чем моложе нефть, тем больше угол поворота поляризованного луча.

Показатели преломления и спектры поглощения нефтей разнообразны и строго индивидуальны. На этом свойстве нефтей основаны их ИК и УФ спектроскопия.

Люминесценция – свечение под действием облучения неотъемлемое свойство нефтей и продуктов их преобразования. Люминесцируют не чистые вещества, а их растворы, главным образом смол. На люминесцентных свойствах соединений нефти основан ряд эффективных и простых методов их исследования.

Изотопный состав углерода в нефтях. Естественный углерод Земли состоит из двух стабильных изотопов: легкого ^{12}C и тяжелого ^{13}C . Отношение этих изотопов различно в углеродсодержащих системах абиогенного (88,1 – 88,9) – в известняках, гидросфере и биогенного (90,5 – 94,2) – в тканях живых организмов, нефтях, битумах и углях. Каменные метеориты имеют промежуточные (90,9 – 92,5) значения этого отношения (табл. 4.4).

Таблица 4.4.
Изотопные отношения ^{12}C и ^{13}C (по А.П.Виноградову с сокращениями)

Источник углерода	$^{12}\text{C} : ^{13}\text{C}$	Источник углерода	$^{12}\text{C} : ^{13}\text{C}$
CO_2 океанической воды	89,55	Ткани морских организмов	90,5
CO_2 атмосферы	89,2	Угли	90,78
Морские карбонаты CaCO_3	88,5	Нефти и битумы	90,9
Карбонаты скелетов морских организмов	88,7	Каменные метеориты	90,9 – 92,5

Товарные качества нефтей зависят от их структуры и наличия примесей. Из сырой нефти с высоким содержанием ароматических углеводородов получают бензин с наибольшим октановым числом. Для нефтепереработки выделяют два типа нефтей. Первый – нефть **асфальтового основания**, который содержит малое количество твердого парафина, или не содержит его вовсе, обычно черного цвета. Из такой нефти получают большое количество высококачественного бензина и битум. Второй тип – нефть на парафиновом основании, практически не содержит битума и имеет зеленоватый цвет. При переработке она дает большое количество парафина, высококачественные смазочные масла и керосин. Сырая нефть смешанного основания – сочетание обоих типов нефти.

Легкие сорта нефти (35 – 45°API) текучи, прозрачны, из них отгоняется сравнительно много бензина и они представляют наибольшую ценность. Нефти, плотностью менее 45°API вязкие обычно окрашены в темные цвета, содержат значительные количества битума и менее ценны.

Повышенное содержание *серы* в нефти снижает её ценность. В общем случае тяжелые сорта нефти обычно содержат больше серы. Основные сорта нефти и их характеристики приведены в приложении 1 - справочные данные.

Газовые углеводородные системы.

Природные газы – это углеводородные смеси, имеющие в атмосферных условиях газообразное состояние. Природные газы находятся в Земле в различном состоянии: свободные в атмосфере и в газовых залежах, растворенные в водах, сорбированные, окклюдированные в виде твердых растворов (газогидраты) [Баженова, 2000]. Газы, растворенные в нефти и выделяющиеся при разработке, называются **попутными**.

Основными компонентами природного газа являются углеводороды от метана (основная доля) до бутана. Сжиженный нефтяной газ получают из пропана. Кроме того, природные газы включают углекислый газ, азот, сероводород, инертные газы. По соотношению метана и других компонентов, природные газы делятся на **сухие**, состоящие преимущественно из метана- 85% и содержащие менее $10 \text{ см}^3/\text{м}^3$ конденсата, **тощие** (содержащие $10 - 30 \text{ см}^3/\text{м}^3$ конденсата) и **жирные** ($30 - 90 \text{ см}^3/\text{м}^3$ конденсата).

Свойства газов на поверхности и в пластовых условиях отличаются. На растворимость природного газа влияют температура, давление, состав газа и нефти. Растворимость газа в нефти повышается с ростом давления, понижением температуры, растет в ряду $C_1 - C_4$, и с уменьшением плотности нефти. Давление, при котором данная нефть полностью насыщена газом, называется давлением насыщения. Если давление в залежи падает, то газ выделяется в свободную фазу.

Из неуглеводородных газов, присутствующих в месторождениях природного газа, упомянем сероводород и гелий.

Сероводород (H_2S) – бесцветный горючий высокотоксичный газ с характерным резким запахом. Концентрация его в воздухе более 0,1% смертельна для человека, предельно допустимое его содержание в воздухе – 0,01 мг/л. В природных газах содержание сероводорода редко превышает 1%.

Гелий (He) – благородный (химически инертный) газ без цвета и запаха. Среднее содержание гелия в земной коре $1 \cdot 10^{-6}$ вес.%, в атмосфере $5,2 \cdot 10^{-4}$ об.%, в природных газах содержание гелия достигает 18 об.%, в попутных – 0,5%. Гелий – ценнейшее полезное ископаемое.

Газоконденсат - газообразное состояние углеводородов с короткими цепями (5-7 атомов углерода). При добыче (снижении температуры) газы конденсируются в жидкость от желтоватого до голубого цвета с плотностью 45-62°API.

Газогидрат (газовый клатрат) – соединение метана с водой, похожий на подтаявший лед. Область его устойчивости при нормальном давлении

нии – ниже -4°C . Кристаллическая решетка клатратов построена из молекул воды, во внутренних полостях которых находятся молекулы газа, образующего гидрат. Незаполненная газом решетка существовать не может, чем отличается ото льда. Техногенные газогидраты, образующие пробки в газопроводных скважинах и стволах, известны более 150 лет. В настоящее время в природном состоянии газовые клатраты описаны в зонах распространения вечной мерзлоты, в придонных илах Мирового океана. Проблеме гидратов газа и их промышленного использования посвящена многочисленная литература. Однако, многие вопросы размещения, добычи и использования газовых гидратов разработаны недостаточно. Не вполне еще ясно, являются газогидраты уникальным природным образованием, имеющим исключительно научный интерес, или перспективным нетрадиционным промышленным источником газового сырья. Есть предположение, что ресурсы газогидратов в земной коре достигают 20 тыс. трлн. м^3 , то есть в 100 раз больше, чем газа. В США и Японии ведутся поиски методов разработки газогидратов.

1.4.6. Вода и газы в недрах Земли

Вода – однородное химическое соединение, описываемое формулой H_2O , на самом деле образуют ассоциированные молекулы, формирующие рыхлый льдоподобный каркас и отдельные молекулы, свободно располагающиеся в промежутках этого каркаса. Главная масса воды в Земле – соленая, и практически все природные воды представляют собой растворы. "Только благодаря обилию жидкой воды поверхность нашей планеты наполнена жизнью ... Нет природного тела, которое могло бы сравниться с ней по влиянию на ход основных, самых грандиозных геологических процессов... В пределах земной коры роль воды исключительная... В земной коре, в толще, почти на протяжении 25 километров мощностью идут передвижения водных масс – интенсивно и непрерывно – в бесчисленных круговоротах..." так охарактеризовал В.И.Вернадский роль воды.

Воду в земной коре рассматривают с различных точек зрения.

1. Фазовый состав. Земля – единственная планета Солнечной системы, на которой вода присутствует в трех состояниях – твердом, жидком и газообразном. Существуют также и переходные формы.
2. Происхождение. Вода попадает в земную кору из атмосферы и гидросферы (вадозные воды) и из мантии (ювенильные воды). Вадозные воды могут быть захоронены вместе с осадками (погребенные), или проникать с поверхности (инфильтрационные).
3. Соотношение с горными породами. Горные породы представляют собой минеральный скелет породы взаимодействующий с **поровым раствором и водяным паром**. Фазовые равновесия в горных породах постоянно изменяются. Поровая влага в них может находиться в **свободном и связанном** состояниях. Свободная (гравитационная) поровая вода отлича-

ется высокой подвижностью и химической активностью. Она передвигается под действием силы тяжести и способна передавать гидростатическое давление.

Переходной между свободной и связанной формами является капиллярная вода, которая находится в капиллярных порах и при сплошном их заполнении может передавать гидростатическое давление, а при частичном подчиняется менисковым и осмотическим силам.

Среди связанных вод выделяются:

- Физически связанная, удерживаемая на поверхности минеральных частиц силами молекулярного сцепления и водородными связями, образующая слой в десятки и сотни молекул. Внутренние слои более тесно связаны с минералами, внешние – рыхло;
- Стыковая – представляет собой утолщенные части физически связанной воды на участках сближения минеральных частиц;
- Химически связанная вода, входящая в состав минералов. По степени прочности этой связи выделяют следующие виды:
 - Цеолитную, присутствующую в минерале в непостоянных количествах, например в монтмориллоните, цеолитах. Может удаляться из минерала при нагревании без каких-либо заметных последствий для него.
 - Кристаллизационную, входящую в минерал в постоянном количестве, но при ее удалении минерал не разрушается. Пример кристаллизационной воды – переход гипса в ангидрит.
 - Конституционную, которую можно выделить из минерала только при полном его распаде – например в слюдах.

По условиям залегания подземных вод верхнюю часть земной коры разделяют на зону *аэрации* и зону *насыщения*.

В зоне аэрации часть пор заполнена воздухом и водой. Воды зоны аэрации разделяются на верховодку и грунтовые воды. В зоне насыщения за исключением пор, занятых углеводородами, пустоты заняты водой. Мощность зоны насыщения изменяется в широких пределах и может достигать 11-12 км. На этой глубине температура воды приближается к критической, и вода переходит в надкритическое парообразное состояние. В зоне насыщения распространены преимущественно напорные воды. В коллекторах, ограниченных сверху и снизу флюидоупором распространены воды, имеющие гидростатические напоры.

В криолитозоне - зоне мерзлоты - условия залегания вод имеют свои особенности. Мерзлые породы, являющиеся водоупорами, при оттаивании нередко превращаются в водопроницаемые.

* * *

Вода имеет ведущее значение в жизни нефти. В воде, из органических остатков она возникает, среди подземных вод преобразуется и созревает. С водой она перемещается. Вода – это гигант, который несет на своих плечах карлика – нефть.

При бурении и эксплуатации нефтяных скважин расходуются гигантские количества воды, которые необратимо загрязняются.

Газовая фаза занимает до 50% объема породы. Газовые компоненты, так же как и пары воды, могут находиться в свободном, адсорбированном, и растворенном состоянии. Свободные газы заполняют поровое пространство породы не занятое водой. Растворенные газы в поровой влаге представлены преимущественно кислородом, углекислым газом, азотом и др. Эти газы активизируют выщелачивание и химические процессы в горных породах. Нахождение паров воды предполагается в горных породах на больших глубинах в условиях высоких температур и давлений. Там, как полагают, вода находится в надкритическом состоянии - то есть, нет различия между жидким и парообразным состоянием. Она весьма агрессивна, ее растворяющая способность очень велика. При переходах из жидкого в газообразное состояние растворы, рассолы и пары воды меняют объемы и удельные веса горных пород, в них происходят различные изменения физических и химических свойств. Однако многие вопросы в этой области еще недостаточно изучены.

Адсорбированные газы удерживаются на поверхности минеральных частиц силами молекулярного притяжения и образуют на них полимолекулярные пленки. Адсорбирующая способность минералов зависит от их минерального состава (возрастая от кварца к слюдам, и далее - кальциту, глинистым минералам), дисперсности, влажности, температуры, давления, содержания органических веществ.

* * *

Вещество земной коры попадает в неё, главным образом, из мантии. Здесь оно преобразуется, обогащается кислородом и, либо вновь затягивается в мантию, либо продолжает участвовать в циклах преобразования горных пород внутри земной коры. В процессе преобразования осадочных горных пород при участии жизни в них образуются каустобиолиты, одним из видов которых является нефть. Литофера в большой степени насыщена также водой и газовыми смесями, важнейшим из которых является природный газ.

Вопросы.

1. *Минералы и горные породы.*
2. *Осадочные горные породы.*
3. *Пористость.*
4. *Проницаемость.*
5. *Породы-коллекторы и породы-покрышки (флюидоупоры).*
6. *Нетрадиционные коллекторы.*
7. *Каустобиолиты.*
8. *Нефть, газ газогидраты, их физические и химические свойства.*
9. *Вода и газы в недрах Земли.*

1.5. ЗАЛЕГАНИЕ ОСАДОЧНЫХ ГОРНЫХ ПОРОД И СПОСОБЫ ЕГО ИЗОБРАЖЕНИЯ

1.5.1. Структурные формы осадочных пород

Слой и его строение. Совокупности слоев. Неслоистые формы залегания осадочных горных пород. Структурные формы. Трещины и разломы. Несогласия

Осадочные горные породы - главные месторождения нефти и газа. Чаще всего они образуются при осаждении (механическом, или химическом) материала, получившегося при разрушении других пород. Каждый эпизод, акт этого осаждения формирует *слой* осадка, который затем уплотняется, цементируется, превращаясь в горную породу. Впоследствии слои могут наклоняться, изгибаться, разрываться, образуя *структурные формы*, или *структуры*. Самая древняя часть слоя называется *подошвой*, молодая - *кровлей*. Промежуток между кровлей и подошвой называется *мощностью*, или *толщиной* слоя. Наложённые друг на друга совокупности слоев образуют *слоистые пачки*, *толщи*, *свиты* и *серии*. В американской литературе в этом же значении употребляется и термин «*формация*». Каждый слой рано или поздно заканчивается по *латерали* (с боков). Это окончание может произойти за счет уменьшения мощности слоя до полного исчезновения (*выклинивание*); изменения породы до неузнаваемости, постепенного перехода ее в другую породу (*фациальное замещение*), *прилегания* её к краю бассейна осадконакопления (рис.5.1).

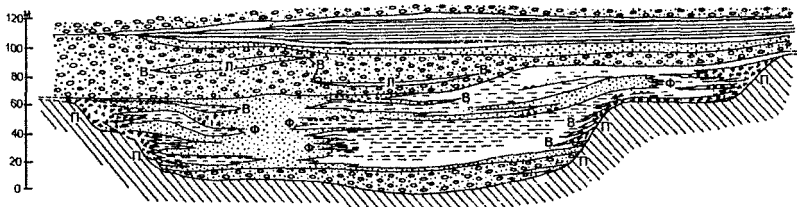
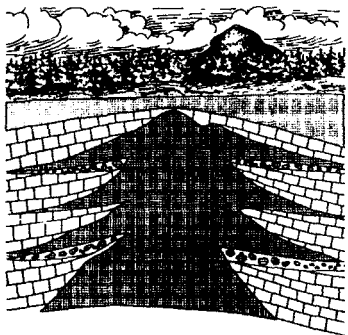


Рис. 5.1. Выклинивание (В), фациальное замещение (Ф), линзы (Л), прилегания (П). Разной штриховкой показаны различные литологические различия пород. (по Е.П.Брунск)

Впоследствии слой может быть смещен разрывом (*тектоническое срезание*), ассимилирован внедренной интрузией (*интрузивное срезание*), или уничтожен эрозией (*денудационное срезание*).

Слой, быстро выклинивающийся во все стороны, называется *линзой*. Морские организмы образуют постройки - *биогермы* (биос - жизнь, гермос - постройка).



Наиболее важны для нефтегазовой геологии *коралловые рифы* (рис. 5.2) и устричные банки. Кроме того, осадочные тела образуют валы, сформированные вдольбереговыми течениями (*баровые тела*), заполняют русла рек, образуя *шнурки*, и могут образовывать другие, неслоистые формы.

Рис. 5.2. Погребенный риф в осадочных породах (по В.А.Апродову)

Слои могут залегать горизонтально (*горизонтальная структура*, ненарушенная структура) (рис. 5.3 а), или подвергнуться *дислокациям* (нарушениям, деформациям). В процессе дислокаций слои могут наклониться - тогда образуется *моноклираль* (5.3 б). Ориентировка наклонного залегания определяется в геологии падением - максимально наклоненным вектором, лежащим в плоскости пласта и направленным вниз (ББ₁ рис. б'). Ориентировку этого вектора в пространстве принято определять двумя углами - углом максимального наклона (углом падения α рис. б') и правым углом (по часовой стрелке) между северным направлением и проекцией падения на горизонтальную плоскость ($\angle АББ_2$ рис.б'). Слои также могут изогнуться в форме колена (*флексура*). Если части (крылья) флексуры наклонены в одну сторону, она называется *согласная* (рис. 5.3 в), если в разные - *несогласная* (рис. 5.3 г).

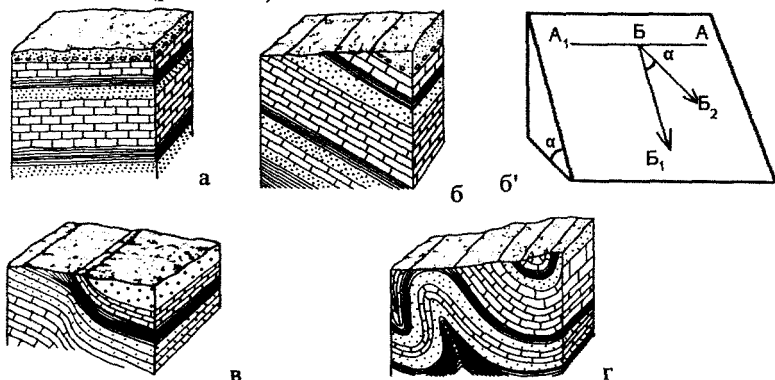


Рис.5.3. а - Горизонтальная структура, (ненарушенная структура) б - моноклираль, в - согласная флексура, г - несогласная флексура

Если образование структурных форм (нарушения пород) происходят одновременно с осадконакоплением, такие структуры называют *конседиментационными*, если после – *постседиментационными*. Конседиментационные структуры отличаются изменением размера зерен в разных частях слоя, его толщины по разные стороны блоков и другими признаками (приложение 10).

Слои могут также изогнуться в виде волны. Такой изгиб называется *складкой*. Складки различных размеров и формы – один из самых главных объектов нефтегазовой геологии. Гигантские прогибы земной коры плиты, синеклизы – это бассейны осадконакопления и захоронения органического вещества. Складки антиклинальной формы меньшего размера внутри прогибов: своды, локальные антиклинали – главные вместилища для залежей нефти и газа. Складка может быть выпуклостью вниз – (*синклираль*), или вверх (*антиклиналь*) (рис. 5.4 а,б).

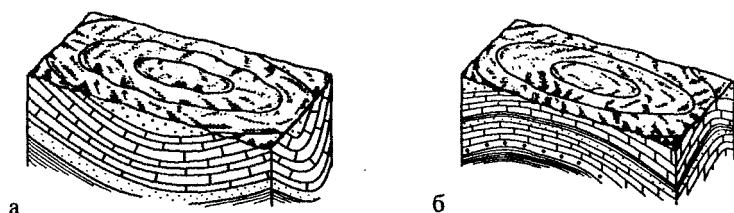


Рис. 5.4. Складки - а синклиральная, б - антиклинальная

Антиклинали – самые главные в нефтегазовой геологии структурные формы. Часто нефтяники антиклинальные структуры называют просто структурами. В России более 80%, а за рубежом более 70% известных месторождений находится в антиклинальных складках. В среднем размеры таких антиклиналей достигают в длину 5-10 км, ширину – 2 – 3 км, высоту – 50 – 70 м. Однако, есть и более крупные структуры. Так, например, самое крупное в мире месторождение **Гавар** в Саудовской Аравии имеет размеры в плане 225х25 км и высоту 370 м, газовое месторождение **Уренгой** (Россия) 120х30 км при высоте 200 м.

Складки могут быть в плане:

- круглыми – тогда они называются *свод*, *купол* (выпуклостью вверх), или *мульда* (выпуклостью вниз),
- овальными, *брахискладками* (*брахисинклинали*, *брахиантиклинали*) брахи– по-гречески значат укороченный, *линейными*, то есть, длинными.

Особый вид складок – диапировые, играющие значительную роль в нефтегазовой геологии. Их характеристика приведена в приложении 11.

Половинка антиклинальной складки на моноклинали образует *структурный нос*. Подробнее про складки их элементы, формы, способы образования рассказано в приложении 12 – складки.

Осадочные, магматические и метаморфические тела, практически повсеместно разбиты *разрывами* разного рода – трещинами и разломами, имеющими огромное значение для формирования и разрушения скоплений нефти и газа. В разрыве выделяют поверхность, по которой происходит перемещение слоев – *сместитель* и блоки горных пород, примыкающих к сместителю, называемые *крыльями* (боками) разрыва. Разрыв характеризуется азимутом и углом падения его сместителя и характеристиками (величинами, знаком и возрастом) перемещения.

Трещины – это разрывы с элементарной поверхностью сместителя, по которым не фиксируется сколько-нибудь значимых перемещений блоков. Трещиноватость рассматривается с различных позиций. Для нефтегазовой геологии трещины важны, потому что они представляют собой полости:

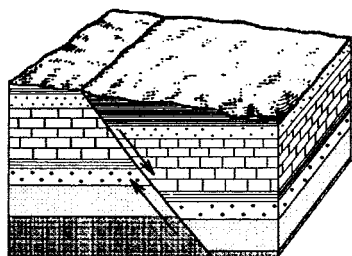
- обеспечивающие увеличение пористости горной породы;
- обеспечивающие проницаемость горной породы;
- способные вызвать разнообразные осложнения в процессе бурения.

Лабораторное изучение трещиноватости по полученным из керна образцам нередко дает заниженные данные, так как керн разделяется именно по трещинам. Более надежные сведения получают в результате промыслово-геологических испытаний. Особый интерес для нефтяников представляют *зоны повышенной трещиноватости*.

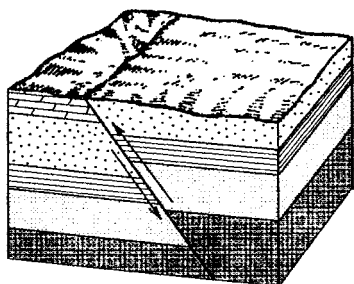
Разломами называют разрывы с видимым смещением. Их также рассматривают с различных точек зрения, однако, чаще всего по соотношению между направлением перемещения и ориентировкой поверхности сместителя. Эти соотношения связаны с ориентировкой сжимающих и растягивающих усилий в недрах, сформировавших данные разломы.

С этих позиций (рис. 5.5) выделяются: *сбросы и взбросы* – разломы, у которых перемещение происходит по падению сместителя. У сбросов передвижение крыльев происходит в обстановке растяжения. При этом слои «растаскиваются» и часть их может «выпасть» из разреза скважины. Как правило, сбросы оказываются разломами, по которым происходят перетоки флюидов. Взбросы, напротив, образуются в условиях сжатия, разрезы их, в отдельных частях перекрываются. Такие разрывы чаще всего являются флюидоупорами.

Пологие взбросы называются *надвигами*. По ним возможны значительные горизонтальные перемещения горных масс.

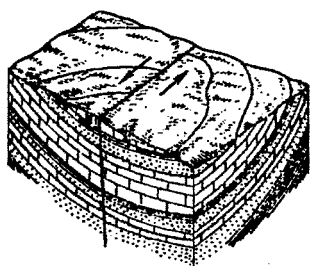


а



б

Рис. 5.5 Сброс (а) и взброс (б)



У *сдвигов* перемещения происходят в горизонтальном направлении (рис. 5.6).

Рис. 5.6. Сдвиг

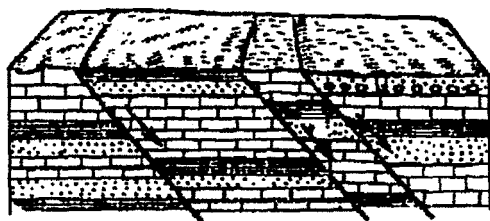


В природе чистые сдвиги, взбросы и сбросы встречаются редко. Гораздо чаще перемещение по разлому происходит в косом ориентире (рис. 5.7).

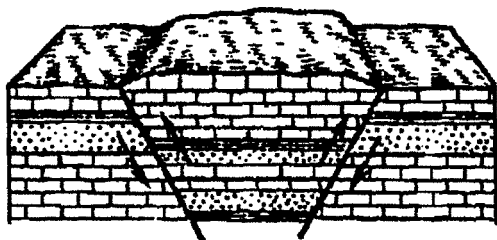
Рис.5.7. Комбинированные разломы

Среди ассоциаций разломов чаще всего встречаются *ступенчатые сбросы, горсты и грабены* (рис. 5.8).

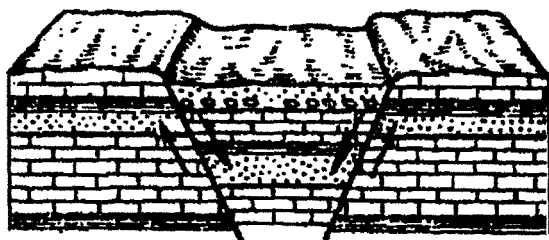
У грабенов центральная часть опущена по отношению к периферической части, у горстов – наоборот. Геометрия разломов и их ассоциаций хорошо видна на рисунках.



Ступенчатый сброс



Горст



Грабен

Рис. 5.8. Ассоциации разломов

Роль разломов в нефтегазовой геологии важна и многообразна.

- По ним происходят перемещения толщ друг относительно друга.
- По крупным разломам проходят границы между территориями с различным геологическим строением.
- По разломам разгружаются подземные воды.
- Это зоны с пониженным литостатическим давлением, поэтому к ним должны "подсасываться" флюиды (из областей повышенного давления в области пониженного давления), а затем перемещаться по разрывам, как по областям повышенной проницаемости.

Залегание, при котором слои, образовывались друг за другом последовательно, без каких-либо перерывов во времени, называется *согласным*. При этом относительно молодые толщ залегают непосредственно на на-

копившихся ранее слоях. Если между слоями фиксируются геологически значимые перерывы, говорят о *несогласном залегании* (рис. 5.9), причем во время такого перерыва характер залегания может не изменяться (параллельное несогласие), или слои могут наклониться, и (или) смяться в складки. В этом случае говорят об *угловом несогласии*, (породы залегают под различными углами к горизонту).

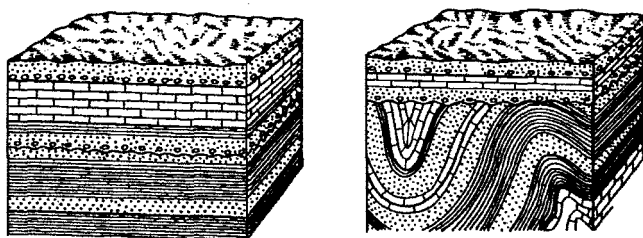


Рис. 5.9. Несогласное залегание а – параллельное, б – угловое

Поверхность несогласия - это *палеорельеф*, со всеми свойственными рельефу неровностями, древней почвой и выветрелой, трещиноватой поверхностью определенной толщины. Эта зона может оказаться коллектором даже в тех случаях, когда она сложена породами, в обычных условиях коллекторами не являющимися – гранитами, сланцами и т.д. Для нефтегазовой геологии поверхности несогласия имеют значение именно в этой роли. Крупные поверхности несогласия разделяют цоколь (фундамент) и чехол платформ, а части разреза отличающиеся геологическим строением, складчатостью, степенью метаморфизма и характером магматизма и разделенные такими несогласиями называются структурными этажами.

1.5.2. Изображение геологических тел и их свойств. Геологические карты и разрезы

*Карты срезов и структурные карты. Геологические съемки.
Кондиционность карт. Геологические разрезы*

Геологические структуры обычно велики по размерам и, как правило, скрыты от наблюдателя. Поэтому структуру земной коры, ее состав, свойства слагающих ее объектов и процессы, происходящие в недрах чаще всего изображают в виде графических моделей на геологических картах, разрезах, и других геологических чертежах в масштабе и с помощью условных знаков. Карты и разрезы строят на основании данных геологической съемки (прил. 13), бурения, интерпретации геофизических данных, интерпретации разнообразных карт и обобщения геологической информации. Графический способ изображения геологических тел и их свойств настолько удобен, что часто применяется для изображения не только реальных объектов, но и для идеальных геологических образов. Существуют геологические карты, относящиеся к прошлому. На них изображается гео-

логическое строение таким, каким бы его увидел геолог в те доисторические времена. Такие карты называются палеокартами (палеогеологические, палеотектонические и т.д.). Существуют карты, относящиеся к будущему – это, прогнозные карты. На геологических картах и схемах, геологическая ситуация проецируется, в конечном счете, на горизонтальную плоскость. На геологических разрезах изображение проецируется на вертикальную плоскость.

Способы изображения на геологических картах очень разнообразны. Наиболее употребительны *карты срезов* и карты в *изолиниях* среди которых для нефтяников наибольший интерес представляют *структурные карты*. Карта среза представляет собой проекцию на горизонтальную плоскость пересечения различных геологических тел какой-либо поверхностью или плоскостью. Чаще всего это современная поверхность Земли, на которую выходят горные породы различного возраста и состава. Нефтяники часто строят карты по поверхности несогласия, или срезают поверхность по границе залежи (рис. 5.10).

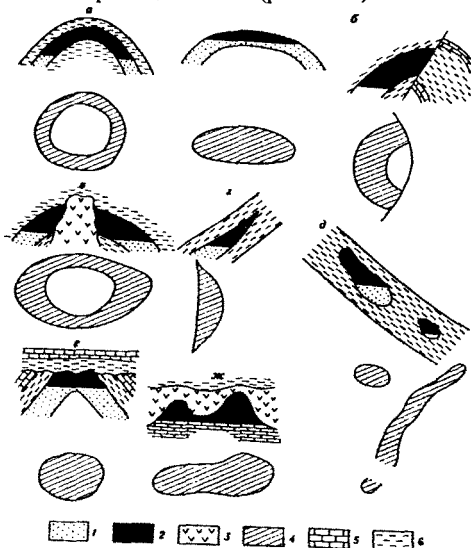


Рис. 5.10. Изображение различных типов залежей по ее нижней границе (по А.А.Карцеву и С.Б.Вагину, 2001). а - структурные, б - тектонически экранированные, в - приуроченные к соляным штокам, г - стратиграфические, д - литологически ограниченные, е - стратиграфические, ж - приуроченные к известняковым рифам, 1 - песчаники, 2 - нефть, 3 - каменная соль, 4 - поверхность водонефтяного контакта, 5 - известняк, 6 - глины. Подробнее о типах залежей будет рассказано в гл. 2.8.4

Другой вид карт - это карты в изолиниях. На них изображение строится аналогично рельефу, только вместо горизонталей проводятся изолинии (линии равных значений) какого-либо признака недр. Чаще всего это рельеф (абсолютные отметки) кровли, или подошвы какого-либо пласта, называемые *стратомизогипсами*. Такие карты называются *структурными*. На рис. 5.11 приведена схематизированная структурная карта Самоглорского месторождения.

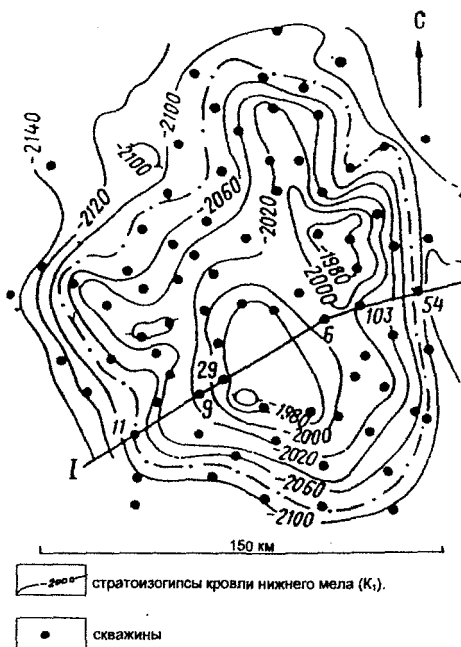


Рис. 5.11. Структурная карта Самотлорского нефтегазоконденсатного месторождения по кровле одного из продуктивных отложений.

Нередко в изолиниях строят карты и других признаков недр — мощности продуктивных пластов, пористости, нефтенасыщенности, продуктивности, геофизических или геохимических параметров и любых других признаков, распространенных по площади или объему какого-либо участка.

Важнейшим свойством карт является их масштаб. Очевидно, что чем мельче масштаб карты, тем обобщеннее (более генерализовано) представленная на ней информация.

Карты могут составляться путем *геологической съемки*, — то есть переноса наблюдаемых на местности явлений на топографическую основу (первичные карты) или на основе обобщений, математических и графических построений, анализа, умозаключений (аналитические карты). Большинство карт имеет переходный (комплексный) характер.

Среди геологических карт особое место занимает *Государственная геологическая карта*. Это комплект карт, перечень и содержание которых установлена инструкцией, составленных для определенной территории с объяснительной запиской к ней. Такие карты, составляемые в результате *Государственной геологической съемки* национальной геологической службой, являются основой ее геологического изучения и дальнейших прогнозов. Государственные Геологические карты, будучи информационно-справочными, являются к тому же *кондиционными*, то есть изображенная на них информация показана с установленной инструкцией достоверностью и подтверждена достаточными исходными данными. Подробнее о составлении геологических карт рассказано в приложении 13.

Геологическим разрезом называют изображение какого-либо участка земной коры в вертикальной плоскости. Чтобы сделать более наглядными незначительные наклоны нефтегазоносных слоев в нефтегазовой геологии на разрезах сильно преувеличивают вертикальный масштаб по отношению к горизонтальному. Примером схематического геологического разреза служит рис.5.12, иллюстрирующий промышленную классификацию подземных вод.

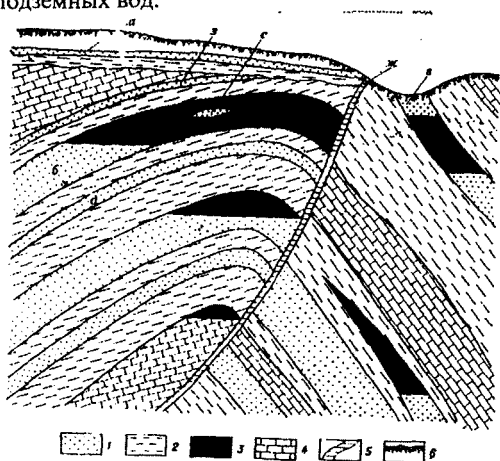


Рис. 5.12. Геологический разрез, изображающий промышленную классификацию подземных вод (А.А.Карцев, 2001). а – грунтовые воды, б – нижние краевые воды, в – верхние краевые воды, г – подошвенные воды, д – воды, оставшиеся в части нефтяного пласта с плохими коллекторскими свойствами, ж – тектонические воды, з – верхние воды. 1 – песчаники, 2 – глины, 3 – нефть, 4 – известняки, 5 – разрыв, 6 – почва

Сочетание структурной карты и разреза дает необходимую информацию о геологическом теле. Так как изображения залежей нефти и газа строятся на основании неполных разрозненных данных, то получающаяся модель есть представление автора о геометрии залежи, которая может значительно отличаться от реальности, которой пока никто не знает.

Примерные условные знаки для геологических карт и разрезов приведены в приложении 14. На любой карте должны быть условные знаки (легенда), на которой изображаются образцы всех, использовавшихся на карте условных обозначений и описание их. Способы изображения различных структурных форм на картах и разрезах приведены в приложении 15.

Вопросы:

1. Слои и слоистость.
2. Неслоистые формы залегания осадочных пород.
3. Пликативные формы залегания осадочных горных пород.
4. Трещины и разрывы.
5. Несогласия.
6. Геологические карты и разрезы.
7. Изображение структурных форм на картах и разрезах.

1.6. ИСТОРИЯ ЗЕМЛИ

1.6.1. МЕТОДЫ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ИСТОРИИ ЗЕМЛИ

Естественно-исторический, биостратиграфический, радиоактивный методы изучения истории Земли.

Мы лишь догадываемся о том, какой была Земля в первоначальные периоды своего существования. Чем ближе к нашему времени, тем более достоверны наши сведения о ней. Для изучения истории Земли геологи пользуются, в основном, естественно-историческим, биостратиграфическим и радиоактивными методами.

Естественно-исторический метод основан на предположении, что в древности геологические процессы протекали, в общем, так же, как и в настоящем. Благодаря эндогенным силам возникали горы, которые затем разрушались, продукты разрушения перемещались под действием силы тяжести вниз, образуя осадки. Следовательно, слои осадочных пород представляют собой каменную летопись Земли, фиксируя прогибания земной коры. Отсутствие слоев определенного возраста свидетельствует о наличии в это время размывов, суши. При осадконакоплении более древние слои оказываются внизу, а молодые – наверху. Попадая в недра, породы подвергаются метаморфизму, переплавляются. Если геолог встречает, например, коралловые известняки, он полагает, что в этом месте во время формирования коралла было теплое море. А если исследователь встречает конгломерат (сцементированные гальки), он считает, что во время отложения галек в этом месте был пляж и т.д. Когда ученые обнаружили, что в породах более древних, чем 1 млрд. лет не встречается железа в окисной форме, они сделали вывод, что в атмосфере тогда был недостаток свободного кислорода¹. Встречая толщи красноцветных (окрашенных окислами железа пород) предполагают накопление этих толщ в обогащенных кислородом, континентальных условиях.

- **Биостратиграфический** метод, развился на основе открытия английского инженера В.Смита, сделанного в 1800 году. Наблюдая за сооружением каналов, он увлекся сбором окаменелостей². Раскладывая свою коллекцию по полкам, В.Смит обнаружил, что одинаковые окаменелости встречаются в одинаковых по порядку (снизу вверх) последовательностях слоев. На этом основании был сделан вывод, о возможности сопоставлять толщи по встречающимся в них **руководящим ископаемым** – остаткам организмов, которые были широко распространены по планете в течение сравнительно короткого промежутка времени. Впоследствии оказалось, что по руководящим ископаемым оказалось возможным устанавливать одновременность накопления отложений, распространенных в разных частях Земли. Вторая половина XIX века, когда геологи выделяли разновозрастные слои, выясняли хронологическую последовательность их накопления и строили геологические карты для всей земной поверхности, названа героическим периодом истории геологии. Биостратиграфическим методом мож-

¹ В относительно молодых породах железная руда встречается либо в виде сульфидов, либо в виде окислов. Это значит, что атмосфера с тех пор обогатилась кислородом.

² Окаменевших остатков ископаемых растений и животных

но определять только *относительную геохронологию* - какие породы моложе, а какие древнее.

Радиоактивный метод (метод *абсолютной геохронологии*) основан на изучении относительного соотношения в горных породах радиоактивных природных элементов и продуктов их распада. Чем древнее порода, тем больше продуктов распада радиоактивного элемента и меньше исходного вещества. Этот метод применим для определения возраста магматических горных пород. Для осадочных горных пород при изучении содержания радиоактивного элемента в минерале, мы получаем возраст минерала, а не горной породы, которая может быть значительно моложе. Подробнее - см. приложение 16.

1.6.2. СТРАТИГРАФИЧЕСКАЯ (ГЕОХРОНОЛОГИЧЕСКАЯ) ШКАЛА

Изучая окаменелости в различных частях Земли, геологам удалось сопоставить между собой толщи, находящиеся на разных континентах и предположительно восстановить облик Земли для различных времен. В результате была воссоздана последовательность накопления осадочных толщ и развития органического мира, то есть, реконструирована история Земли представленная в виде геохронологической таблицы (если мы имеем в виду время и события), или международной стратиграфической шкалы (если мы говорим о горных породах, образовавшихся в данное время). В таблице (приложение 17) выделены различные отрезки времени (эры, периоды, эпохи и века) в течение которых были сформированы толщи (системы, отделы, ярусы) с тем, или иным набором руководящих ископаемых. В приложении указаны наиболее употребительные названия стратиграфических подразделений. При пользовании таблицей, следует учитывать следующее:

1. Для подразделений неогена, четвертичной системы, а так же и докембрия общепринятых подразделений нет.
2. Названия ярусов приведены по последним данным. Однако в литературе встречаются исторически сложившиеся, устаревшие названия.
3. Эталонные толщи того, или иного стратиграфического подразделения, обычно называются по месту его первоначального описания (Юрские горы во Франции, Пермская губерния в России), или как-либо связаны с данным местом (Силуры – древнее племя в Англии), либо по характерным горным породам (меловая система). Кроме того, существуют местные стратиграфические шкалы, не входящие в международную, которые также называются по географическому нахождению. Местные шкалы выделяются, если по каким-либо причинам невозможно привязать толщу к международной единой стратиграфической шкале с достаточной точностью. В обозначениях на картах они надписываются курсивом.
4. Более древние подразделения оказываются большими по длительности потому, что близкие к нам времена мы можем расчленить с гораздо большей подробностью. На рис. 6.1 показаны примерные соотношения длительностей различных отрезков геологического времени.

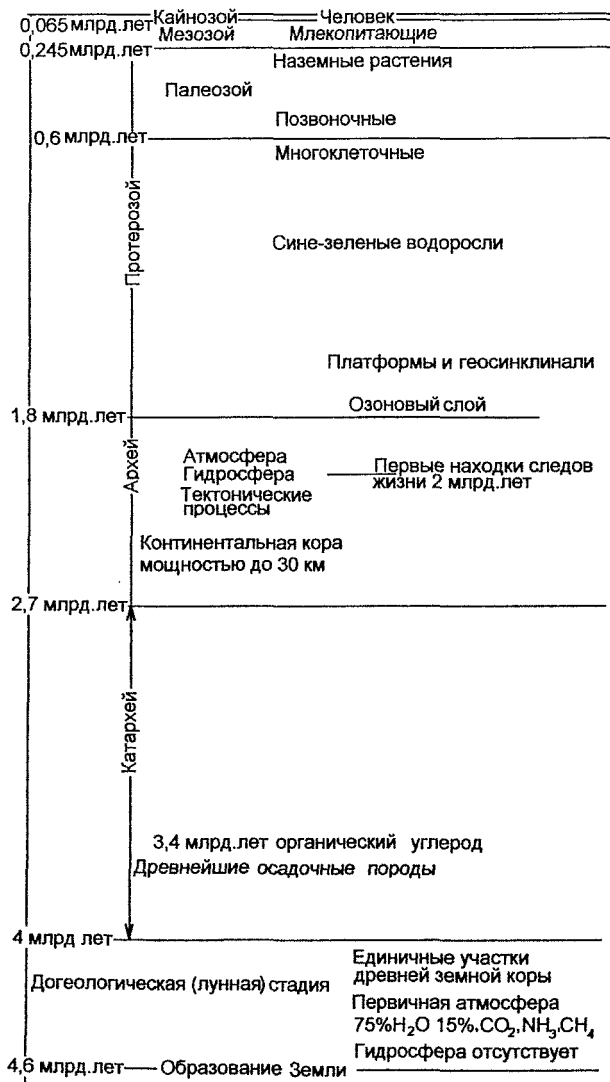


Рис. 6.1 Соотношения длительностей различных отрезков геологического времени

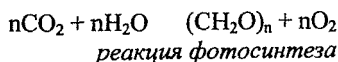
Основные этапы развития Земли схематически описаны в приложении 18.

В общем, основные тенденции в развитии Земной коры состоят в:

- обогащении атмосферы и литосферы кислородом;
- накоплении в земной коре карбонатных пород;
- накоплении в земной коре углеводов.

Развитие многих геологических процессов происходит циклически – поднятия сменяются погружениями, потепления климата – похолоданиями и т.д. При этом выделяются циклы и ритмы различных размерных и временных рангов (приложение 19).

1.6.3. КРУГОВОРОТ УГЛЕРОДА В ПРИРОДЕ И РОЛЬ В НЕМ ЖИВЫХ ОРГАНИЗМОВ



Начальным источником углерода в верхних геосферах является мантия. В результате ее дегазации в атмосферу и гидросферу попадает двуокись углерода (CO₂). Благодаря большой подвижности и хорошей растворимости в воде диоксид углерода занимает исключительное положение в геохимии углерода, являясь начальным и конечным звеном многочисленных его превращений. В процессе превращений часть диоксида углерода благодаря фотосинтезу восстанавливается, образуя углеводороды.

Процентное содержание углерода в различных частях Земли резко различно (Таблица 6.1).

Таблица 6.1.

Распределение углерода в различных частях Земли (по В.А.Успенскому)

Части Земли	Среднее содержание, %	Общее количество, 10 ¹² т	Доля углерода, %
Земля в целом	0,04	2 400 000	100
Осадочная оболочка	1,43	18 000	0,75
Поверхность земли	4,70	22	0,001
Живое вещество	23,74	0,5	0,00005

То есть содержание углерода в осадочной оболочке в 36 раз больше средней по Земле, а в почвах и илах – в 100 раз больше. Это перераспределение – результат действия живого вещества, хотя в самой биомассе заключена лишь ничтожная часть общего углерода.

На Земле существуют две различные ветви круговорота углерода и механизма его выхода из круговоротов биосферы – через неорганический углерод карбонатных минералов и через органическое вещество месторождений углеводородов (рис. 6.2). При этом нарушается равновесие изотопного состава.

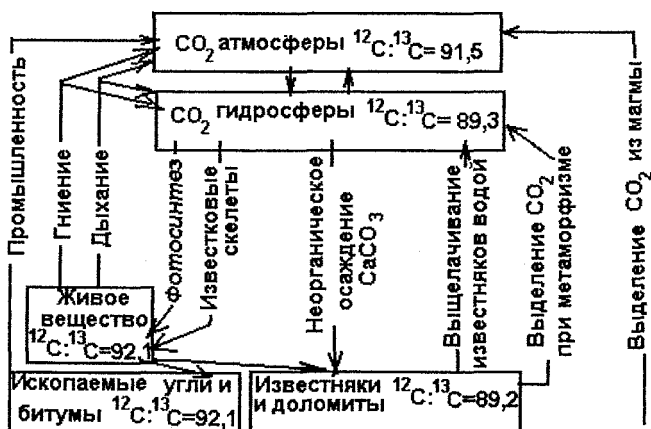


Рис. 6.2. Схема геохимического круговорота углерода в природе и соотношение его изотопов (по Гольдману-Викману)

Обе эти ветви имеют единый источник углерода – атмосферу и гидросферу. Далее по первой ветви происходит нейтрализация оснований угольной кислотой и образование солей кальция и магния.

Выделение и растворение карбонатов происходят в природе неоднократно. Эта ветвь дает начало разнообразным карбонатным породам и по количеству депонированного³ углерода в 6-7 раз превосходит другую ветвь. Содержание CO_2 , определяющего кислотность морской воды, остается постоянной благодаря карбонатно-бикарбонатному буферу. Этот буфер действует следующим образом: углекислый газ водорастворим, и в океанах его растворено около 140 трлн. т (против 2,6 трлн. т в атмосфере). При недостатке CO_2 растворимый бикарбонат переходит в нерастворимый карбонат. При избытке CO_2 нерастворимый карбонат (CaCO_3) переходит в растворимый бикарбонат $\text{Ca}(\text{HCO}_3)_2$.

В результате метаморфизма и эрозии, карбонатный углерод в виде CO_2 попадает в гидросферу и атмосферу и вновь включается в круговорот. Поэтому опасения, что атмосфера отравится углекислым газом от выбросов промышленных предприятий и спровоцирует парниковый эффект, не обоснован, потому что на Земле существуют океан и биосфера и избыточный CO_2 поглотит океан, использовав его на растворение практически неисчерпаемого запаса известняка.

Другая ветвь превращений углеродных соединений начинается с ассимиляции CO_2 в результате фотосинтеза. При этом, из окисленной формы углерод **за счет энергии света** переходит в восстановленную, запасая

³ запасенного в литосфере и временно выведенного из круговорота углерода.

энергию. Все последующие превращения происходят с потерей энергии и уменьшением количества органического вещества. Процесс происходит по двум возможным циклам малому и большому (рис. 6.3).

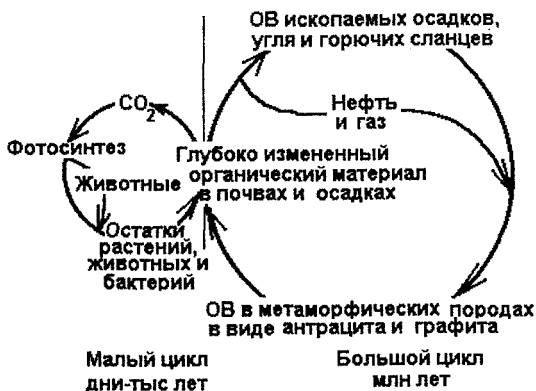


Рис. 6.3. Основные циклы органического углерода на Земле (по Вельте).
Займствовано из работы [Геология и геохимия..., 2000]

На самых заключительных стадиях метаморфизма углерод переходит в инертную форму – графит.

В работе этого механизма участвует кислород, а весь свободный кислород планеты имеет биогенное происхождение. Так как он плохо растворим в воде, он идет в атмосферу, увеличивая его содержание уже на границе докембрия – кембрия до величин, сопоставимых с современным. Живые существа не только производят кислород, но и потребляют его. В биосфере проходит реакция $n\text{CO}_2 + n\text{H}_2\text{O} \rightarrow (\text{CH}_2\text{O})_n + n\text{O}_2$. Слева направо реакция идет как фотосинтез, справа налево – как дыхание, горение, гниение. Увеличение содержания кислорода в атмосфере (то есть смещение равновесия), возможно только при удалении одного из продуктов реакции – захоронения восстановленного, то есть не окисленного органического вещества. Кислород в атмосфере накапливается благодаря захоронению органического вещества – образованию месторождений нефти, газа, угля, горючих сланцев, торфа.

В природе существует два нерадиоактивных изотопа углерода - ¹²C и ¹³C. Их отношение различно в органических и неорганических остатках (рис. 6.2). В самых древних породах, найденных на Земле обнаружен углерод заведомо органического происхождения (по соотношению изотопов ¹²C и ¹³C).

Роль жизни как планетного геологического фактора в наиболее последовательной форме раскрыл великий русский ученый, основоположник геохимии В.И.Вернадский. Он писал «...Вещество биосферы благодаря им <космическим и солнечным лучам> проникнуто энергией; оно становится активным, собирает и распределяет в биосфере полученную в форме излучений энергию, превращает ее, в конце концов, в энергию в земной среде свободную, способную производить работу... Жизнь является великим, постоянным и непрерывным нарушителем химической косности поверхности нашей планеты. Можно говорить о всей жизни, о всем живом веществе как о едином целом в механизме биосферы, хотя только часть его – зеленая, содержащая хлорофилл растительность – непосредственно использует солнечный луч, создает через него фотосинтезом химические соединения, неустойчивые в термодинамическом поле биосферы при умирании организма, или при выходе из него. С этой зеленой частью непосредственно и неразрывно связан весь остальной живой мир ... Дальнейшую переработку созданных ею химических соединений представляет все вещество животных и бесхлорофильных растений... Можно рассматривать всю эту часть живой природы, как дальнейшее развитие одного и того же процесса превращения солнечной световой энергии в действенную энергию Земли. Часть живого вещества не возвращается сразу же после гибели организма назад в биосферу, а захоранивается ... Мы имеем здесь дело с новым процессом – с медленным проникновением внутрь планеты лучистой энергии Солнца, достигшей его поверхности. Этим путем живое вещество меняет биосферу и земную кору... Вся земная кора целиком, на всю доступную нашему наблюдению глубину изменена этим путем... Скопления этих органических веществ являются очагами огромной потенциальной энергии, “погребенными лучами Солнца...”»

* * *

Живое вещество, зародившись на заре истории Земли, создало кислородную атмосферу, что позволило стратегии жизни перейти от анаэробных форм к значительно более эффективным, аэробным. Улавливая, пропуская через себя, восстанавливая и концентрируя углерод, живое вещество планеты создает, таким образом, концентрированные сгустки энергии в виде месторождений горючих ископаемых.

Вопросы

1. *Методы изучения истории Земли.*
2. *Стратиграфическая (геохронологическая) шкала. Подразделения междуна­родной и местной шкалы.*
3. *Живые организмы и круговорот углерода в природе.*
4. *Основные тенденции в развитии Земли.*

ЧАСТЬ 2 ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА

Нефть – коварнейшая штука
Есть о ней своя наука.
Как всегда в науке этой
Что-то есть, чего-то нету.
И, конечно, нет решения
О её происхожденьи.

Евгений Скобелин

2.7. ПРОИСХОЖДЕНИЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

2.7.1. Концепции неорганического происхождения нефти

Идеи Менделеева. Современные модификации теории неорганического происхождения нефти.

Идея возможности неорганического происхождения месторождений нефти была выдвинута в XIX веке А.Гумбольтом. Позднее популярность неорганической теории была связана с авторитетом Д.И.Менделеева и с привлекательностью космических идей В.Д.Соколова. Впоследствии концепции неорганического происхождения развивались Н.А.Кудрявцевым, Б.Н.Кропоткиным, а также зарубежными учеными – К.Мак-Дерматом, Ф.Хойлем и др.

В нашей стране наиболее широкую известность получила теория, сформулированная Д.И.Менделеевым, доложенная им в 1876 году в Русском Химическом Обществе. По его мнению, вода, проникая по разломам в глубинные недра Земли, вступает во взаимодействие с карбидами металлов. Образовавшиеся при этом взаимодействия углеводородные пары по тем же разломам поднимаются в верхние части земной коры, где конденсируются, образуя скопления нефти.

Современные неорганические теории обосновываются следующим:

1. Многочисленные месторождения приурочены к зонам разломов.
2. Месторождения встречаются в магматических и метаморфических породах.

Углеводороды встречаются в веществе, извергающемся из вулканов, в ультраосновных породах (кимберлитах) алмазоносных трубках взрыва, в метеоритах и хвостах комет, атмосфере планет и в космическом веществе.

Неорганическая теория в современной интерпретации схематически выглядит следующим образом: Источником углеводородов являются вода и углекислый газ, которых в мантии содержится в 1 куб.м - 180 кг и 15 кг соответственно (по данным Е.К.Мархинина). В присутствии закисных соединений металлов (главным образом закиси железа) образуются углеводороды. Высокие давления недр Земли подавляют термическую деструкцию сложных молекул углеводородов. По расчетам Э.Б.Чекалюка оптимальные глубины для синтеза, полимеризации и циклизации углеводородов из воды и углекислого газа составляют 100-200 км.

На эти аргументы можно возразить следующее:

1. Не все месторождения приурочены к зонам разломов.
2. В магматические и метаморфические горные породы углеводороды могли попасть из осадочных пород в результате миграции.
3. Углеводороды космоса и магматических проявлений существуют в единичных молекулах и совершенно незначительных примесях. Несомненно, углеводороды образуются и химическим путем. Однако крупные скопления таким образом сформироваться не могут.

Важным достоинством концепций неорганического происхождения нефти является ее оптимистичность. Количество воды и углекислого газа в мантии по человеческим меркам неисчерпаемо и это дает нам надежду на то, что ресурсы нефти и газа на Земле значительно больше разведанных сегодня запасов, и продолжают пополняться, то есть теоретически безграничны.

2.7.2. Теории образования природного газа

Биохимическая, термокаталитическая, радиационно-химическая, механохимическая, космогенная модели образования природного газа.

Природный газ распространен в природе гораздо шире, чем нефть. Его формирование может происходить различными способами.

1. При **биохимическом** процессе образование метана происходит в результате переработки органического вещества бактериями. (Иногда эти бактерии поселяются на нефти, которые перерабатывают ее в метан, азот и углекислый газ).
2. **Термокатализ** заключается в преобразовании в газ органического вещества под действием давлений и температур в присутствии катализаторов – глин. Наиболее интенсивно термокатализ происходит при температуре 150-200°.
3. Если глины с повышенным содержанием органического вещества обогащены ураном, может запуститься **радиационно-химический процесс** образования газа, который заключается в воздействии радиоактивного излучения, на углеродные соединения. В результате органическое вещество распадается на метан, водород и окись углерода. Оксид углерода, в свою очередь, распадается на кислород и углерод. При соединении его с водородом также образуется метан. Ежегодно в результате продолжающейся дегазации до 1 трлн. м³ метана выделяется в земную кору и в атмосферу.
4. При механических воздействиях на угли на контактах зерен возникают напряжения, которые служат источниками энергии для **механохимического** образования метана.
5. **Космогенный** образуется в космических телах на ранних стадиях их развития из углерода и водорода, количество которых во всех космических телах, в том числе и на Земле огромны.

Главное значение в природе, вероятно, имеют термокаталитический и биохимический способы образования метана.

2.7.3. Концепция органического происхождения нефти и газа

Представления Ломоносова об органическом происхождении нефти. "Учение о нефти" Губкина. Современная теория органического происхождения месторождений нефти и газа

Соображения об органическом происхождении нефти были сделаны в 1759 году М.В.Ломоносовым в работе «О слоях земных». Он полагал, что нефть образовалась из каменного угля под воздействием высоких температур. «...Выгоняется подземным жаром из приготавлиющихся каменных углей она бурая и черная масляная материя и вступает в разные рассолы...». Первые эксперименты получения нефтеподобных продуктов из органического вещества животного происхождения были проделаны немецким химиком Г.Гефером, который нагревал животные жиры при повышенном давлении до температуры 320-400°.

Современная концепция органического происхождения нефти восходит к монографии И.М.Губкина «Учение о нефти». В соответствии с этой моделью, нефть образуется следующим образом:

Исходным для образования нефти является органическое вещество морских илов, состоящее из животных и растительных организмов. Перекрывающие илы осадки предохраняют его от окисления. Погруженный на глубины до 50 м он перерабатывается анаэробными микробами. При попадании в глубокие недра горные породы, содержащие рассеянное органическое вещество (РОВ) оказываются в области давлений 15 - 45 МПа и температур 60 - 150°. Такие условия находятся на глубинах 1,5 - 6 км. Под действием возрастающего давления нефть вытесняется в проницаемые породы (коллекторы), по которым она мигрирует к месту образования будущих залежей.

Основные аргументы в пользу биогенного происхождения нефти следующие:

1. Приуроченность 99,9% промышленных скоплений нефти к осадочным породам.
2. Сосредоточение наибольших запасов в отложениях геологических периодов с наибольшей активностью биосферы.
3. Сходство элементного, и, главное, изотопного состава живого вещества и нефтей.
4. Оптическая активность нефтей.

Начальным источником углерода является мантия, биосфера концентрирует углерод в себе, а зеленые растения с помощью фотосинтеза восстанавливают его, запасая энергию, которая впоследствии выделяется при горении, гниении, брожении.

Вопросы

1. Концепции неорганического происхождения нефти. Аргументы "за" и "против".
2. Образование природного газа.
3. Концепция органического происхождения нефти.

2.8. ФОРМИРОВАНИЕ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

В обобщенном виде современная модель формирования залежей нефти и газа в результате накопления органического вещества (ОВ) и его преобразования в углеводороды (УВ) приведена в таблице 8.1.

Таблица 8.1.

Образование залежей углеводородов

Стадия	Состояние и формы нахождения ОВ и УВ	Геологические условия среды, формирующей скопления	Источники энергии, преобразующие ОВ, УВ и их скопления
Накопление и захоронение ОВ	Исходное органическое вещество осадков в диффузно - рассеянном состоянии	Водная среда с анаэробной геохимической обстановкой	Биохимическое воздействие организмов и ферментов, действие каталитических свойств минералов
Генерация УВ	УВ нефтяного ряда в рассеянном состоянии	Потенциально нефтегазоматеринские толщи с анаэробной геохимической средой	Геостатическое давление, температура недр, высвобождающаяся внутренняя химическая энергия ОВ при перестройке в УВ, радиация из вмещающих пород
Миграция УВ	УВ в свободном и водогазорастворенном состоянии	Породы-коллекторы	Гравитация, геодинамическое давление, гидродинамические процессы, капиллярные силы, диффузия
Аккумуляция УВ	Скопления УВ	Породы-коллекторы и покрышки, ловушки	Гравитация, геодинамическое давление, гидродинамические процессы, капиллярные силы, диффузия
Консервация УВ	Скопления УВ	Породы-коллекторы и покрышки; ловушки; восстановительная геохимическая среда; застойный режим пластовых вод; благоприятные давления и температуры	
Разрушение скоплений УВ	УВ в рассеянном состоянии	Разрушение покрышек, или ловушек, растворение, окисление, разложение УВ	Тектонические движения, химические и биологические процессы, диффузия

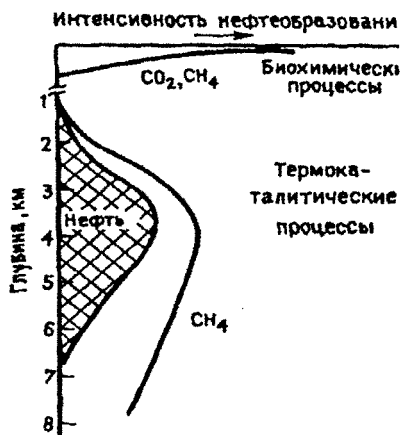
2.8.1. Аккумуляция рассеянного органического вещества (РОВ)

Органическое вещество накапливается в осадках в диффузно-рассеянном состоянии и разлагается под воздействием биохимических процессов и микроорганизмов (процесс протекает до глубины 50 м).

Породы, содержащие более 0,5% рассеянного органического вещества и способные в подходящих условиях генерировать углеводороды называются *нефтематеринскими*

Такие породы содержат в повышенных (до 0,5%) концентрациях органическое вещество, накапливаются в субаквальной анаэробной среде в условиях относительно устойчивого погружения бассейна седиментации. Более всего обогащены таким веществом темные глинистые толщи типа олигоцен-миоценовой майкопской серии Кавказа, девонского доманика Волго-Уральского и Тимано-Печорского бассейнов, карбонатные (рифогенные) формации.

Общей особенностью осадочных толщ, вмещающих залежи нефти является их *субаквальное* происхождение, то есть осаждение в водной среде. Нефтедержащие толщи должны обладать не менее чем 2-3 километровой мощностью. Толщи такой мощности могут накапливаться в крупных впадинах земной коры, для чего требовалось длительное и устойчивое погружение соответствующих её участков. Такие участки называются *нефтегазоносными бассейнами*.



Преобразование рассеянного органического вещества в углеводороды. По мере погружения осадков, при повышении температуры до 80-100⁰С. (10-30%) органического вещества (ОВ) преобразуется в нефть. На большей глубине (6 км) при 120⁰С – в газ (рис. 8.1).

Рис. 8.1. Общая схема генезиса углеводородов в зависимости от глубины при среднем геотермическом градиенте (по Соколову)

В различных тектонических условиях геотермическая ступень различна. На древних платформах температура растет с глубиной медленнее, чем на молодых, а в геосинклинальных областях температура растет с глубиной быстрее

всего, поэтому, и глубина формирования залежей нефти различна в различных регионах (прил. 36). Определенную роль играют и местные факторы. Например, мощные толщи каменной соли, имеющие хорошую теплопроводность, являются «природными теплоотводоми». Их присутствие увеличивает величину геотермической ступени и глубину, на которой могут образовываться залежи нефти. По некоторым оценкам эта величина может достигать 7 км. Диапазон газообразования значительно шире.

Нефтеобразованию существенно способствуют поступающие из мантии флюиды. Это особенно заметно в молодых рифогенных бассейнах типа Суэцкого залива Красного моря. Таким образом, глубинный, эндогенный фактор принимает существенное участие в процессе нефте- и газогенерации. Так как действие этого фактора происходит импульсами, то и генерация углеводородов также может иметь несколько фаз. Нефтегазообразование - это универсальный саморазвивающийся процесс, закономерно сопровождающий существование осадочных бассейнов, которые являются накопителями органического вещества и производителями углеводородов. Осадочные бассейны являются «заводами» по производству нефти и газа.

2.8.2. Миграция. Природные резервуары

Под действием высокого давления недр углеводороды отжимаются, *эмигрируют* из нефтематеринских пород в породы-коллекторы. Происходит эмиграция, или *первичная миграция* нефти. Коллекторы могут находиться в переслаивании с материнскими глинами, а иногда это могут быть и сами глины, если они достаточно трещиноваты. Однако гораздо чаще коллекторы залегают выше по разрезу осадочного бассейна, чем нефтематеринские толщи, или замещают их по простираанию. Так образуются *нефтегазоносные комплексы* – сочетания нефтематеринских пород, коллекторов и флюидоупоров. Подробнее о нефтегазоносных комплексах рассказано в приложении 20.

Вместе с нефтью, или раньше нее, в неизмеримо больших количествах из материнской породы отжимается вода. Поэтому породы-коллекторы практически всегда водоносные.

В свободном, или растворенном состоянии углеводороды мигрируют по порам и трещинам по природному резервуару (*внутрипластовая, или межпластовая миграция*). Если миграция осуществляется по пласту, она называется *боковая, или латеральная*, вверх – *вертикальная*. Миграция происходит либо в растворе с водой (*молекулярная*), либо в свободном состоянии - *фазовая*. Легче и лучше миграция проходит по порам, уже «смазанным» углеводородами.

Миграция углеводородов идет из областей повышенного давления в области пониженного давления. Однако в этот общий принцип могут вмешаться дополнительные факторы.

1. Сила тяжести. Вода может увлекать нефть своим потоком. Однако на ее перемещение действуют, кроме перепада давлений, силы гравитации, на-

правленные вниз. В спокойном же состоянии углеводороды, наоборот, всплывают над водой.

2. Капиллярные силы, удерживающие воду и нефть в порах.

3. Диффузия, ориентированная по градиенту концентрации вещества и направленная в сторону меньших концентраций. Особенно активно диффузия действует в газах, что ведет к разрушению залежей.

Порода-коллектор в обрамлении пород - флюидоупоров, по которому может перемещаться флюид, называется **природным резервуаром**. Различают **пластовые, массивные, пластово-массивные и литологические** природные резервуары (рис. 8.2).

- У **пластового** резервуара толщина (метры, первые десятки метров) намного меньше, чем площадь распространения (сотни квадратных километров). Коллектор в нем ограничен непроницаемой породой и в кровле, и в подошве. Основная циркуляция флюидов происходит вдоль пласта. Пластовые резервуары наиболее удобный объект для разработки.

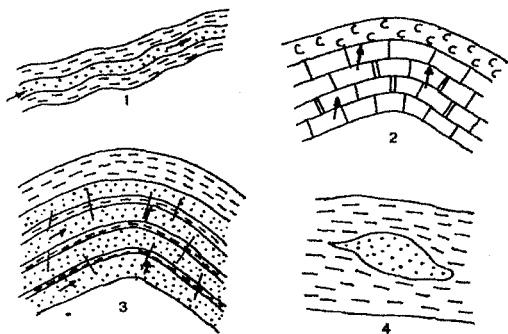


Рис. 8.2. Природные резервуары:

1 – пластовый, 2 – массивный, 3 – пластово-массивный, 4 - литологически ограниченный (по Л.П.Мстиславской, 1996).

В массивном – размер по разным направлениям примерно сопоставим.

- Обычно, это рифовые массивы, или подобные им тела. Размеры их от десятков метров до десятков километров. Циркуляция флюидов происходит в разных направлениях. Основное экранирующее значение имеет перекрытие плохо проницаемыми породами сверху. В **пластово-массивном** толща пластов-коллекторов, переслоенная непроницаемыми породами, имеет общий водонефтяной контакт,

- **Литологический** – образует наиболее обширную группу – в которых породы-коллекторы ограничены со всех сторон. Это могут быть линзы песка в глинистой толще, или какой-то участок повышенной трещиноватости, или кавернозности в массиве осадочных, или изверженных пород; погребенная речная долина, выполненная песчано-алевритистыми осадками.

2.8.3. Ловушки. Образование залежей

В природных резервуарах существуют такие участки, по которым флюиды не могут перемещаться и образуют скопления. Они называются **ло-**

вушками (рис. 8.3). Углеводороды перемещаются по пласту - коллектору до тех пор, пока не встретят *ловушку*. Тогда они останавливаются и, накапливаясь, образуют *залежи* - естественные, единичные, скопления нефти и газа в коллекторе. Залежи могут иметь как промышленное, так и непромышленное значение. Непромышленную залежь иногда называют нефте (газо) проявлением.

Классификации ловушек разнообразны. Как правило, среди них выделяют следующие виды.

- **Структурные**, в которых флюиды улавливаются в верхней части антиклинали, или тектоническим экраном. То есть ловушку образуют структурные формы;
- **Литологические**, в которых флюиды улавливаются благодаря замещению по разрезу пород-коллекторов не коллекторами. Это замещение может происходить либо вследствие уменьшения толщины породы-коллектора до нуля – **выклиниванием** породы, либо постепенным (**фациальным замещением**) породы коллектора породой флюидоупором;
- **Стратиграфические**, в которых экранирующей поверхностью является поверхность несогласия;
- **Рифогенные** – образованные рифами;
- комбинированные - **Структурно-стратиграфические**.

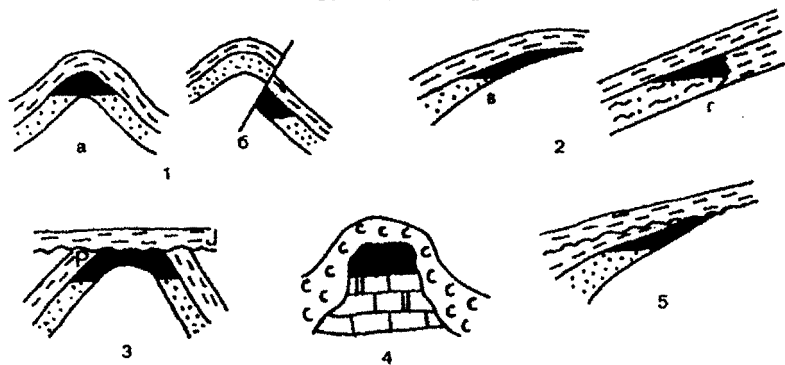


Рис. 8.3. Ловушки (по Л.П.Мстиславской, 1996): структурные: а - сводовая, б – тектонически экранированная, 2 – литологические: в – с выклиниванием коллектора, г – с фациальным замещением коллектора непроницаемыми породами, 3 – стратиграфическая, 4 – рифогенная, 5 – литолого – стратиграфическая

Необходимое условие образования залежи – наличие над пластами-коллекторами непроницаемых, или слабопроницаемых пород – флюидоупоров и ловушек. Именно наличие покрышек кунгурской соли (нижняя пермь) обязаны своей сохранностью гигантские залежи газа, конденсата и нефти в массивных карбонатных резервуарах по периферии Прикаспийской синеклизы. Но чаще роль покрышек играют глины.

Залежи могут формироваться из рассеянных углеводородов, (*первичные*), или из разрушенных залежей – (*вторичные*). Скорость накопления

нефти в первичных залежах составляет $n \times 10^{-13}$ кг/м²с. Скорость вторичной миграции по данным И.В.Высоцкого составляет от 12 до 700 т/год.

Чаще всего ловушками служат антиклинальные складки. Такие ловушки называют **традиционными**. Все остальные – **нетрадиционные**, хотя это название устарело. В настоящее время, все чаще именно из них добывают углеводородное сырье. В последнее время внимание нефтяников привлекают так называемые жильные залежи, связанные с зонами трещиноватости. Так как по природному резервуару перемещаются нефть и газ в присутствии воды, то и в заполнении ловушек по мере миграции углеводородов существуют определенные закономерности, как правило, подчиняющиеся принципу дифференциального улавливания (прил. 21).

Так же как и для ловушек существует понятие **традиционных** и **нетрадиционных** залежей. Обычно, к нетрадиционным относятся залежи в неантиклинальных ловушках, в негранулярных коллекторах, а также те, в которых запасы оказываются трудноизвлекаемыми для современных методов разработки.

Элементы залежей. В залежи выделяется (рис. 8.4).

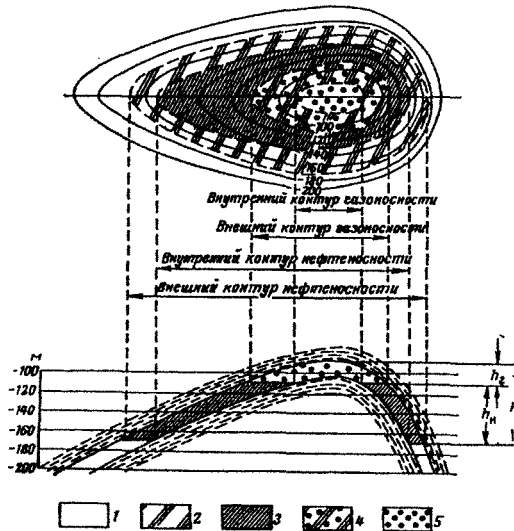


Рис. 8.4
Элементы залежи. Части пласта - 1 – водная, 2 – водонефтяная, 3 – нефтяная, 4 – газонефтяная, 5 – газовая.

Кровля – граница пород-коллекторов нефтяного, или газового пласта с перекрывающими их породами-флюидоупорами.

Подшва – граница пород-коллекторов нефтяного, или газового пласта с подстилающими их породами-флюидоупорами. Если залежь находится в массивном природном резервуаре, или пласт заполнен нефтью или газом не на полную мощность, подошвой служит граница нефти или газа с водой.

Водонефтяной контакт (ВНК) – граница между нефтью и водой,

Газоводяной контакт (ГВК) – граница между газом и водой,

Газонефтяной контакт (ГНК) – граница между газом и нефтью,

Внешний контур нефтеносности (газоносности) – линия пересечения водонефтяного (газо-водяного) контакта с кровлей пласта.

- **Внутренний контур нефтеносности (газоносности)** – линия пересечения водонефтяного (газо-водяного) контакта с подошвой пласта.
- **Высота залежи (h)** разни́ца абсолютных отметок между водонефтяным (газонефтяным) контактом и самой высокой точкой залежи. Полная высота залежи складывается из высот нефтяной и газовой частей.
- **Длина** залежи - максимальное расстояние по прямой, соединяющее наиболее удаленные точки самой нижней замкнутой стратоизогипсы.
- **Ширина** залежи - минимальное расстояние по прямой, соединяющей точки самой нижней замкнутой стратоизогипсы.

2.8.4. Генетическая классификация залежей

Так как основным параметром залежи является геометрия вмещающего резервуара, генетическая классификации залежей, в основных чертах, морфологическая. Наиболее полно и последовательно генетический принцип изложен в классификации залежей А.А.Бакирова. В классификации А.А.Бакирова учитываются не только форма ловушек, но и генезис самих залежей, что позволяет более обосновано строить их модели и проектировать разведку. В классификации выделяются четыре основных класса, которые разделяются на группы, подгруппы и типы (табл. 8.2).

Структурные залежи – самый распространенный класс. Наиболее распространенные залежи здесь – **антиклинальные**, а в них – **сводовые**. Залежь находится в сводовой части ловушки. У **высячих** залежей водонефтяной контакт не горизонтален. Причины этого различные, чаще всего связаны с разными гидродинамическими напорами и разными коллекторскими свойствами. **Тектонически экранированные** залежи могут находиться в различных частях ловушки, – как на своде, так и на крыльях. При этом часть залежи ограничена разрывным нарушением, является обязательным составным элементом залежи. В **приконтактных** залежах сводовая часть обычно замещена каким-либо инородным телом (соляным куполом, грязевым вулканом и т.д.). **Моноклинальные** залежи могут формироваться только в случае осложнения моноклинали какими-либо дополнительными структурами – складками и разрывами. Залежи синклиналей чрезвычайно редкие, они могут формироваться только в случае безводных скоплений нефти.

Так как структурные залежи наиболее легкий объект для поисков, то их фонд к настоящему времени в значительной степени исчерпан, поэтому все больший интерес представляют залежи других классов.

В классе **литологических** залежей выделяются две группы – литологически экранированные, образованных пластовыми природными резервуарами, и литологически ограниченные, формирующиеся в литологических природных резервуарах. **Стратиграфические** залежи обусловлены стратиграфическими несогласиями. При этом, залежи могут формироваться как в размытых и перекрытых частях структур, так и в возвышенностях погребенного ископаемого рельефа. Особый интерес представляют стратиграфические залежи, связанные с выступами блоков фундамента в нижнем структурном этаже. В последних двух типах залежей коллекторами служит древняя поверхность рельефа – трещиноватая и разрушенная древним выветриванием. Класс **рифогенных** залежей - содержащий многие богатейшие месторождения. В настоящее время все больший интерес нефтяников вызывает класс **жильных** залежей, приуроченных к зонам трещиноватости горных пород.

Генетическая классификация залежей.

Класс	Группа	Тип	Вид
Структурный	Антиклиналей	Сводовые	Простого, ненарушенного строения
			Осложненные разрывами
			Осложненные диапиризмом (в т.ч. грязевым)
			Осложненные соляными куполами
		Висячие	Простого, ненарушенного строения
			Осложненные разрывами
			Осложненные диапиризмом (в т.ч. грязевым)
			Осложненные соляными куполами
			Вулканическими образованиями
		Тектонически - экранированные	Осложненные разрывами
			Осложненные диапиризмом (в т.ч. грязевым)
			Осложненные соляными куполами
			Вулканическими образованиями
			Поднадвиговые
	Приконтактовые	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			Одинокых рифов
			Ассоциаций рифов
Тектонический – жильный. ¹			

В приложении 22 приведены схематические геометрические образы залежей этих типов – структурная карта, и соответствующий им разрез.

Методика построения контуров различных типов залежей нефти и газа в плане аналогична методике построения структурных форм.

2.8.5. Консервация и разрушение залежей

Флюиды в ловушке распределяются по удельному весу. Сверху – газ, затем – нефть и внизу – вода. Залежи консервируются. В зависимости от со-

¹ Жильные залежи не входят в классификацию, предложенную А.А.Бакировым, Были описаны в работе «Зоны нефтегазоаккумуляции жильного типа». М., Недра 2000.

отношения мощности слоя коллектора и высоты залежи выделяют полнопластовые и неполнопластовые (водоплавающие) залежи. В зависимости от взаимного количества нефти и газа, по типам флюидов залежи разделяют различные классы (рис. 8.5).

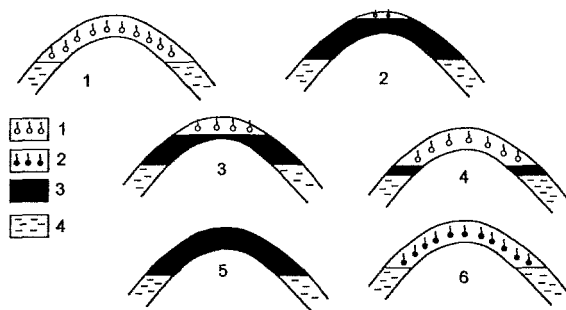


Рис. 8.5. Различные типы залежей. 1 - газовые, 2 - нефтяные с газовой шапкой, 3 - нефтегазовые (газонефтяные), 4 - газовые с нефтяной оторочкой, 6 - нефтяные, 6 - газоконденсатные. 1 - газ, 2 - газоконденсат, 3 - нефть, 4 - вода.

Законсервированная залежь продолжает жить. Особенно активные процессы происходят в ней на водонефтяном и газонефтяном контакте, которые представляют собой не геометрические поверхности, а тела определенной мощности от сантиметров до метров, с постепенными переходами в содержании нефти и воды.

Разрушение залежей. Залежи могут быть разрушены в результате действия следующих факторов:

- Исчезновения ловушки из-за ее наклона.
- Образования дизъюнктивного нарушения.
- Выведения ловушки в области, близкие к поверхности Земли (в окислительные условия).
- При воздействия микроорганизмов.
- Выведения ловушки на поверхность земли
- При попадании ловушки в большие глубины и под воздействие метаморфизма (повышение давления и температуры на глубине).

В природе так много факторов, разрушающих залежь, что удивительно, что они существуют в природе.

Вопросы

1. Условия аккумуляции рассеянного органического вещества. Нефтематеринские породы.
2. Преобразование рассеянного органического вещества в углеводороды. Глубины нефте- и газообразования.
3. Миграция. Формы и факторы миграции.
4. Природные резервуары и их виды.
5. Ловушки и их виды.
6. Залежи и их элементы. Классификация залежей по типам флюидов.
7. Генетическая (морфологическая) классификация залежей.
8. Консервация и разрушение залежей.

2.9 НЕФТЕГАЗОГЕОЛОГИЧЕСКОЕ РАЙОНИРОВАНИЕ

2.9.1. Сущность и принципы нефтегазгеологического районирования

Принципы нефтегазгеологического районирования. Иерархия нефтегазгеологических объектов

Залежи обычно встречаются группами, приуроченными к различным слоям в определенных тектонических структурах. Отдельные залежи объединяются закономерные ассоциации.

Нефтегазгеологическое районирование - это последовательное деление крупного геологического объекта, начиная с осадочной оболочки Земли (стратисферы) на соподчиненные части, характеризующиеся все более высокой степенью однородности нефтегазгеологических характеристик. Районирование проводится как по площади, так и по разрезу геологического объекта.

Нефтегазгеологическое районирование основано на установленных закономерностях пространственного размещения нефтяных и газовых месторождений, моделей условий их образования и сохранения.

Главные цели:

- выделение нефтегазоносных объектов разного ранга;
- выделение потенциально или возможно нефтегазоносных и бесперспективных объектов;
- сравнительная оценка перспектив нефтегазоносности различных частей изучаемых объектов для выбора оптимальных направлений поисково-разведочных работ на нефть и газ.

Исходными документами для нефтегазгеологического районирования являются тектонические, палеотектонические карты, карты размещения месторождений нефти и газа, литолого-фациальные, геохимические, геофизические, гидрогеологические и многие другие материалы.

Разными научными школами единицы нефтегазгеологического районирования выделяются по-своему. Чаще всего пользуются районированием на основе нефтегазоносных бассейнов и нефтегазоносных провинций (табл. 9.1).

Таблица 9.1.

Сравнительная иерархия объектов нефтегазгеологического районирования (провинциальная и бассейновая)

Нефтегазоносная провинция	Нефтегазоносный бассейн
Нефтегазоносная область	Нефтегазоносный регион
Нефтегазоносный район	Ареал нефтегазонакопления
Зона нефтегазонакопления	Зона нефтегазонакопления
Месторождение	Месторождение
Залежь	Залежь

Основными единицами расчленения разреза являются:

- нефтегазоносный комплекс;
- природный резервуар;
- пласт.

Определяющим районирования для *нефтегазоносных бассейнов* является единство условий генерации углеводородов и ведущим принципом выделения является режим тектонических движений и условия осадконакопления. При районировании по *нефтегазоносным провинциям* – современное геотектоническое положение и геоструктурные особенности, определившие сходные черты геологического строения и единство условий нефтегазонакопления. Нефтегазогеологическое районирование проводится на геоструктурной основе и элементы районирования включают объекты со сходными условиями нефтегазонакопления, а разделение их обусловлено выделением структурных элементов разного ранга. При этом учитываются:

- степень сходства тектонического строения,
- состав формаций,
- закономерности размещения месторождений,
- приуроченность к определенным структурам и литологическим комплексам.

В РГУ нефти и газа развивается, в основном провинциальное районирование, принципы которого были разработаны в научной школе А.А.Бакирова (кафедра теоретических основ поисков и разведки нефти и газа), и развиваются в настоящее время В.И.Ермолкиным и Л.В.Каламкаровым. Но все научные школы согласны, что самые большие месторождения углеводородов следует искать в крупных осадочных бассейнах мира.

2.9.2. Иерархия нефтегазогеологических объектов (на базе провинциального принципа районирования)

- *Месторождения (местоскопления)* - совокупность залежей нефти и газа в разрезе отложений на одной и той же площади (пересекаются, или совпадают внешние контуры нефтегазоносности). Иногда месторождения состоят из одной залежи.

- *Зоны* (ассоциации смежных, сходных по геологическому строению залежей, приуроченных к единой группе связанных между собой ловушек). Чаще всего зоны нефтегазонакопления связаны с валами, валообразными, или изометричными поднятиями, региональными зонами выклинивания.

- *Области*, (территории, приуроченные к крупному тектоническому элементу - свод, вал). Иногда, нефтегазоносные области бывают приурочен-

ны к внутриплатформенным впадинам. Обычно внутри единой нефтегазонаосной области условия нефтегазонакопления сходные.

– **Провинции** (бассейны) – ассоциации смежных нефтегазонаосных областей, связанные с тектоническими погружениями. Для нефтегазонаосной провинции характерны общность тектонического строения, истории развития, стратиграфического диапазона нефтегазонаосности.

– В складчатых территориях нефтегазонаосные провинции объединяются в **пояса нефтегазонаосности** – совокупность нефтегазонаосных провинций в пределах той, или иной системы складчатости, генетически связанных с ее формированием. На платформах выделяются **ассоциации нефтегазонаосных провинций**.

Залежи могут располагаться на одном, или нескольких **этажах нефтегазонаосности** – в частях геологического разреза, отличающихся возрастом, строением, находящихся на различных высотах, и, обычно, разведываемых и разрабатываемых самостоятельно. В зависимости от геологического строения территории, выделяются провинции платформенного (связанные с молодыми и древними платформами), переходного и геосинклинального типа.

2.9.3. Зональность в распределении скоплений нефти и газа

Виды зональностей. Вертикально-стратиграфическая зональность.

Приуроченность залежей к определенным интервалам современных глубин залегания, возрасту вмещающих толщ, интенсивности погружения, наличию перерывов в осадконакоплении

Распределение месторождений нефти и газа на поверхности Земли очень неравномерно. Заведомо лишены промышленных залежей глубоко-водные равнины океанов и срединно-океанические хребты, кристаллические щиты древних платформ с выходами на поверхность глубокометаморфизованных пород, осевые зоны складчато-покровных сооружений, сложенные интенсивно дислоцированными породами. Однако и здесь могут иметь место поднадвиговые залежи. (Скалистые горы, Куба).

Основные ресурсы нефти сосредоточены в относительно молодых – мезозойских и кайнозойских отложениях. Однако добыча нефти ведется и из палеозойских отложений, а в Восточной Сибири – даже из отложений верхнего протерозоя.

Скопления нефти и газа располагаются не повсеместно, а приурочены к определенным геоструктурным элементам и литолого-стратиграфическим комплексам, образуя в совокупности региональные скопления (провинции, области и т. д.) и в их пределах — регионально нефтегазонаосные комплексы. В свою очередь, регионально нефтегазонаосные комплексы продуктивны лишь в пределах тех крупных геоструктурных элементов, где существовали

благоприятные условия для генерации, миграции и аккумуляции углеводородов. В пределах тех же регионов имеются геоструктурные элементы и литолого-стратиграфические комплексы, характеризующиеся отсутствием сколько-нибудь значительных скоплений углеводородов.

В формировании современной зональности регионального нефтегазоаккумуляции участвует целый комплекс факторов, определяющих как генерацию углеводородов, так и их миграцию и аккумуляцию.

Выделяется два основных генетических ряда зональности: зональность регионального нефтегазообразования (генерационная) и функционально связанную с ней зональность регионального нефтегазоаккумуляции (миграционно-аккумуляционная).

По характеру проявления в разрезе литосферы или по площади генерационная и миграционно-аккумуляционная зональности разделяются на геоструктурную и вертикально-стратиграфическую. В зависимости от рассмотрения зональности углеводородов как характеристики единой флюидальной системы или ее различных фазовых состояний можно выделить два вида: зональность размещения региональных скоплений углеводородов (нефти и газа вместе) и зональность размещения региональных скоплений преимущественно жидких или газообразных углеводородов (фазовая зональность).

Зональность регионального нефтегазоаккумуляции называется неравномерность размещения региональных скоплений углеводородов, в том числе по их фазовому состоянию, обусловленных особенностями геологического строения крупных геоструктурных элементов, историей их развития, а также литолого-фациальными, термобарическими и другими факторами генерации, миграции, аккумуляции и консервации углеводородов.

Вертикальная зональность размещения месторождений углеводородов четко прослеживается при анализе их приуроченности к глубинам и литолого-стратиграфическим комплексам осадочного чехла. Максимальные суммарные извлекаемые запасы нефти и газа (порядка 85%) приурочены к интервалу глубин 1000—3000 м (табл. 9.2.).

Таблица 9.2.

Соотношение запасов углеводородов и глубин залегания

Глубины, км	Запасы, %		Глубины, км	Запасы, %	
	нефти	газа		нефти	газа
До 0,5	0,4		2—3	34	30
0,5-1	6	5,6	3-4	7	10
1—2	52	54	Более 4	0,6	0.4

Стратиграфическая зональность. Основная доля выявленных мировых ресурсов нефти и газа сконцентрирована в разрезе литосферы в отложениях мезозойской системы, причем отложения мелового возраста наиболее продуктивны (табл. 9.3).

Таблица 9.3.

Распределение начальных разведанных запасов нефти и газа крупных месторождений мира по стратиграфическим подразделениям (по А. А. Бакирову)

Стратиграфические подразделения	Запасы, %	
	нефти	газа
Кайнозой (неоген + палеоген)	25,5	11,3
Мезозой	67,67	62,4
Мел	39,2	45,5
Юра	28,37	4,0
Триас	0,1	12,9
Палеозой	6,8	26,3
Пермь, карбон, девон	3,7	25,8
Силур, ордовик и кембрий	3,1	0,5
Кристаллические и метаморфические породы фундамента	0,1	

По мнению В.Ф. Раабена (1976), приуроченность основных выявленных мировых ресурсов нефти и газа к мезозойским отложениям объясняется тем, что в этом стратиграфическом комплексе процессы генерации и аккумуляции углеводородов завершились сравнительно недавно, а интенсивность этих процессов была близка к максимальной. Рассеяние углеводородов по сравнению с палеозойскими комплексами было относительно невелико. В палеозойских отложениях также образовывалось максимальное количество углеводородов, однако процессы генерации и аккумуляции завершились намного раньше, чем в мезозое, и многие залежи к настоящему времени уже разрушены. В кайнозойских отложениях процессы генерации и аккумуляции углеводородов пока не завершились.

Геоструктурная зональность размещения региональных скоплений углеводородов определяется режимом и направленностью региональных тектонических движений и вытекающими из него литолого-фациальными условиями накопления осадков и характером распределения мощностей рассматриваемого литолого-стратиграфического комплекса. Например, на западе Аравийской плиты протягивается зона, в которой регионально нефтегазоносны юрские отложения. К этим отложениям приурочены крупные месторождения в Саудовской Аравии, Катаре, Абу-Даби. Северо-восточнее от нее выделяется другая зона, в разрезе которой наиболее крупные скопления нефти содержатся в меловой терригенной толще. Здесь расположены крупнейшие нефтяные месторождения Кувейта, Ирака и Саудовской Аравии. Далее к востоку в пределах Месопотамского прогиба находится третья зона, региональная нефтегазоносность в которой связана с олигоцен-миоценовыми отложениями. Таким образом, в этом регионе основные нефтегазосодержащие комплексы имеют разный возраст. В направлении погружения пород фундамента появляются более молодые нефтегазосодержащие толщи, т. е. расширяется стратиграфический диапазон нефтегазоносности.

Одним из основных факторов, способствующих высокой концентрации запасов нефти или газа в каком-либо стратиграфическом комплексе, являются его толщина и глубина погружения — как функция интенсивности тектонических прогибаний. Так, в Западной Сибири юрская, неокомская и апт-альб-сеноманская толщи являются основными нефтегазосодержащими в тех районах, где их толщина максимальная.

Существует прямая связь между геологическими запасами углеводородов крупных залежей мира и толщиной вмещающих комплексов. Чем больше объемная скорость накопления осадков, тем больше запасы углеводородов в этом комплексе. Причем в каждом нефтегазоносном регионе из нескольких продуктивных толщ основные запасы содержит толща, характеризующаяся максимальной скоростью осадконакопления. Имеется также обратная зависимость между концентрацией запасов углеводородов и числом региональных несогласий и числом нефтегазосодержащих комплексов в разрезе региона.

Скопления углеводородов в том или ином литолого-стратиграфическом комплексе приурочены, как правило, к областям наибольшего прогибания и накопления значительных толщ осадков, в основном в морских или прибрежно-морских условиях. Причем скопления углеводородов приурочены как к бортовым, так и к центральным частям палеовпадин.

Размещение региональных скоплений нефти и газа в литолого-стратиграфических комплексах крупных геоструктурных элементов или пространственно совпадает (в случае унаследованного развития областей прогибания), или смещается вслед за смещением областей прогибания в пространстве и во времени.

Таким образом, зональность размещения региональных скоплений углеводородов при прочих равных условиях (наличия соответствующих ловушек, коллекторов, региональных покровов и пр.) в решающей степени определяется условиями осадконакопления, режимом и направленностью региональных колебательных движений крупных геотектонических элементов в пределах бассейнов седиментации.

Вопросы

1. Принципы нефтегазогеологического районирования.
2. Иерархия нефтегазогеологических объектов.
3. Этажи нефтегазоносности.
4. В чем заключается зональность в распределении скоплений нефти и газа.
5. Какие геологические условия наиболее благоприятны для нахождения в них залежей нефти и газа (современные глубины залегания, возраст, интенсивность погружения, наличие перерывов в осадконакоплении, условия осадконакопления)?

2.10. МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА

2.10.1. Общее представление о месторождении

Месторождение (местоскопление) нефти и газа – это единичная залежь, или ассоциация залежей, приуроченных к одной, или нескольким ловушкам на одной локальной площади (в пределах пересекающихся контуров нефтегазоносности). Месторождения классифицируются, в первую очередь, по морфологии и соотношениям на различных стратиграфических уровнях слагающих их ловушек. Классификация месторождений нефти и газа (по А.А.Бакирову) приведена в табл.10.1).

Табл.10.1

Класс	Группа	Подгруппа
Структурный	Антиклиналей простого ненарушенного строения (с соответствием структурных планов на разных стратиграфических уровнях)	
	Антиклиналей с несоответствием структурных планов на разных уровнях.	Структуры со смещением сводовых частей отдельных стратиграфических горизонтов
		Структуры с существенно различным строением залежей на разных стратиграфических уровнях
	Антиклиналей, осложненных разрывами	
	Антиклиналей, осложненных соляной тектоникой	
	Антиклиналей, осложненных диапиризмом и грязевым вулканизмом	Антиклиналей, осложненных открытым диапиризмом и грязевым вулканизмом
		Антиклиналей, осложненных криптодиапиризмом (скрытым)
		Антиклиналей, осложненных вулканизмом
Моноклиналей		
Синклиналей		
Рифогенный	Одиночных рифовых массивов	
	Ассоциаций рифовых массивов	
Литологический	Выклинивания, или фациального замещения пластов-коллекторов	Выклинивания коллекторов по восстанию
		Фациального замещения и битумных пробок
	Песчаных образований вдоль прибрежных частей палеоморей	
	Песчаных образований русел палеорек	
	Песчаных валообразных образований ископаемых баров	
Линз и гнезд коллекторов среди флюидоупоров		

Стратиграфический	На антиклинальных структурах	
	На моноклиналях	
	На эродированных выступах погребенного палеорельефа	
Комбинированный		

К структурному классу принадлежат месторождения, ловушки которых обусловлены структурным фактором. К литологическому классу принадлежат месторождения, формирование которых связано с литологическим фактором. Формирование рифогенных месторождений обусловлено ловушками рифогенного типа. Стратиграфический класс обусловлен стратиграфическим срезанием и несогласным перекрытием коллекторов непроницаемыми породами. Комбинированный класс обусловлен сочетанием между собой месторождений различных классов.

2.10.2. Классификация месторождений нефти и газа

Месторождения структурного класса.

В месторождениях антиклинальных структур *простого ненарушенного строения* ловушками служат антиклинали, характеризующиеся в основном соответствием структурных планов отдельных стратиграфических подразделений. Такие месторождения, характерны для платформенных областей. Они содержат ряд залежей, каждая из которых имеет свой водонефтяной раздел. Изолинии водонефтяных контактов залежей закономерно следуют изогипсам кровли (подошвы) продуктивных пластов, к которым они приурочены.

На рис.10.1 приведено изображение типичного для рассматриваемой группы Мамонтовского месторождения Западной Сибири.

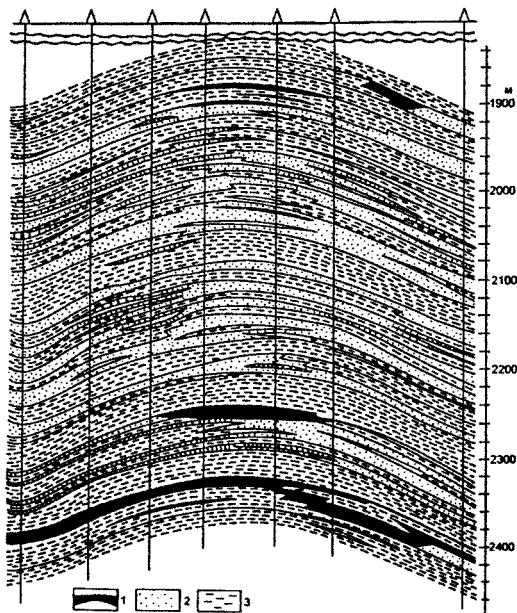


Рис. 10.1. Схематический геологический разрез Мамонтовского месторождения. Западная Сибирь. 1 – нефть, 2 – терригенные породы (коллектор), 3 – глинистые породы (покрышки).

Пример месторождения, приуроченного к антиклинали простого ненарушенного строения (с соответствием структурных планов на разных стратиграфических уровнях)

Месторождения антиклиналей с несоответствием структурных планов отдельных стратиграфических подразделений встречаются в складчатых, в платформенных и в переходных областях. Сюда относятся месторождения, приуроченные к структурам, характеризующимся: а) смещением сводовых частей по разным литолого-стратиграфическим подразделениям и б) существенно различным строением структурных этажей. Примерами первой подгруппы могут служить нефтяные месторождения Стрельный Овраг и Жигулевское в Самарской области (рис. 10.2).

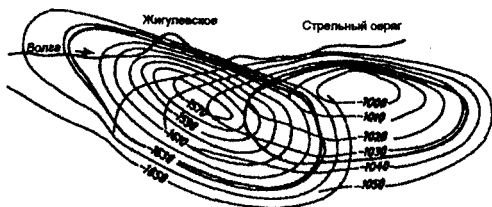


Рис. 10.2. Структурные карты месторождений Жигулевское и Стрельный овраг. Пример месторождения со смещением сводовых частей отдельных стратиграфических горизонтов

В пределах площади Стрельный Овраг, на месте сводовой части структуры по отложениям нижнего карбона (кровля пласта Б₂) находится погружение восточной периклинали девонской структуры (по кровле пашийских отложений) соседней Жигулевской площади. В соответствии с этим на Жигулевской площади залежь нефти приурочена к пашийским и кыновским слоям (нижекаменноугольные отложения нефтеносны), а на площади Стрельный Овраг основная залежь нефти связана с нижекаменноугольными образованиями, а в пашийской свите нефти нет.

Пример второго вида - месторождение Зыбза (Краснодарский край). В верхней части разреза понта, меотиса и чокрака — карагана слои залегают моноκлиально. Подстилающие их фораминиферовые слои смяты в антиκлиналинную складку, осложненную разрывным нарушением (рис. 10.3).

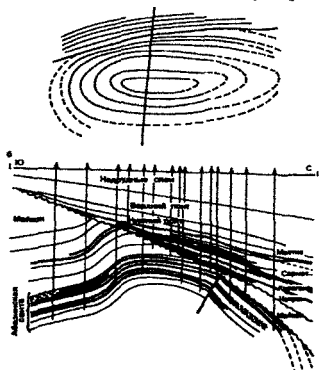


Рис. 10.3. Структурная карта по кровле абазинской свиты и разрез месторождения Зыбза. Иногда это месторождение относят к зоне нефтегазонакопления.

Пример структуры с существенно различным строением залежей на разных стратиграфических уровнях

Для таких структур характерно наличие залежей генетически разных типов, в данном случае залежей структурного, литологического и стратиграфического классов, поэтому, правильнее относить такие месторождения к комбинированным.

Месторождения, приуроченные к антиклиналям, осложненным разрывами, расположены главным образом в складчатых и переходных областях.

Типичный пример этой группы - Карачухур в Азербайджане (рис. 10.4).

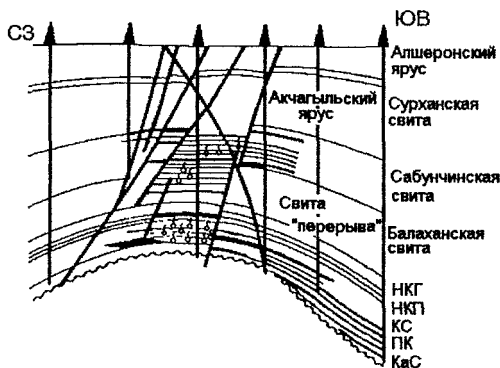


Рис. 10.4. Геологический разрез месторождения Карачухур в Азербайджане. Пример месторождения, связанного с антиклиналью, осложненной разрывами

Месторождения, приуроченные к структурам, осложненным надвигами, широко представлены в переходных областях. Пример - Бориславское месторождение (рис. 10.5) связано с опрокинутой надвинутой на северо-восток складкой, лежащее крыло которой осложнено разломом. Ядро складки сложено песчаниками позднемелового возраста, которые перекрываются образованиями эоцена, олигоцена и соленосными породами миоцена. Залежи нефти приурочены к песчаникам, залегающим в основании сланцев олигоценного возраста.

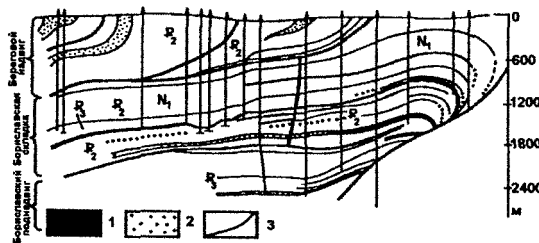


Рис. 10.5. Бориславское месторождение, связанное с надвигом. 1 - нефть, 2 - коллектор, 3 - разлом (надвиг) Для месторождений этой группы обычно характерны поднадвиговые залежи

Месторождения, приуроченные к *антиклиналям, осложненным соляной тектоникой*, широко распространены в областях распространения соленосных отложений. Пример - месторождение Морени в Предкарпатской впадине (Румыния) и Барберс-Хилл в Примексиканской впадине (США) (рис. 10.6.а,б).

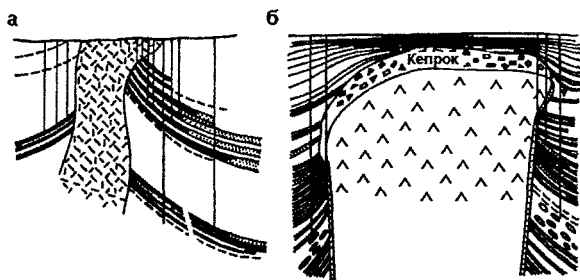
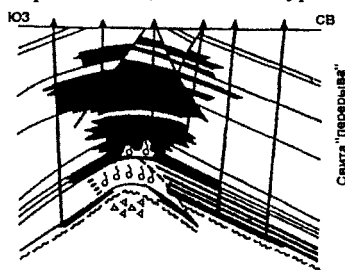


Рис.10.6. Разрезы месторождений а – Морени, Румыния (по Г.Маковею), б – Барбес-Хилл, США (по В.Вервибе)

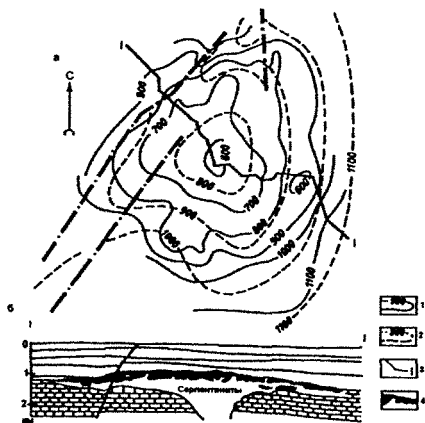
Месторождения, приуроченные к **антиклиналям, осложненным диапиризмом или грязевым вулканизмом**, известны в нефтегазоносных областях Азербайджана, Западной Туркмении, в Румынии и ряде других районов.



Для месторождений этой группы характерны сводовые залежи над диапировым ядром или грязевым вулканом и приконтактные залежи, (рис.10.7).

(рис.10.7). Разрез месторождения Биби-Эйбат, осложненного погребенным грязевым вулканом (по Б.К.Баба-Заде)

Месторождения, связанные с антиклиналями, осложненными вулканогенными образованиями, встречаются редко. Пример - месторождение Литтон-Спрингс в штате Техас США (рис. 10.8).



Залежь нефти сводового типа приурочена к верхней выветрелой части серпентинитового массива, внедрившегося в толщу осадочных образований мелового возраста и контактирующего с регионально нефтегазоносными горизонтами этих отложений.

Рис. 10.8. Структурная карта и разрез месторождения Литтон-Спрингс (штат Техас). 1 - стратизогипсы 2 – стратизогипсы 3 – линия разреза, 4 - нефть

Возможно, правильнее называть такие месторождения (залежи) стратиграфическими, связанными с выступами палеорельефа, потому что в них коллектор образован в результате выветривания (с образованием коры выветривания) магматической породы. Месторождения *на моноклиналиях* обычно приурочены к их структурным осложнениям — флексурам, структурным носам и разрывным нарушениям. Месторождения *в синклиналях*, как уже отмечалось, встречаются в исключительных случаях. К их числу относятся, например, скопления нефти в песчаных коллекторах миссисипского отдела (карбон) на площадях Кевин-Крик (рис. 10.9).

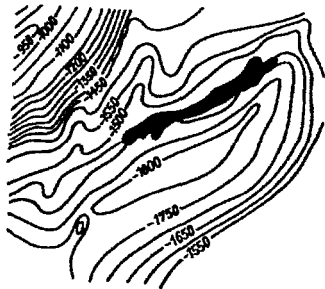
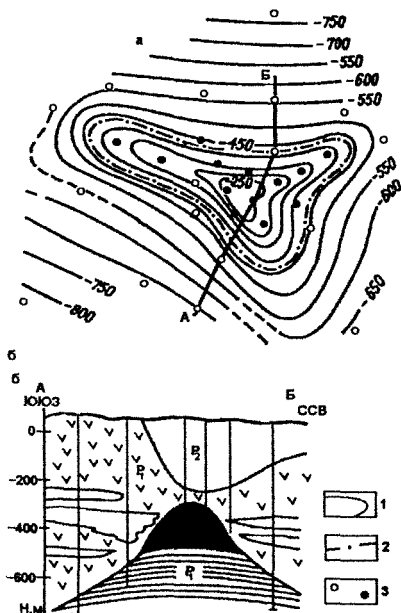


Рис. 10.9. Структурная карта месторождения Кевин-Крик, расположенного в нижней части синклинальной складки

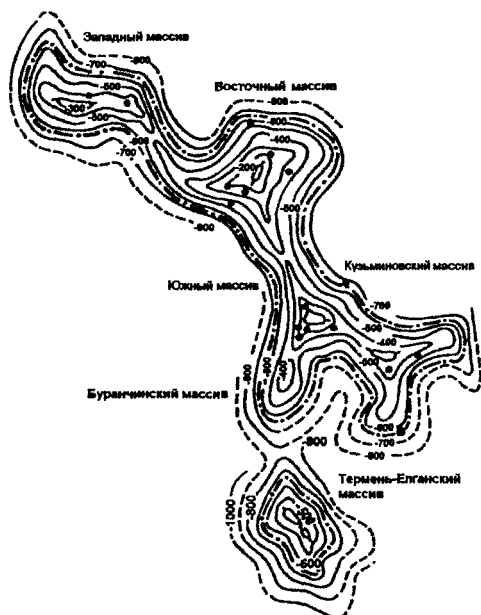
Такие месторождения известны пока лишь в США в Аппалачской нефтегазонасной провинции. Вероятно, правильнее относить их к литологически ограниченым. Они встречаются в практически безводных коллекторах.

Месторождения рифогенного класса Ловушками нефти и газа для них служат рифовые массивы, или группы (ассоциации) рифовых массивов.



Большая часть известных крупных зон нефтегазонакопления, связанных с региональным развитием рифогенных образований, приурочена к таким крайним частям платформ и зонам сочленения их с предгорными впадинами. Примеры рассматриваемого типа — месторождения Ишимбайского района Башкирского Приуралья в рифогенных образованиях нижнепермского возраста, приуроченные к ассоциациям рифов, или к одиночным рифам, например, Столяровское месторождение (рис. 10.10)

Рис. 10.10 Структурная карта и разрез Столяровского месторождения, приуроченного к рифовому массиву



Другой пример - Ишимбайская группа месторождений (рис. 10.11). Нередко Ишимбайскую группу месторождений относят к зоне нефтегазонакопления

Рис. 10.11. Ишимбайская группа рифогенных массивов, содержащая месторождения нефти

Месторождения литологического класса.

Месторождения, связанные с участками *выклинивания* или литологической изменчивости пластов-коллекторов, чаще всего встречаются на склонах платформенных впадин и сводовых поднятий, на склонах краевых впадин и на платформенных бортах предгорных впадин, а также в складчатых областях, особенно в бортовых частях межгорных впадин. Они широко распространены. Типичный пример — Крупнейшее в Канаде нефтяное месторождение Пембина (рис. 10.12), приурочено к зонам выклинивания по восстанию песчаных пластов юрского и мелового возраста на борту впадины Альберта. Иногда месторождение Пембина считают зоной нефтегазонакопления.

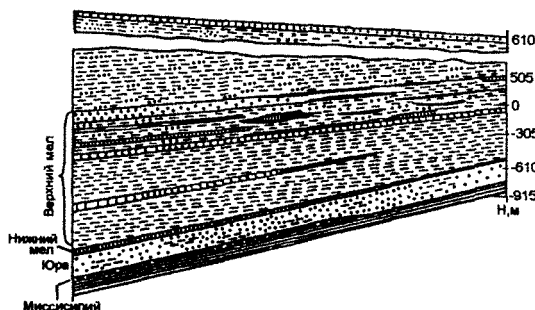


Рис.10.12. Схематический разрез месторождения, связанного с выклиниванием пластов-коллекторов. месторождение Пембина, Канада

Месторождения, приуроченные к участкам *замещения проницаемых пород непроницаемыми*. Пример - одно из крупнейших в США газовое местоскопление находится на моноклинали западного борта впадины Додж-Сити. Здесь залежи газа связаны с трещинными коллекторами карбонатной толщи Биг-Блу (нижняя пермь), которая по восстанию пластов к западу постепенно обогащается терригенным материалом и затем полностью замещается глинистыми слабопроницаемыми образованиями.

Для формирования месторождений, связанных с песчаными образованиями русел палеорек, наиболее благоприятными участками в отношении нефтегазонакопления считаются их устьевые части, располагающиеся в прибрежных зонах палеоморей (палеодельты).

Типичные примеры рассматриваемого подтипа, — скопления нефти, открытые И. М. Губкиным в Майкопском районе (Краснодарский край). Местоскопления расположены на крупной кайнозойской моноклинали южного геосинклинального борта Западно-Кубанского прогиба в майкопских отложениях, выклинивающихся по восстанию слоев (рис. 10.13). Линия выклинивания имеет сложные очертания и образует ряд выступов, к которым и приурочены отдельные залежи нефти.

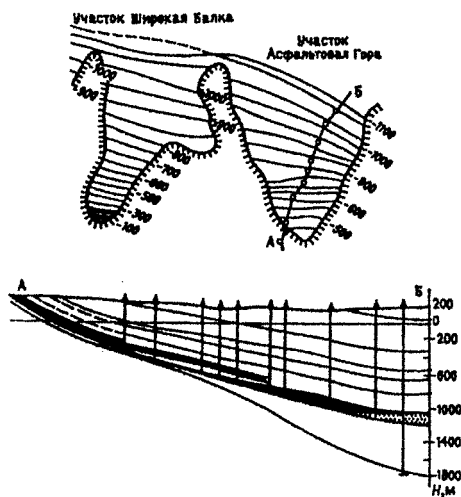


Рис. 10.13. Рукавообразное месторождение в Майкопском районе – план и разрез

Местоскопления расположены на крупной кайнозойской моноклинали южного геосинклинального борта Западно-Кубанского прогиба в майкопских отложениях, выклинивающихся по восстанию слоев. Линия выклинивания имеет сложные очертания и образует ряд выступов, к которым и приурочены отдельные залежи нефти.

Другой пример – месторождение Буш-Сити в США (рис.10.14), где нефтяные залежи приурочены к песчаным шнурковообразным телам извилистой формы, сложенным песчанистым материалом толщиной от 13 до 30 м, шириной от 0,5 до 2,5 км и длиной 3-20 км.

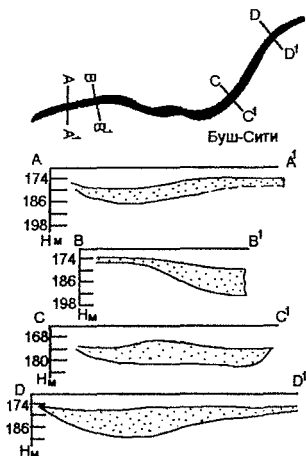


Рис.10.14. Карта и разрезы месторождения Буш-Сити в США. Месторождение связано с песчаными телам ископаемых палеорусел, в плане образующих шнурковоподобные тела

Месторождения, приуроченные к **прибрежным песчаным валоподобным образованиям ископаемых баров**, известны во многих нефтегазоносных областях США. Пример – месторождение Гей-Спенсер-Ричардсон (Западная Вирджиния), которое связано с песчаными образованиями свиты Берна (миссисипский отдел карбона), представляющими собой ископаемый береговой песчаный вал протяженностью свыше 90 км и шириной от 1 до 3,5 км.

Примером месторождения, **связанного с песчаными линзами**, залегающим в непроницаемых породах, может служить месторождение Гездек (рис. 10.15).

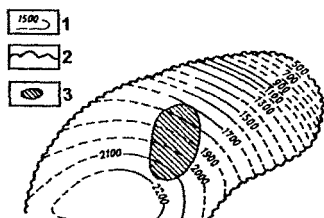


Рис. 10.15. Линзовидная залежь в горизонте VIII продуктивной толщи месторождения Гездек (по Б.К.Баба-Заде) 1 – изогипсы по кровле VIII продуктивной толщи, 2 – линия выклинивания VIII продуктивной толщи, 3 – залежь нефти

Месторождения стратиграфического класса.

В этом классе выделяется несколько групп месторождений: приуроченных к участкам стратиграфически несогласного перекрытия слабопроницаемыми породами пластов-коллекторов в пределах локальных антиклинальных структур или моноклиналей, а также на эродированной поверхности погребенных останцев палеорельефа.

Они встречаются как в складчатых и переходных, так и в платформенных областях. Пример - Оклахома-Сити, где залежи нефти в головных частях

песчаных горизонтов Уилкокс и Симпсон ордовикского возраста со стратиграфическим несогласием перекрыты слабопроницаемыми отложениями каменноугольной системы.

Месторождения литолого-стратиграфического класса Нередко встречаются месторождения нефти и газа, на формирование которых оказали влияние оба фактора — стратиграфический и литологический, в связи с чем их целесообразно выделять в самостоятельный класс. Например, месторождение Ист-Тексас имеет длину около 70 км, ширину местами до 20 км. Начальные разведанные запасы нефти превышают 1 млрд. т. Залежи приурочены к головным частям выклинивающихся по восстанию песчаных пластов свит Вудбайн и Игл-Форд позднемелового возраста, стратиграфически несогласно перекрытых и запечатанных вышележащими более молодыми отложениями (рис. 10.16). Иногда это месторождение считают зоной нефтегазонакопления. Другое месторождение — Монро — общей площадью, достигающей 900 кв.км. Основные газовые горизонты эффективной толщины от 2 до 25 м приурочены к песчаникам позднемелового и эоценового возраста, несогласно залегающими между известняками. Продуктивные горизонты выклиниваются и несогласно перекрываются глинами и глинистыми сланцами.

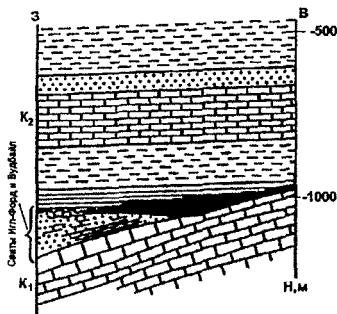


Рис. 10.16. Разрез литолого-стратиграфического месторождения Ист-Тексас (по В.Вер-Вибе)

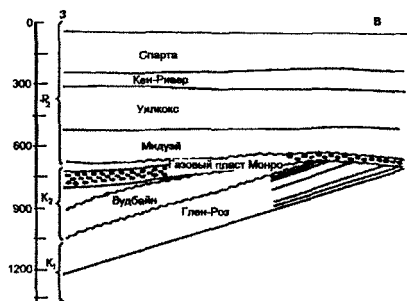


Рис. 10.17. Разрез литолого-стратиграфического месторождения Монро, штат Луизиана, США (по Ж.Фергюсону)

Вопросы

1. Что такое месторождение, и чем оно отличается от залежи?
2. Месторождения структурного класса.
3. Месторождения структурного класса.
4. Рифогенные месторождения.
5. Месторождения литологического класса.
6. Месторождения стратиграфического класса.

2.11. ЗОНЫ НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ

Зона нефтегазонакопления – ассоциация (совокупность) смежных и сходных по геологическому строению месторождений, приуроченных к единой группе генетически связанных между собой локальных ловушек.

Существуют различные классификации зон нефтегазонакопления. В качестве примера приведем классификацию А.А.Бакирова. В её основу положены различия геологических факторов, которым принадлежит главенствующая роль в формировании каждого выделяемого типа.

Таблица 11.1

Классификация зон нефтегазонакопления (по А.А.Бакирову)

Класс	Группа	Подгруппа
Структурный	Линейно-вытянутых положительных структур платформ, складчатых и переходных областей	Отдельных локальных поднятий вала
		Единого скопления контролируемого поднятием в целом
	Куполовидных поднятий	Отдельных локальных поднятий купола
		Единого скопления контролируемого поднятием в целом
	Региональных разрывных нарушений	Систем локальных поднятий вдоль региональных разрывов
		Моноклиналей, нарушенных разрывами
Зон солянокупольной тектоники	Систем линейно-вытянутых соляных куполов	
	Систем соляных куполов концентрически округлых очертаний	
Региональным развитием трещиноватости	Участки тектонической трещиноватости	
	Участки седиментационной трещиноватости	
Рифогенный		Атоллов
		Барьерных рифов
Литологический	Регионального замещения и выклинивания	Регионального замещения
		Регионального выклинивания
	Песчаных образований вдоль прибрежных частей палеоморей	Системам баров
		Систем прибрежно - дельтовых образований палеорек
Стратиграфический	Зон регионального срезания и несогласного перекрытия коллекторов покрышками	Участков региональных стратиграфических несогласий
		Участков вулканогенных пород, несогласно залегающих среди толщ осадочного генезиса
Литолого-стратиграфический	Зон выклинивания коллекторов, несогласно перекрытых флюидоупорами.	Зон выклинивания и стратиграфического срезания коллекторов на склонах поднятий и бортах впадин
		Зон выклинивания и стратиграфического срезания коллекторов вблизи эродированных выступов фундамента

Иногда углеводороды заполняют ловушки, соответствующие тектоническому рангу зоны нефтегазонакопления. Поэтому некоторые гигантские месторождения представляют собой целые зоны.

Кратко охарактеризуем некоторые из их видов.

1. Структурный класс

1.1. Линейно-вытянутых поднятий

1.1.1. Отдельных локальных поднятий, участвующих в строении вала.
 На платформах – это наиболее широко распространенный класс. Месторождения группируются в отдельные линейно вытянутые ассоциации залежей, приуроченные к локальным поднятиям, участвующим в строении вала. Примером такого рода зоны служит Жигулевская зона Среднего Поволжья (рис. 11.1).

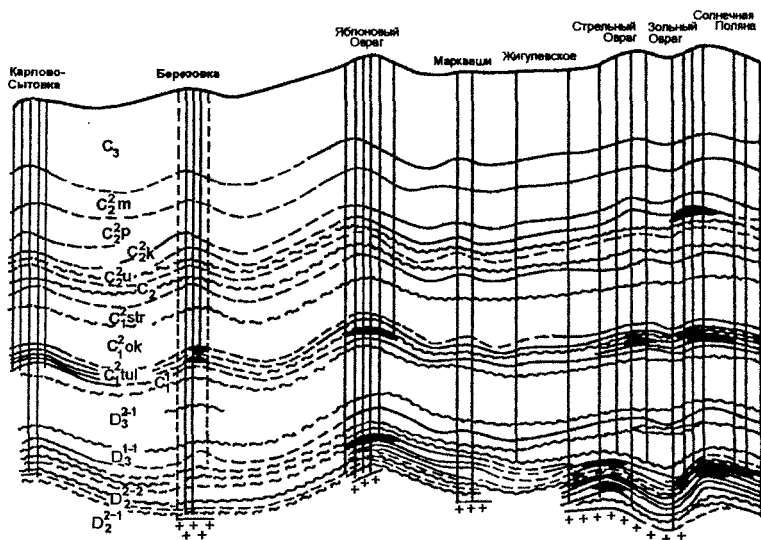


Рис. 11.1. Продольный разрез через зону Жигулевских поднятий

Такие же зоны нефтегазонакопления в складчатых и переходных территориях связаны с антиклинальными поднятиями, осложняющими борта структур более крупного размера. Примером служит Терская и Сунженская зоны нефтегазонакопления, в целом подчиненные простиранию Кавказа (рис. 11.2).

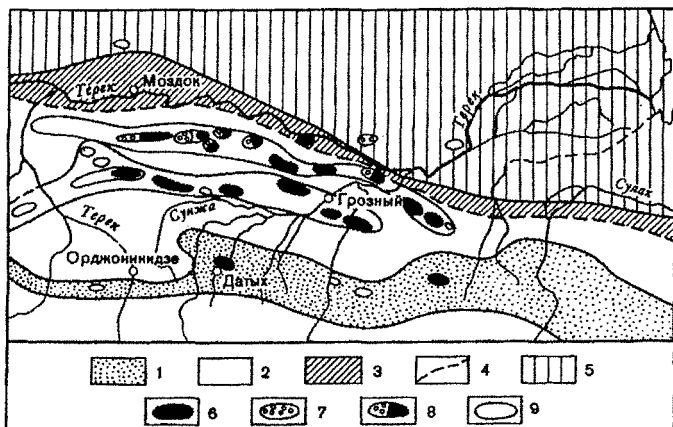


Рис. 11.2. Зоны нефтегазонакопления района передовых хребтов Предкавказья. 1 – Черногорская складчатая зона, 2 - зона складчатости борта краевого прогиба, 3 - северный борт Предкавказского краевого прогиба, 4 – осевая линия Предкавказского краевого прогиба, 5 – южный склон платформ, 6 – нефтяные месторождения, 7 - газовые месторождения, 8 - газонефтяные месторождения, 9 – перспективные площади (По А.А.Бакирову и др.)

1.1.2. Зоны единого валоподобного поднятия. В этом случае, зона нефтегазонакопления превращается в единое месторождение. Примерами могут служить Оренбургская и Уренгойская (рис. 11.3) зоны конденсатонакопления. Уренгойская зона связана с Нижнепурским мегавалом размером 180x25 км и амплитудой от 400 до 100 м.

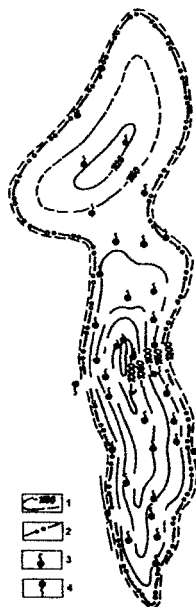


Рис. 11.3. Структурная карта Уренгойской зоны конденсатонакопления (по Н.Х.Кулахметову): 1 – изогипсы кровли уренгойской свиты, 2 – внешний контур газоносности, 3 – скважины с промышленными притоками газа, 4 - скважины с притоками воды

1.2. Куполовидных поднятий.

1.2.1. Отдельных локальных поднятий, участвующих в строении купола

1.2.2 Единого поднятия, контролируемого структурой поднятия в целом.

Примерами их являются Ромашкинское и Самотлорское месторождения (11.4).

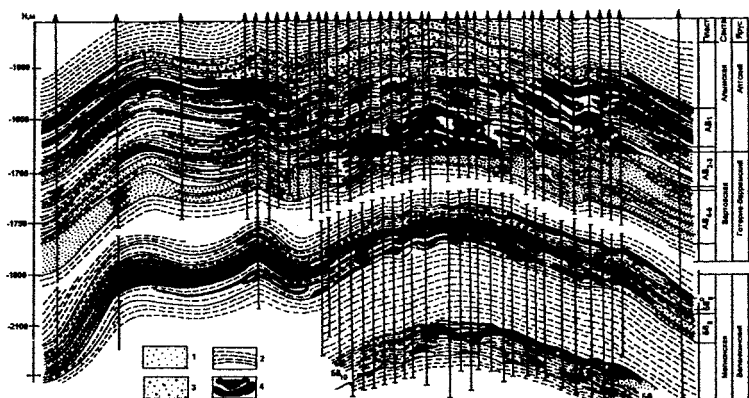


Рис. 11.4. Геологический разрез продуктивных отложений Самотлорской зоны нефтегазонакопления. 1 – преимущественно песчаники, 2 - преимущественно глины, 3 – газ, 4 – нефть. (По А.А.Бакирову и др.)



1.3. Региональных разломов
 1.3.1. Локальных поднятий, группирующихся вдоль региональных разрывов (рис.11.5).

Рис. 11.5 Расположение нефтяных месторождений в сбросовой зоне Балконес-Мексия в США (по Лахи, 1929): 1 - тектонические нарушения, 2 - продуктивные площади. Самые крупные месторождения приурочены к опущенным крыльям сбросов.

1.4. Солянокупольной тектоники.

1.4.1. Систем линейно вытянутых соляных куполов.

1.4.2. Систем соляных куполов концентрически округлых очертаний.

1.5. Региональной трещиноватости (рис.11.6).

3. Литологический

3.1. Регионального изменения литологического состава и выклинивания коллекторов вверх по восстанию пластов.

3.1.1. Регионального замещения коллекторов на непроницаемые породы

3.1.2. Регионального выклинивания

3.2. Песчаных образований вдоль берегов палеоморей

3.2.1. Баров

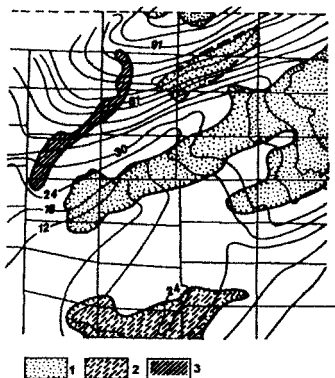
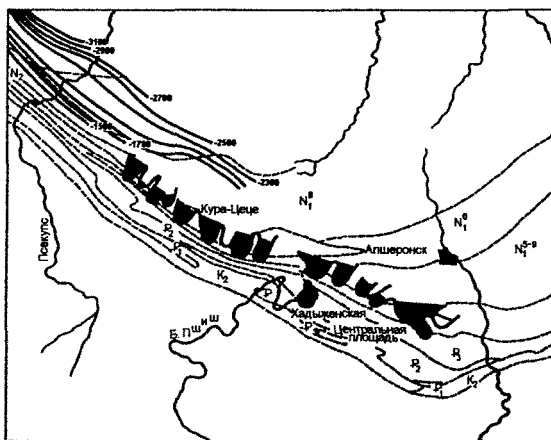


Рис. 11.8. Зона нефтегазонакопления, приуроченная к баровым песчаным образованиям в штате Пенсильвания (США) (по А.Леворсену): 1 – продуктивная площадь залежи Брадфорд; 2 – продуктивная площадь залежи Гаффей; 3 – продуктивная площадь залежи Мьюзик-Маунтин.

3.2.2. Прибрежно-дельтовых образований палеорек (рис. 11.9)

Рис. 11.9. Зона нефтегазонакопления Майкопского района



4. Стратиграфический

4.1. Регионального срезания и перекрытия коллекторов непроницаемыми породами

4.1.1. Региональных стратиграфических несогласий на платформах и моноклиналях (рис. 11.10).

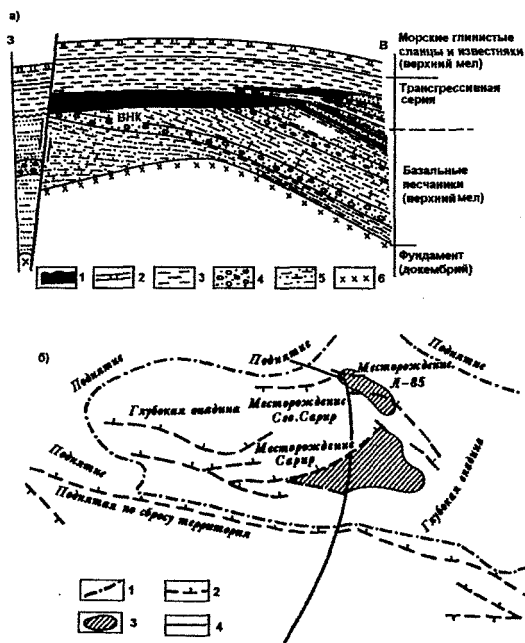


Рис. 11.10. Саирская зона нефтегазоаккумуляции: а – схематический разрез (1 – залежи нефти, 2 – известняки; 3 – глины и глинистые сланцы, 4 – песчаники; 5 – глинистые сланцы, 6 – кристаллический фундамент); б – Региональное структурное положение месторождения Саир (граница распространения базальных песчаников верхнего мела, 2 – основные нарушения, 3 – месторождения нефти 4 – линия разреза)

4.1.2. Вулканогенных толщ среди толщ осадочного генезиса

5. Литолого-стратиграфический

5.1. Регионального выклинивания и стратиграфического срезания коллекторов на склонах поднятий и бортах впадин.

5.2. Регионального выклинивания вблизи эродированных выступов кристаллического фундамента.

Вопросы:

1. Что такое зона нефтегазоаккумуляции?
2. Зоны нефтегазоаккумуляции структурного класса.
3. Рифогенные зоны нефтегазоаккумуляции.
4. Зоны нефтегазоаккумуляции литологического класса.
5. Зоны нефтегазоаккумуляции стратиграфического класса.

2.12. НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ ОБЛАСТИ

Нефтегазоносные области (НГО), это территории, приуроченные к крупному структурному элементу (своду, впадине, поднятию), или (реже) характеризующиеся общностью стратиграфического диапозона и литолого-фациальных условий нефтегазонакопления в пределах части крупнейшего структурного элемента или группы структурных элементов среднего ранга, объединяющая группу зон нефтегазонакопления.

Нефтегазоносная область - это часть нефтегазоносной провинции. В случае преобладания газа общих ресурсах углеводородов, область называется газоносной. Иногда нефтегазоносной областью называют нефтегазоносную территорию, выделенную по географическим или географо-экономическим признакам.

А.А.Бакировым выделяются следующие типы нефтегазоносных областей (табл.12.1).

Таблица 12.1

Классификация нефтегазоносных областей.

Нефтегазоносные области	
Платформенных территорий	Переходных и складчатых территорий.
Сводовые поднятия	Мегантиклинали
Ассоциации мегавалов и кряжей	-
Авлакогены (крупные грабены и рифты)	Рифтовые системы
Внутриплатформенные впадины	Межгорные впадины
Наложённые впадины	Наложённые и поперечные прогибы
Склоны платформ	-
	Мегасинклинали
	Срединные массивы

2.12.1. Нефтегазоносные области платформ.

Нефтегазоносные области сводовых поднятий на платформах. *Своды* - это крупные области приподнятого залегания складчатого фундамента под платформенным покровом, измеряемые сотнями километров в длину и ширину.

В некоторых сводовых поднятиях месторождения нефти приурочены к наиболее приподнятым центральным частям поднятий, например - в нефтегазоносной области Татарского сводового поднятия (рис. 12.1). Встречаются и другие случаи. Чаще всего зоны газонакопления располагаются преимущественно в более приподнятых, а нефтенакпления - в более погруженных участках.

Нефтегазоносные области внутриплатформенных изометричных впадин. Внутриплатформенные впадины - это обширные области погружения фундамента в пределах плит размером в сотни километров в длину и ширину (рис.12.2).

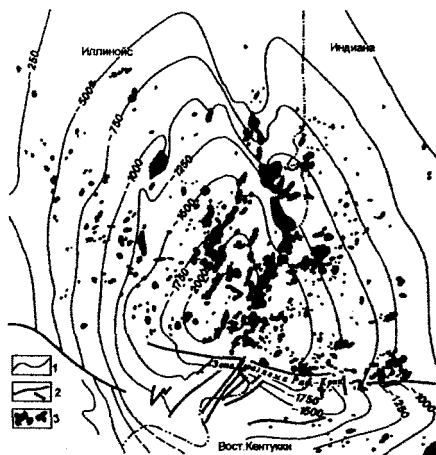
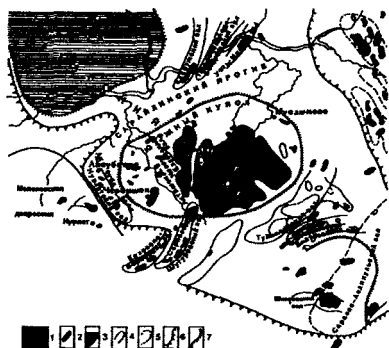


Рис. 12.1. Нефтегазоносная область Татарского сводового поднятия. 1 – залежи нефти в девонских отложениях (А – Ромашкинское месторождение, Б – Ново-Елховская, Акташская, Поповская площади); 2 – нефтяные месторождения и площади, 3 – зона преимущественного отсутствия терригенных пашийских и живетских отложений; 4 – валовообразные поднятия в девонских отложениях; 5 – валовообразные поднятия в каменноугольных и пермских отложениях, 6,7 – границы сводового поднятия и купола внутри сводового поднятия

Рис. 12.2. Нефтегазоносная область Иллинойской впадины США: 1 – Стратоизогипсы по кровле отложений Трентон; 2 – сбросы; 3 – месторождения нефти (по А.А.Бакирову, 1987)

Нефтегазоносные области линейно вытянутых внутриплатформенных поднятий. Внутриплатформенные линейно вытянутые поднятия – это линейные блоки складчатого фундамента, погребенные под осадочным чехлом, протягивающиеся на сотни километров, и отражающихся в осадочном чехле. Примеры таких структур – кряж Карпинского, Уренгойский, Северо-Ямальский и др.

Нефтегазоносные области авлакогенов и рифтов. Примерами таких нефтегазоносных областей являются Рейнский, Суэцкий грабены, Днепровско-Донецкая впадина (рис. 12.3).

Нефтегазоносные области склонов платформ выделяются, когда на фоне общего регионального погружения склонов платформ выделяется ряд валов, простирание которых обычно совпадает с простиранием примыкающей к ней геосинклинальной системы. Нефтегазоносные области платформ различных видов приведены на рис. 12.4.

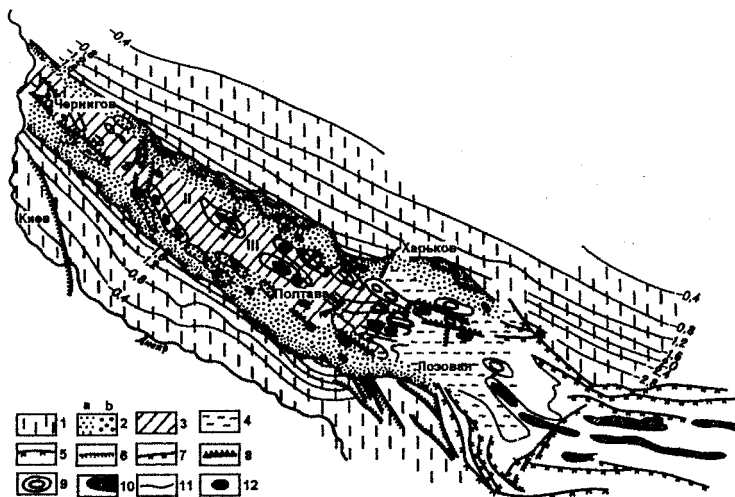


Рис. 12.3. Тектоническая схема Днепровско-Донецкой впадины (по М.В.Чирвинской, 1962). 1 – бортовые части – склоны Воронежского и Украинского кристаллических массивов; 2 – зоны краевых дислокаций (а – более приподнятая часть; б – более погруженная часть); 3 – центральная часть грабена – приподнятые блоки фундамента (I Черниговский, II – Лоховицкий, III – Лютеньский); 4 – зона сочленения (восточное окончание впадины или северо-западная окраина Донбасса); 5 – зона краевых разломов (граница Днепровско-Припятского палеозойского грабена); 6 – сбросы; 7 – надвиги; 8 – флексуры; 9 – контуры поднятий; 10 антиклинальные складки Донбасса; 11 – изогипсы поверхности кристаллического фундамента; 12 – месторождения нефти и газа

2.12.2. НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ ОБЛАСТИ ПЕРЕХОДНЫХ И СКЛАДЧАТЫХ ТЕРРИТОРИЙ

Нефтегазоносные области внутрискладчатых (межгорных) впадин. Осадочные образования, участвующие в строении межгорных впадин смяты в крупные обычно кулисообразные складки и нарушены системами разломов. Для некоторых впадин характерно наличие диапиризма и грязевого вулканизма. Примерами нефтегазоносной области этого типа являются Ферганская нефтегазоносная область, Апшеронская, Прикуринская и др.

Нефтегазоносные области мегасинклиналей и мегантиклиналей. Осадочные образования, участвующие в строении межгорных впадин смяты в крупные, обычно кулисообразные, складки и нарушены системами разломов. Нефтегазоносные области такого типа выделяются в Таджикистане. Для некоторых впадин характерно наличие диапиризма и грязевого вулканизма

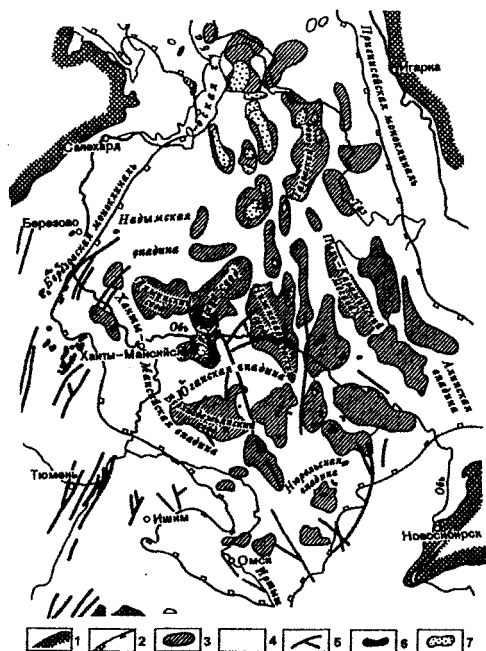


Рис. 12.4. Схема структурного размещения регионально нефтегазоносных областей Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (по М.Я.Рудкевичу, Н.Н.Ростовцеву, И.И.Нестерову и др. 1 – границы плиты; 2 – граница между внешним поясом и внутренней областью; 3 – контуры региональных сводовых поднятий и мегавалов; 4 – области региональных впадин и прогибов; 5 – разломы; 6 – месторождения нефти; 7 – месторождения газа

Нефтегазоносные области срединных массивов и наложенных прогибов. Примером нефтегазоносных областей срединных массивов служит область Центрально – Иранского срединного массива, расположенного между горами Эльбурса, Копет-Дага и Загроса. Наложённые впадины могут развиваться на срединном массиве – например, Паннонская межгорная впадина, окружённая горными сооружениями Карпат, Альп, Динарид. Зоны нефтегазонакопления Венгрии, Югославии, Чехословакии приурочены именно к ним. Пример наложенного прогиба – впадина акватории Прикаспия и связанные с ней месторождения Азербайджана, часто осложнённые грязевым вулканизмом и диапиризмом.

Нефтегазоносные области рифтовых систем – это узкие и протяжённые прогибы, ограниченные высокоамплитудными глубинными разломами. Примером нефтегазоносной области такого типа является расположенная на западе Северной Америки область Лос-Анжелос.

Вопросы:

1. Что такое нефтегазоносная область?
2. Классификации нефтегазоносных областей.
3. Дайте характеристику нефтегазоносных областей платформ.
4. Дайте характеристику нефтегазоносных областей геосинклинальных и переходных территорий.

2.13. НЕФТЕГАЗОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОВИНЦИИ РОССИИ И СОПРЕДЕЛЬНЫХ СТРАН

Размещение нефтегазоносных провинций России и сопредельных государств, а также их основные характеристики приведено на рис. 13.1 и в табл. 13.1 (По Л.В.Каламкарову). Кроме нефтегазоносных провинций на рисунке выделяются перспективные провинции, промышленная нефтегазоносность которых не доказана, но предполагается.

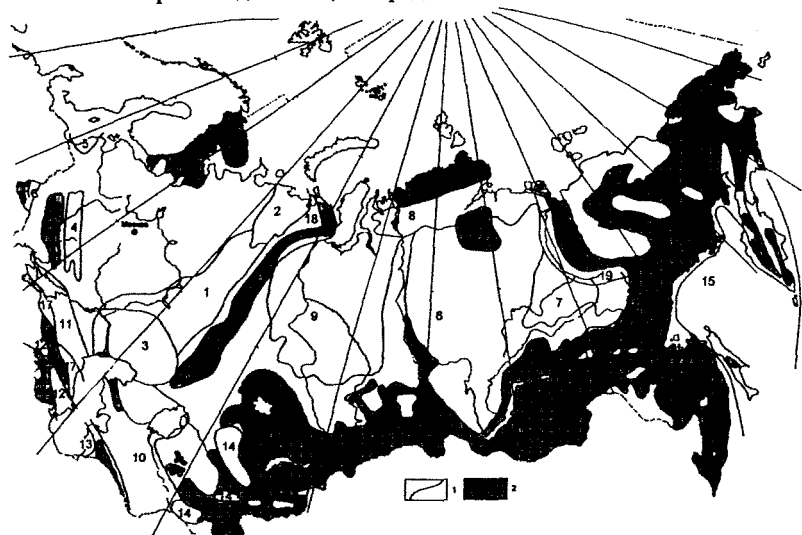


Рис. 13.1 Нефтегазоносные провинции России и ближнего зарубежья. 1 – границы нефтегазоносных провинций, 2 - щиты и складчатые области. Цифрами обозначены номера провинций в таблице 13.1

Здесь приведены самые краткие сведения о нефтегазогеологических провинциях. Подробнее провинции описаны в приложении 23.

Провинции платформенного типа. В них структурные ловушки обычно имеют простое строение. Как правило, это антиклинали и купола пологие (1- 3° и менее) небольшой амплитуды (десятки метров, реже - более 100 м). Для платформенных территорий характерны региональные поднятия, осложненные локальными поднятиями. Такие структуры характеризуются большими размерами, в них встречаются значительные концентрации углеводородов, причем при условии полного насыщения региональной ловушки (вала или куполовидного поднятия) целиком по всему объему ловушки).

Нефтегазоносные провинции России и сопредельных стран.

Провинция	Тектоническая структура	Мощность осадочно-го чехла в км	Основные нефтегазоносные комплексы	Примеры месторождений
Нефтегазоносные провинции древних платформ				
Древняя (докембрийская) Русская платформа				
1. Волго-Уральская	Волго-Уральская синеклиза	1-6	P, C, D	Ромашкинское, Оренбургское
2. Тимано-Печорская	Печорская синеклиза	1-7	T, P, C, D, S, O	Усинское, Шапкинское
3. Прикаспийская	Прикаспийская	6-16	K, J, T, P, C, D	Тенгиз, Астраханское
4. Днепровско-Припятская	Днепровско-Донецкий грабен, Припятская впадина	2-10	J, T, P, C, D	Речицкое, Шебелинское
5. Прибалтийская	Балтийская синеклиза	1 – 3,5	S, O, E	Красноборское, Ушаковское
Сибирская (Восточно-Сибирская) платформа				
6. Ангаро-Ленская (Лено-Тунгусская)	Лено-Тунгусская плита	2 - 7	E, V, R	Марковское, Среднеботуобинское
7. Лено-Вилуйская	Вилуйская синеклиза	2-14	J, T, P,	Средневилуйское
8. Енисейско-Хатангская (Енисейско-Анабарская)	Енисей-Хатангский, Лено-Анабарский прогибы	2-11	K, J, T, P	Пеляткинское
Нефтегазоносные провинции молодых платформ				
9. Западно-Сибирская	Западно-Сибирская эпигерцинская плита	1,5-5,5	K, J	Самотлор, Уренгой
10. Туранская	Туранская эпигерцинская плита	2-6	P, K, J, T	
11. Предкавказско-Крымская (Скифская)	Скифская эпигерцинская плита	2-6	N, P, K, J, T, P	
Нефтегазоносные провинции складчатых территорий (геосинклинальные)				
12. Закавказская	Закавказский межгорный прогиб, Южно-Каспийская впадина	3-10	N, P, K	Нефтяные камни
13. Западно-Туркменская	Западно-Туркменская межгорная впадина	1-15	N, P,	Газли
14. Тяньшань-Памирская	Ферганская, Таджикская, Чу-Сарысуйская межгорные впадины	2-9	N, P, K, J, P, C, D	
15. Дальневосточная (Охотская)	Синклиории о-ва Сахалин и п-ва Камчатки	2-6	N	

Нефтегазоносные провинции переходных территорий				
16. Предуральская	Предуральский прогиб	4-14	P, C, D, S, O	
17. Предкарпатская	Предкарпатский прогиб	2-8	N, P, K, J	
18. Предкавказская	Предкавказский прогиб	4-12	N, P, K, J, T	
19. Предверхоянская	Предверхоянский прогиб	2-14	J	
Нефтегазоносные провинции арктических морей России				
20. Баренцево-морская	Баренцевоморская древняя плита	3-18	J, T	

Для платформенных территорий характерно наличие в разрезе отложений соленосных толщ, представленных каменной солью, гипсами, ангидритами, причем в некоторых из них проявлялся соляной тектогенез, и образовались различные соляные структуры (соляные купола, штоки, гряды и др.), как, например, в Прикаспии. Соленосные толщи выполняют роль очень надежной региональной покрывки для залежей нефти и газа.

В ряде провинций платформенных областей широко развиты карбонатные толщи, в том числе органогенного происхождения (в Урало-Поволжье, Прикаспии и др.). Нередко ими сформированы рифогенные постройки формирующие зоны нефтегазонакопления. В рифогенных постройках на платформах известны значительные скопления нефти и газа, связанные с большими объемами массивного природного резервуара, даже в случае невысоких коллекторских свойств карбонатных пластов.

Залежи нефти и газа на месторождениях платформенных областей в основном сводовые, иногда с замещением коллекторов глинами. В районах, где развита соляная тектоника, встречаются залежи приконтактового типа, экранированные соляным куполом (штоком соли) сводовые над куполом, а также - тектонически-экранированные и связанные с выклиниванием пласта-коллектора. Реже встречаются залежи литологические, стратиграфические и литолого-стратиграфические. Среди литологических встречаются как литологически экранированные, связанные с замещением песчано-алевролитовых коллекторов глинами (аргиллитами), так и литологически ограниченные, например, рукавообразные (шнурковые) и др.

Провинции древних платформ. Как уже говорилось в первом разделе, древними называются платформы, стабилизировавшиеся к кембрию. Их осадочный чехол, сложен породами палеозоя, мезозоя и кайнозоя. Иногда, в отдельных частях, территория переходит к платформенной стадии развития в докембрии, и тогда осадочный чехол может быть сложен и докембрийскими – рифейскими и вендскими породами, залегающими в осадочном чехле. На территории России и сопредельных государств расположены две древние платформы - Русская и Восточно-Сибирская.

Провинции молодых платформ. На территории России и ближнего зарубежья располагается самая большая в мире молодая Евразийская платформа, в пределах которой выделяются Западно-Сибирская, Туранская и Скифская плиты. Осадочный чехол молодых платформ сложен преимущественно мезозойскими и кайнозойскими толщами. Однако, как платформа не сразу утрачивает тектоническую активность, и отложения, образующиеся в условиях угасающей тектонической активности, относятся к так называемому «промежуточному, или переходному комплексу».

Провинции складчатых и переходных территорий. Нефтегазоносные провинции этих типов связаны с межгорными прогибами (синклинориями) и предгорными прогибами, отделяющими платформы от горных сооружений. В настоящее время они активно погружаются и покрываются осадками. Месторождения часто разбиты разломами, приурочены к опрокинутым складкам и надвигам.

В складчатых и переходных областях структурные ловушки обычно сложного строения. Это узкие длинные антиклинали, нарушенные разломами: сбросами, сдвигами, надвигами. Складки с крутыми крыльями, как правило, асимметричны. В условиях надвинутого залегания наблюдаются опрокинутые складки, вплоть до лежачих, Амплитуда большинства складок составляет от сотни метров до километра и более. Нередко складки, осложнены многочисленными разломами, проявлениями диапиризма и грязевого вулканизма. Часто амплитуда смещения по разломам отдельных частей продуктивных пластов намного превышает их мощность.

В этих областях локальные скопления и зоны нефтегазоаккумуляции связаны с антиклинальными зонами, антиклинориями и др. Характерно, также несоответствие структурных планов по отдельным стратиграфическим подразделениям разреза. Месторождения обычно разбиты разломами на блоки. Для складчатых и переходных областей характерны тектонически экранированные и блоковые залежи углеводородов, однако встречаются сводовые, висячие и др. Здесь также встречаются и зоны рифовых массивов.

Вопросы:

1. *Что такое нефтегазоносная провинция?*
2. *Нефтегазоносные провинции платформенного типа.*
3. *Нефтегазоносные провинции складчатых территорий.*
4. *Нефтегазоносные провинции переходных территорий.*

Принимаясь за дело, соберись с духом.

Козьма Прутков

ЧАСТЬ 3.

ПОИСКИ, РАЗВЕДКА И РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

Поисково-разведочный (геологоразведочный) процесс – это совокупность взаимосвязанных последовательных работ (*поисково-разведочных, геологоразведочных, ГРР*), научных и технологических исследований, должных обеспечить открытие, оценку и подготовку к разработке полезного ископаемого. Методологической основой прогнозирования нефтегазоносности и проведения поисково-разведочных работ являются общие законы природы (Приложение 24 – методология). Проведение геологоразведочных работ производится в соответствии с принципами, сформулированными В.М.Крейтером (пять принципов геологоразведки):

1. Рациональная полнота исследования объекта.
2. Последовательность приближений в геологической изученности объекта.
3. Относительная равномерность (равная достоверность) изучения объекта.
4. Наименьшие трудовые и материальные затраты при подготовке месторождения к освоению.
5. Наименьшие затраты времени при подготовке месторождения к освоению.

Для геологоразведочного процесса характерны:

- *Многоступенчатость*, которая предполагает последовательное проведение взаимообусловленных разномасштабных работ и использование разнообразных методов - от аэрокосмических до геофизических (ГИС) и технологических исследований в скважинах. Эта особенность реализована в технологии проведения геолого-разведочных работ по этапам и стадиям.

- *Длительность*. Геологоразведочный процесс занимает годы, а иногда и десятки лет. Например, поиски углеводородов в Западной Сибири начались в конце 30-х годов, первый промышленный приток газа был получен в 1953 году, а нефти 1959 г.

- *Все увеличивающаяся дороговизна*. Это вызвано тем, что объектами поисков становятся все более глубокозалегающие толщи, площади на шельфе, работы ведутся во все более сложных геологических и климатических условиях. Система геологоразведочных работ требовала значительного государственного финансирования и перестала отвечать требованиям рыночных отношений в России. В настоящее время четкая регламентация геологоразведочных работ однозначно не определилась. После 90-х годов было резко сокращено как государственное, так и частное финансирование геологических исследований и поиска новых месторождений и перспективных территорий. Поэтому сделанные советскими геологами "заделы" "проедаются", что вызывает обоснованную тревогу профессионалов.

3.14. РЕСУРСЫ И ЗАПАСЫ

3.14.1. Общие представления о ресурсах и запасах

Понятие о подготовке ресурсов и запасов. Основные термины

Целью геологоразведочных работ является **подготовка ресурсов и запасов**. Понятия ресурсов и запасов характеризуют достоверность знаний о полезных ископаемых в недрах, их экономическую значимость. **Подготовка** означает выявление количества предполагаемого полезного ископаемого с той, или иной степенью достоверности.

Термины "запасы" и "ресурсы" имеют не одинаковое значение в различных национальных системах классификаций в разных странах мира. В качестве примера приведем определения, принятые в классификации ООН.

Общие минеральные ресурсы - естественно проявляющиеся скопления минеральных ископаемых, представляющих экономический интерес и характеризующиеся геологической определенностью.

Минеральные запасы - часть общих минеральных ресурсов, извлечение которых экономически эффективно в соответствии с результатами оценки технико-экономической обоснованности разработки.

Остаточные минеральные ресурсы - остальные общие минеральные ресурсы, не входящие в категорию минеральных запасов.

Кроме запасов и ресурсов выделяются также **проявления** - признаки минерализации без конкретной геологической определенности, либо неэкономическое проявление (скопление минералов, не представляющее экономического интереса). Критерии и стандарты, принятые для классификаций ресурсов и запасов различны в разных странах и меняются со временем (прил. 25). Сейчас велика тенденция по сближению и гармонизации таких классификаций.

3.14.2. Классификация, принятая в Советском Союзе

Принципы классификации, категории запасов и ресурсов. Начальные геологические потенциальные ресурсы D_3 . Прогнозные ресурсы D_2 и D_1 . Перспективные ресурсы C_3 (D_0). Предварительно оцененные C_2 и разведанные. C_1 , В и А запасы. Начальные и активные запасы.

Извлекаемые ресурсы. Балансовые и забалансовые запасы

В Советском Союзе главным признаком, положенным в основу классификации была геологическая изученность, которая фиксируется понятием категории ресурсов и запасов и обозначается буквами от D (самые недостоверные) до А (самые достоверные) и индексами от 3 (самые проблематичные) до 1 (самые определенные).

Ресурсы – прогнозно оцененное количество полезного ископаемого в недрах, получаемое на основе геологических предположений, без геологической разведки (категории D и C₃).

Запасы – доказанное фактическим материалом (наличие промышленных притоков нефти) количество полезного ископаемого в конкретном объеме горных пород (категории C_{1,2}, B, A). В таблице 14.1 приведена классификация ресурсов и запасов углеводородов по степени изученности.

Таблица 14.1.

Ресурсы и запасы.

Изученность ↓	Ресурсы	Начальные геологические потенциалные D ₃
		Прогнозные D ₁ и D ₂
		Перспективные C ₃
	Запасы	Предварительно оцененные C ₂
		Разведанные A, B, C ₁

В плохо изученных регионах на основании сведений об общем геологическом строении региона, мощности осадочного чехла, теоретических представлений о нефтегазоносности, выделяли *начальные геологические потенциалные ресурсы D₃*. *Прогнозные ресурсы* выделялись для литолого-стратиграфических комплексов или отдельных горизонтов, в которых наличие полезного компонента не доказано бурением, но из общих геологических предпосылок не исключается вероятность, их обнаружения. Если в регионе залежи углеводородов нигде не открыты, говорили о ресурсах категории D₂. Если промышленная нефтегазоносность региона доказана – говорили о ресурсах категории D₁. Представления о нефтегазоносности черпались из аналогий с нефтегазоносными территориями.

Перспективные ресурсы – категория C₃ – подсчитывались на локальных объектах с установленной нефтегазоносностью. Это количественная оценка размера предполагаемых залежей, находящихся в пределах зоны нефтегазонакопления, или на уже открытых месторождениях в неизученных бурением горизонтах. Перспективные ресурсы подсчитывались на изученных геологическими и геофизическими методами площадях нефтегазоносного региона, или новым пластам, месторождения, не вскрытых пока бурением. Иногда, чтобы подчеркнуть тот факт, что запасы, подсчитанные по категории C₃, по своей сути являются все-таки ресурсами, нефть еще не открыта бурением, для них выделяли категорию D₀.

Ресурсы подсчитывают до появления промышленных притоков углеводородов на основе аналогий, косвенных данных и теоретических геологических и вероятностных оценок

Для одних и тех же территорий при подсчете ресурсов, разные авторы прибегают к различным аналогиям, моделям нефтегазообразования, и строения анализируемой площади. В результате появляются отличающиеся друг от друга оценки перспектив нефтегазоносности для одного и того же региона.

ПОИСКИ, РАЗВЕДКА И РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

Когда из пласта (объекта) получены притоки нефти, или газа, говорят о **запасах**. Среди запасов выделяют **предварительно оцененные** и **разведанные**.

Запасы на уже открытых и разведанных месторождениях, но в неизученных бурением горизонтах считались по категории C_2 по аналогии с разведанными и хорошо изученными частями того же месторождения.

Категории запасов C_1 , В и А устанавливались в зависимости от изученности залежи. Запасы и ресурсы подсчитывают различными (чаще всего объемными методами), учитывая площадь продуктивного горизонта, мощность, пористость, насыщенность УВ. К разведанным запасам по категории C_1 относились запасы залежи, или ее части, нефтегазоносность которой подтверждена промышленными притоками углеводородов и результатами опробования пластов в нескольких скважинах. Расстояние между разведочными скважинами, как правило, равно двойному расстоянию между принятым для данного района расстоянием между эксплуатационными скважинами. По данным изученности по категории C_1 составлялись технологические схемы разработки месторождения нефти, или проекты опытно-промышленной эксплуатации месторождения газа.

К разведанным запасам по категории В относят запасы залежи, или ее части, нефтегазоносность которой установлена на основании промышленных притоков углеводородов в скважинах на различных гипсометрических уровнях. По данным изученности по категории В составляют проект разработки месторождения нефти, или проект опытно-промышленной эксплуатации месторождения газа. К категории А относились запасы залежи, или ее части, изученные с детальной, достаточной для полного определения типа, формы, размеров, эффективной нефтенасыщенной (или газонасыщенной) мощности, типа коллектора, характера изменения коллекторских свойств, нефтегазонасыщенности, состава и свойств нефти, газа и конденсата, а также тех особенностей залежи, от которых зависят условия их разработки. Запасы по категории А подсчитываются в соответствии с проектами разработки.

Выделяют также следующие виды запасов:

- **Начальные** запасы полезного ископаемого до начала разработки.
- **Активные** (обычные, традиционные) запасы - такие, для отработки которых в настоящее время не существует технологических, или иных, например, финансовых, или геополитических препятствий. Они включают относительно дешевые ресурсы, - находящиеся на сравнительно небольшой глубине, в освоенных районах и при несложных геологических условиях. Это ресурсы, издержки для извлечения которых не превышают примерно \$ 80 за т для нефти, и \$ 100 за 1000 м³ для газа (к моменту чтения работы данные могут устареть).

По прогнозным и перспективным ресурсам подсчитывают **извлекаемые ресурсы** - то есть, то количество углеводородов, которое можно извлечь (поднять на поверхность) из прогнозных и перспективных горизонтов при современных технологиях добычи.

- **Балансовые** запасы - разведанные запасы, разработка которых технологически возможна и экономически целесообразна, (**забалансовые** - разработка

которых технологически неэффективна и нецелесообразна). При повышении цены на нефть или появлении новых более дешевых методов добычи забалансовые запасы могут переводиться в балансовые.

3.14.3. Новая Российская классификация

Геологические, прогнозные D_3 , перспективные D_2 , локализованные D_1 ресурсы. Геологические запасы, предполагаемые C_2 , оцененные, установленные B , достоверные A , промышленно значимые, непромышленные, условно-рентабельные запасы.

Новая российская классификация, подготовленная рабочей группой Министерства Природных Ресурсов во главе с Г.А.Габриэлянцем приведена в приложении 26.

По степени геологической изученности и степени промышленного освоения определяются категории запасов и ресурсов, а по степени экономической эффективности выделяются группы запасов и ресурсов [Г.Габриэлянц, 2004] (рис. 14.1).

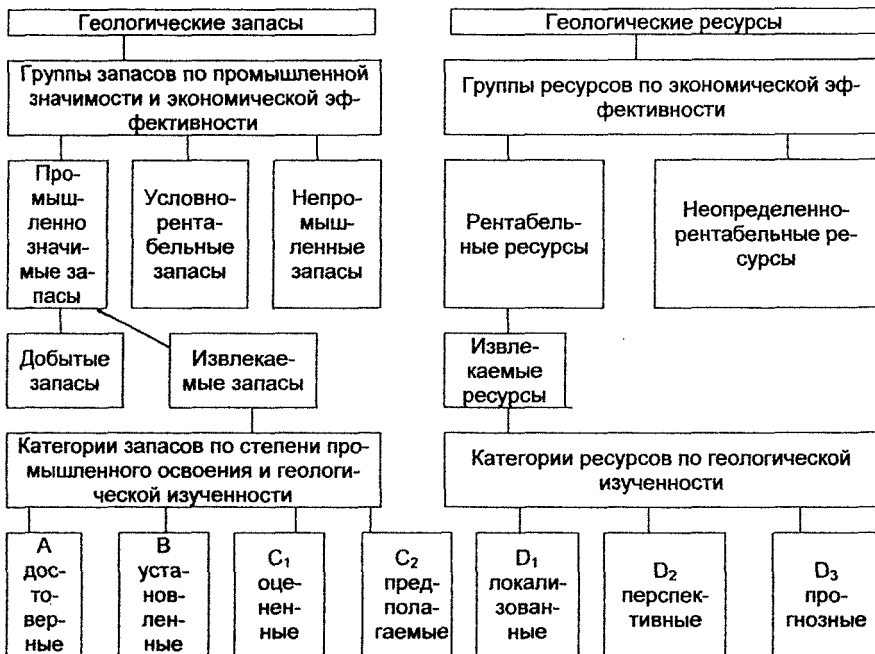


Рис. 14.1. Ресурсы и запасы нефти и газа

ПОИСКИ, РАЗВЕДКА И РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

Геологические ресурсы - то количество нефти, горючего газа и попутных компонентов, которое содержится в не вскрытых бурением ловушках, нефтегазоносных или перспективных нефтегазоносных пластах, горизонтах или комплексах. Ресурсы нефти и газов оцениваются раздельно в пределах нефтегазоносных провинций, областей, районов, зон площадей и отдельных ловушек. Объектом оценки ресурсов являются скопления нефти, горючих газов в нефтегазоносных комплексах, наличие которых в недрах прогнозируется по результатам геологических, геофизических и геохимических исследований.

Ресурсы нефти и газа по геологической изученности подразделяются на категории D_3 (прогнозные), D_2 (перспективные) и D_1 (локализованные).

Категория D_3 (прогнозные) - это ресурсы нефти и газа литолого-стратиграфических комплексов, оцениваемые в пределах крупных региональных структур, промышленная нефтегазоносность которых еще не доказана, а прогнозируется на основе данных геологических, геофизических, геохимических исследований. Количественная оценка их производится по прогнозным параметрам.

Категория D_2 (перспективные) - Ресурсы нефти и горючих газов литолого-стратиграфических комплексов и горизонтов с доказанной промышленной нефтегазоносностью в пределах крупных региональных структур. Количественная оценка перспективных ресурсов проводится по результатам региональных геологических, геофизических, геохимических исследований и по аналогии с открытыми месторождениями в пределах оцениваемого региона.

Категория D_1 (локализованные) - Ресурсы нефти и горючих газов в возможно продуктивных пластах в выявленных и подготовленных к бурению ловушках. Форма, размеры и условия залегания таких ресурсов должны быть определены по результатам геолого-геофизических исследований. Толщина и коллекторские свойства пластов и газа принимаются по аналогии с разведанными месторождениями.

Геологические запасы - то количество нефти, горючих газов и содержащихся в них попутных компонентов, которое находится в недрах изученных бурением залежах. Запасы нефти и газа подсчитываются раздельно по результатам геологоразведочных работ и разработки месторождений. Объектом подсчета запасов являются открытые залежи (части залежей) с доказанной промышленной нефтегазоносностью. Среди геологических запасов выделяют **извлекаемые** - часть геологических запасов, добыча которых из недр на дату подсчета экономически эффективна в условиях конкурентного рынка при рациональном использовании современных технических средств и технологий добычи с учетом соблюдения требований по охране недр и окружающей среды.

Категория C_2 (предполагаемые). Запасы в неизученных бурением частях залежи в зоне дренирования транзитных неопробованных скважин. К категории C_2 относят запасы участков залежи между ее доказанным контуром 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 геофи-

зических исследований скважин и неразбуренных тектонических блоков на залежах с установленной продуктивностью.

Категория C_1 (оцененные). К категории C_1 относятся запасы: части залежи, изученной достоверной сейсморазведкой или иными высокоточными методами в зоне возможного дренирования неопробованных скважин и примыкающие к запасам более высоких категорий, при условии, что имеющаяся геолого-геофизическая информация с высокой степенью вероятности указывает на промышленную продуктивность вскрытого пласта в данной части залежи. 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 и рентабельность ее освоения определяется по аналогии с изученными участками.

Для отнесения запасов к категории C_1 по вновь выявленным залежам, оценка запасов которой дается только по этой категории, необходимо установить тип, форму и размеры залежи, изучить по керну и материалам геофизических исследований скважин литологические особенности и вещественный состав пласта. Определить высотное положение контактов нефть-вода, нефть-газ, газ-вода, установить состав и свойства нефти, горючего газа и конденсата в стандартных пластовых условиях, оценить продуктивность скважин и т.д.

Контуры нефтеносности и газоносности залежи проводятся по материалам промыслово-геофизических исследований с учетом геологического строения структуры. Для запасов категории C_1 , подсчитываемым по блокам и полям, непосредственно примыкающим к площади с запасами более высоких категорий, граница проводится по квадратным участкам, примыкающим к запасам более высоких категорий, на расстоянии от границы этих запасов, равном расстоянию между эксплуатационными скважинами, предусмотренному проектными документами (если геолого-геофизическая информация с обоснованной уверенностью доказывает, что пласт в сторону выделяемой категории C_1 непрерывен по площади).

К **категории В** - установленные - относятся запасы разведанной, подготовленной к разработке залежи, или её части, изученной сейсморазведкой или иными высокоточными методами и разбуренной поисковыми, оценочными, разведочными и опережающими эксплуатационными скважинами, давшими промышленные притоки нефти или газа. На площади подсчета запасов категории В по материалам поисковых и разведочных скважин должны быть изучены и установлены в степени, достаточной для проектирования разработки, следующие характеристики залежи: положение продуктивного пласта в разрезе, его литологические особенности, высотное положение контактов газ-нефть-вода по данным опробования и с учетом промыслово-геофизических материалов, качество нефти, газа, конденсата, воды, а также содержание в них сопутствующих компонентов, гидрогеологические условия и естественный режим работы залежи и т.д.

Категория А - достоверные. Это разрабатываемые запасы залежи, или её части, разбуренной эксплуатационной сеткой скважин в соответствии с про-

ектными документами на разработку. При подсчете запасов категории А должно быть достоверно изучено и определено множество параметров: размеры и форма залежи, положение тектонических нарушений и их амплитуды, закономерности изменения по площади и разрезу литологических особенностей продуктивного пласта (его вещественного состава, эффективной и нефтегазонасыщенной мощности, коллекторских свойств), начальные и текущие дебиты нефти и воды, начальные и текущие рабочие дебиты свободного газа и содержание в нем конденсата, качество нефти, газа, конденсата, воды и содержание в них сопутствующих компонентов, гидродинамическая связь отдельных продуктивных пластов и тектонических блоков, высотное положение контактов газ-нефть-вода, естественный режим работы залежи и т.д.

Критериями выделения групп запасов по промышленной значимости и экономической эффективности являются конкретные экономические показатели, характеризующие эффективность использования денежных средств.

Под *промышленно значимыми запасами* понимаются извлекаемые запасы, к которым 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. Соответственно под *непромышленными запасами* принимаются запасы залежей, вовлечение которых в разработку на момент оценки экономически нецелесообразно либо технически или технологически невозможно. Сюда входят запасы месторождений, которые экономически нерентабельны для освоения на современном этапе, а также законсервированные месторождения, месторождения, расположенные в пределах водоохраных зон, населенных пунктов, сооружений, сельскохозяйственных объектов, заповедников, памятников природы, и (или) культуры, месторождения значительно удаленные от транспортных путей и территорий с развитой инфраструктурой нефтедобычи. На месторождениях с непромышленными запасами подсчитываются и учитываются геологические запасы.

К *условно-рентабельным* запасам относятся запасы месторождений, 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.

Промышленно-значимые извлекаемые запасы делятся на категории. Геологические ресурсы делятся на рентабельные и неопределенно-рентабельные по критерию величины ожидаемой стоимости запасов, затем из рентабельных выделяются извлекаемые ресурсы.

3.14.4. Понятие о подсчетных параметрах (исходных данных), оценке ресурсов и подсчете запасов

Подсчетные параметры и методы подсчета регионального и разведочного этапов. Подсчетные параметры газовых месторождений. Пересчет запасов. Достоверность запасов.

В процессе геологоразведочных работ выявляются характеристики изучаемого объекта - подсчетные параметры, используемые затем для оценки ресурсов и подсчета запасов. Они различны на различных этапах и стадиях геолого-разведочных работ.

На региональном этапе это данные, контролирующие нефтегазовый потенциал – мощность нефтематеринских толщ, мощность региональной покрывки, и др. На поисково-оценочном этапе значение приобретают размеры ловушек, мощность коллектора, глубина и тектоническая сложность ловушек. Количественная оценка прогнозных ресурсов в возможно нефтегазоносных комплексах в пределах конкретных участков на прогнозной территории делается по аналогии. При этом пользуются следующими методами.

- Количественных геологических аналогий. Метод заключается в том, что на эталонных участках определяются зависимости между удельными запасами и наиболее информативными факторами, и переноса выявленных зависимостей на расчетные участки со сходным геологическим строением.

- На «усредненную структуру». При применении этого метода на эталонном участке определяют средние геологические запасы на одну структуру, плотность этих структур, и затем переносят полученные результаты на расчетный участок.

- Удельных плотностей запасов. Используя данный метод, на эталонных участках определяют удельные плотности геологических запасов продуктивного пласта (толщи, комплекса и т.д.), приходящихся на 1 км^3 общего объема пород, или пород-коллекторов, и переносят эти соотношения на расчетные участки с учетом поправочных коэффициентов, характеризующих изменение мощности, пустотности и других параметров.

На разведочном этапе подсчетными параметрами для нефтяных месторождений являются площадь нефтеносности, эффективная мощность нефтенасыщенной части пласта, коэффициент открытой пористости, коэффициент нефтенасыщенности пласта, коэффициент нефтеотдачи пласта, а также физические параметры нефти.

Подсчетными параметрами для газовых месторождений являются площадь газоносности, эффективная мощность газонасыщенной части пласта, коэффициент открытой пористости, коэффициент газонасыщенности пласта, с учетом содержания связанной воды и начальное пластовое давление в залежи.

Перечисленные параметры используются при подсчете запасов.

Подсчет запасов ведется на основе полученных в процессе разведки фактических данных, однако, какие бы современные, надежные и изощренные методы обработки фактического материала не применялись, достоверные и полные сведения о залежи геолог обычно получает после того, как она полностью отработана. Разработка же всегда начинается в условиях недостаточных данных. Из методов подсчетов запасов наиболее распространены:

- **Объемный** – основан на подсчете насыщенного нефтью объема пустотного пространства залежи.
- **Падения пластового давления** – применяется при подсчете запасов свободного газа.
- **Растворенного газа**, – при котором запасы растворенного газа вычисляются по данным величины начального газосодержания, установленного по глубинным пробам.
- **Материального баланса** – базируется на изучении параметров жидкости и газа, содержащихся в пласте в зависимости от изменения давления в процессе разработки залежи.
- **Статистический метод подсчета нефти** – применяется на поздних стадиях разработки. Он основан на статистической обработке данных о поведении дебитов накопленной добычи в процессе эксплуатации в зависимости от тех, или иных параметров разработки.

Применяются и другие методы.

Пересчет запасов – это их уточнение. Запасы пересчитывают в тех случаях, когда оценка месторождения за время, истекшая после предыдущего утверждения запасов, существенно изменилась в результате разведочных и эксплуатационных работ.

Достоверность запасов называют максимальное приближение величины подсчитываемых запасов к ее истинному значению, которое происходит в процессе геологоразведочных и эксплуатационных работ, качественной обработки фактического материала и правильного выбора метода оценки.

3.14.5. Нетрадиционные ресурсы

Понятие традиционных и нетрадиционных ресурсов однозначно не определяется. Обычно, перечень нетрадиционных источников углеводородов (Якуцени, 2001) включает следующие виды углеводородного сырья:

1. Тяжелые высоковязкие нефти, природные битумы и битуминозные пески с сопутствующим им металлоуглеводородным сырьем. К этой категории относятся нефти с плотностью более 904 кг/м^3 . В России их геологические запасы оцениваются в миллиарды тонн. Основная доля запасов такой нефти промышленных категорий сосредоточена в Западно-Сибирской, Волго-Уральской, Тимано-Печорской нефтегазоносных провинциях. Эти нефти часто обогащены ценными примесями, и освоение их должно быть комплексным.

2. Нефть и газ в сложных коллекторах с низким коэффициентом извлечения, угольные газы, нефти и газы в глинистых трещиноватых коллекторах (типа доломитовых отложений), плотных песчаниках, глинистых сланцах и др.

3. Остаточные запасы углеводородов в нерационально освоенных месторождениях с осложненными геолого-промысловыми условиями. Такими «недоосвоенными» ресурсами богаты Урало-Поволжье, Предкавказье, Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция.

4. Газы угольных бассейнов, водо-растворенные газы в геотермальных зонах. Основные объемы таких газов сосредоточены в Кузнецком, Печорском, Тунгусском и Ленском угольных бассейнах.

5. Газоконденсаты и пароуглеводородные смеси сложного состава на больших глубинах. Гипотетические источники углеводородов, связанные с процессами абиогенного синтеза в глубинах литосферы, мантии и др.

6. Газогидраты в охлажденных частях недр и донных отложениях акваторий. Про этот источник углеводородного сырья было рассказано в разделе 1.4.5.

7. Техногенные залежи нефти.

Вопросы:

1. *Что такое поисково-разведочный процесс и каковы его характерные особенности?*
2. *На каких принципах строятся геолого-разведочные работы?*
3. *Что такое ресурсы и чем они отличаются от запасов? Какие виды ресурсов и запасов выделяют?*
4. *Что такое категории ресурсов и запасов?*
5. *Основные особенности разных классификаций ресурсов и запасов и их различия.*
6. *Что такое подсчетные параметры и какие существуют методы подсчета при оценке ресурсов и подсчете запасов?*
7. *Что такое нетрадиционные ресурсы углеводородов?*

Мир, наверное, не такой, каким мы его знаем: будут другие орудия познания, и будет другой мир.

Л.Толстой.

3.15. МЕТОДЫ ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ, ИЛИ ОТКУДА ГЕОЛОГИ ЗНАЮТ ТО, ЧТО ОНИ ЗНАЮТ

Здесь методы изучения земных недр для удобства изложения описываются последовательно. На самом деле, при геологическом изучении недр они применяются комплексно, а тот, или иной метод доминирует в зависимости от особенностей территории, целей и масштаба работ.

3.15.1. Геологическое картирование

*Melto et malleo. Разумом и молотком.
Девиз геологических конгрессов*

*Задачи и сущность геологического картирования.
Полевые признаки нефтегазоносности.*

Геологическое картирование – это научно-производственная работа, по изучению недр. Она включает:

- составление геологических карт (геологическую съемку);
- выделение перспективных площадей, поиски полезных ископаемых и выявление закономерностей их размещения.

Для создания геологической карты геолог с молотком и компасом ходит по земле, фиксирует выходящие на поверхность горные породы, определяет их свойства, возраст, условия залегания. Особое внимание он уделяет геологическим границам. Так как горные породы обычно скрыты под наносами, геологу приходится организовывать дорогостоящие и продолжительные (рытье канав, штолен и бурение скважин) горные работы, применять косвенные методы (аэрокосмические, геофизические и геохимические), делать геологические построения. В результате строится графическая модель геологического строения территории – геологическая карта как выходящих на поверхность отложений, так и скрытых на ту, или иную глубину; геологический разрез, составляется геологическое описание. Подробнее об организации геолого-съемочных работ можно прочитать в приложении 13.

К настоящему времени работа по геологическому картированию в том, или ином масштабе, уже проделана для всей Земли. Однако её результаты зачастую не удовлетворяют современным требованиям, и геологические партии вновь возвращаются на уже изученные территории с новыми задачами, инструментами и методами, со свежими теориями, на основе которых строятся новые геологические модели.

ПОИСКИ, РАЗВЕДКА И РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

При геолого-съемочных работах общего направления в районах с возможными проявлениями нефти и газа (а не специализированных геофизических и буровых работах) в их задачу входит:

- Выявление перспективных структур и углубленное их изучение.
- Изучение геологического разреза для выявления продуктивных стратиграфических подразделений и формаций.
- Изучение литологии и фаций продуктивных отложений и физических параметров пород продуктивных толщ.

При этом принимаются во внимание следующие критерии [Методические...1978].

1. Компенсированное длительное и устойчивое во времени погружение значительных территорий.
2. Толщина осадочного разреза имеет мощность более 1000 м.
3. Отсутствие или слабое проявление магматизма.
4. Отсутствие или слабое проявление регионального метаморфизма (метаморфизм - фактор, снижающий пористость горных пород).
5. Наличие ловушек.
6. Периодические изменения режима регионального погружения, следствием которых является смена состава осадков и чередование по разрезу и в плане пород-коллекторов и пород-покрышек;
7. Наличие крупных глубинных разломов в центральной части бассейна;
8. Наличие развитой сети трещиноватости;
9. Наличие в разрезе нефтематеринских свит;
10. Наличие признаков нефтегазоносности (табл. 15.1).

Таблица 15.1.

Полевые признаки нефтегазоносности

Прямые признаки	Косвенные признаки	
	Вероятные следы воздействия нефти на породы	Возможные спутники нефти и продукты их изменения
Жидкая и вторично рассеянная нефть и пропитанные ею породы. Мальты, асфальты, керы, кериты и битуминозные породы, озокерит. Нафтеновые кислоты, Угледородные газы с гомологами метана	Биогенная сера. Сероводород. Бессульфатность вод. Изменение окраски пород с красноватых тонов на зеленые, в результате восстановительных процессов, связанных с окислением нефти	Повышенное содержание йода в водах. Метановый газ со следами гомологов метана

Если в стратиграфическом разрезе на территории находят потенциально нефтегазоносные пласты-коллекторы, то ищут и изучают

структуры, которые могут способствовать созданию ловушек. К ним относятся следующие геологические тела.

- Крупные антиклинальные поднятия с отдельными локальными антиклиналями, флексурами и структурными носами на крыльях.
- Склоны тектонических поднятий с несогласиями в потенциально нефтегазоносных горизонтах и перекрывающих их отложениях, экранирующие потенциально нефтегазоносный горизонт поверхности разломов.
- Поднятия типа соляных куполов и грязевых вулканов.

К настоящему времени эта работа практически для всей территории земного шара уже проделана, и месторождения, напрямую отражающиеся на земной поверхности, выявлены и отработаны. Познание недр идет на все большую глубину, и геологическое картирование все в большей степени становится методом, объединяющим, синтезирующим другие виды работ.

3.15.2. Аэрокосмические методы

Лицом к лицу лица не увидать.
Большое видится на расстоянии
С.Есенин

*Сущность и виды аэрокосмических методов.
Геологическое дешифрирование.*

Аэрокосмические методы применяются всюду, где средствами картографии изображаются объекты и процессы, происходящие в природе. Преимущество аэрокосмических методов заключается в том, что благодаря фотогенерализации, геологические тела предстают перед наблюдателем в их естественных границах и соотношениях. Однако, нефть и газ находятся на глубине, а на снимках видна исключительно земная поверхность, ее ландшафт. Иногда говорят о «рентгеноскопическом эффекте» аэрокосмических методов о прогнозе нефтегазоносности определенного глубинного горизонта. Но это означает лишь то, что благодаря системным свойствам Земли, ее глубинное строение отражается на земной поверхности и в ландшафте. На снимках видны только линии и пятна, образованные фототонном (участками с различной степенью потемнения снимка) и фоторисунком (территорий с различной структурой фотоизображения).

При аэро- и космосъемках регистрируются различные количественные характеристики электромагнитного излучения - солнечной радиации, отраженной от поверхности Земли и собственного теплового излучения земной поверхности и атмосферы. В настоящее время аэрокосмические методы, использующиеся в нефтегазовой геологии, составляют обширную группу, которую удобно классифицировать по различным признакам (табл. 15.2).

Таблица 15.2.

Аэрокосмические методы, применяемые при нефтегазогеологических исследованиях.

Природа фиксируемого излучения	Пассивные (фиксируется отраженное от земли солнечное или собственное излучение Земли).			Активные (фиксируется отраженное от земли искусственное излучение).			
Используемый диапазон излучения	(0,1-0,4 мкм) Ультрафиолетовая (люминесцентная) съемка		Видимый и ближний ИК диапазон (0,4-0,7-1,1 мкм)		10-15 мкм Тепловая (инфракрасная)	0,3-100 см Радиолокационная	
	Черно-белая		Цветная	Многозональная			
Высота полета и характеристики съемок	Аэросъемка			Космическая съемка			
	Низковысотная 1-3 км	Средневысотная 5-7 км	Высотная 10-20 км	Детальная 180-400 км	Локальная 180-400 км	Региональная 500-1000 км	Глобальная более 1000 км
Носители съемочной аппаратуры	Вертолет, самолет	Самолет	Высотный самолет	Низкоорбитные спутники	Низкоорбитные спутники, орбитальные станции	Искусственные спутники Земли	Искусственные спутники Земли, межпланетные станции
Масштаб	1:1000 - 1:10000	1:10000 - 1:50000	1:5000 - 1:100000	1:100000 - 1:500000	1:500000 - 1:1000000	1:1000000 - 1:10000000	1:10000000 - 1:50000000
Охват территории	менее 100 кв. км	менее 1000 кв. км	менее 10000 кв. км	менее 10000 кв. км	от десятков тыс. до млн. кв. км	несколько млн. кв. км	от дес. млн. кв. км до видимого диска Земли
Разрешение*	Сантиметры	Десятки сантиметров	Метры	Метры	Десятки метров	Сотни метров	Километры и более
Съемочная аппаратура	Фотоаппарат	Телевизионная камера			Сканер	Тепловизор	Радар
Ориентировка оптической оси аппарата	Плановая (оптическая ось аппарата наклонена к вертикали менее, чем на 3°)				Перспективная (оптическая ось аппарата наклонена к вертикали более, чем на 3°)		

* Иногда в рекламных материалах и паспортах съемок указываются меньшие разрешения. Они относятся к практически недостижимым идеальным условиям.

Аэрокосмические методы применяются в большей степени на начальных стадиях изучения территории. При этом масштаб применяемых снимков должен соответствовать масштабу производимых работ. Атмосфера в большой степени поглощает излучение отдельных зон спектра (рис. 15.1), поэтому съемку ведут в отдельных «окнах прозрачности», в которых прохождение лучей максимально.

Основные виды съемок по зонам спектра

Ультрафиолетовая съемка. Атмосфера Земли интенсивно поглощает ультрафиолетовое излучение, поэтому применение ультрафиолетовых съемок не получило широкого распространения. Однако углеводороды способны светиться при облучении ультрафиолетом. Поэтому люминесцентная съемка используется для обнаружения нефти и газов – чаще всего не природных месторождений, а техногенных загрязнений.

Съемка в видимом и ближнем инфракрасном диапазоне. Глаз человека видит изображение в интервале примерно от 0,4 (фиолетовый цвет) – 0,75 (красный цвет) мкм. Свойства излучения ближнего инфракрасного (ИК) диапазона очень близки к свойствам видимого спектра, их воспринимают фотопленки и другие датчики и их обычно используют совместно со съемками в видимом свете. Съемку ведут в широкой полосе видимого и ближнего ИК спектра, или же в отдельных узких зонах. В настоящее время существуют многочисленные варианты узкополосных съемочных аппаратов. При этом съемка в коротковолновой части спектра рекомендуется при работах на шельфе, так как это излучение проходит сквозь воду, а также в пустынных засушливых регионах. На изображениях, сделанных в ближней инфракрасной области спектра строение территории выступает обычно наиболее наглядно. Изображения можно визуализировать в монохромном (черно-белом), или полихромном (цветном) виде.

Изображения, полученные в отдельных узких зонах спектра можно кодировать в различные цвета, и комбинировать, чтобы интересующий исследователя объект выглядел наиболее наглядно.

Инфракрасная съемка фиксирует тепловое излучение поверхности Земли как собственное, так и отраженное солнечное. Материалы инфракрасной съемки используют для установления границ горных пород с различными тепловыми свойствами, которые предопределяются различным литологическим составом. Разрывные нарушения, особенно обводненные, отчетливо читаются на снимках в виде темных полос за счет испарения воды и охлаждения пород в зонах разрывов. Месторождения нефти и газа также сопровождаются тепловыми аномалиями в результате жизнедеятельности живущих в месторождении бактерий. Важным применением тепловых снимков является контроль промышленных стоков, загрязнений акваторий; аварий на нефтепроводах, пожаров.

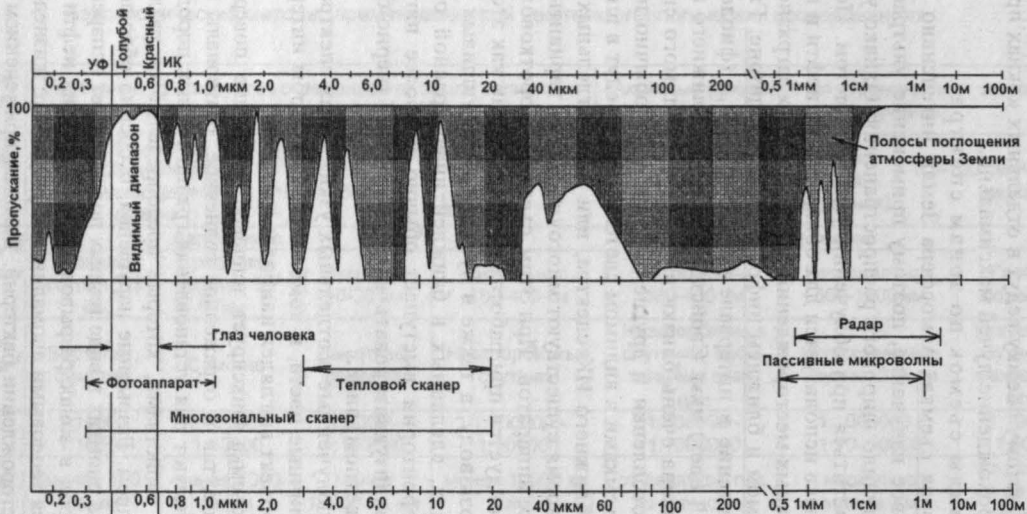


Рис. 15.1. Окна прозрачности атмосферы и аэрокосмические методы

Радиолокационная съемка основана на способности геолого-геоморфологических объектов по-разному отражать узконаправленные на них радиопульсы сантиметрового диапазона. К недостаткам метода относятся сравнительно низкое разрешение, к достоинствам – всепогодность (возможны также съемки и в ночное время), выразительное изображение структур, проникновение под слой растительности и почву.

Характеристики изображений, связанные с высотой полета приближительны, потому, что они зависят также от применяемой аппаратуры. Чем больше высота полета, тем значительнее обзорность получаемых изображений и тем меньше размер деталей, которые мы можем разглядеть. Остальные упомянутые в таблице виды съемок не требуют каких-либо пояснений.

Геологическое дешифрирование. Чтобы извлечь из снимка геологическую информацию, его необходимо *отдешифровать* – распознать в линиях и пятнах геологические объекты, которые они отражают. Наилучшим образом на снимках дешифрируются разломы и трещины. Они выделяются в виде прямых линий, называемых *линеаментами* – прямолинейными отрезками рек, границами фототона и фоторисунка. Хорошо выделяются антиклинальные складки, солянокупольная тектоника и грязевые вулканы. Наилучшим образом на снимках отражаются проявления новейшей и часто - современной тектоники. Дешифровочные признаки, элементы ландшафта и, следовательно, особенности фотоизображения, отражающие один и тот же геологический объект, могут отличаться друг от друга в различных геологических контекстах, ландшафтных условиях, и на разных снимках.

* * *

Широкое применение аэрокосмических методов в практике нефтегазописковых работ связано с большой их результативностью при незначительных затратах труда и средств. Эти методы позволяют точнее нацеливать дорогостоящие геофизические и буровые работы, сокращать их объем, ускорять время проведения геолого-структурной съемки. Аэрокосмические методы могут применяться, как самостоятельный вид работ, а могут входить как обязательная составляющая в комплекс работ по геологическому картированию и других нефтегазо-геологических работ, являясь основой для интерполяции точечных наблюдений, своеобразным «информационным цементом» для других геологических данных.

Аэрокосмический метод – косвенный. Он обязательно требует подтверждения независимыми, лучше всего контактными работами.

3.15.3. Геохимические методы

Задачи геохимических методов. Виды геохимических методов.

Геохимические методы поисков залежей нефти и газа обусловлены тем, что идеальных покрывок в природе не существует, и углеводороды из недр проникают на поверхность Земли и в приповерхностные части атмосферы. В практике нефтегазописковых исследований геохимические работы проводятся для решения следующих задач:

- Геохимические поиски, направленные на выявление приповерхностных аномалий, отражающих возможную продуктивность глубинных геоструктурных элементов.
- Разноруренный прогноз нефтегазоносности и выявление продуктивных пластов по результатам бурения поисково-разведочных скважин.

Ведущими в традиционном комплексе прямых геохимических поисков являются следующие виды.

1. Газо-геохимические методы, основанные на поисках качественных и количественных аномалий углеводородных и неуглеводородных газов в породах (в почве, подпочвенных отложениях, водах, приземной и подземной атмосфере). В результате выделяются прямые и косвенные показатели нефтегазоносности недр. К прямым показателям относится обнаружение углеводородных газов - метана и его гомологов, а к косвенным - неуглеводородных компонентов - гелия, радона, ртути и др. Они фиксируют зоны повышенной проницаемости пород, разломов, очагов разгрузки подземных вод.
2. Гидрогеохимические методы, основанные на изучении закономерностей изменения солевого, компонентного, микроэлементного и газового состава вод в зонах массопереноса углеводородов.
3. Биогеохимические основываются на явлениях биохимического взаимодействия живого вещества и углеводородов. В результате регистрируются культуры бактерий, избирательно окисляющих метан и его гомологи в почвах и подпочвенных образованиях.
4. Литогеохимические методы включают три вида съемок - литохимические, минералогические, литофизические. В основе методов лежат факт изменения физико-химических свойств пород под воздействием мигрирующих углеводородов.

При исследованиях в скважинах применяются:

- Газовый каротаж, основанный на определении содержания и состава углеводородных газов и битумов в промывочной жидкости. Газы из бурового раствора выделяются вакуумной дегазацией.
- Анализ выделенных газов, а также анализ образцов керна и шлама.

Распространенность геохимических методов для прогноза и поисков углеводородов связана с их сравнительно низкой стоимостью.

3.15.4. Геофизические методы

Зри в корень.

Козьма Прутков

Общее представление о геофизических методах. Методы разведочной геофизики. Гравитационные, магнитные, электрические, сейсмические, радиометрические методы.

ГИС – сущность и задачи. Методы ГИС.

Принципы интерпретации геофизических данных. Петрофизика. Прямые методы поисков нефти и газа геофизическими методами.

Общее представление о геофизических методах. В настоящее время основные сведения о недрах мы получаем косвенным путем, на основании дистанционного изучения физических свойств Земли и ее частей. Эти методы получили название геофизических, а сама наука - геофизики. Геофизические методы используют гравитационное, электрическое, магнитное, электромагнитное поля. Геофизика включает следующие разделы (табл. 15.3):

Таблица 15.3.

Классификация геофизических наук по областям исследований

Раздел геофизики		Предмет и главные задачи исследований
Общая геофизика литосферы (физика Земли)		Строение Земли в целом.
Прикладная геофизика	Разведочная (полевая) геофизика.	Изучение строения литосферы для поисков и разведки полезных ископаемых.
	Геофизические исследования скважин (ГИС, промысловая геофизика, каротаж).	Расчленение разреза. Определение глубины залегания и толщины пластов. Корреляция разрезов отдельных скважин. Выделение коллекторов нефти и газа, Оценка нефте- и газонасыщенности пластов.

Геофизика широко используется для решения практических задач в области инженерной геологии и в других областях.

Методы разведочной (полевой) геофизики. Перечень основных методов разведочной геофизики и их краткая характеристика приведены в табл. 15.4.

Гравитационные методы, гравиразведка. Физическая основа гравиразведки - способность различных по плотности горных пород создавать различные изменения в гравитационном поле. На Земле сила тяжести зависит не только от плотности слагаемых данной участок Земли горных пород, но и от широты пункта наблюдения, а также ряда других факторов. В результате гравиметрических работ получают количественные и качественные плотностные характеристики исследуемого объекта в виде схем, карт, разрезов, распределения особых точек и.т.п. (рис. 15.2).

Таблица 15.4.

Основные методы разведочной геофизики

Физическое поле	Физическое свойство	Метод и его разновидности	Измеряемый параметр
Гравитационное	Плотность (σ), пористость (k_n)	Гравиметрическая разведка	Ускорение притяжения и вторые производные потенциала притяжения
Магнитное	Магнитная восприимчивость (κ). Остаточное намагничивание (J_r)	Магнитная разведка	Модуль полного вектора магнитного поля, компонента напряженности магнитного поля
Электрического тока постоянного, или переменного	Электрическое (омическое) сопротивление (ρ)	Электропрофилирование Электрондирование	Распределение потенциала электрического поля на земной поверхности и внутри скважин. Электрический и магнитный векторы переменного электромагнитного поля
Упругих (сейсмических) колебаний	Модуль Юнга (E) Коэффициент Пуассона (S) Скорость распространения продольных упругих колебаний (v)	Сейсмологические исследования строения земной коры. Корреляционный метод изучения землетрясений (КМИЗ). Сейсморазведка методом преломленных волн (МПВ), в т.ч. корреляционным (КМПВ). Сейсморазведка методом отраженных волн (МОВ) и др.	Время (сек) и скорость распространения отраженных и преломленных волн от пункта возбуждения, до пункта приема колебаний
Термическое	Теплопроводность (λ), Теплоемкость (C)	Съемка земной поверхности в инфракрасных лучах (10-20 мкм)	Радиационная температура
Электромагнитное	Радиоактивное излучение	Гамма - съемка,	Радиоактивность

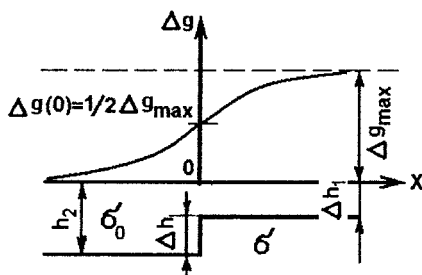


Рис. 15 2. Гравитационное поле над вертикальным уступом (сбросом) σ - плотность нижнего слоя, σ_0 - плотность верхнего слоя, Δh - высота уступа, h_2 - максимальная толщина верхнего слоя, Δh_1 - минимальная толщина верхнего слоя, Δg - аномалия силы тяжести (по [геофизические методы, 1982])

Гравиразведка наиболее эффективна при изучении вертикальных и субвертикальных границ раздела плотностей, при поисках хорошо локализованных объектов. Важными достоинствами гравиразведки является ее относительная дешевизна и оперативность проведения.

Магнитные методы (магниторазведка) основаны на различии в интенсивности намагничивания горных пород в магнитном поле, благодаря чему в окружающем их пространстве возникают магнитные аномалии (рис. 15.3).

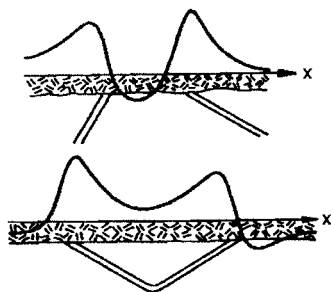


Рис. 15 3. Аномалии магнитного поля (ΔT) над линейными складками, в строении которых участвует горизонт магнитных пород (по [геофизические методы, 1982])

Магнитные свойства пород меняются и в толщах, перекрывающих залежь нефти в ее окрестностях под действием мигрирующих углеводородов. Это позволяет применять магниторазведку как прямой метод поисков нефти. Магниторазведка относится к числу рекогносцировочных, поисковых методов благодаря своей дешевизне и оперативности. Обычно ею решаются следующие задачи:

- изучение общего геологического строения земной коры в районах закрытых молодыми осадочными отложениями, или водами морей, тектоническое районирование таких территорий;
- трассирование разломов, даек, жил и других геологических тел, контролирующих месторождения нерудных полезных ископаемых;
- микромагнитные наблюдения с целью определения главных направлений

трещиноватости и тектонических напряжений в осадочных толщах;

Электрические методы (электроразведка) основаны на изучении аномалий распределения электрических характеристик недр (рис.15.4).

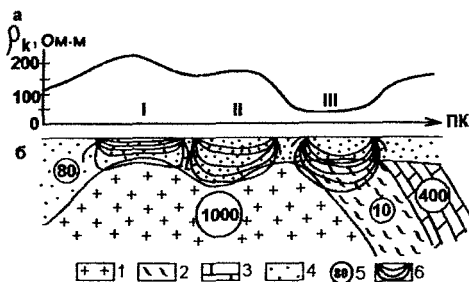


Рис. 15 4. График кажущегося сопротивления по данным профилирования. а – график ρ_k – график кажущегося сопротивления.; б - геологический разрез 1 – магматические породы, 2 – сланцы, 3 – известняки, 4 - наносы, 5 – удельное электрическое сопротивление, Ом.м; 6 – токовые линии (по [геофизические методы, 1988])

Существует два вида электрических характеристик горных пород - электрическое сопротивление и электрическая поляризуемость. В зависимости от частоты применяемых электрических токов различают электроразведку методами постоянного тока и методами переменного поля.

К методам постоянного тока относятся:

- **Электропрофилерование** - измерение удельного сопротивления пород на одной, или двух глубинах по заранее заданным направлениям. Применяется при решении структурных задач, выявления и прослеживания контактов пород с различными электрическими свойствами. **Электроразведка** - определение мощности и глубины залегания горизонтальных, или полого залегающих слоев, отличных по электрическому сопротивлению. Глубина исследования, в зависимости от задач и применяемых методик - от нескольких метров до нескольких километров.

- **Метод естественного поля** применяется для поисков рудных (сульфидных) месторождений;

Методы переменного поля разделяются на методы токов низкой (до 1000 герц) и высокой частоты. В настоящее время методы электроразведки применяют для решения широкого круга геологических задач, основные из которых следующие.

- **При региональных исследованиях** - определение глубины залегания слоев повышенной проводимости в нижней части коры и верхней мантии, кристаллического фундамента, разломов в фундаменте и осадочном чехле, расчленение осадочного чехла, прослеживание зон выклинивания литологических комплексов;

- **При детальными работами** - изучение рельефа поверхности фундамента, выделение и прогнозирование локальных структур в осадочном чехле, по-

иски подсолевых локальных структур, картирование надвигов и поднадвиговых структур, поиски рифов, стратиграфически и литологически экранированных ловушек.

- Прямые поиски нефти как области с аномально высоким удельным сопротивлением.

Бросая в воду камешки, следи за кругами, ими образуемыми, иначе бросание это будет пустой забавою

Козьма Прутков.

Сейсмические методы, главная группа разведочной геофизики. Сейсмика изучает поле упругих сейсмических волн. При землетрясениях такие волны в течение 10-20 мин пронизывают всю планету. По выражению Б.Б.Голицына землетрясения являются «фонарем, освещающим внутреннее строение нашей планеты». Возникнув в очаге землетрясения (сейсмического возмущения) упругие волны распространяются с определенной скоростью по всем направлениям путем упругих перемещений частиц среды. В целом распространение сейсмических волн описывается законами оптики - на границах раздела с изменениями скорости распространения упругие волны испытывают отражение и преломление, кроме того, их скорость в различных породах отличается. Поэтому наряду с прямыми волнами регистрируются волны отраженные и преломленные, которые прошли большее расстояние от источника возмущения. Величина запаздывания возмущения характеризует глубину залегания сейсмической границы (рис. п.2.1).

При сейсморазведочных работах возмущение создается различными взрывными и невзрывными методами, и чем сильнее возмущение, тем более глубокие недра удастся изучить. Методы сейсморазведки классифицируются по различным признакам. Наиболее часто применяются следующие:

- МОВ - метод продольных отраженных волн, в котором выделяются: метод общей глубинной точки (ОГТ), метод регулируемого направленного приема (РНП) и др. Метод отраженных волн используется для определения глубины и характера залегания границ раздела геологических границ, выявления ловушек, а при благоприятных условиях - и для получения данных о литологии, фациальном составе пород, характере флюидов в поровом пространстве.

- МПВ - метод преломленных волн - универсальный метод, главным достоинством которого является большой диапазон глубин - от метров до 10-15 км.

- 3D - объемная сейсморазведка — трехмерной сейсморазведка — модификация метода отраженных волн по системе многократных перекрытий, отличающаяся от 2D (обычной, профильной) сейсморазведки плотной изометричной, или почти изометричной сетью наблюдений. Ее высокая геологическая эффективность достигается благодаря высокой детальности и точности сейсмических изображений среды. Сейсмические трассы задаются по сетке 12,5x25 м - 25x50 м в плане. Так как съемка такой плотной сетью очень дорога, применяются

также экономичные варианты сейсморазведки с сетью, разреженной до пределов обеспечивающих уверенное решение геологической задачи.

- Многомерная сейсморазведка - иногда так называется повторная 3D сейсморазведка, сейсмический мониторинг геологической среды. Многомерная сейсморазведка проводится с целью более детального изучения объектов и слежения за параметрами волнового поля в процессе разработки месторождений.

Радиометрические методы основаны на изучении различных проявлений естественной радиоактивности. Если не считать руды радиоактивных элементов, наибольшей радиоактивностью обладают кислые изверженные породы (граниты). Среди осадочных пород наибольшей радиоактивностью обладают калийные соли и ангидриты, наименьшей - каменная соль, гипс, доломит, хемогенные известняки. Высока радиоактивность и глины, которая обусловлена высокой удельной поверхностью глинистых частиц, обеспечивающих сорбцию в бассейнах осадконакопления значительного количества радиоактивных элементов и присутствием радиоактивных элементов (например, калия) в скелете некоторых глинистых минералов. Промежуточной радиоактивностью обладают песчаники, органогенные известняки. Чем больше глинистость пород, тем больше и его радиоактивность. Радиометрическая съемка существует как в авиационном (аэрогамма - съемка), так и в наземном вариантах (авто — гамма и пешеходная гамма - съемка). Для многих месторождений нефти и газа характерны пониженные значения гамма - активности, что часто объясняется более грубыми осадками с пониженной глинистостью в сводах антиклинальных складок.

Методы геофизических исследований скважин (каротаж). Основная цель геофизических исследований скважин (ГИС) - получение геологического описания разреза скважины по его геофизическим характеристикам.

Главные задачи ГИС – следующие:

- Литологическое и стратиграфическое расчленение разреза, определение глубины залегания и толщины пластов.
- Сопоставление (корреляция) разрезов отдельных скважин для изучения структуры геологических объектов и их неоднородности.
- Выделение коллекторов нефти и газа, изучение их коллекторских свойств, особенностей их распространения по площади региона, оценка их нефте- и газонасыщенности.

Каждый из методов ГИС позволяет получить данные об определенных геофизических характеристиках разреза. Обычно при геофизическом исследовании скважин не ограничиваются отдельным методом, а применяют их в комплексе. Методами ГИС решают не только геологические, но и технологические задачи, проводятся не только в стволе скважины, но и непосредственно на бурильном инструменте. Информация о состоянии недр нередко передается через промывочную жидкость. Поэтому электропроводные свойства промывочной жидкости (ПЖ) имеют часто определяющее

значение при выборе конкретного метода ГИС. Краткий перечень методов каротажа приведен в таблице 15.5.

Комплексы ГИС устанавливаются проектом на строительство скважин. Для поисковых и разведочных скважин инструкциями и правилами предусмотрен единый типовой комплекс ГИС, включающий обязательные виды исследований общие, детальные и дополнительные исследования в перспективных и продуктивных интервалах.

Общие исследования проводятся по всему стволу скважины с шагом квантования по глубине 20 см, что соответствует масштабу 1:500. Детальные исследования проводятся в выделенных горизонтах с шагом квантования по глубине 10 см, что соответствует масштабу 1:200. В комплексе детальных выделяется обязательная часть, единая для всех регионов страны, и специальная, нацеленная на решение задач каждой конкретной скважины. Дополнительные исследования выполняются по индивидуальным программам для расчленения сложно построенных коллекторов. Методами ГИС выделяются различающиеся по физическим свойствам слои и части разреза, а также геологические границы между слоями различного литологического состава.

Подробнее про методы ГИС и решаемые ими задачи можно прочитать в приложении 27, написанном доцентом кафедры ГИС Н.Е.Лазуткиной.

Принципы интерпретации геофизических данных. Интерпретация (истолкование) геофизических материалов состоит в получении качественных и количественных результатов, позволяющих судить о строении среды и ее вещественном составе.

В результате делаются выводы о предполагаемом строении геологического разреза, составе и состоянии слагающего его вещества (рис.14 5).

Анализ физических свойств горных пород района с конкретным геологическим строением позволяет создавать геолого-геофизические модели, которые подтверждаются, или отвергаются, уточняются, или перестраиваются в дальнейшем. Усложнение геологических задач и увеличение глубинности разведки привели к необходимости комплексной интерпретации геофизических данных, полученных разными методами.

Таким образом, процесс интерпретации включает постановку одной, или нескольких геологических задач, построение первоначальной геолого-геофизической (физико-геологической) модели, проведение качественного анализа и количественных расчетов, в результате которых уточняется, или создается новая геолого-геофизическая модель среды. Основой интерпретации данных ГИС является *петрофизика*, наука о физических свойствах горных пород в недрах. Подробнее про петрофизику можно прочитать в приложении 28 - петрофизика, написанном доцентом кафедры ГИС В.Г.Серебряковым.

Методы ГИС

Методы		Регистрируемые параметры	Назначение	Область применения и основные решаемые задачи
Электрические	Электрический каротаж методом сопротивлений (ЭК)	Кажущееся удельное сопротивление горных пород градиент- и потенциал зондами	Измерение характеристик электрического поля	Пресные промысловые жидкости (ПЖ) определение удельного электрического сопротивления (УЭС) пластов, расчет радиальной неоднородности, определение характера насыщенности пластов
	Боковое каротажное (электрическое) зондирование (БКЗ)	Кажущееся удельное сопротивление горных пород на однотипных зондовых установках различной длины	Измерение характеристик электрического поля в радиальном направлении от ствола скважины	То же, что у ЭК, но с большей достоверностью за счет увеличения количества зондов
	Каротаж потенциалов самопроизвольной поляризации (ПС)	Потенциал самопроизвольной поляризации (горных пород)	Измерение характеристик естественного электрического поля, вызванного самопроизвольной поляризацией.	В терригенном разрезе выделение коллекторов, глин и глинистых разностей, определение коэффициентов пористости
	Электрический микрокаротаж (МК)	Кажущееся сопротивление малыми градиент- и потенциал зондами	Измерение характеристик электрического поля вблизи стенки скважины	ПЖ на пресной водной основе. Выделение коллекторов

	Боковой электрический каротаж (БК)	Кажущееся сопротивление зондами с экранными электродами и фокусировкой тока	Измерение характеристик электрического поля с повышенным разрешением по вертикали и повышенной глубиной по радиусу от скважины	ПЖ на водной основе. То же, что и задачи ЭК с повышенным разрешением по вертикали
	Индукционный микрокаротаж (ИК)	Кажущаяся удельная электропроводность горных пород	Измерение характеристик электромагнитного поля характеризующих электропроводность горных пород	Пресные ПЖ: решение задач ЭК
	Многозондовый индукционный каротаж (ИКЗ)	Кажущаяся удельная электропроводность горных пород	Измерение характеристик электропроводности горных пород в радиальном направлении	Пресные ПЖ: решение задач ЭК
	Дизлектрический (электромагнитный) каротаж (ДК)	Кажущаяся дизлектрическая проницаемость горных пород. Сдвиг фаз.	Измерение характеристик электромагнитного поля, характеризующих дизлектрическую проницаемость	Пресные ПЖ: оценка характера насыщения и коэффициентов нефтенасыщенности. Соленые ПЖ: выделение коллекторов
гамма - активные	Гамма-каротаж (ГК)	Мощность экспозиционной зоны (МЭД) гамма-излучения горных пород	Измерение интегральных характеристик естественной радиоактивности пород	Выделение глин, определение глинистости

	Спектрометрический гамма-каротаж (СГК)	Массовое содержание естественных радиоактивных элементов (ЕРЭ) – тория, урана, калия	Измерение дифференциальных энергетических характеристик естественной радиоактивности горных пород	Разделение глинистых и неглинистых разностей, характеризующихся повышенным интегральным гамма-излучением
	Нейтронный (НК) каротаж (модификации НКт и НГК каротаж)	Интенсивность вторичного нейтронного излучения на различных зондах.	Определение пористости горных пород	Определение коэффициентов пористости и состава горных пород в комплексе ГГК и АК
	Плотностной гамма-гамма каротаж (ГГКП)	Интенсивность вторичного гамма излучения на двух зондах.	Измерение плотности горных пород по данным вторичного гамма-излучения	Определение плотности и в комплексе с НК и АК - коэффициента пористости
	Литоплотностной гамма-гамма каротаж (ГГКЛ)	Интенсивность вторичного гамма излучения на двух зондах.	Измерение характеристик вторичного гамма-излучения	Определение литологии и пористости горных пород со сложным составом
	Ядерно-магнитный каротаж (ЯМК)	Значения напряжения сигнала свободной процессии (ССП)	Определение эффективной пористости пластов, оценка ВНК в разрезах с пресными водами, разделение битуминозных и нефтеносных пород	
	Изучение технического состояния скважины	Инклинометрия	Зенитный угол и азимут искривления ствола скважины	Измерение положения ствола скважины в пространстве
Кавернометрия (ДС)		Средний диаметр скважины	Измерение среднего диаметра скважины по всему стволу	
Профилеметрия		Измерения нескольких радиусов	Измерения с целью построения профиля сечения скважины в плоскости, перпендикулярной к её оси	
Термометрия		Температура	Определение температуры по глубине скважины	Изучение температурных градиентов, выявление мест поглощения ПЖ
Резистометрия		Удельное электрическое сопротивление жидкости, заполняю-	Выявления поглощений и притоков, контроля состояния ПЖ	

		щей скважину		
Акустические	Акустический каротаж (АК)	Скорости амплитуды первых вступлений продольных и поперечных волн; их разности и отношения, фазо- и корреляционные диаграммы (ФКД), волновые картинки (ВК)	Изменения кинематических и динамических параметров возбуждающего акустического поля	Определение коэффициента пористости, выделение трещинных зон, определение физико-механических свойств горных пород
	Акустический сканер (САТ)	Волновые картинки по отраженным волнам на высоких частотах (1-2 МГц)	Построение акустического видеоизображения стенок скважины по периметру на отраженных волнах	Выделение трещин на стенках скважины, изменение литологии, наклона пластов в комплексе с другими методами
Прямые методы	Гидродинамический каротаж (ГДК)	Пластовые давления по стволу скважин в процессе многоразового опробования через интервал до 20 см, отбор единичных проб для оценки характера насыщения	Изучение фильтрационных параметров пластов непрерывно по стволу скважин в отдельных точках разреза	В исследуемых интервалах выделение проницаемых участков, оценка проницаемости, характера насыщенности по отдельным точкам в терригенном разрезе
	Опробование пластов приборами на кабеле (ОПК)	Образцы проб пластовых флюидов в отдельных точках и пластовые давления в процессе отбора проб	Изучение литологических характеристик и оценка фильтрационно-емкостных свойств в отдельных точках разреза	То же, что и при ГДК
	Испытание пластов трубными испытателями (ИПТ)	Измерение пластового давления, гидропроводности, продуктивности, отбор пластовых флюидов	Изучение гидродинамических параметров пласта, характера насыщения, прогнозируемого дебита	Оценка параметров пласта, характера насыщения, методов заканчивания скважин
Другие методы	Наклонометрия скважины	Измерение кажущегося удельного сопротивления электрическими прижимными микроустановками	Определение азимута и угла падения пластов по измерениям в единичной скважине	

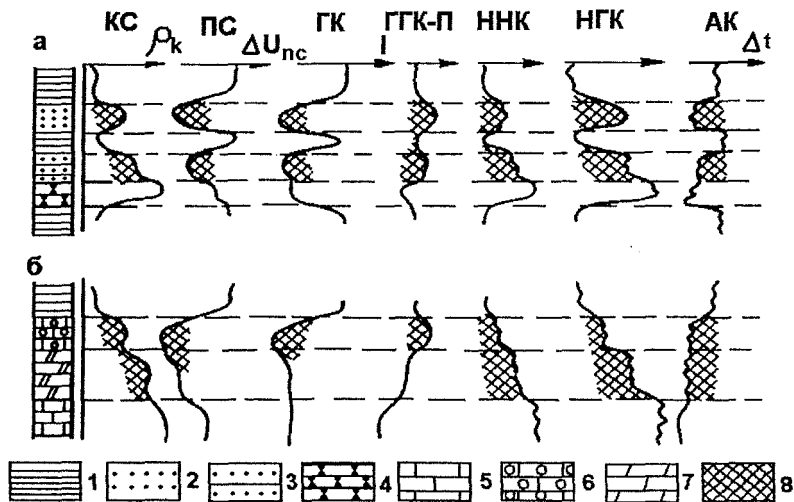


Рис. 15.5. Характеристика песчано-глинистого (а) и карбонатного (б) геологических разрезов месторождений нефти и газа по данным различных видов каротажа КС – кажущееся сопротивление, ПС – каротажа самопроизвольной поляризации, ГК – гамма-каротажа, ГГК-П – плотностной гамма-гамма-каротажа, ННК – нейтрон-нейтронный каротажа, НГК – гамма-нейтронный каротажа, АК – акустический каротажа. 1 – глины, 2 – пески, 4 – рыхлые песчаники, 5 – плотные песчаники, 5 – 7 – известняки 5 – плотные, 6 – кавернозные, 7 – трещиноватые, 8 – коллекторы по геофизическим данным (по [геофизические методы, 1982]).

Прямые методы поисков нефти и газа геофизическими методами основаны на изучении аномалий, связанных не с геологическим строением территорий, а с создаваемыми непосредственно залежью углеводородов. Залежи нефти и газа отличаются по своим свойствам от вмещающих пород, и, прежде всего, - от водоносных слоев. К прямым методам относятся и фиксирующие изменения в окружающих залежь породах, обусловленные воздействием на них нефти и газа (рис. 15.6).

1. Сейсмические эффекты заключаются:

- в уменьшении скорости распространения продольных волн на 20-25%; в уменьшении акустической жесткости нефтегазонасыщенных коллекторов по сравнению с водонасыщенными на 10-20%, что приводит к появлению отдельных отражений от водонефтяных и водогазовых контактов и изменению энергии сейсмических волн;
- в увеличении коэффициента поглощения сейсмических волн, что вызывает появление зон аномального затухания (до нескольких десятков процентов) амплитуд волн, отраженных от горизонтов, расположенных под зале-

ПОИСКИ, РАЗВЕДКА И РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

жью, и усиление амплитуд волн, отраженных от кровли залежи (метод "яркого пятна").

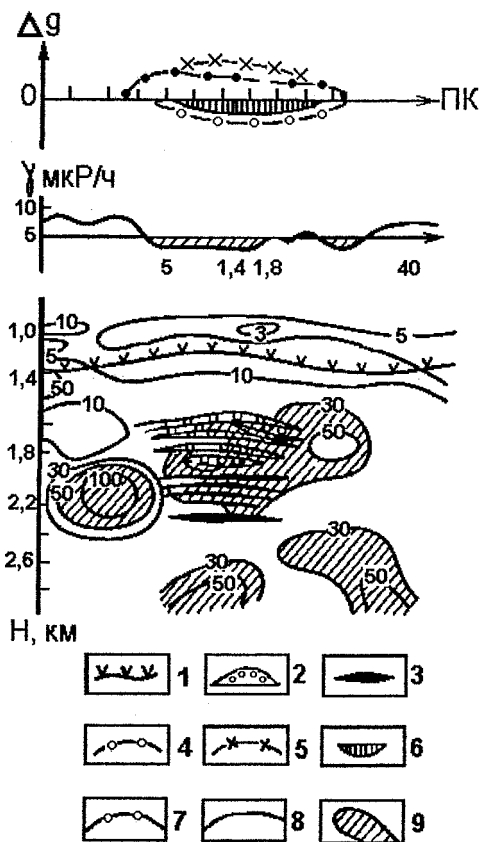


Рис. 15.6. Результаты комплексных геофизических прямых поисков нефти и газа на месторождении Жетыбай на Южном Мангышлаке (по Н.Я.Кунину): 1 – отраженный горизонт; 2,3 – газовые и нефтяные залежи; 4 – локальная аномалия Δg ; 5 – восстановленная локальная аномалия Δg , в предположении отсутствия влияния залежи нефти и газа; 6 – локальный минимум Δg , предположительно обусловленный залежью; 7 – расчетная аномалия Δg от известной залежи; 8 – изолинии КС Ом м; 9 – аномалии сопротивлений, предположительно связанные с залежью нефти и газа.

2. Гравиметрические эффекты. Так как плотность газа и нефти меньше, чем плотность вмещающих пород, создается аномальный гравитационный эффект. Так, на глубинах 1,5 - 2 км аномалии Δg составляют $(0,05 - 0,5) \cdot 10^{-5} \text{ м/с}^2$, а над крупными месторождениями газа достигает $(1-2) \cdot 10^{-5} \text{ м/с}^2$. Однако отрицательные аномалии, вызываемые залежами, зачастую находятся внутри положительной аномалии, связанной с антиклинальной складкой.

3. Электрические эффекты. Нефтегазовая залежь характеризуется повышением электрического сопротивления нефти и газа от 30-50% до 400-500% по сравнению с водоносной частью коллектора. Нефтегазовые залежи

характеризуются зонами повышенной поляризуемости (η_k может достигать 15% и более при фоне 2-3%) за счет рассеянных сульфидных минералов, образовавшихся в результате вертикальной дифференциации углеводородов над контуром залежи.

4. Радиоактивные эффекты. Миграция нефти и газа, обогащенных радием, к поверхности земли по зонам повышенной трещиноватости, иногда вызывает появление аномалий естественной радиоактивности по контурам залежей.

5. Тепловые эффекты были уже обсуждены ранее. (рис.15.6).

Выбирать рациональный геофизический комплекс для прямых поисков нефти и газа рекомендуется на основе результатов специальных опытных работ на известных эталонных месторождениях и непродуктивных структурах.

Наиболее распространенным вариантом комплекса является сочетание сейсморазведки (МОВ), высокоточной гравиразведки и терморазведки. Методы электроразведки рекомендуются для поисков сравнительно неглубоко (до 1,5 км) залегающих месторождений.

3.15.6. Математические (вероятностные, статистические) методы поисково-разведочных работ

Объекты прогноза вероятностных методов и их классификации.

Основные понятия вероятностной оценки. Риски.

Применение метода Монте-Карло при оценке ресурсов и запасов.

Моделирование залежей. Постоянно действующие геолого-технологические модели залежей.

Математические методы и компьютерные технологии в настоящее время "пропитали" все виды поисково-разведочных работ на нефть и газ. Особое место они занимают при построении математических моделей геологического строения, часто детальных, динамических моделей, учитывающих движение флюидов при разработке. Математические модели вытесняют традиционные для геологии графические модели - геологические карты и разрезы, оставляя за ними лишь значение инструмента визуализации. Особую роль как при прогнозировании нефтегазоносности, построении математических моделей, так и при принятии управленческих решений при геологоразведочных работах играют вероятностные (статистические) методы. Особую роль в них получили методы оценки рисков (приложение 29), и метод Монте-Карло (приложение 30). Объекты математического прогноза нефтегазоносности могут быть классифицированы:

- По масштабам аккумуляции нефти и газа (провинции, области, районы, зоны, месторождения и залежи).
- По приуроченности к тектоническим структурам разного порядка (синеклиза, свод, вал, локальная структура).

- Условно выделяемые объекты.

По размерам выделяются:

1. Глобальный (надрегиональный) прогноз - оценка осадочного чехла в целом, или образующих его мегакомплексов, как единого объекта ($10^5 - 10^7 \text{ км}^3$).
2. Региональный - оценка крупных региональных комплексов в пределах нефтегазоносных регионов, крупных тектонических элементов - надпорядковых, или 1 порядка ($10^3 - 10^5 \text{ км}^3$).
3. Зональный - нефтегазоносные резервуары, комплексы и их части в пределах отдельных зон нефтегазонакопления ($10^2 - 10^3 \text{ км}^3$).
4. Локальный - отдельные ловушки.

Моделирование залежей. Геологическое моделирование может быть ориентировано на решение задач оценки запасов углеводородов и, в общем, сводится к построению различных геологических (структурных, мощностей, нефтегазоносности, прогнозных, подсчетных параметров и т.д.) карт.

Другое направление - разработка фильтрационных моделей залежей для проведения расчетов технологических показателей разработки. Такие модели требуют детального описания геологического строения и характеристик природных резервуаров, в результате чего создаются объемные модели детального геологического строения месторождения и трехмерного отображения фильтрационно-емкостных параметров пластов. Такие модели позволяют комплексно решать задачи разработки от подсчета запасов до оперативного управления разработкой.

При моделировании осуществляется трехмерная интерполяция фильтрационно-емкостных параметров коллекторов и характера их насыщения нефтью, газом и водой. При построении распределений характеристик залежи в межскважинном пространстве используются два метода - детерминистский и вероятностный. Вероятностные модели дают возможность строить геологические модели в условиях низкой изученности месторождения. Адаптированные фильтрационные модели служат для прогноза показателей разработки залежи и определения коэффициента извлечения нефти (КИН), выбора и обоснования эффективных вариантов разработки залежи, оценки эффективности использования технологий интенсификации разработки и методов повышения нефтеизвлечения. Сочетание банков геолого-геофизической и промысловой информации, программных средств построения геологической и фильтрационной моделей, а также самих реализованных детальных геологической и фильтрационной моделей называют постоянно действующей геолого-технологической моделью залежи (ПДГТМ).

Использование периодически обновляемой ПДГТМ позволяет оперативно контролировать и регулировать разработку залежи УВ, оптимизировать режимы работы скважин и выбирать геолого-технологические мероприятия с целью увеличения выработки запасов углеводородов.

3.15.7. Буровые работы

Не в поиске геолог изнывает
Завьюченный тяжелым рюкзаком -
Листает книгу вышка буровая
Внимательно грохочущим станком
В.Верхотурова

Разнообразные буровые работы – самые дорогостоящие и времязатратные в комплексе нефтегазгеологических исследований. Из назначения скважины вытекает тот типовой набор геолого-геофизических исследований, который в ней проводится и в большой степени влияет на ее стоимость. Скважина – сложное инженерное сооружение, её бурение требует специальных знаний. Задача геолога – определить цель и объект бурения скважины, выбрать буровую площадку, определить глубину бурения и предполагаемый разрез, который может быть встречен в процессе бурения скважины, и связанные с ним возможные осложнения и неприятности, которые могут встретиться в процессе бурения. Геолог должен указать интервалы отбора – керна, интервалы опробования. Следует помнить, что отбор керна тормозит, усложняет, и удорожает процесс бурения. Заложение скважины очень ответственная задача. Например, одна из глубочайших нефтяных скважин "Берта-Роджерс" №1 (в Оклахоме) была пробурена в 1974 г.; её глубина составляет 9538 м. Скважина оказалась сухой [Норманн, 2004]. В табл.15.6 приведены сведения об основных видах буровых скважин с точки зрения решаемых ими геологических задач.

3.15.8. Комплексование геофизических, геохимических, аэрокосмических и геологических исследований

Комплексование геофизических методов - это совместное (оно может быть и последовательным) проведение различных видов геофизических исследований на одних и тех же объектах. Комплексность информации иногда называют ее *многомерностью*. Целью комплексных исследований является, главным образом, повышение однозначности решения поставленных геологических задач. Различают два вида комплексов – типовые комплексы, применяемые для тех, или иных однотипных регионов и задач, и рациональные (оптимальные) комплексы, разрабатываемые для конкретных геологических задач и специфических условий залегания геологического объекта.

Классификация скважин и их характеристика

Вид скважин	Назначение	Краткая характеристика
Опорные	Изучение литолого-стратиграфических характеристик разреза и перспектив нефтегазоносности до фундамента, или на максимально возможную глубину	Закладывается на участках максимально полного разреза. Работы ведутся с максимально возможным отбором керна и шлама и полным комплексом ГИС и опробованием перспективных на нефть и газ горизонтов. Самый дорогой вид скважин, бурятся очень редко не более, чем 1 на тыс. кв. км.
Параметрические	Изучение литолого-стратиграфических характеристик разреза нефтегазоперспективных зон или ранее не вскрытых частей разреза, взаимоотношений стратиграфических комплексов, изучение геофизических параметров разреза, его гидрогеологических, термобарических характеристик, оценка перспектив нефтегазоносности.	Закладываются в точках предположительно максимально информативных для выявления локальных структур, или профилями. Данные увязываются с региональными геофизическими работами. Бурятся с максимально возможным отбором керна и шлама в перспективных частях разреза, полным комплексом геофизических исследований. Бурятся до фундамента, или на технически доступную часть разреза (реально - потенциально нефтегазоносную часть разреза)
Структурные	Построение структурной карты. Выявление и детализация строения перспективных объектов, прослеживание тектонических нарушений и т.д.	Закладываются по сетке на перспективных структурах. Неглубокие и многочисленные скважины, бурятся до определенного маркирующего горизонта, дают косвенные данные о структуре. Отбор керна и шлама только по достижении проектного горизонта. Вытесняются сейсмическими работами
Поисковые (впоследствии могут использоваться как разведочные)	Выявление новых промышленных месторождений, залежей в обособленных блоках и частях разреза	Закладываются в точке с максимальной вероятностью обнаружения залежи. Проводится поинтервальный отбор керна по части разреза, не изученному бурением и сплошной отбор в предполагаемых продуктивных интервалах. Проводится полный комплекс промыслово-геологических исследований, отбор шлама, опробование пластоиспытателем в процессе бурения

Разведочные (впоследствии могут использоваться как эксплуатационные)	Оценка запасов по промышленным категориям и сбор данных для составления проекта разработки	Бурятся на площадях с установленной нефтегазонасыщенностью, в точках, предположительно максимально информативных для характеристики залежи. Отбор керна в интервалах залегания продуктивных горизонтов, промыслово-геофизические исследования, опробование в процессе бурения пластоиспытателями и испытание продуктивных горизонтов после окончания бурения, пробная эксплуатация
Эксплуатационные	Опытно-промышленная эксплуатация разведываемых залежей, доразведка разрабатываемых объектов, скважины предназначенные для обеспечения оптимальных режимов эксплуатации и контроля за разработкой	Бурятся для разработки месторождения, иногда используются уже существующие разведочные скважины
Специальные	Обеспечение процесса разработки и ее контроля	Нагнетательные, наблюдательные и т.д. По возможности для специальных целей используются уже пробуренные скважины.
Технические	Обеспечение жизнедеятельности месторождения	Скважины, поставляющие воду, служащие для захоронения отходов и т.д.

Комплексируются работы:

- разных методов (геологические, аэрокосмические, геофизические, геохимические);
- разных масштабов (детальные, крупномасштабные и т.д.);
- разного характера (профили, площади, скважины);

Логически завершенным комплексом стали исследования по системе **космос-воздух-земля-скважина**. Этот комплекс предполагает последовательное изучение территории от мелкомасштабного уровня генерализации к все более крупному (детальному). При этом важно учитывать принцип "масштабной этажерки", детально разработанный для аэрокосмических и геологосъемочных работ. Этот принцип заключается в изменении масштаба последовательного изучения не более чем в 2-4 раза.

Изучение территории комплексом методов позволяет более надежно интерполировать точечные и плоскостные наблюдения и строить обоснованные объемные динамические модели объектов. В результате, в настоящее время, постепенно геологическая парадигма слоистой модели земной коры, нефтегазоносной провинции, области, зоны, месторождения, залежи сменяется блоково-слоистой.

Вопросы:

1. *Полевые признаки нефтегазоносности.*
2. *Аэрокосмические методы и геологическое дешифрирование их материалов.*
3. *Геохимические методы в нефтегазопоисковых работах.*
4. *Что такое геофизические методы и их классификация.*
5. *Полевая (разведочная) геофизика и её методы.*
6. *Сейсмические методы разведочной геофизики.*
7. *ГИС и их методы.*
8. *Петрофизика.*
9. *Прямые методы поисков геофизическими методами.*
10. *Математические методы поисково-разведочных работ. Риски.*
11. *Математические модели.*
12. *Виды скважин.*
13. *Комплексирование различных методов при поисках нефти и газа.*

Догадайся, если можешь, и имей
смелость сделать выбор.

Корнель

3.16. ЭТАПЫ И СТАДИИ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ

Стадийность геолого-разведочных работ основана на принципах В.М.Крейтера. Изучив геологическое строение большой территории, выбирают для детальных, более дорогостоящих и трудоемких работ отдельные оптимальные площади и глубины. По мере изучения перспектив нефтегазоносности региона удается сделать все более и более надежный и достоверный прогноз количества, состояния, формы и особенностей нахождения углеводородов в недрах.

В настоящее время выделяются три этапа геолого-разведочных работ на нефть и газ: *региональный, поисково-оценочный, разведочно - эксплуатационный*. Этапы разделяются на стадии и подстадии. В результате территория оказывается изученной до определенной категории.

В приложении 31 приведено описание этапов и стадий геологоразведочных работ на нефть и газ в соответствии с временной классификацией.

3.16.1. Региональный этап

Цель этапа и его место в общей структуре геолого-разведочных работ. Прогноз нефтегазоносности и его основные методы. Оценка зон нефтегазоаккумуляции. Типовые работы стадии

Работы регионального этапа проводятся по федеральным программам за счет налогоплательщиков. Главной целью этапа является получение информации о нефтегазоносности. В общем объеме геологоразведочных работ региональный этап занимает в среднем 10 %, но его работы распределены неравномерно по времени. На первых стадиях освоения нового нефтегазоносного региона работы достигают 100%, а при получении положительных результатов их доля сокращается до 25-15%, затем уменьшается еще больше вплоть до освоения 60-70% начальных суммарных ресурсов углеводородов. После этого, они составляют 4-5% от общего объема ГРР. Региональный этап разделяется на стадии прогноза нефтегазоносности и оценки зон нефтегазоаккумуляции.

Стадия прогноза нефтегазоносности. Работы этой стадии имеют опережающий характер по отношению к другим и проводятся в неизученных, или слабо изученных бассейнах, или структурных этажах, не освещенных еще бурением и геофизическими работами. Например, работы этой стадии правомерно проводить в таких регионах, как Тунгусская синеклиза, акваториях морей Лаптевых, Восточно-Сибирского, Чукотского. Но это совсем не значит, что в изученных регионах не нужны специализированные геологические работы, для решения конкретных научных и методических

задач нефтегазовой геологии. Типовой комплекс работ этой стадии приведен в приложении 31.

Характерной чертой стадии прогноза нефтегазоносности является сравнительная равномерность размещения объемов работ. Однако уже на этой стадии намечают наиболее перспективные зоны и освещают их наиболее полно. Все работы взаимно увязываются и их результаты геологически интерпретируются.

В результате работы строится общая геологическая модель нефтегазоносного бассейна (провинции) с выделением направлений геологоразведочных работ, и их предварительная оценка. Иногда параллельно с опорно-параметрическим бурением могут быть проведены опережающие поисковые работы и открыты месторождения. Это и позволяет часть прогнозных ресурсов оцененных по категории D_1 оценивать и по категории C_3, C_2 . Основным методом количественной оценки прогнозных ресурсов является метод аналогий - параметры неопроискованных ловушек берутся по аналогии со сходными опроискованными.

Стадия оценки зон нефтегазоаккумуляции. Работы этой стадии могут продолжаться даже тогда, когда освоено более половины начальных суммарных ресурсов, и сосуществовать с поисковыми и разведочными работами. Цель – поиски новых перспективных территорий. В набор геологических задач, решаемых на этой стадии, входят следующие.

- Уточнение строения отдельных элементов территории.
- Выяснение структурных соотношений между литолого - стратиграфическими комплексами.
- Уточнение фациальных изменений в нефтегазоперспективных резервуарах.
- Выявление региональных зон выклинивания, или стратиграфического срезания, трассирование крупных разрывов.
- Изучение изменения палеогеотермических показателей недр и др.

Основной масштаб работ на этой стадии - 1:50000. Типовой комплекс геолого-геофизических работ принципиально тот же, что и на стадии прогноза, только геофизические работы выполняются по более плотной сетке. Ведущее место занимает сейсморазведка методом ОГТ, гравиразведка. Практически исключается бурение опорных скважин, взамен проводится бурение параметрических скважин, иногда – профильное бурение. Геофизические профили и профили скважин рекомендуется закладывать вкрест простирания структур. По результатам работ формулируют количественную оценку прогнозных ресурсов нефти и газа по категориям D_1 , а иногда D_2 .

3.16.2. Поисково-оценочный этап

Если в поиск не пойдешь,
То и нефти не найдешь...
Е. Скобелин. Учение о нефти

Цель этапа. Стадии и подстадии, цели, задачи, объекты, типовые работы, результаты. Предельное число, глубина и точки заложения поисковых скважин

Цель поисково-оценочного этапа – обнаружение новых месторождений нефти, газа, или новых залежей на ранее открытых месторождениях и оценка их промышленной значимости. Эти работы проводятся по лицензии на геологическое изучение недр, или совмещенной лицензии на поиски, разведку и добычу. Этот этап разделяется на стадию выявления и подготовки объектов к поисковому бурению и стадию поиска и оценки месторождений (залежи).

Стадия выявления и подготовки объектов к поисковому бурению.

Эта стадия разделяется на две подстадии – выявления объектов и подготовки их к поисковому бурению.

Подстадия выявления объектов – работы на этой подстадии проводятся в районах с установленной или возможной нефтегазоносностью. Выявление ловушек планируется по районам, определенным по результатам региональных исследований, а в районах более освоенных геологоразведочными работами - и с учетом материалов, полученных в процессе поискового бурения. Это могут быть валы, или антиклинальные зоны, погребенные барьерные рифы, или их цепочки, биогермы, эрозионные врезы, региональные разломы и др. Типовой комплекс работ этой подстадии приведен в приложении 31.

Результат работ – выявленные ловушки по перспективному комплексу отложений (в пределах перспективной территории). При этом подтверждается, отвергается или корректируется исходная геологическая модель района. По завершению работ, выявленный объект включается в ***фонд выявленных структур***. В результате создается фонд перспективных локальных объектов, и оцениваются их ресурсы для выбора и определения очередности их подготовки к глубокому бурению.

Подстадия подготовки объектов. На этой стадии изучаются выявленные ловушки. ***Подготовленный объект*** – это объект, для которого надежным для данного района методом по комплексам геолого-геофизических работ установлены основные черты строения потенциальной ловушки по перспективному горизонту, или горизонтам. К устанавливаемым чертам относят глубину, размеры и амплитуду ловушки, распространение коллектора и покрышки. По подготовленному объекту должна быть построена структурная карта, обеспечивающая возможность обоснованного определения места заложения и глубины поисковых скважин.

ПОИСКИ, РАЗВЕДКА И РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

- Для сильно нарушенных разломами складок применяются комплексы геофизических методов.
- Для малоамплитудных поднятий применяются палеоструктурные построения.
- Для литологических ловушек должны быть обоснованы линия выклинивания пласта-коллектора и замыкание ловушек со всех сторон.

Для аномалий типа «залежь» (АТЗ) должны быть представлены карты параметров тех характеристик, которые позволяют прогнозировать пространственное положение залежи.

Детальная сейсморазведка масштаба 1:50000-1:25000 с бурением параметрических скважин – главный метод. Расстояние между профилями составляет сотни метров.

- **Детальная электроразведка**, высокоточная гравиразведка масштабов 1:50000-1:25000.
- **Специальные работы** и исследования по прогнозу геологического разреза и прямым поискам для подготовки АТЗ (аномалия типа «залежь»).
- **Структурное бурение.**
- **Параметрическое бурение** комплексировается с сейсморазведкой при подготовке неантиклинальных ловушек.

Типовой комплекс работ этой подстадии приведен в приложении 31. Подготовленный объект передается организации, проводящей поисковое бурение, и включается в **фонд подготовленных структур**.

Подсчитываются прогнозные (D_2 - на площадях с недоказанной нефтегазоносностью), или перспективные (C_3 или D_0 - на площадях с доказанной нефтегазоносностью) ресурсы. Так как не изо всех подготовленных ловушек удастся получить промышленные притоки углеводородов, то впоследствии часть подготовленных ресурсов переходит в запасы, а часть – списывается, как неподтвердившиеся.

Построение геологической модели месторождения (залежи).

Геологической основой для проектирования поискового бурения на локальной площади являются структурная карта по кровле возможно продуктивного горизонта и карта, отражающая степень заполнения ловушек углеводородов в изучаемом районе. Сочетание этих карт позволяет еще до забуривания первых поисковых скважин примерно знать морфологию и размеры прогнозируемой в недрах залежи, т.е. иметь объемное представление о её строении. Нижняя граница залежи определяется поверхностью ВНК или ГВК. Положение этой границы прогнозируется либо осреднением данных соседних залежей при построении геологического профиля, либо обобщением сведений об уровне ВНК (ГВК) по региону. Для этого используются разные аналогии. После того, как предполагаемая граница ВНК (ГВК) установлена, по соотношению ее гипсометрического уровня с высотой кровли ловушки выделяются три их группы.

- перспективные (кровля выше предполагаемого ВНК (ГВК),

ПОИСКИ, РАЗВЕДКА И РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

- неперспективные (кровля ниже предполагаемого ВНК (ГВК)),
- ловушки с неясной продуктивностью (кровля совпадает с предполагаемым уровнем ВНК в пределах разрешающей способности сейсморазведки, которая зависит от глубины залегания изучаемого объекта и скоростных характеристик разреза (ориентировочно ± 50 м).

Стадия поисков месторождений и оценки залежей. Подстадия поисков. Цель подстадии – обнаружение промышленного месторождения. Даже после тщательной предварительной работы обнаружение нового месторождения, особенно в новом районе - событие требующее мастерства, настойчивости, капиталовложений и удачи. В таблице 16.1 приведены данные, характеризующие мужество и терпение нефтяников при поисках новых месторождений. Данные заимствованы из работы А.Перродона.

Таблица.16.1

Число пробуренных скважин до открытия крупного месторождения в регионе.

Месторождение	Число "сухих" скважин до открытия крупных месторождений
Даммам (Саудовская Аравия)	8
Ледюк (Канада)	133
Мессауд	20
Западно-Сибирская провинция	более 500
Экофиск (первое в Северном море)	200
Хайберния (восток Канады)	более 100
Пайнвью (Скалистые горы)	более 500
Шонуа (Парижский бассейн)	более 500

Объекты – подготовленные ловушки. В пределах месторождения поисковые работы могут совмещаться с оценочными работами на ранее открытых залежах, и проводится до завершения оценки всего разреза осадочного чехла. Открытие месторождения фиксируется по получению промышленного притока нефти и газа. Типовой комплекс работ на этой подстадии включает:

- **бурение**, опробование, испытание поисковых скважин с отбором керна, шлама и проб флюидов;
- геохимические, гидрогеологические, гидродинамические и другие виды **исследования в скважинах**;
- **ГИС**;
- **лабораторное изучение** керна, шлама и флюидов;
- детализационную скважинную и наземную (морскую) **сейсморазведку**;
- специализированные работы.

При открытии залежи уточняется проект дальнейших оценочных работ, в случае отрицательного результата составляется отчет с обоснованием бесперспективности опоискованного объекта.

ПОИСКИ, РАЗВЕДКА И РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

Определение предельного числа поисковых скважин. С 1975 г. считалось допустимым бурение 3 поисковых скважин, а на большее их число требовалось специальное обоснование. В настоящее время используется предложенный В.Я.Соколовым расчет. Обоснованным считается заложение k -й скважины, если $Q_n > kqH_k$,

где Q_n – невыевленные запасы. Невыевленные запасы, это максимально возможные запасы нефти и газа, которые могли бы быть обнаружены в ловушке в результате бурения первой поисковой скважины, не давшей положительный результат;

q – средний многолетний прирост запасов нефти и газа на 1 м поискового бурения;

H_k глубина k -й поисковой скважины.

Зная оптимальную стоимость единицы запасов в данном районе, величину ресурсов C_3 и стоимость скважин, можно определить экономически целесообразное количество поисковых скважин.

Обоснование глубины поисковых скважин. В 30 – 60 годы поиски велись на всю толщину осадочного чехла, или максимальную технически доступную глубину. В настоящее время реально бурение проводится до нижней границы перспективных отложений, в которых выявлена ловушка, или до нижней границы зоны перспективных отложений.

Приоритетные точки бурения скважин. Выбор приоритетных точек бурения скважин во многом зависит от геологической модели образования залежи в данном районе. На подстадии поисков скважина(ы) должны закладываться в такой точке(ах), которая позволит однозначно доказать наличие скопления углеводородов и оценить масштабы открытия, или установить бесперспективность площади.

Принципиальная последовательность приоритетных точек в ловушках различного типа следующая:

1. верхние (сводовые) части;
2. участки наименее выраженного замыкания ловушки, определяющие возможность распространения залежи и ее вероятную высоту;
3. участки, примыкающие к зонам экранирования;
4. зоны развития межфазовых контактов.

Подстадия оценки месторождений. Раньше оценка входила в разведочный этап. После принятия Закона о недрах, правовые условия поисково-разведочных работ изменились. Так как конкурсы и выдача лицензий на разработку месторождений происходит после их предварительной оценки, но до начала детальной разведки и подготовки месторождения к разработке, оценка перешла в подстадию поисков. Иногда небольшое месторождение оценивается уже после бурения первой поисковой скважины.

В процессе оценки должны быть решены следующие задачи:

- установление промышленной значимости месторождения (залежи);
- определение фазового состояния УВ;

ПОИСКИ, РАЗВЕДКА И РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

- изучение физико-химических свойств УВ в пласте и на поверхности и определение их товарных качеств;
- изучение фильтрационно-емкостных свойств коллекторов;
- установление типа залежи и её параметров (эффективной толщины, пористости, нефтегазонасыщенности);
- расчет коэффициента продуктивности скважин;
- предварительная геометризация залежи и подсчет запасов по категориям C_2 и C_1 .

Типовой набор работ по оценке месторождений включает:

- бурение, опробование и испытание скважин с применением метода интенсификации притоков,
- ГИС,
- геохимические, гидрогеологические, гидродинамические и другие исследования скважин в процессе бурения и опробования и испытания,
- детализационную скважинную и наземную (морскую) сейсморазведку.

По результатам оценочных работ:

- месторождения делятся на промышленные (кондиционные) и непромышленные (некондиционные),
- выделяются объекты и этажи разведки в пределах вскрытой части разреза,
- устанавливается очередность ввода месторождений и залежей в разведку,
- обосновывается оптимальная методика последующих работ,
- подсчитываются геологические и извлекаемые запасы, а также сопутствующие компоненты,
- готовится пакет геологической информации для конкурса (аукциона) на предоставление лицензии на разработку месторождения,

Итоговым документом по результатам оценки месторождений являются, **отчет** – если месторождение признано непромышленным, или **проект разработки**, если месторождение признано промышленным.

Стадия поиска и оценки считается завершенной, если степень изученности позволяет подсчитать запасы по категориям C_1 и C_2 и провести оценку промышленной значимости залежей. Системы размещения скважин при поисках и оценке месторождений нефти и газа приведены в приложении 32.

3.16.3. Разведочно-эксплуатационный этап

Задачи нефтеразведки. Последовательность разведочных работ.

Ползущая и сгущающая системы. Число разведочных скважин.

Особенности разведки газовых месторождений.

Разведочные работы ведутся по лицензиям на геологическое изучение и добычу за счет владельца лицензии. В результате разведки 80% запасов переводится в категорию C_1 .

Задачи разведочно-эксплуатационного этапа:

- оконтуривание залежи;

- геометризация залежи;
- определение фильтрационно-емкостных свойств и неоднородностей коллектора;
- определение физико-химических свойств углеводородов;
- определение режима залежи (водонапорный, газонапорный, растворенного газа, или гравитационный);
- подсчет запасов.

К параметрам, изучающимся при разведке, относятся:

геометрические: площадь, высота, эффективные и нефтенасыщенные толщины, показатели неоднородности. Для оценки неоднородности применяются разные показатели и коэффициенты, использование которых, позволяет разделить всю залежь на систему однородных по своим показателям блоков. Выделяют:

- Непрерывную неоднородность (непроницаемые пласты по протяженности соизмеримы с залежью) – пропластки.
 - Прерывистую – (линзы непроницаемых пород среди проницаемых).
- Эти включения могут распределяться закономернo и случайно.

Для количественной оценки неоднородности применяют коэффициенты выдержанности, песчанистости, литологической связанности и др.

- **резервуарные:** пористость, проницаемость, форма пустотного пространства, нефтенасыщенность и др.

- **режимные:** газовый фактор, конденсатный фактор, пластовое давление и температура, давление и температура начала конденсации, давление насыщения нефти газом, дебиты на разных режимах отбора и др.

Последовательность разведочных работ:

1. построение объемной модели залежи (по материалам оценочной стадии),
2. выбор системы постановки разведочных скважин (кольцевая, или профильная) и определение их общего числа,
3. разделение всего объема залежи на равные блоки по числу скважин, подчинив эти блоки кольцевой, профильной, или трехлучевой с дополнительными скважинами на периферии) системе,
4. выбор точек заложения скважин,
5. анализ результата и принятие решения.

Важную роль при разведке играет опережающее бурение эксплуатационных скважин, особенно при изучении неоднородности залежи.

Последовательность и темпы разбуривания объекта. Обычно скважины бурятся по этажам разведки. Под **этажом разведки** понимают часть разреза месторождения с одним, или несколькими продуктивными пластами, которые находятся на близких гипсометрических уровнях, характеризуются сходством геологического строения и свойств флюидов, **разведку которых можно проводить одной сеткой скважин.** Поэтому при разведке многопластовых залежей в целом применяют систему «снизу-вверх» - путем последовательной разведки группы нефтяных и газовых го-

ризонтов последовательно от нижнего **базисного** горизонта вверх. Если же наиболее высокодебитные толщи находятся в верхней части разреза, применяется система разведки сверху вниз (более время емкая).

С геологических позиций оптимально последовательное бурение поисковых скважин на одной площади, потому, что в этом случае можно пользоваться одним станком и корректировать заложение последующих скважин, используя информацию по каждой уже пробуренной скважине. Однако для ускорения темпов разведки обычно одновременно бурят несколько скважин. Однозначных критериев выбора альтернативных методов в настоящее время не существует, и последовательность и темпы разбуривания объекта определяется в каждом конкретном случае индивидуально. Если в качестве объектов поисков выбираются различные территории с разными глубинами залегания перспективных пластов и значительными перспективными ресурсами нефти и газа, на каждой отдельной площади принимается отдельная система разбуривания. Как правило, в первую очередь разведывают наиболее богатые этажи.

По **последовательности бурения** разведочных скважин различают *ползущую* систему и *сгущающую* системы. При сгущающей системе сокращаются сроки, но возрастает риск бурения законтурных и малоинформативных скважин.

Число разведочных скважин зависит от запасов разведываемого объекта и его сложности. В среднем, приняты следующие значения (табл. 16.2). Расстояния между разведочными скважинами колеблются от 12 до 0,3 скв./км.

Таблица 16.2.

Зависимость числа разведываемых скважин от запасов месторождения

Класс месторождения	Число скважин
Уникальные (>300 млн.т.)	50-60
Крупнейшие (300-100 млн.т.)	30-35
Крупные (100-30 млн.т.)	20-25
Средние (30-10 млн.т.)	15-20
Мелкие (>10 млн.т.)	10-15

Принцип равномерности в изучении нефтегазоносного объекта следует относить не к площади, а к объему предполагаемой залежи. Особенно это важно при разведке массивных залежей, которые составляют примерно половину всех известных скоплений

На объемной модели **массивной** залежи 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 разделения по изогипсе на уровне $\frac{1}{4}$ высоты. Сводовая часть содержит (по разным моделям) от 61 до 87 % объема залежи (реально – от 47 до 84%). Доминирующая часть содержит от 75 до 97 % объема залежи. При разведке **пластовых** резервуаров особое вни-

мание требует изучение приконтактных зон, в частности для обоснования ВНК (ГВК), а также – оконтуривание залежи, для чего бурятся специальные скважины.

Особенности разведки газовых месторождений. Для разведки **газовых** залежей необходимо примерно в 1,5 – 2 раза меньше скважин, чем для разведки нефтяных. Особо важная задача при открытии газовой шапки в своде – это поиск нефтяной оторочки. Сокращения затрат при разведке нефтяных оторочек можно добиться применением различных косвенных методов.

Для ускорения разведки газовых месторождений обычно используется разреженная сетка скважин, или часть разведочных скважин заменяется скважинами ОПЭ – опытно-промышленной эксплуатации (для разведки мелких и средних месторождений). При ускоренной разведке газовых месторождений рекомендуется профильная система размещения скважин, которая позволяет использовать информацию по каждой скважине, надежно устанавливать закономерности геологического строения и нефтегазоносности.

Залежи газа вводятся в опытно-промышленную эксплуатацию при получении промышленных притоков газа в двух-трех разведочных скважинах и при наличии оперативного подсчета запасов газа по категориям C_1 и C_2 . После ввода в ОПЭ мелких и средних залежей разведочное бурение обычно прекращается, а при вводе в ОПЭ крупных месторождений, их до-разведка проводится как разведочными скважинами, так и опытно-эксплуатационными скважинами.

Опытно-промышленная эксплуатация проводится в течение 3 лет, и при этом должно быть отработано 10% запасов.

Если в районе имеется недозаполненная сеть транспорта газа, мелкие и средние месторождения обычно изучаются единичными скважинами и немедленно вводятся в опытную промышленную эксплуатацию. Запасы при этом оцениваются по падению пластового давления. В новых районах мелкие и средние месторождения разведываются по стандартной методике. Разведка **мелких и средних** месторождений **сероводородсодержащего газа** завершается оценочной подстадией, после чего они консервируются до решения о строительстве очистных сооружений. **Крупные и уникальные** месторождения газа во всех случаях разведываются по разреженной сетке. При этом, так же, как и при разведке нефтяных месторождений широко используется опытная эксплуатация скважин. Запасы газа при этом оцениваются объемным методом, а затем уточняется методом по падению давления уже при вводе месторождения в разработку. Ускорение разведки **уникальных месторождений с агрессивными компонентами** (сероводород, углекислота) достигается ограничением доли подготовленных объемным методом запасов категории C_1 в количестве, достаточном для проектирования и строительства газохимического комплекса. Залежи с **промышлен-**

ными нефтяными оторочками разведываются в первую очередь для оценки их нефтеносных зон.

3.16.4. Особенности поисков и разведки на шельфе

Континентальный шельф – это по геологическому строению - суша, затопленная морем. Здесь встречаются все те же виды залежей, что и на суше. Для шельфа характерна сравнительно малая изученность геологическими методами. Даже топографические карты (для шельфа они называются барометрическими), здесь очень обобщенные и мелкомасштабные. Стоимость буровых работ на шельфе также дороже, чем на суше.

Для прогноза нефтегазоносности проводят геоакустическое профилирование, результаты которого интерпретируются для поисков в рельефе морского дна отражения локальных складок. Проводят бурение мелких скважин со специальных судов, (аналог структурного бурения), делают гравиметрическую съемку, морскую гравиразведку, ведут поисковое и разведочное бурение.

Залежи на шельфе обычно разбуривают несколькими наклонно-направленными скважинами.

Вопросы:

1. Стадийность геологоразведочных работ.
2. Региональный этап – цели, задачи, место в общей структуре поисково-разведочных работ.
3. Прогноз нефтегазоносности. Основные работы и методы.
4. Оценка зон нефтегазонакопления и типовые работы стадии.
5. Поисково-оценочный этап. Стадии, подстадии, цели и задачи, объекты, типовые работы, результаты. Предельное число, глубина и точки заложения поисковых скважин.
6. Разведочно-эксплуатационный этап. Задачи, последовательность типовые методы разведочных работ. Ползущая и сгущающая системы разведки. Число разведочных скважин.
7. Особенности разведки газовых месторождений.
8. Особенности поисково-разведочных работ на шельфе.

3.17. ЭФФЕКТИВНОСТЬ ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ

3.17.1. Показатели эффективности геолого-разведочных работ

На разных этапах поисково-разведочных работ эффективность определяется различными показателями. На региональном этапе – достоверностью количественной оценки прогнозных ресурсов углеводородов. На поисковом – стоимостью подготовленных запасов, или приростом запасов на 1 м проходки скважин. Показатели эффективности во многом зависят от геологического строения и разведанности регионов (коэффициентом разведанности начальных суммарных ресурсов УВ). Эффективность поисково-разведочных работ зависит от степени изученности региона. По мере разведанности, она сначала растет, а потом уменьшается. Другая характеристика эффективности – показатель успешности, который оценивается как отношение продуктивных скважин к числу пробуренных скважин.

Характерные соотношения между показателями успешности и изученностью региона (изученность оценивается по плотности бурения в м проходки скважин на кв.км площади) приведены в таблице 17.1.

Таблица 17.1

Зависимость показателя успешности поисковых скважин от плотности бурения

Плотность бурения м/км кв.	1	1-10	10-50	Более 50
Показатель успешности %	4-15	15-35	35-55	20

Иногда при открытии новых залежей в глубокопогруженных толщах, показатель успешности не снижается, несмотря на значительную плотность бурения. Есть еще две характеристики эффективности поисково-разведочных работ.

1. Коэффициент подтверждаемости перспективных ресурсов – это отношение запасов ABC_1+C_2 к ресурсам C_3 . Обычно этот коэффициент равен 0,5 – 0,2.

2. Коэффициент успешности разведки (поисков). Он определяется отношением числа открытых месторождений к числу объектов, на которых бурили скважины (месторождений+пустых). Этот коэффициент колеблется от 1 до 0,1, чаще его значения от 0,5 до 0,2. Среднее значение по Миру - 0,3

Основной показатель эффективности поисково-разведочного бурения – это прирост запасов по категориям ABC_1 на единицу затрат. (1 метр бурения, 1 скважину, 1 руб. затрат).

3.17.2. Причины уменьшения эффективности поисково-разведочных работ и пути её повышения

В России, как и во всем мире, несмотря на научно-технический прогресс, эффективность поисково-разведочных работ постоянно падает. Для этого есть объективные причины:

1. Возросла степень **выработанности недр**. Отношение накопленной добычи к начальным извлекаемым запасам достигает уже 50%. Наиболее высокой разведанностью недр отличаются территории Северного Предкавказья, Южного Мангышлака, Западного Узбекистана Волго-Уральской области. Следовательно, нельзя ожидать здесь открытия новых крупных месторождений. Основной прирост запасов здесь приходится на средние и мелкие месторождения. В эксплуатируемых месторождениях резко растет **величина заводнения** – на 1 т. добываемой нефти приходится уже 5 т. воды. Кроме того, падают дебиты эксплуатируемых скважин. За последние 20 лет дебит одной работающей скважины уменьшился в среднем в 5 раз. При этом наиболее истощенными оказываются наиболее высокодебитные скважины. Растет доля **трудноизвлекаемых запасов** – высоковязких нефтей, нефтей в низкопористых коллекторах, в коллекторах с малой нефтенасыщенной толщиной.

2. **Усложнились геологические условия и глубина** поисков залежей. Фонд антиклинальных ловушек уже практически исчерпан, а поиски и разведка ловушек другого типа намного более трудоемка и дорога.

3. **Усложнились географические условия** новых нефтегазодобывающих районов, – они находятся на Крайнем Севере, на шельфе Северных морей, в вечной мерзлоте, что также удорожает геолого-разведочный процесс.

Повышение эффективности поисково-разведочных работ может быть достигнуто, благодаря:

- замене структурных и части разведочных скважин опережающими эксплуатационными, вовлечению разведочных скважин в опытно-промышленную эксплуатацию,
- замене разведочных скважин сейсмическими работами,
- совершенствованию геологической модели,
- применению геофизических и других наукоемких методов,
- оптимизации размещения разведочных скважин,
- ускорению геологоразведочного процесса.

Решение о применении ускоренной разведки решается по результатам поисково-оценочного этапа. Для оптимизации поисково-разведочных работ и повышения его эффективности рекомендуется внедрять пробную и опытно-промышленную эксплуатацию (ОПЭ) залежей, что позволяет сокращать сроки подготовки залежей к эксплуатации и высвобождать объемы разведочного бурения для поисков новых месторождений. Опытно-

ПОИСКИ, РАЗВЕДКА И РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

промышленная эксплуатация продолжается от 20 суток до 6 месяцев. Пробная эксплуатация длится до трех лет, и осуществляется в соответствии со специальными проектами. Должная эффективность применения опытно-промышленной эксплуатации может быть достигнута только при надлежащей научной обоснованности проекта и при наличии адекватной геологической модели залежи.

В районах с уже открытыми месторождениями, опытно-промышленную эксплуатацию рекомендуют для месторождений-спутников, расположенных неподалеку от уже находящихся в разработке со сходным геологическим строением. Также ОПЭ применяют на отдельных блоках в блоковых месторождениях. При благоприятных условиях (достоверность и детальность картирования ловушек с помощью сейсморазведки, высокая успешность открытий) на небольших залежах (площадь менее 2 км²) можно полностью отказаться от разведочного бурения. На больших месторождениях можно заменить часть разведочных скважин опережающими эксплуатационными.

Несмотря на все успехи современной науки и достижения техники, актуальными остаются принципы, проектирования сформулированные Петром I:

«Всем чинам, на службе стоящим, мануфактур советникам и протчим важных ремесловых заведений персонам помнить надлежит:

Все прожекты зело исправны быть должны, дабы казну зряшно не разорять и Отечеству ущерба не чинить!

А кто станет прожекты абы как ляпать - чина лишу и кнутом драть велю!»

Петр

1716 год

Вопросы:

1. Показатели эффективности геолого-разведочных работ на разных этапах.
2. Причины уменьшения эффективности поисково-разведочных работ и пути её повышения.

Так связан, соединен от века
 Союзом кровного родства
 Разумный гений человека
 С творящей силой естества

Ф.И.Тютчев

3.18. ОСНОВНЫЕ ВОПРОСЫ НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВОЙ ГЕОЛОГИИ

3.18.1. Геолого-промысловое обоснование технологических решений проектирования разработки

Задачи нефтегазопромысловой геологии. Природные режимы. Регулирование процесса разработки. Системы заводнения. Фонд скважин и его контроль. Контроль добычи флюидов, давления, температуры, охвата процессом вытеснения и внедрения агентов вытеснения в продуктивные пласты

Геологическими вопросами при разработке месторождений нефти и газа занимается прикладная наука **нефтегазопромысловая геология** - отрасль нефтяной геологии, детально изучающая открытые и разрабатываемые залежи и месторождения углеводородов для максимального извлечения из них нефти и газа. Задачи нефтегазопромысловых геологических исследований залежей являются:

- в процессе разведки – подсчет запасов нефти и газа по промышленным категориям;
- в процессе проектирования разработки – подготовка геологической основы для технологической схемы и проекта разработки;
- в процессе разработки – геолого-промысловый анализ, направленный на оптимальное извлечение запасов на разных стадиях разработки месторождения (эксплуатационного объекта).

Основные задачи нефтегазопромысловой геологии, это:

- геолого-промысловое обоснование технологических решений проектирования разработки,
- регулирование процесса разработки,
- регулирование и учет фонда скважин,
- контроль добычи нефти, газа и воды и их динамики по скважине, эксплуатационному объекту и месторождению в целом.

В процессе решения этих задач служба промысловой геологии:

1. Выделяет эксплуатационные объекты на многопластовых залежах.
2. Выбирает: вести разработку с использованием природной энергии пласта, или необходимо искусственное воздействие на залежь.
3. Выбирает методы воздействия и конфигурацию размещения нагнетательных и добывающих скважин. Подробнее они описаны в приложении 33.

Так как любой эксплуатационный объект геологически неоднороден и уникален, то для каждого из них должна создаваться индивидуальная сетка скважин, неравномерная по площади. Обычно сначала бурят скважины ос-

ПОИСКИ, РАЗВЕДКА И РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

новного фонда, а затем, при необходимости - резервного. Плотность скважин измеряется в га/скв. Эта величина показывает, на сколько гектаров площади месторождения приходится одна скважина. Ориентировочные значения плотностей сетки скважин приведены в таблице 18.1.

Таблица 18.1.

Примерные плотности эксплуатационных скважин.

Наименование	Расстояние между скважинами, м	Плотность га/скв.	Характеристика геологических условий
Плотные	400 x 400	<16	Залежи в геологически неоднородных пластах, или пластах с низкой проницаемостью, высокой относительной вязкостью нефти до >15-20 и относительной вязкости нефти до 15-20 даже при высокой проницаемости пластов. Залежей, требующих ограничения отбора жидкости из скважин в связи с образованием конусов воды, или газа, неустойчивостью пород и т. д.
Средние	от 500 x 550 до 400 x 400	20-25	Залежи в геологически неоднородных пластах с пониженной проницаемостью, относительная вязкость нефти до 4-5, даже при высокой проницаемости пластов.
Редкие	от 600-650 до 500 - 600	30-36	Благоприятные - с низкой относительной вязкостью пластовой нефтью (до 2 - 3), с проницаемостью коллекторов более 0,4 - 0,5 мкм ² , при сравнительной однородности эксплуатационного объекта.
Весьма редкие	от 700 x 800 до 600 x 700	60-40	Особо благоприятные - высокая проницаемость монолитного пласта, малая вязкость нефти (<1).

4. Выбирает градиент давления в эксплуатационном объекте.

Градиент давления находят из соотношения:

$$p = p/L. \text{ где}$$

$p = p_{пл.н.} - p_{зab.д.}$ - перепад давления между контуром питания и зоной отбора, $p_{пл.н.}$ - пластовое давление на контуре питания, или в месте нагнетания воды. $p_{зab.д.}$ - забойное давление на добывающих скважинах. L - расстояние между контуром питания и зоной отбора. Увеличение градиента давления достигается двумя способами. Во-первых, уменьшением расстояния между контуром питания и зоной отбора (увеличением плотности сетки скважин). Во-вторых, повышением давления на линии нагнетания, или снижением давления на забое добывающих скважин. Пластовое давление на линии нагнетания считается целесообразным поддерживать на 10-20% выше начального пластового.

При чрезмерном повышении давления нагнетания может произойти неконтролируемый гидроразрыв пласта (см. далее) и прорыв воды по обра-

ПОИСКИ, РАЗВЕДКА И РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

зующимся трещинам. Понижение забойного давления вовлекает в процесс разработки сравнительно плохо проницаемые коллекторы, однако величина снижения забойного давления считается допустимой лишь на 10-20% от значения давления насыщения. Иначе разгазирование нефти в пласте может привести к снижению нефтеотдачи.

5. Промысловый геолог выбирает комплекс мероприятий по контролю и регулированию процесса разработки. В результате регулирования процесса разработки:

- должна быть обеспечена предусмотренная проектным документом динамика добычи углеводородов;
- на ранней стадии разработки регулирование должно способствовать выводу объекта на максимальный проектный уровень добычи;
- в процессе эксплуатации залежи должен быть сохранен максимальный уровень добычи нефти и газа возможно более длительное время;
- на стадии истощения залежи – промысловый геолог решает задачи доизвлечения нефти.

В результате регулирования разработки должно быть достигнуто улучшение экономических показателей, для чего максимально используются фонд пробуренных скважин, и закачка вытесняющих реагентов. Регулирование разработки проводят двумя путями - через уже пробуренные скважины, или с изменением (уплотнением) системы разработки.

Регулирование процесса разработки – это целенаправленное изменение направления и скорости фильтрации пластовых флюидов. При искусственном воздействии на пласт регулирование может осуществляться как через нагнетательные скважины, так и через добывающие скважины (приложение 33). Регулирование производят как без изменения её системы разработки, так и с её изменением (уплотнение сетки скважин, разукрупнение объектов разработки, изменение методов заводнения и др.).

К числу мероприятий по регулированию разработки относятся:

- оптимальное вскрытие и изменение интервалов перфорации пластов;
- установление оптимального режима работы добывающих и нагнетательных скважин;
- изменение фильтрационных потоков жидкости в пластах;
- воздействие на призабойную зону скважин;
- применение одновременно-раздельной закачки и одновременно-раздельной эксплуатации при многопластовом строении объекта; изоляционные работы по ограничению притока попутной воды или отключение полностью обводнившихся скважин и пластов.

Мероприятия по совершенствованию систем разработки включают:

- уплотнение сетки скважин на отдельных участках;
- приближение нагнетания к добывающим скважинам, организация очагового заводнения;

ПОИСКИ, РАЗВЕДКА И РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

– изменение направления фильтрационных потоков и циклическое заводнение.

Если принимаемые меры недостаточны, применяют по отдельности, или в определенных сочетаниях, следующие мероприятия:

- повсеместное уплотнение сетки скважин;
- разделение многопластового объекта на объекты с меньшей толщиной;
- замены вида заводнения – перехода от разрезания к площадному заводнению;
- увеличения давления нагнетания воды и др.

Промысловая геология занимается и вопросами применения нетрадиционных методов разработки (физико-химических, теплофизических, термодимических, смешивающегося вытеснения, и др.), или их комплексов. Подробнее об этом будет сказано в следующем параграфе.

Задачей нефтепромысловой геологии является регулирование и учет *фонда скважин*. Геолог принимает решение о переводе скважины из одного состояния в другое.

Таблица 18.2.

Фонд скважин при разработке месторождения

Виды скважин	Характеристика скважин
По назначению	
1. Добывающие (составляют эксплуатационный фонд)	Для добычи нефти, газа и попутных компонентов
2. Нагнетательные	Для нагнетания в пласт различных агентов
3. Специальные:	
3.1. Оценочные	Для оценки нефтегазонасыщенности и других параметров – с отбором керна из продуктивных пластов и рационального комплекса ГИС.
3.2. Контрольные	
3.2.1. Пьезометрические	Для наблюдения за изменением уровня пластового давления
3.2.2. Наблюдательные	Для наблюдения за характером перемещения ВНК, ГНК, ГВК, контакта нефти и нагнетаемыми в пласт агентами, за изменением нефтегазоводонасыщенности пластов
3.3. Контрольно-эксплуатационные	Нагнетательные и добывающие скважины в многопластовых залежах в неперфорированных интервалах могут стать наблюдательными. Добывающие газовые скважины в периоды простоя могут стать наблюдательными.
4. Вспомогательные	
4.1. Водозаборные	Для отбора воды из водонапорного горизонта, чтобы нагнетать в продуктивные пласты и для других нужд.

ПОИСКИ, РАЗВЕДКА И РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

4.2. Поглощающие (сбросовые)	Для захоронения попутных и других промысловых вод
По времени ввода в эксплуатацию	
1. Старые	Введенные в эксплуатацию до 1 января отчетного года
2. Новые	Введенные в эксплуатацию после 1 января отчетного года
По очередности бурения	
1. Первой очереди	Разведочные, впоследствии переводимые в добывающие и нагнетательные
2. Опережающие эксплуатационные	Эксплуатационные на экспериментальном фрагменте месторождения
3. Дополнительные	Для поддержания уровня добычи
По состоянию	
1. Действующие	Давшие продукцию в последнем месяце отчетного года
2. Бездействующие	Не давшие продукции в последнем месяце отчетного года
3. Осваиваемые, или ожидающие освоения	Принятые после бурения, или переведенные из других категорий для последующей эксплуатации, если до сих пор они продукции не давали
4. Находящиеся в консервации	Скважины, какое то время не могущие быть использованными ни для какой цели
5. Находящиеся в ожидании ликвидации	На которых проводит работы по ликвидации
6. Ликвидированные	
6.1. Ликвидированные после эксплуатации	После эксплуатации не нашедшие дальнейшего применения
6.2. Ликвидированные после бурения	Не пригодные для использования (выполнившие свое геологическое назначение, непродуктивные, прекращенные бурением по техническим, или геологическим причинам)

Фонд специальных и вспомогательных скважин создается как за счет их целенаправленного бурения, так и за счет скважин, выполнивших свои задачи - разведочных, добывающие и др.

В задачу нефтегазопромысловой геологии входит также *контроль добычи нефти, газа и воды и их динамики* по скважине, эксплуатационному объекту и месторождению в целом.

Состояние разработки эксплуатационного объекта, или его части (пласта, блока, участка) характеризуется текущей годовой (квартальной, месячной) и накопленной добычей нефти, газа, попутной воды. Изменение в процессе эксплуатации объекта основных (и других) текущих показателей разработки во времени или в зависимости от нефтеизвлечения (газоизвлечения), а также от степени использования извлекаемых запасов принято называть динамикой соответствующих показателей разработки. При анализе разработки эксплуатационных обычно используют годовые показатели. Основные показатели разработки выражают в абсолютных единицах измере-

ПОИСКИ, РАЗВЕДКА И РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

ния (добыча нефти, воды, жидкости в тыс. т, добыча газа в млн. м³). Для сравнительного анализа результатов разработки разных эксплуатационных объектов используют выражение этих показателей в относительных единицах: годовую добычу нефти, газа характеризуют темпом разработки, выражая ее в процентах от начальных извлекаемых запасов. Годовой отбор жидкости из нефтяных объектов также выражают в процентах от начальных извлекаемых запасов нефти. Годовую добычу нефти, газа характеризуют, кроме того, темпом отбора остаточных (текущих) извлекаемых запасов, выражая его в процентах остаточных (текущих) запасов.

Относительные отборы добываемой вместе с нефтью воды характеризуются показателем обводненности продукции, оценивающим содержание воды в процентах в отобранном за определенный период количестве жидкости (нефть + вода). Полученную с начала разработки на определенную дату добычу нефти, газа выражают в процентах начальных балансовых запасов (текущее нефтегазоизвлечение) и в процентах начальных извлекаемых запасов (степень использования извлекаемых запасов).

Динамику указанных показателей разработки анализируют по стадиям эксплуатации объекта (рис. 18.1).



Рис. 18.1. Стадии разработки эксплуатационного объекта

Для нефтяных месторождений:

1- стадия освоения эксплуатационного объекта характеризуется ростом годовой добычи нефти. В эту стадию происходит разбуривание и ввод в эксплуатацию основного фонда скважин и освоение системы воздействия на пласты.

2 - стадия максимального уровня добычи. Для этой стадии характерны: ввод в эксплуатацию оставшихся скважин основного фонда и резервных скважин, развитие системы воздействия на пласты, выполнение комплекса геолого-технологических мероприятий по регулированию процесса разработки. Ко II стадии относят годы разработки с максимальным уровнем добычи нефти и те примыкающие к ним годы, в которые добыча отличалась от максимальной не более чем на 10%. Предшествующие годы относят к 1 стадии. Следующие за 2 стадией годы

ПОИСКИ, РАЗВЕДКА И РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

относят к 3 стадии.

3 - стадия - падения добычи нефти вследствие извлечения из недр большей части запасов. Для замедления падения добычи развивают системы воздействия, бурят резервные скважины, проводят изоляционные работы в скважинах, расширяют мероприятия по управлению процессом разработки.

4 - стадия завершения разработки. Она характеризуется дальнейшим снижением добычи нефти при низких темпах разработки. В эту стадию проводят комплекс технологических мероприятий по достижению запроектированного коэффициента нефтеизвлечения.

Границу между 3 и 4 стадиями определяет точка на участке кривой динамики добычи нефти, отражающем ее падение, в которой темп разработки равен 2 %. Первые три стадии составляют основной период разработки, четвертую называют завершающим периодом. В литературе нередко 1 и 2 стадии объединяют в ранний, а 3 и 4 - в поздний периоды разработки.

На *газовых* эксплуатационных объектах:

1 стадия - бурение первой очереди добывающих скважин и наращивания добычи газа;

2 стадия - относительно постоянная высокая добыча, поддерживаемая дополнительным бурением скважин и при возможности - увеличением депрессии в скважинах;

3 стадия - интенсивное падение добычи;

4 стадия завершение разработки с низкими отборами газа.

К концу 2 стадии, т.е. к началу интенсивного падения добычи, из большинства объектов отбирается 40 - 70% балансовых запасов газа. Вполне реально на всех крупных залежах ставить задачу отбора к концу этого периода 60 — 70 % балансовых запасов. Это существенно отличает динамику добычи газа от динамики добычи нефти. Как уже отмечалось, из нефтяных эксплуатационных объектов к началу падения добычи отбирается 25 — 50% извлекаемых запасов, что соответствует всего 15 - 35 % балансовых запасов. Таким образом, на газовых объектах к концу 2 стадии достигается намного большее текущее газоизвлечение;

На 3 стадии из газовых объектов отбирают 20 - 30% запасов газа. Количество действующих скважин на этой стадии остается неизменным (при газовом режиме) или уменьшается в связи с постепенным прекращением эксплуатации обводненных скважин (при упруговодонапорном режиме);

4 стадия, завершаемая при приближении к минимальной рентабельной добыче из объекта, по продолжительности соразмерна с первыми тремя стадиями, вместе взятыми.

На *газоконденсатных* залежах, разрабатываемых с использованием природных видов энергии, выделяют те же стадии разработки, что и на га-

ПОИСКИ, РАЗВЕДКА И РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

зовых. При разработке газоконденсатных месторождений часть газа, закачиваемого после выделения из него конденсата обратно в пласт, в товарной продукции не учитывается.

В процессе разработки залежи в ней происходят различные изменения, которые необходимо постоянно контролировать. Изменяются, главным образом дебиты скважин, пластовые давления, температуры. Также необходимо контролировать процесс вытеснения и динамику внедрения агентов вытеснения в продуктивные пласты.

Контроль за дебитами скважин осуществляется с помощью автоматизированных установок, или по пробам жидкости. Вопросы техники, технологии и приемы интерпретации излагаются в специальных инструкциях по исследованию скважин и пластов.

Контроль за изменением **пластового давления в скважине** определяют с помощью манометра. Забойное давление определяют при работающей скважине, а динамическое пластовое - после остановки скважины. Контроль за изменением пластового давления в **продуктивном пласте** в целом в процессе разработки проводят с помощью карты изобар – карты равных значений динамического пластового давления на определенную дату.

Контроль **температуры** в залежи необходим, потому, что при закачке больших количеств воды происходит изменение теплового режима продуктивных пластов. Температурные замеры в скважинах используются также для изучения работы скважин. Для наблюдения за изменением геотермических условий продуктивных пластов с определенной периодичностью проводят температурные измерения в простаивающих или наблюдательных скважинах. Данные наблюдений обобщают в виде таблиц, карт, профилей отражающих распределение температуры в пределах эксплуатационного объекта. Косвенно эти исследования дают информацию для оценки охвата пластов процессом заводнения.

Изучение температурных условий в скважинах дает возможность определять и низкое качество их цементирования, приводящее к перетокам жидкости по затрубному пространству в неперфорированные пласты - продуктивные или водоносные.

Контроль **охвата эксплуатационного объекта процессом вытеснения** необходим для возможно более полного вовлечения объема залежи в процесс дренирования. Поскольку охват залежи вытеснением обеспечивается за счет нагнетания воды, в первую очередь выявляются и оцениваются пласты, принимающие воду в нагнетательных, а затем – в добывающих скважинах. Для этого применяются:

– метод **радиоактивных изотопов**, при котором в нагнетаемую воду добавляют радиоактивное вещество, в результате чего на диаграммах гамма-каротажа можно с большой степенью надежности выделять охваченные вытеснением слои;

– метод **механической потокометрии**, при котором работу пластов

ПОИСКИ, РАЗВЕДКА И РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

изучают с помощью глубинных расходомеров-дебитомеров, фиксирующих скорость потока по стволу скважины;

– метод *термокондуктивной потокометрии*, основанный на зависимости температуры специального датчика глубинного прибора от скорости проходящего потока жидкости;

– *термометрический* метод предусматривает снятие температурных кривых в продуктивной части разреза;

– метод *фотоколориметрии* нефти основан на определении коэффициента светопоглощения нефти, который зависит от содержания в нефти окрашенных веществ – смол и асфальтенов. Так как нефти разных пластов имеют обычно разные значения коэффициента светопоглощения, по его значению можно судить, какие пласты в ней работают на дату замера.

Используют также и другие методы.

Всю информацию о работе каждого пласта в добывающих и нагнетательных скважинах наносят на карты распространения коллекторов. Затем выделяют зоны – охваченные и не охваченные процессом вытеснения.

В настоящее время при разработке все чаще применяются *горизонтальные скважины*. Их строительство и эксплуатация представляют свои трудности, однако, при благоприятной ситуации, их дебит может в 3 - 5 раз превышать дебит вертикальных скважин. Горизонтальные скважины применяются на залежах:

- с небольшой нефтенасыщенной толщиной пластов,
- в низко проницаемых неоднородных пластах малой толщины,
- в зонах над водонефтяными, или под газо-водяными контактами,
- в залежах на площадях с затрудненными условиями разбуривания и т.д.

Природные режимы. Давление, оказываемое на флюиды в пласте коллектора, заставляет их просачиваться сквозь поры породы в скважину. Энергия, благодаря которой флюиды выходят на поверхность называется *энергией коллектора*. Вытеснение флюидов из пласта в скважину обуславливается их расширением, расширением коллектора и силой тяжести и диктует режим разработки. Существуют следующие режимы нефтяных коллекторов: режим растворенного газа, газонапорный, водонапорный, гравитационный, смешанный.

Режимы, при которых продвижение пластового флюида происходит преимущественно за счет расходования внутренней энергии залежи, называются *режимами истощения* (растворенного газа, гравитационный). Режимы, при которых продвижение пластового флюида обусловлено внешними источниками энергии называются *режимами вытеснения*.

Под землей нефть находится при высоком давлении и содержит много растворенного газа. Когда скважина пробуривает пласт, давление в коллекторе снижается, газ выделяется из раствора и расширяющиеся пузырьки газа заставляют нефть просачиваться в скважину сквозь породу. Выделяющийся из нефти газ может сформировать вторичную газовую шапку. Режим *раство-*

ПОИСКИ, РАЗВЕДКА И РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

ренного газа очень неэффективен, характеризуется быстрым снижением добычи и давления и позволяет добыть очень малую часть нефти из коллектора.

Газонапорный режим обязан своим существованием первичной газовой шапке. Расширяющийся газ вытесняет нефть в скважину. По мере добычи нефти снижение давления и уровня добычи умеренное, позволяет добыть умеренное количество нефти.

Коллекторы с **водонапорным** режимом используют энергию воды, которой замещается вытесняемая нефть в порах. При этом режиме в пласте поддерживается почти постоянное пластовое давление и темп добычи. Добыча нефти из пласта при этом относительно высока.

Гравитационный режим участвует во всех месторождениях. Его роль наиболее значительна для старых месторождений с высокой проницаемостью, когда давление столба нефти заставляет её проникать в скважину. В скважинах с гравитационным режимом добыча нефти будет относительно невысокой, но нефтеотдача – сравнительно высока.

Обычно нефтяные коллекторы работают одновременно в нескольких режимах (**смешанный режим**).

Наиболее эффективным вариантом считается комбинированный режим, состоящий из режима растворенного газа и водонапорного.

В газовых месторождениях режим бывает объемным (расширение газа при перемещении его из пласта в скважину) и водонапорный, аналогичный такому режиму в нефтяном коллекторе.

3.18.2. Геологические проблемы разработки трудноизвлекаемых запасов

К трудноизвлекаемым относятся запасы месторождений, залежей, или их частей, отличающихся сравнительно неблагоприятными для извлечения геологическими условиями залегания и (или) физическими свойствами нефти. Для добычи трудноизвлекаемых запасов требуются повышенные затраты финансовых, материальных и трудовых ресурсов, нетрадиционные технологии, несерийное оборудование, дорогостоящие реагенты и материалы. По экономическим критериям эффективности разработки трудноизвлекаемые запасы занимают промежуточное положение между балансовыми и забалансовыми.

Проблема разработки трудноизвлекаемых запасов становится для России все более злободневной, потому, что на месторождениях в первую очередь разрабатывают наиболее продуктивные объекты, в результате чего роль трудноизвлекаемых запасов в общей структуре сырьевой базы постоянно возрастает. В балансе текущих запасов России трудноизвлекаемые запасы составляют 52%, причем с 1971 по 1993 г. объем их вырос в 5,2 раза, при неизменности объема активных запасов.

Считается, что на большинстве месторождений активными являются около 20% запасов, которые обеспечивают 50-60% общего объема добычи

ПОИСКИ, РАЗВЕДКА И РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

нефти. Интенсивность выработки активных запасов более чем в 4 раза превышает этот же показатель для трудноизвлекаемых. Поэтому ежегодно возрастает количество скважин, эксплуатация которых нерентабельна из-за низкого дебита, или высокой обводненности продукции. Например, в условиях Западной Сибири безводные скважины нерентабельны, если их дебит ниже 3-4 т/с, а обводненные на 90% - с дебитом меньше 75-80 т/с. Скважины с дебитом ниже этого предела приносит убытки в сумме 200 - 230 млн. руб./год.

По опубликованным в журнале "Нефтяное хозяйство" данным даже на Самотлорском месторождении на начало 1997 года дебит 917 скважин составлял от 0 до 2 т/с. Общий нерентабельный фонд составлял 3314 скважин, или 58% действующего фонда. Такие скважины с точки зрения экономики следует останавливать, но это приведет к деформации систем разработки эксплуатационных объектов.

Структура извлекаемых запасов нефти России по возможности промышленного освоения имеет следующий вид (таблица 18.3). Пока не существует общепризнанной классификации трудноизвлекаемых запасов. Для рассмотрения геологических аспектов изучения трудноизвлекаемых запасов наиболее удобна классификация, предложенная В.И.Ермолкиным с добавлениями (таблица 18.4).

Таблица 18.3
Структура извлекаемых запасов России

Характеристика запасов	Относительное содержание
Активные запасы	31%
Залежи в пластах с проницаемостью $< 0,05 \text{ мкм}^2$	41%
Подгазовые залежи	18,7%
Залежи с вязкостью $> \text{мПа}\cdot\text{с}$	9%
Остальное	0,3%

В соответствии с этой классификацией к трудноизвлекаемым запасам относятся:

Запасы аномальных нефтей и нефтяных газов

Высоковязкие нефти занимают 9% в общей структуре запасов России, или 14% среди трудноизвлекаемых запасов. При разработке высоковязких нефтей можно теми, или иными методами изменять вязкость пластов, или сжигая нефть непосредственно в пласте, получать и утилизировать уже готовое тепло.

Среди методов уменьшения вязкости нефти наиболее традиционны и применяются различные способы теплового воздействия на пласт. К сожалению, они все весьма капиталоемкие.

Газовый фактор $200 \text{ м}^3/\text{т}$ осложняет добычу, требует повышенных затрат на обустройство скважин, и на нагнетательные скважины.

Наличие H_2S , CO_2 осложняет добычу, требует повышенных мер техники безопасности, разнообразного антикоррозионного оборудования.

Неблагоприятных коллекторов

Залежи в пластах с проницаемостью $< 0,05 \text{ мкм}^2$ - это наиболее распространенные залежи. Они составляют 65% среди трудноизвлекаемых зап

ПОИСКИ, РАЗВЕДКА И РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

сов. Разработка этих залежей требует более плотных сеток скважин - в 2, а иногда и более раз.

Таблица 18.4

Трудноизвлекаемые запасы

Классы	Виды
Аномальных нефтей и нефтяных газов	Вязкость нефти >30 сантипуаз
	Газовый фактор >200 м ³ /т
	Наличие H ₂ S, CO ₂
Неблагоприятных коллекторов	Проницаемость <0,05 мкм ²
	Начальная нефтенасыщенность <55%, глинистость >2%
	Два, или более типа коллектора с пористостью и проницаемостью, различающихся на 2 порядка
	Прерывистые K<0,6, расчлененные >3
	Терригенные пласты нефтенасыщенной мощностью <2м, карбонатные <4м
Контактных зон	Нефть – вода нефтенасыщенная мощность <3 м
	Нефть-газ мощность газонасыщенной части пласта в 3 раза больше мощности нефтенасыщенной части
Факторов, осложняющих бурение скважин и добычу нефти	Глубина 4000 и более м
	Пластовая температура >100°С и <30°С
	Аномально высокое пластовое давление (K _{ан} = 1,7) и аномально низкое (K _{ан} = 0,7)
Техногенные	Остаточные запасы нефти при достижении выработки начальных извлекаемых запасов нефти на 65-75% и обводненности продукции до 75-80%

Залежи в пластах с начальной нефтенасыщенность <55%, глинистостью >2% так же, как и в предыдущем случае требуют более плотной сетки скважин, а также применения методов вытеснения с помощью различных веществ.

Залежи в двух, или более типах коллекторов с пористостью и проницаемостью, различающихся на 2 порядка требуют тщательной изоляции (цементирования) проницаемых пластов от непроницаемых. Также при работе с такими коллекторами применяют увеличение депрессии. То же относится к пластам прерывистым и расчлененным, а также к маломощным пластам, запасы которых достигают (5%). В этот же раздел следует, по-видимому, отнести и залежи в трещинных карбонатных коллекторах, отличающихся повышенной неоднородностью по распространению пористости, проницаемости, распространенности и прерывистости.

Залежи контактных зон, в том числе подгазовые залежи, хотя и занимают значительное место в некоторых регионах (например, в Северных районах Западной Сибири их запасы достигают 16%), до сих пор не имеют эффективной технологии разработки.

Трудноизвлекаемые запасы, связанные с различными факторами, осложняющими добычу. Как правило, применение легкосплавных труб позволяет

ПОИСКИ, РАЗВЕДКА И РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

вести добычу с больших (более 4000 м) глубин. Опытным полигоном для бурения на большие глубины служит бурение сверхглубоких скважин, и первая из них - Кольская сверхглубокая, о которой уже рассказывалось ранее. Опробованное на Кольской сверхглубокой скважине специализированное оборудование позволяет вести добычу и при высоких (более 100°) пластовых температурах. При низких пластовых температурах применяется разогрев пластов паром, или другими способами описанными далее. Запасы, приуроченные к пластам с аномально высоким пластовым давлением, нередко встречаются в массивных рифогенных залежах. Добыча их требует "усиленных" буровых установок и противовыбросового оборудования. Добыча из пластов с аномально низким пластовым давлением требует повышенных депрессий на пласт.

Наконец, техногенные остаточные запасы, доля которых в недрах неуклонно возрастает, требуют для извлечения применения, главным образом, физико-химических методов добычи.

При работе с трудноизвлекаемыми запасами особенно важно иметь правильную и подробную модель залежи. Среди различных методов геолого-геофизического изучения недр при работе с трудноизвлекаемыми запасами пока недостаточно оценены аэрокосмические методы (приложение 34).

Как уже указывалось ранее, освоение залежей с трудноизвлекаемыми запасами требует нетрадиционных методов, увеличения коэффициента извлечения нефти (МУН). Нетрадиционными методами воздействия на пласт принято называть все методы, отличающиеся от широко применяемого (традиционного) метода заводнения с нагнетанием в пласт обычной воды. Нетрадиционные методы чрезвычайно разнообразны. С некоторой долей условности их можно объединить в группы 1 - физико-химические, 2 - теплофизические, 3 - термохимические, 4 - режимные, 5 - механического разрушения пласта, 6 - технологические, и 7 - экспериментальные (биохимические) методы. Подробнее они рассмотрены в приложении 35.

Многие из них чрезвычайно дорогостоящие, требуют использования специальных реагентов и оборудования, плотных сеток скважин. Поэтому при проектировании и внедрении этих методов особое внимание следует уделять вопросам экономики. Необходимо также тщательно анализировать все особенности геологического строения залежи и литологического состава природного резервуара, потому что при низкой нефтенасыщенности и высокой глинистости коллекторов, интенсивной трещиноватости эффективность многих нетрадиционных методов резко снижается.

Вопросы:

1. *Задачи нефтегазопромысловой геологии.*
2. *Режимы вытеснения нефти из пласта-коллектора.*
3. *Регулирование процесса разработки. Системы заводнения.*
4. *Трудноизвлекаемые запасы и методы увеличения нефтеотдачи.*

Бди!

Козьма Прутков.

3.19. ВОПРОСЫ ОХРАНЫ НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ В НЕФТЕГАЗОВОМ ПРОИЗВОДСТВЕ

3.19.1. Транспортировка и хранение нефти, газа и отходов нефтегазового производства

Основные геологические вопросы *транспорта* нефти и газа связаны с трубопроводным транспортом. Во-первых, – это геологическое и инженерно-геологическое проектирование трассы трубопровода. Во-вторых – слежение за целостностью трубопровода и предупреждение аварий. Большое значение имеет здесь изучение и картирование современных тектонических движений, а также прогноз их активности. Как уже указывалось в первом разделе, современные тектонические движения широко развиты на платформенных территориях, и имеющиеся разрозненные и пока несистематизированные сведения об их локализации указывают на приуроченность их к разрывам. В зонах распространения карбонатных пород необходимо учитывать возможность карстовых явлений, в зонах распространения лесса – просадок.

Применение дистанционных методов – азротепловых и люминесцентных позволяет вести мониторинг состояния трубопроводов.

Геологические аспекты *хранения* нефти и газа, а также захоронения отходов связаны с естественными хранилищами. В их роли выступают истощенные нефтяные и газовые месторождения, ловушки, и искусственные резервуары. Такие резервуары создаются в мощных соляных пластах вымыванием водой. При подготовке подобных хранилищ, важно исключить возможность утечек, обеспечить сохранность окружающих подземных вод. Поэтому важную роль играет монолитность природного резервуара, не разбитость его трещинами и разрывами и изолированность от вмещающих резервуаров.

При проектировании крупных инженерно-технических сооружений, к которым относятся и железобетонные резервуары к геологическим проблемам относится инженерно-геологическое обоснование проекта, в который входят учет стойкости основания и т.д.

3.19.2. Проблема техногенного нарушения недр в нефтедобывающих регионах

На геологическую службу возлагается ведомственный контроль за соблюдением установленного порядка пользования недрами, правильным ведением работ по геологическому изучению недр, за выполнением требований по охране недр и других экологических правил и норм.

Бурение скважин, отбор из пласта флюида, закачка воды, обработка призабойной зоны, гидроразрыв пласта - эти, и многие другие факторы нарушают сложившееся равновесие недр. С тех пор, как была пробурена первая скважина, недра Земли испытывают все увеличивающееся воздействие на них инженерной деятельности. В.П.Гаврилов (Гаврилов, 2001) относит к геологическим процессам, спровоцированным техногенезом следующие:

- Техногенные землетрясения.
- Просадки земной поверхности.
- Горизонтальные сдвиги горных пород.
- Поверхностное разломообразование.
- Растопление мерзлотных грунтов.
- Истечение глубинных флюидов на поверхность Земли.
- Образование техногенных залежей углеводородов.
- Образование карста и термокарста, оползней и т.д.

Эти процессы в районах нефтедобычи вызывают:

- Деформации наземных сооружений и объектов обустройства за счет сейсмических и просадочных явлений.
- Нарушение герметичности, смятия и отрыв колонн эксплуатационных скважин за счет развития локальных современных аномальных напряжений в зонах разломов, горизонтальных движений массивов горных пород и поверхностного разломообразования.
- Разгерметизацию резервуаров и вышележащих покрышек за счет их сильной деформации. Даже слабые сейсмические события с очагами в верхней части резервуара и в покрышке могут со временем стимулировать процесс трещинообразования.
- Разгерметизацию цементного камня в эксплуатационных скважинах, приводящую к вертикальному перетеканию пластового флюида и образованию техногенных залежей.
- Потерю механической устойчивости массивов горных пород и, особенно, соляных куполов и антиклиналей с расположенными в них резервуарами – техногенными хранилищами сырья, отходов и продуктов переработки.
- Неустойчивое состояние грунтов и приповерхностных слоев, разжижению грунта в случае сильных землетрясений.

Эти процессы могут привести к существенным повреждениям скважин и объектов обустройства. На рис. 19.1 приведена карта техногенного нарушения недр нефтегазодобывающих регионов.

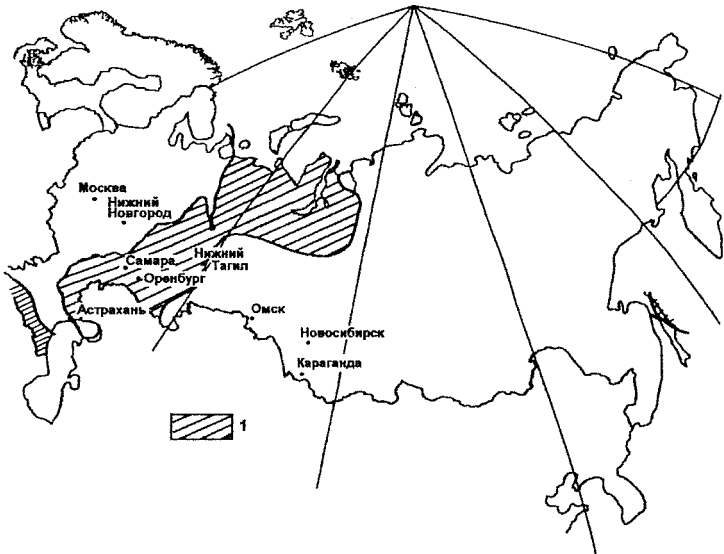


Рис. 19.1. Карта техногенного нарушения недр нефтегазодобывающих регионов (по Гаврилову, 2000).
1 – границы техногенно - измененных регионов.

Например, освоение газовых месторождений п-ова Ямал может изменить температурные режимы в многолетнемерзлых грунтах, просадках и проседаниях. Если учесть, что мы живем в эпоху поднятия уровня океана, а Ямал имеет низкие гипсометрические отметки над уровнем моря, то можно ожидать затопления значительной части его территории.

3.19.3. Радиоактивное загрязнение недр продуктами ядерных взрывов

Другая опасность – последствия подземных ядерных взрывов, которые проводились с 1965 по 1988 годы с целью интенсификации добычи нефти и газа (рис. 19.2). Продукты этих взрывов представляют собой не что иное, как неконтролируемое захоронение радиоактивных отходов. Особенно опасна пластовая вода, имеющая прямой контакт с ними, и способная выносить их на дневную поверхность.

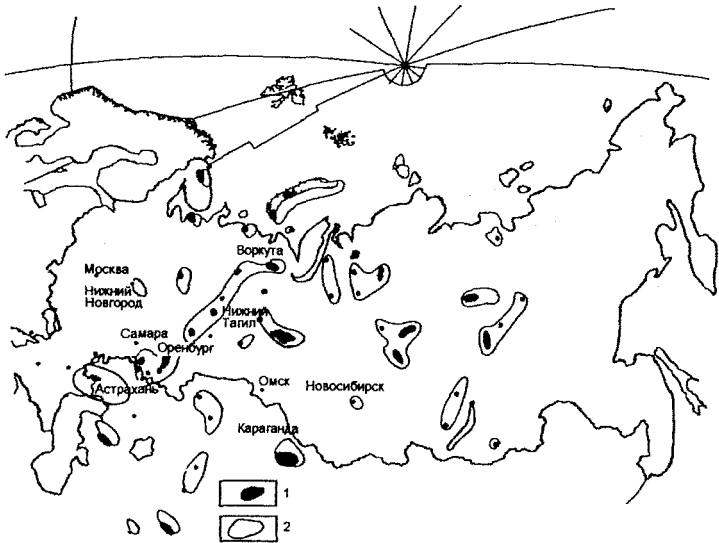


Рис. 19.2. Регионы радиоактивного загрязнения недр России и стран СНГ (по В.П.Гаврилову, 2001). 1 – участки ядерных взрывов, 2 – контуры радиоактивного загрязнения

3.19.4. Охрана недр при бурении скважин и разработке месторождений

Процесс бурения неизбежно нарушает естественное состояние недр. Разобщенные ранее нефте- и водоносные горизонты начинают сообщаться между собой, глубокие недра становятся связанными с атмосферой. В результате может возникнуть самоизлив пластовых вод и фонтанирование скважин. Другое негативное явление – катастрофический уход промывочной жидкости в пласты. В результате в недра попадают химические вещества, используемые при приготовлении буровых растворов, что может привести к отравлению пресных подземных вод. Значительную опасность представляют также обвалы ствола скважины в процессе бурения.

Охрана недр при разработке залежи – это деятельность, направленная на возможно полное и комплексное использование полезного компонента. Для достижения этой цели применяются различные способы.

В первую очередь, следует применять наиболее эффективные методы добычи основных и попутных полезных ископаемых. Ни в коем случае нельзя допускать выборочной отработки богатых и легкодоступных участков месторождений. Также нельзя допускать изменения начальных пластовых давлений. Иначе, из нефти может начать выделяться растворенный

газ, выпадать конденсат из газа, выделяться парафин из нефти. При взаимодействии закачиваемой и пластовой воды в коллекторе отлагаются соли. Может происходить бактериальное заражение залежи и т.п. В карбонатных породах нельзя закачивать соляную кислоту в зоны, близкие к ВНК. При разработке месторождений, расположенных в районах распространения многолетнемерзлых пород необходимо изучать распространение этих пород по разрезу, и их характеристики (относительное содержание льда, температуру), чтобы не допустить нарушения естественного режима недр. Для поддержания пластового давления следует использовать сточные воды, как более близкие к пластовым по химическому составу и физическому состоянию, чем пресные воды, которые, представляют собой не восполняемый жизненный ресурс Земли.

3.19.5. Геоэкологический мониторинг

Проводя геологоразведочные работы и разработку залежей нефти и газа чрезвычайно важно постоянно следить за влиянием техногенных процессов на окружающую среду. К настоящему времени существует система мониторинга, включающая наблюдения из космоса, вертолета, наземные и скважинные наблюдения (система Космос - Воздух - Земля - Скважина). В этой системе наземные наблюдения оказываются точечными и периодическими, вертолетные (аэро) наблюдения – периодическими и площадными, а космические могут обеспечить непрерывный мониторинг окружающей среды. По мере удаления от объекта наблюдения масштаб исследований (уровень генерализации) закономерно возрастает. При дистанционных исследованиях обычно бывает удобно фиксировать не сами загрязнения, часто плохо наблюдаемые, а те последствия, которые они вызывают, обычно более заметные. Например, загрязнения хорошо видны на свежевыпавшем снегу; в загрязненных регионах листовая растительность раньше теряет листву и позже распускается и т.д. Загрязненные, взмученные воды имеют другой цвет на специально обработанных космических изображениях. Великолепно видны загрязнения на море. Пятна нефтяных загрязнений выглядят черными, за счет сглаживания водной ряби.

Вопросы:

1. *Транспортировка и хранение нефти, газа и отходов нефтегазового производства.*
2. *Проблема техногенного нарушения недр в нефтедобывающих регионах.*
3. *Радиоактивное загрязнение недр продуктами ядерных взрывов.*
4. *Охрана недр при бурении скважин и разработке месторождений.*
5. *Геоэкологический мониторинг.*

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ УДОВЛЕТВОРЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ПОТРЕБНОСТЕЙ

Все хорошее
когда-нибудь кончается.
Народная мудрость

В целом, вероятно суммарное количество жидких и газообразных углеводородов, которое могло образоваться и накопиться в земной коре, равно примерно $2 \cdot 10^9$ т нефти и 1000 трлн. м³ газа. Объем же извлекаемых запасов составляет от $205 \cdot 10^6$ до $700 \cdot 10^6$ (может оказаться экономически выгодным при будущих, более совершенных методах разработки) для нефти и от 100 до 600 трлн. м газа. Активные ресурсы нефти составляют 260-280 млрд. т., а газа – 220-260 трлн. м³. Таким образом, если мировая добыча нефти будет в среднем 3 – 3,5 млрд. т. год, «дешевой» нефти хватит только до 2020 года.

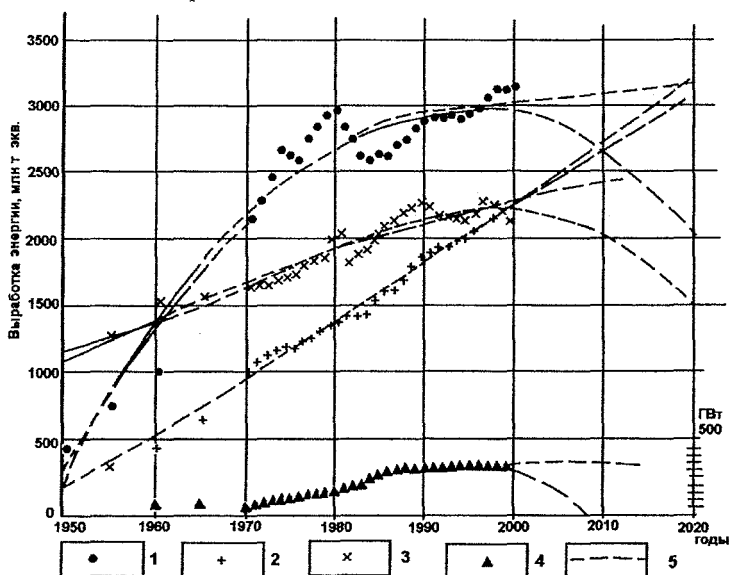
Производство первичной энергии в мире нарастает в течение всего исторического времени. При этом доля различных источников энергии со временем меняется. Во второй половине XX века по-прежнему львиная доля производства энергии обеспечивается за счет сжигания горючих ископаемых Бялко, (2001), из которых на первом месте находится нефть, на втором – уголь и на третьем - газ.

Структура производства органических полезных ископаемых в России отличается от мировой за счет преобладания газа (764,9 млн. т. усл. т.), над нефтью (412,5 млн. т. усл. т.), и углем (178,2 млн. т. усл. т.). Данные приведены за 1998 год по работе «Сырьевая база...2000». Скорее всего, в XXI веке будет продолжаться рост потребности в энергии, которая, вероятно, будет удовлетворяться за счет нефти, газа и угля. Ресурсы последнего очень велики, однако их использование ограничивается экономическими и экологическими факторами.

Ресурсы газа достаточны для обеспечения добычи до конца XXI века и перейдут в XXII в., однако максимум годового уровня добычи в России будет достигнут в 2030 г. (838 млрд. м³), а затем прогнозируется его снижение, обусловленное последовательным увеличением степени выработанности запасов и снижением промыслового качества новых приростов. Темп снижения уровня добычи газа будет незначительным до середины века и увеличится к его концу.

Добыча нефти, может быть, возрастет в начале XXI века. Величина этого роста будет зависеть от мировых цен на нефть и налоговой политики.

Максимально возможный уровень годовой добычи в России оценивается в 360-375 млн. т. Более вероятны числа 320-340 млн. т. в 2010-2020 гг.



Производство энергии. 1 - нефть, 2 - газ, 3 - уголь (все в млн.т. нефтяного эквивалента в год). 4 - - полная мощность АЭС (в ГВт). Варианты экстраполяции показаны штриховыми линиями.

Снижение добычи после 2020 года неизбежно. Поэтому необходимо предусмотреть рост добычи угля после 2030 г., когда суммарная добыча углеводородов будет снижаться. Будущая нефть, с трудом выявляемая и извлекаемая, особенно, с больших глубин или с арктического шельфа, будет дорогостоящей.

Кроме того:

1. будут уменьшаться средние запасы месторождений;
2. будет ухудшаться качество ресурсов (низкие и неустойчивые по площади и по времени дебиты и пр.);
3. возрастет доля низконапорного газа с кислыми компонентами и гелием, темп отбора которых понижен;
4. увеличится объем неизвлекаемого газа.

В связи с этим можно ожидать бурный рост производства энергии за счет атомной и гидроэнергетики, а также различных возобновляемых источников (солнечная, ветровая, геотермальная, приливная и др.). Однако

возможность покрытия ими потребностей цивилизации пока является гипотетичной.

Нетрадиционные источники энергии (газ угольных пластов, газогидраты, углеводороды плотных коллекторов) возможно, будут играть заметную роль после 2030 г. главным образом в качестве источника для покрытия местных потребностей в энергии.

* * *

Добыча нефти, по словам А.Перродона это борьба техники и методики против истощения недр. Непрерывное появление новых идей, более совершенного оборудования позволило наращивать объем открытий в условиях неизбежного сокращения числа еще неоткрытых объектов.

Технический прогресс увеличивает эффективность поисково-разведочных работ, которые ведутся все более быстрыми темпами и с все большей эффективностью, во все возрастающем числе нефтегазоносных областей, но сами бассейны становятся все менее перспективными и продуктивными. Поэтому возрастание стоимости поисковых работ неизбежно сопровождается ростом их себестоимости. Борьбаться с этим можно, только находя новые нефтегазоносные бассейны, или типы залежей. Но и этот путь имеет свои пределы.

В этой работе перечислены только самые важные аспекты применения геологии в нефтегазовом деле. На самом деле, геолог работает везде, где имеет место хозяйственная деятельность человека. Инженерно-геологические изыскания при строительстве дорог не обходятся без геолога. Он же нужен, чтобы найти строительные материалы для строительства дорог на прииски. Геолог ищет глину и барит для приготовления бурового раствора. Геолог нужен, чтобы найти воду для работы буровой. Геологом начинается и завершается нефтегазовое производство.

Вопрос.

1. Проблемы и перспективы удовлетворения энергетических потребностей в мире.

ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение 1

ЗЕМЛЯ И ЕЁ СТРОЕНИЕ

Самая глубокая скважина – Кольская – глубиной 12262 м – составляет ничтожную часть радиуса Земли, но только на такую глубину у нас имеются каменные образцы горных пород. Все остальные сведения о недрах – косвенные. По этим данным – сейсмическим (приложение 2), изучения состава метеоритов, измерениям средней плотности Земли и сопоставлением этих наблюдений с плотностью известных горных пород, созданы различные модели ее строения. В соответствии с самой распространенной, Земля состоит из оболочек – *геосфер*, разделенных границами с более или менее резкими изменениями физических свойств ее вещества. В основном – это изменения скорости прохождения сквозь Землю упругих волн. Сейчас таких геосфер выделяется более десятка, но самые резкие границы разделяют *ядро, мантию и земную кору*. Именно на границах ядра, мантии и земной коры происходят, в основном, те процессы, которые обуславливают геологическую "жизнь" Земли и порождает эндогенные геологические процессы.

Плотность ядра – 11-8 г/см. куб. Предполагается, что его состав – железоникелевый. Плотность мантии 3-5 г/см куб. Большинство ученых считает, что она состоит из железно-никелевых силикатов. В верхней её части расположены очаги расплавленных пород (первичного магматизма), получившие название *астеносфера* – ослабленная сфера (рис. п 1.1).

Фрагменты астеносферы фиксируются, главным образом, под островными дугами, в таких районах как Япония, в срединно-океанических хребтах. Под древними платформами астеносфера наблюдается в виде отдельных линз. Сверху залегает земная кора, вместе с надастеносферной мантией и астеносферой образующая *литосферу* (каменную сферу).

В Земной коре встречаются все элементы периодической системы, но в основном она состоит из кислорода (46,6%), кремния (27,7%), алюминия (8,1%), железа (5%). Водород и углерод составляют в ней всего лишь 0,014% и 0,032% соответственно, однако их роль в нашей жизни несоизмеримо велика. Процентное соотношение элементов в Солнечной системе, Земле в целом, в литосфере и в органическом (в т.ч. живом) веществе различно (приложение 36 табл.1).

Температура в недрах Земли по разным оценкам достигает 3,5 – 6 тыс.град. Однако, вещество в мантии не расплавлено из-за гигантских давлений. Вешняя часть ядра, судя по прохождению сейсмических волн (приложение 2), жидкая, а внутреннее ядро – вероятно, твердое. **Давление** на глубинах 50-100 км составляет 30 тыс. атм., а в центре Земли - 3,5 млн. атм. Кроме твердых оболочек Земля, как планета, обладает *гидросферой, атмосферой и биосферой*. В настоящее время на ней активно формируется *ноосфера* – сфера разума. Взаимодействие всех этих сфер порождает геологические процессы. Геологическая деятельность человечества происходит в основном на поверхности Земли – в зоне их взаимопроникновения.

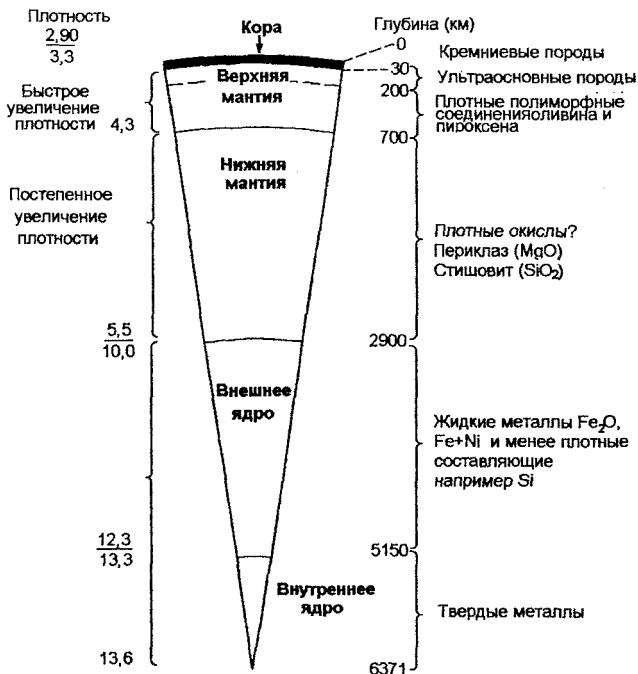


Рис. п.1.1 Земля, ее строение и состав.

Земная кора – внешняя каменная оболочка Земли имеет различное строение под океанами и континентами (рис. п 1.2). Под **океанами** ее толщина едва достигает 10 км. земной коре выделяется 2 слоя – **«базальтовый»**, сходный по сейсмическим свойствам с базальтами, и маломощный **осадочный**, состоящий из слоистых осадочных и метаморфических пород, Под **континентами и шельфом**, который является континентом, покрытым океанскими водами, земная кора имеет толщину (мощность) 15-20 км под равнинными территориями и увеличивается до 75 км под горными сооружениями. В ней выделяется 3 слоя - «базальтовый», «гранитный», сходный по сейсмическим свойствам с гранитами, и «осадочный». Мощность коры тем больше, чем выше горы. То есть, в земной коре образуются, «корни гор», и ее вес на мантию остается постоянным, потому что плотность пород гранитного слоя меньше, чем базальтового. Это явление было названо **изостазией** (приложение 3).

* * *

...И мы живем подобием игры
 Ведя подсчет минутным нашим славам,
 На тоненькой пластиночке коры,
 Над медленно клубящимся расплавом...

А.Городницкий

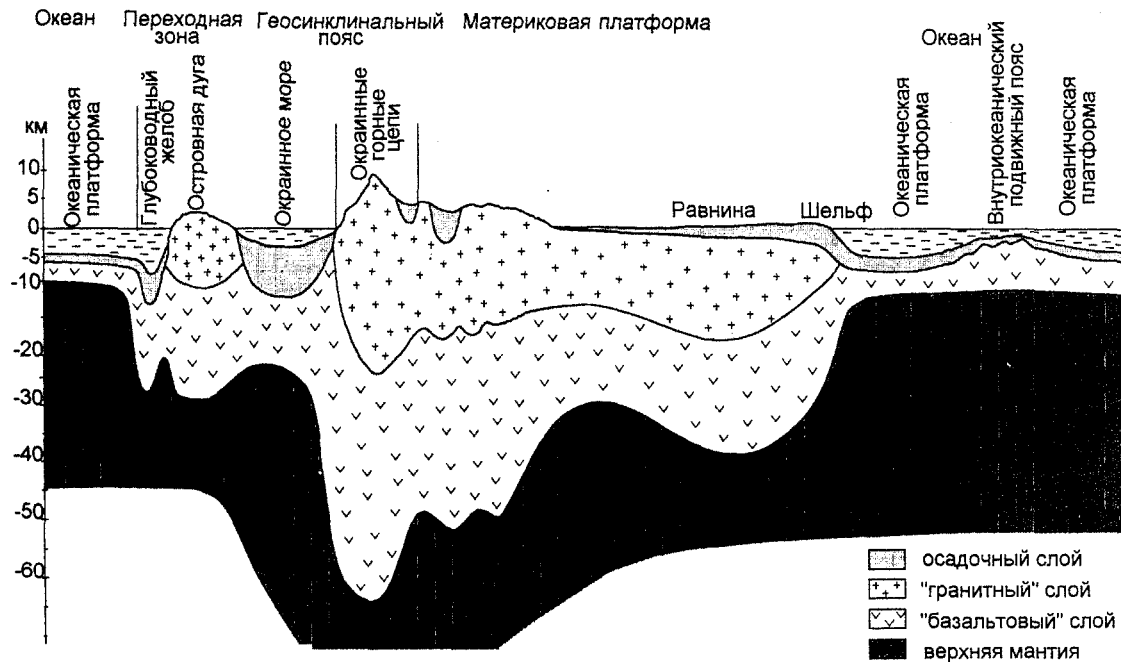
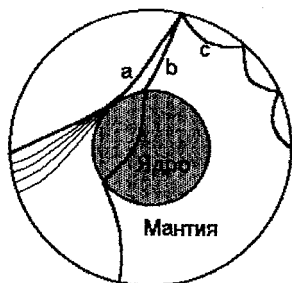


Рис. п.1.2. Строение Земной коры и её главные структурные элементы (по В.Е.Хайну).

СТРОЕНИЕ ЗЕМЛИ ПО СЕЙСМИЧЕСКИМ ДАННЫМ

Схема, показывающая дифракцию, преломление и отражение сейсмических волн.



Луч а, только касающийся ядра, испытывает дифракцию, луч б дважды сильно преломляется на границе ядра, а луч с многократно отражается от земной поверхности (по А.Аллисону и Д. Палмеру, 1984).

Рис. п 2.1

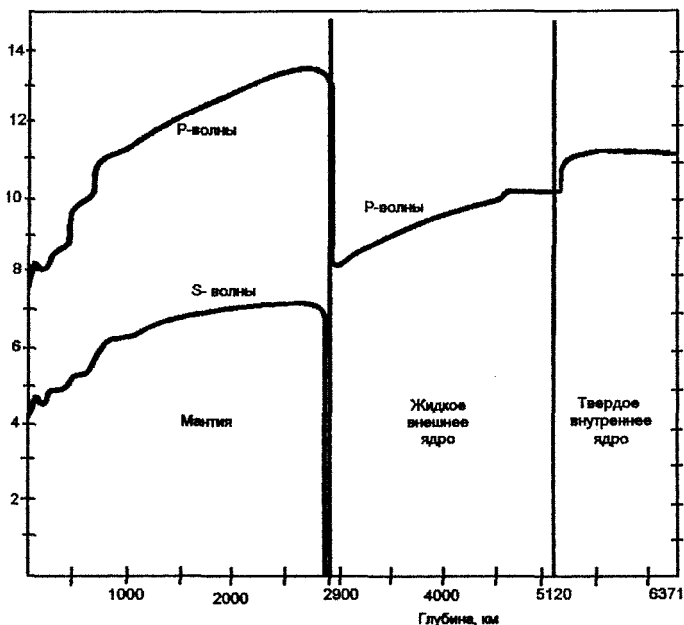


Рис. п-2-2. Изменение скорости продольных (P) и поперечных (S) волн внутри Земли. Во внешнее ядро поперечные (S) волны не проникают, что свидетельствует о его жидком состоянии. Резкие изменения скоростей, преломления и отражения волн свидетельствуют о границах раздела (по А.Аллисону и Д. Палмеру, 1984).

ИЗОСТАЗИЯ

Измерения силы тяжести показывают, что континенты, сложенные более легкими породами и океаны, сложенные тяжелыми породами, находятся в состоянии равновесия. Согласно гипотезе Эри, это объясняется тем, что Земля, как сплошное тело находится в гидростатическом равновесии: сила тяжести, действующая на её элементы, уравнивается давлением, зависящим лишь от глубины. Это следует из механических свойств слагающих Землю пород, для которых выполняется, как и для жидкости и газа закон Паскаля о независимости давления в среде от направления. Таким образом, расположение геологических элементов в Земле управляется тем же законом Архимеда, что и плавание айсберга по воде (рис. п.3.1). Поверхность с постоянным давлением называется глубиной компенсации и находится на уровне примерно 65 км (рис. п.3.2).

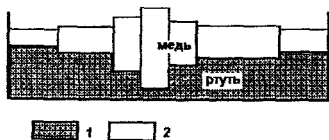


Рис. п.3.1. Эксперимент, поясняющий явление изостазии (по Эри). Медные бруски (2, плотность $8,8 \text{ г см}^3$) плавают в ртути (1, плотность $13,6 \text{ г см}^3$)

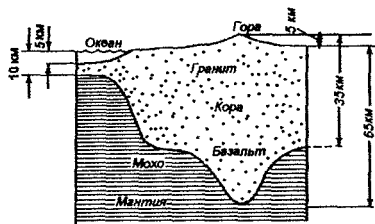
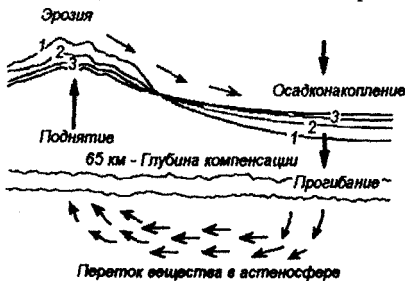


Рис. п.3.2. Изостатическое равновесие между корой и мантией (по В.Н.Жаркову, 1983)

Если общее равновесие нарушается, как при непрерывной и длительной эрозии континента, или тектонических движениях, потеря массы может компенсироваться пластическим течением океанического вещества под континент. Такой процесс, заставляющий континенты потихоньку подниматься одновременно с развитием эрозии называется изостатической компенсацией (рис. п.3.3). Хотя не все геологи признают изостатическую компенсацию, в



целом земная кора и мантия, вероятно, представляют собой сложную мозаику неоднородностей, суммарное воздействие которых приближается к равновесию [Моисеенко, 1981].

Рис. п.3.3. Изостатическая компенсация в ходе эрозии и осадконакопления. 1, 2, 3 – этапы эрозии и осадконакопления.

ГЛАВНЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ

Геологические процессы питаются от двух главных источников энергии – *экзогенных* – внешних, обусловленных, главным образом, энергией Солнца, и *эндогенных* – внутренних, обусловленных внутренними процессами в Земле. Солнце основной источник энергии на Земле. За счет её неравномерного поступления на разные широты происходят атмосферные явления - ветер, течение рек, рост и таяние ледников. Благодаря энергии Солнца развивается животный и растительный мир, продуцирующие накопление горючих ископаемых, существует человек.

Экзогенные процессы протекают в приповерхностных частях Земли. Их деятельность направлена, преимущественно, на разрушение поднятий рельефа, перенос разрушенного вещества в пониженные участки и их заполнение (*аккумуляцию, седиментацию*). За счет энергии Солнца протекает фотосинтез, позволяющий переводить окисную форму углерода (CO_2) в закисную, в органическое вещество и углеводороды. Затем это вещество захоранивается и преобразуется в горючие полезные ископаемые.

Эндогенные процессы протекают в недрах Земли и вызывают землетрясения, извержения вулканов, переплавление и химическое изменение горных пород под действием высоких давлений и температур. В результате преобразуются (*метаморфизуются*) старые и образуются новые горные породы, нарушается их первоначальное залегание. В этом случае перемещение геологических тел может происходить и против силы тяжести. В горных породах образуются разрывы. С эндогенными процессами связано возникновение материков, океанических впадин и горных систем. Эндогенные процессы обусловлены напряжениями в теле Земли, образованными в результате гравитационной дифференциации, и радиоактивного разогрева вещества Земли. Основная доля эндогенной энергии проявляется в форме конвекционных потоков, преобразованных в механическую энергию, порождающих движения материков и воздымание гор (рис. 1.1).

В меньшем масштабе процессы одноразовой конвекции возникают и в осадочной оболочке. Так образуются соляные, грязевые, гранитные *диапиры* - структуры, образованные «протыканием» вышележащих пород нижележащими. Процесс образования диапиров называется *диапиризмом*. С ними часто бывают связаны месторождения нефти и газа.

На образование структур оказывают локальное влияние и процессы, связанные с преобразованием пластов в процессе их существования - доломитизация, уплотнение и др.

Проявления тектонических движений земной коры запечатлены в составе и толщине горных пород и в факте их отсутствия – перерывах и несогласиях, в складках и разрывах.

ГРАНИЦЫ ЛИТОСФЕРНЫХ ПЛИТ И ИХ РОЛЬ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ГЕОЛОГИИ

В пределах континентальных частей литосферных плит зарождаются дивергентные границы в виде *рифтовых систем* (рифтинг) – глубоких щелей, все больше раскрывающихся под действием растяжения и подъема с глубины астеносферного выступа. Пример - Байкал. Над рифтами образуются впадины, в которых начинают накапливаться сначала континентальные (речные, озерные), затем – морские отложения. В основании рифтов происходит утонение коры и всей литосферы, подъем нижележащей астеносферы и частичное внедрение в неё базальтовой магмы. В дальнейшем остывание астеносферного выступа и внедрившихся в литосферу расплавов ведет к расширению и ускоренному опусканию надрифтовой впадины, чему способствует давление накопившейся толщи осадков. Так образуется внутриплитный осадочный бассейн (пример - Западно-Сибирский).

При более интенсивном растяжении происходит разрыв континентальной коры и рифтинг переходит в *спрединг*. Образовавшийся раскол земной коры заполняется выделившейся из астеносферы новообразованной океанской корой. Пространство, занятое ею, постепенно расширяется и превращается в ложе океана. При этом плечи континентального рифта превращаются в пассивные, асейсмичные, невулканические окраины континентов, обрамляющие новорожденный океан. Они становятся главной областью накопления осадков, сносимых с континента, особенно в дельтах крупных рек, впадающих в океан. Это область лавинного накопления осадков, мощность которых здесь достигает 15-20 км. Так возникли Волго-Уральский и Тимано-Печорский нефтегазоносные бассейны.

Когда в процессе надвигания в пределах смежной части океана возникают складчатые горные сооружения, они надвигаются на край бассейна, который испытывает интенсивное дополнительное погружение и превращается в дополнительный предгорный прогиб этого сооружения. Таковы Предуральский, Предкавказский, Предкарпатский и другие.

Активные окраины континентов в ходе своего развития либо поддвигаются друг под друга в зонах *субдукции* (пример – Курильские острова), либо сталкиваются (*коллизия*, пример - Гималаи), либо скользят друг относительно друга (пример – Калифорния). Островные дуги, впоследствии сливающиеся друг с другом и, в конечном счете, образующие горные сооружения, надвигающиеся на соседний континент. Между соседними горными сооружениями возникают впадины-волны, подобно Куринской, которые тоже заполняются мощными осадками, и становятся межгорными нефтегазоносными бассейнами. Сжатие, проявляющееся на конвергентных границах плит, часто распространяется далеко вглубь континентов, в области платформ. Кора таких платформ начинает коробиться, испытывая поднятия и погружения с образованием горных сооружений и межгорных впадин.

МИНЕРАЛЫ

Всего известно более 2000 естественных минералов, и сейчас существует примерно столько же искусственных. Некоторые из них встречаются в большом количестве и образуют горные породы, их всего 25 *породообразующих минералов*, – например кварц, кальцит, слюды, полевые шпаты. Другие встречаются редко, но важны потому, что являются рудами металлов – **киноварь, магнетит, галенит, гематит**. Некоторые, тоже редкие, ценны сами по себе – **золото, платина**. Минералы встречаются в разном виде. Например, оксид кремния (SiO_2)- соединение двух самых распространенных в земной коре элементов, встречается в виде:

- прозрачных бесцветных кристаллов от долей миллиметра до метров, называемых **горным хрусталем**;
- скрытокристаллическом виде он образует мельчайшие кристаллики, а минерал называется **халцедон**;
- в виде стекол, аморфных твердых гелей - **опал**.

Присутствие примесей окрашивает минералы, давая им новый облик и другое название. Например, халцедон, может называться **сердоликом** (оранжевый), **хризопразом** (зеленый); **ониксом, сардониксом** (полосатый), **агатом** (концентрически-полосчатый). Фиолетовый кристаллический кварц называется **аметистом**, золотистый - **раух-топазом**.

Минералы могут быть твердыми, жидкими (ртуть) и газообразными¹. Некоторые из наиболее распространенных, относящихся к семейству *алюмосиликатов* образуют гигантские сложные молекулы, начиненные разнообразными примесями. Некоторые минералы образуются в глубоких недрах Земли в условиях высоких давлений и температур **оливин, пироксен**. Попадая на земную поверхность, они поглощают кислород, воду, формируют более рыхлые кристаллические структуры, и преобразуются в другие минералы, устойчивые в условиях земной поверхности. В конце цепочки превращений формируются разнообразные *глинистые минералы*, непрочные механически, но устойчивые химически. Другая группа минералов, стабильных в условиях земной поверхности, окислы и гидроокислы – (кварц, лимонит).

Важнейшим свойством минералов является их *твердость* - способность сопротивляться механическому воздействию более твердого вещества. Твердостью определяются абразивные свойства разбуриваемых горных пород. Для практического применения геологи используют свойство более твердых пород царапать относительно мягкие породы. Для этих целей выбраны эталонные минералы, образующие шкалу твердости минералов (шкалу Мооса) Приложение 36 табл. п.3.

¹ Некоторые авторы минералами называют только твердые природные вещества, что спорно.

МАГМАТИЧЕСКИЕ ГОРНЫЕ ПОРОДЫ

Магматические горные породы образуются при застывании *магмы* - расплавленного вещества земных недр. Магма может:

1. Застыть в глубинах недр, тогда породы называются *интрузивными* (внедренными), примерами являются гранит, лабрадорит. При застывании из них выделяются горячие минеральные растворы, называемые *гидротермальными*, или *гидротермами*.

2. Излиться на поверхность, тогда они называются *эффузивными* - изверженными. Примером излившейся лавы является *базальт*. Лава, насыщенная большим количеством газов, образует *пемзу*.

3. Взлететь в воздух. Там мельчайшие капельки магматического расплава остынут и затем в виде пепла осядут на землю. Так получают *вулканогенно-осадочные горные породы*. Иногда они образуют легкие пористые породы, состоящие из обломков вулканического стекла, песчинок и пылинок застывшего расплава. Такую породу называют *вулканический туф*.

4. Застыть на небольшой глубине. Такие породы называются *гипабиссальными* (полуглубинными).

По химическому составу горные породы делятся на *ультраосновные, основные, средние, кислые и щелочные*. Это разделение основано на количестве присутствующего в них кислорода и щелочей. Только в *кислых породах* кислород присутствует в виде окислов, образующих кварцевые зерна, во всех других породах кислорода значительно меньше. Особенно его мало в *ультраосновных породах*, пришедших на земную поверхность из верхов мантии. Особое место среди ультраосновных пород занимают трубки взрыва - прорыва глубинной магмы из нижних слоев земной коры через осадочный чехол платформы к поверхности, сложенные алмазоносными породами, называемые *кимберлитами*.

Основные породы темно-серые, черные, очень прочные. Эти породы, как полагают, пришли из глубоких недр Земли. Химические исследования показали, что в ультраосновных и основных породах встречаются примеси углеводородов, а в их пустотах - газ метан.

Средние породы диориты, андезиты - серые, породы, встречающиеся на окраинах континентов. Характерный представитель **кислых пород** - красные и серые граниты, часто являющиеся переплавленными осадочными породами, например песчаниками, оказавшимися в глубинах недр. Чем кислее порода, тем меньше ее удельный вес и тем она светлее.

МЕТАМОРФИЧЕСКИЕ ГОРНЫЕ ПОРОДЫ

Метаморфические (превращенные) породы образуются из любых других пород в результате действия химических и физических (давление и температура) факторов. Различают следующие его виды:

- **Региональный** проявляется на огромных площадях, когда толщи пород погружаются в глубокие недра (превращение известняка в мрамор, глины - в глинистые сланцы, затем - в кристаллические сланцы и гнейсы).
- **Динамометаморфизм** происходит при одностороннем давлении без значительного повышения температуры.
- **Контактовый** - возникает при температурном воздействии на горные породы внедряющихся горячих интрузий.
- **Регрессивный (гипергенный)** возникает, если горные породы, образовавшиеся при высоких температурах и давлениях, попадают в условия умеренных и малых давлений и температур. Конечным звеном его является выветривание (гипергенез). Здесь породы раздробляются, окисляются, а минералы превращаются в устойчивые в поверхностных условиях, например, в глины.

Поверхности древнего (палео-) рельефа и слагающие их минералы, и горные породы представляют особый интерес для нефтяников, так как в них встречаются месторождения нефти (Белый Тигр).

ОТЛИЧИТЕЛЬНЫЕ ПРИЗНАКИ КОНСЕДИМЕНТАЦИОННЫХ И ПОСТСЕДИМЕНТАЦИОННЫХ СТРУКТУР

Признаки структур	Конседиментационные	Постседиментационные
Мощность	Максимальная в опущенных частях, минимальная - в поднятых частях структур	Не отличается
Фациальный состав	Тонкообломочные, глинистые и карбонатные породы в опущенных частях крыльев. Грубообломочные и рифовые фации в смыкающем крыле. Грубообломочные фации в поднятых частях	Не отличается
Полнота разреза	Наиболее полная в опущенных частях, с перерывами в поднятых частях структур	Одинаковая
Распределение напряжений	Сосредоточены исключительно в участках перегибов	Имеет различную природу в кровле и подошве деформируемых слоев

ФИЗИКО-МЕХАНИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ГОРНЫХ ПОРОД (по П.В.Флоренскому и др., 2003)

Знание физико-механических свойств горных пород необходимо при строительстве скважин и при составлении проекта и разработки нефтяных и газовых месторождений. С учетом их следует производить предварительный выбор долот для различных интервалов бурения; учитывать их при проектировании режимов бурения; при выборе типа бурового раствора и его свойств, методов вскрытия продуктивного пласта и конструкции призабойной зоны скважины; для предупреждения возможных осложнений в процессе бурения.

Прочность - это способность вещества не разрушаться под действием механических сил - будь то удар молотка или воздействие долота на породу. Прочность измеряется напряжением, при котором вещество разрушается. Единица прочности - МПа. Горные породы наиболее устойчивы по отношению к сжатию, а другим деформациям они противостоят слабее. Прочность на растяжение составляет менее 10% от прочности на сжатие.

Прочность горных пород существенно ниже, чем минералов, что объясняется их неоднородностью, наличием локальных дефектов, трещиноватостью (от зияющих трещин до микротрещин). Прочность пород существенно зависит от её минерального состава, структуры и текстуры породы, глубины залегания и других, факторов. Прочность породы уменьшается с ростом влажности, что происходит в пластовых условиях. Особенно сильно можно снизить прочность пород, используя поверхностно-активные вещества ПАВ. У слоистых пород прочность различна в зависимости от направления действия нагрузки.

Прочность пород растет по мере их погружения в недра.

Пластичность.

Под пластичностью в общем случае понимают свойства твердых пород сохранять остаточную деформацию, возникшую под воздействием внешних сил, после прекращения их действия.

Пластичность проявляется тогда, когда напряжение превысило предел упругости, и предшествует разрушению. Пластические деформации, в отличие от упругих, непропорциональны величине деформирующего напряжения, а увеличиваются быстрее, тело обладает ползучестью, растекается. Горные породы по пластичности разделены на шесть категорий. От первой – упруго-хрупкой, до шестой – пластичной (табл. п.10.1). В недрах пластичными оказываются породы хрупкие на поверхности, потому что пластичность пород возрастает при растущих давлениях и температурах за большие промежутки времени. Например, лед и сухая глина - хрупкие на поверхности, на глубине несколько сот метров пластичные. Этим обусловлено медленное течение ледников. Каменная соль на глубине более 500 метров выдавливается, образуя соляные купола и штоки.

Классификация осадочных горных пород по пластичности

Категория горных пород	1	2	3	4	5	6
Коэффициент пластичности	1	1+2	2+3	3+4	4+6	>6
Породы	Кремнистые, кварцевые песчаники	Сланцевые глины, глинистые сланцы, аргиллиты, алевролиты, кремнистые породы	Глинистые сланцы и аргиллиты, известняки, мелкозернистые доломиты, сульфатные породы, кварцевые, песчаники алевролиты	Известняки, доломиты, ангидриты, кварцевые песчаники алевролиты	Известняки, доломиты	Глинистые мергели, известняки, доломиты

Пористые породы в недрах пластичны за счет деформации пор и выдавливания порового флюида. Пластичность также проявляется в релаксации напряжений в горных породах. Порода, находящаяся длительное время при напряжении в пределах области упругой деформации, подвергнется пластической остаточной деформации. Еще одно важное проявление пластичности – это ползучесть горных пород, т.е. непрерывный рост деформаций при постоянном нагружении. Она проявляется при продолжительном действии постоянной нагрузки, даже если напряжение в породе меньше предела упругости. Ползучесть горных пород является одной из причин неустойчивости стенок скважин в процессе бурения, что серьезно затрудняет проводку скважины.

Твердость. В отличие от твердости минералов, под твердостью горных пород в науке о бурении понимается способность оказывать сопротивление внедрению в него другого тела. При бурении породоразрушающий инструмент контактирует с горной породой не по всей поверхности забоя, а лишь на отдельных участках. Через зубья долота на породу действует локальное давление, которое породу деформирует и разрушает. Происходит вдавливание зубца и скалывание породы.

В результате изучения горных пород путем вдавливания штампа разработана их классификация по твердости для нужд бурения. Все породы делятся на 12 категорий. В категориях 1-4 оказались высокопластичные глины и аргиллиты, в 5-8 - пластично-хрупкие алевролиты, песчаники и известняки и в 10-12 – упруго-хрупкие кварциты, кремнистые и изверженные породы. В табл. п. 10.2 приведена классификация основных горных пород по твердости.

ПРИЛОЖЕНИЯ

Таблица п.10.2

Классификация горных пород по твердости

Породы	Категории	Твердость, МПа
Глина, глинистые мергели и сланцы	1	<100
	2	100-250
Аргиллиты, гипсы, ангидриты	3	250-500
	4	500-1000
Алевролиты, песчаники, известняки, доломиты	5	1000-1500
	6	1500-2000
	7	2000-3000
	8	3000-4000
Кварциты, кремнистые породы	9	4000-5000
	10	5000-6000
	11	6000-7000
	12	>7000

В табл. П. 10.3 приведены сводные характеристики ряда горных пород по твердости и пластичности.

Таблица п. 10.3

Характеристики твердости и пластичности горных пород

Порода	Твердость, МПа	Коэффициент пластичности
Бентонитовая глина влажная	0-200	8
Высокопластичная глина влажная	0-200	8
Мергель глинистый	0-200	8
Мел	0-200	8
Каменная соль	0-200	8
Песчаник мелкозернистый пористый	200-700	1,3-4,2
Аргиллит	200-750	1,3-3,3
Гипс	250-400	1,8-3,7
Алевролит пористый	300-700	1,5-2,1
Песчаник мелкозернистый глинистый	500-950	1,3-2,4
Известняк пелитоморфный пористый	1200-2000	2,0-5,0
Ангидрит	1050-1400	2,1-4,3
Песчаник с гипсовым цементом	1400	3,1
Песчаник среднезернистый известковистый	1700-3000	1,7-2,8
Песчаник с ангидритовым цементом	2100	2,2
Доломит мелкозернистый плотный	2500-3200	1,6-3,5
Кремень известковистый	5400-6000	1,6-2,3
Кремень чистый	6000-7000	1,0

Механические свойства горных пород, определенных в лабораторных условиях при нормальном давлении и температуре отличаются от свойств на забое скважины. С увеличением всестороннего сжатия, возрастает твердость горных пород и тем сильнее, чем больше их пористость.

Оказывает существенное влияние температура, влажность, скорость внедрения зубца в породу и другие факторы.

Абразивность – это способность горных пород изнашивать в процессе трения металл, твердые сплавы, в том числе и буровой инструмент. Абразивность горных пород проявляется при взаимодействии с ними долот и других элементов бурового оборудования. Чем больше абразивность, тем выше темп износа инструмента. Для определения абразивности горной породы обычно измеряют объем, или массу металла, изношенного в процессе трения в стандартных для выбранного метода условиях.

Абразивность горных пород связана с твердостью по-разному: у однородных пород они связаны пропорционально, а у неоднородных связь иногда оказывается даже обратной. Дело в том, что твердость, например, песчаника сильно зависит от структуры и текстуры цементирующего вещества, но мало от выкрашивающихся зерен. Напротив, при стирании более мягкий цементирующий карбонат изнашивается быстрее и абразивность определяют высокопрочные зерна кварца. При содержании, например, обломков кварца более 20% абразивность известковистого песчаника превышает даже абразивность кварцита.

В табл. п.10.4 приведена характеристика абразивности некоторых минералов и горных пород.

Таблица п.10. 4

Сравнительная характеристика абразивности

Минералы и горные породы	Износ стали эталонного кольца см ³ /м
Гипс	0,04
Известняк, доломит	0,18-0,27
Халцедон	0,32
Кварц	0,53-0,58
Кварцит	0,60-0,62
Корунд	1,7

СОЛЯНОЙ И ГРЯЗЕВОЙ ДИАПИРИЗМ

Диапировые складки, или складки *протыкания* - это антиклинальные структуры, образующиеся внедряющимся пластичными породами (глины, каменная соль, реже - ангидрит, гипс) в менее пластичные. В соответствии с составом внедряющихся пород выделяют глиняные и соляные диапиры. Такое перемещение происходит в результате *нагнетания* (выдавливания) и *инверсии плотностей*.

Инверсия плотностей - это явление залегания пород высокой плотности на породах низкой плотности. В этих условиях более плотные породы стремятся утонуть, выжимая из-под себя и заставляя отодвигаться в стороны и подниматься, в конце концов, вверх, более легкие породы. Инверсия плотностей может иметь различное происхождение. Но для нефтяной геологии наиболее интересны седиментационное и органогенно-метаморфическое. Седиментационная инверсия возникает тогда, когда более тяжелый осадок ложится поверх более легкого. Так возникает инверсия плотностей в областях развития каменной соли (плотность $2,2 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$), перекрытой уплотненными песчаниками, глинами, известняками (средняя плотность на глубине - около 1 километра $2,5 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$). Она ведет к образованию диапировых структур с соляными ядрами.

Органогенно-метаморфическое возникает когда мощные толщи, насыщенные водой и органогенным илом глин при быстром погружении начинают разлагаться органика и в них образуются значительные количества метана, сероводорода, двуокиси углерода, азота и др. В результате плотность этих слоев резко уменьшается, в них возникают аномально высокие давления (АВПД) газа и не успевшей отжаться воды. Прорываясь к поверхности, они формируют грязе-газово-жидкие вулканы. Если происходит воспламенение горючих газов, создается впечатление настоящего вулкана с величиной огненного столба, достигающего иногда высоты 300 м. Размер таких структур достигает нескольких сотен метров, и они широко распространены на нефтегазоносных Апшеронском, Керченском и Таманском полуостровах. Иногда встречаются маленькие, размером в несколько десятков сантиметров грязевые вулканчики.

Локализация зарождающегося купола бывает связана с неровностью рельефа в подстилающих породах, неравномерностью нагрузки в вышележащих толщах, разломами, отзвуками землетрясений в соседних регионах и т.д. Там, где на этой границе образуется выпуклость, давление среды в нижнем слое, вызванное весом столба вышележащей среды, оказывается меньше, чем на смежных участках на том же горизонтальном уровне. Вещество нижнего слоя начинает двигаться в сторону пониженного давления. При этом амплитуда выпуклости растет, что еще больше увеличивает разность давлений и рост выпуклости идет лавинообразно.

Если инверсия плотностей охватывает площадь значительно большую, чем толщина слоя, в нем образуется некоторое число центров (зон) всплывания, которые могут иметь либо форму удлинненных валов, расположенных параллельно друг другу, на которых растут купола, либо шестигранную, причем всплывающие и опускающиеся зоны могут быть как на периферии, так и в центре такой шестигранной призмы. Размеры валов, ячеек и расстояния между ними зависят от толщины слоя и колеблются от двух до четырехкратной толщины слоя (рис.п.11.1).

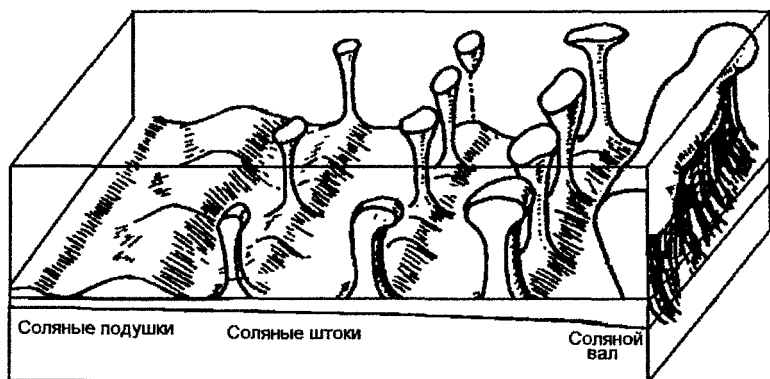


Рис. п.11.1. Виды соляных структур и их зависимость форм от первоначальной мощности соли. (Модель соляного комплекса Северо-Германской низменности по Трусгейму)

Формирование диапировых складок происходит лишь там, где толщина пластичных слоев достигает величины не менее 120 м, а глубина их залегания превышает 300 м. Наиболее благоприятные условия для соляного диапиризма присутствуют на глубине 5-6 км. Однако, по мере того, как они поднимаются, соль, приближаясь к дневной поверхности охлаждается, вязкость ее падает, разница с плотностью вмещающих пород уменьшается, и даже вообще исчезает и подъемная сила купола уменьшается до нуля. Некоторое время глубокие части ядра продолжают еще давить снизу на верхушку диапирового ядра, которая, потеряв собственную подъемную силу, растекается между слоями в стороны. Ядро приобретает грибообразную форму. Наконец, весь процесс останавливается, заторможенный ростом вязкости и падением подъемной силы.

Соляные купола развиваются в течение веков, реже - эпох, часто одновременно с накоплением перекрывающих толщ, в результате чего в них обнаруживаются черты конседиментационных складок.

Если диапиры остановились в своем росте и не вышли на дневную поверхность, они называются *скрытыми*, *закрытыми* или *криптодиапирами*. Если они выходят на дневную поверхность, их называют *открытыми* или

собственно *диапирами*. Часто при описании диапира употребляют названия, характеризующие его форму - *матрац, подушка, вал, купол, шток (палка), игла, гриб* и т.д. Строение слоев, составляющих купола чрезвычайно сложное и незакономерное - они смяты в разнообразные, разбитые разломами незакономерные складки, отражающие турбулентное перемещение слагающих складки пластов. Верхняя часть открытых диапиров зачастую содержит обломки тех древних пород, которые прорывал диапир в своем пути наверх. Кроме того, попадая в поверхностные части земной коры, породы верхней части диапира размываются, при этом в первую очередь, растворяются каменные соли. В результате верхняя часть диапира обогащается глинами, песком и малорастворимыми солями. Так образуется над солью *каменная шапка* - (*cap rock, кап-рок*), мощность которой может достигать нескольких десятков метров (П-11.2) Между диапирами питающий пластичный слой утоняется, а иногда полностью пережимается.

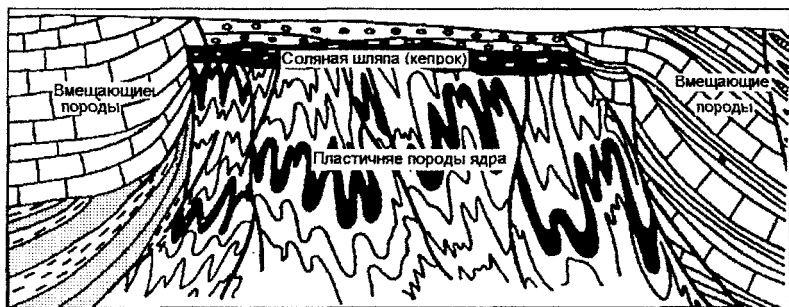


Рис. п.11.2. Схема строения диапиров. (по А.Е.Михайлову)

Вмещающие толщи также деформируются. Они приподнимаются в виде антиклиналей над криптодиапирами, задираются при протыкании как в складках, связанных с внедрением магмы, образуя ловушки для нефти и газа. Нередко, в придиапировых частях вмещающие породы имеют крутое залегание, часто стоят на головах или запрокинуты. В них наблюдаются разрывы и поверхности скольжения, по которым отдельные пачки отрываются и увлекаются вслед за диапиром. На поверхности земли размытая верхняя часть ядра диапира часто сопровождается низинами, сильно заболоченными и закарстованными соляными озерами. Над криптодиапирами вмещающие породы часто интенсивно раздроблены, принимая в плане довольно сложные очертания, напоминающие битую тарелку или панцирь черепахи.

Соляные купола и формируемые ими дислокации очень важны для нефтяной геологии, так как с ними часто связаны залежи нефти и газа. Кроме того, сами соляные купола нередко используются как емкости для захоронения во вмещающих в них полостях техногенных загрязнений.

СКЛАДКИ – ЗАМКНУТЫЕ СТРУКТУРНЫЕ ФОРМЫ

Складка - это волнообразный изгиб пласта. Совокупность складок составляет складчатость. Складка не бесконечна и всегда или переходит в другую складку, или затухает (выполаживается) среди недислоцированных слоев. Две смежные складки (антиклинальная и синклиналиная) иногда рассматриваются как одна полная складка.

П.12.1. ГЕОМЕТРИЯ ОДИНОЧНОЙ СКЛАДКИ

Элементы складки (рис. п.12.1)

1. *Замок*, (если говорят о форме), - часть складки в месте перегиба. Замок антиклинальной складки называется *сводом*. *Ядро* центральная часть складки на эрозионном срезе. Размер ядра зависит от глубины среза складки эрозией (рис.п.12.2).



Рис. п.12.1. Элементы складки

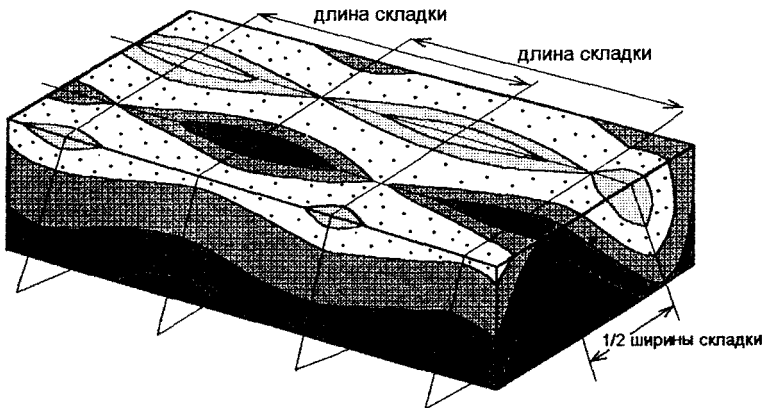


Рис.п.12.2. Элементы складки и глубина эрозии

2 *Крылья* боковые моноклинальные части складки, отходящие от перегиба (замка). У смежных синклинали и антиклинали одно крыло является общим, поэтому граница между ними может быть условно проведена в любом месте крыла.

3 *Угол складки* – угол, образованный поверхностями, на продолжении ее крыльев. Иногда (Ramsay) углом складки называют угол между касательными к крыльям, проведенным в точках их перегиба, или (В.В.Эз), как угол между плоскостями, проведенными через шарниры сопряженных складок.

4 *Осевая поверхность* – воображаемая поверхность, делящая пополам угол складки, или поверхность, проходящая через точки перегиба слоев, составляющих складку.

5 *Ось, осевая линия* – линия пересечения осевой поверхности с горизонтальной плоскостью или поверхностью рельефа. Характеризуя ориентировку осей складки в плане, указывают азимут ее простирания.

6 *След осевой поверхности* - линия пересечения осевой поверхности складки с любой другой поверхностью (например, с поверхностью обнажения).

7 *Шарнир* – линия пересечения осевой поверхности с кровлей, или подошвой какого-либо слоя, характеризую изгиб складки вдоль ее осевой поверхности. Шарнир в каждой конкретной точке является вектором, характеризующимся азимутом и углом погружения или воздымания. Шарнир представляет собой волнистую линию, обусловленную поднятиями и прогибаниями слоев. Такие поднятия и погружения шарнира называют ундуляциями (от лат. undulatio – волнистость). На рис.п.12.3 изображена ундуляция складки. Шарниров в складке можно провести столько, сколько в ней слоев. Положение шарнира в пространстве характеризуется азимутом и углом воздымания и погружения. Иногда шарниром называют ось складки.

8. *Гребневая поверхность* - поверхность, соединяющая самые высокие точки слоев, образующих складку. В рельефе гребню соответствует водораздел хребта. *Гребень* - линия пересечения гребневой поверхности с кровлей или подошвой любого из слоев складки. Это – самая высокая часть складки и именно здесь будут сосредоточиваться нефть и газ. В случае прямой (симметричной) складки гребневая и осевая поверхности совпадают. Если же складка наклонена, положение этих поверхностей может отличаться (рис. п. 12.4).

9. *Килевая поверхность* - поверхность, соединяющая самые низкие точки слоев, образующих складку. *Киль, днище, дно* - линия пересечения килевой поверхности с кровлей или подошвой любого из слоев складки. Это – самая низкая часть складки. В рельефе килевой поверхности соответствует тальвег долины. В случае прямой (симметричной) складки килевая и осевая поверхности совпадают. Если же складка наклонна, положение этих поверхностей может отличаться.

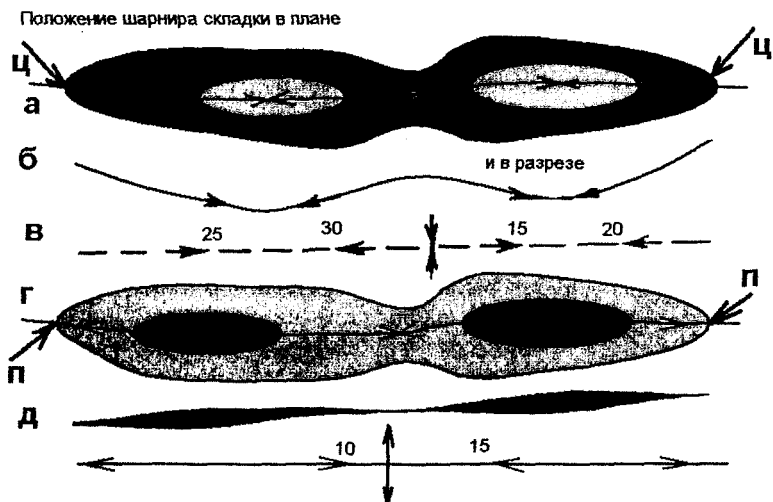


Рис. п.12.3. Ундуляция шарнира складки и её замыкания. Положение шарнира в плане (а) и в разрезе (б) и условные знаки (в) для двух синклиналей, разделенных антиклиналью. На рис п 12.2 г – ундуляция шарнира двух антиклиналей, разделенных синклиналью и варианты (д) условных знаков для изображения шарниров складок. Жирными стрелками показаны замыкания складки ц – центриклинальное и п - периклинальное

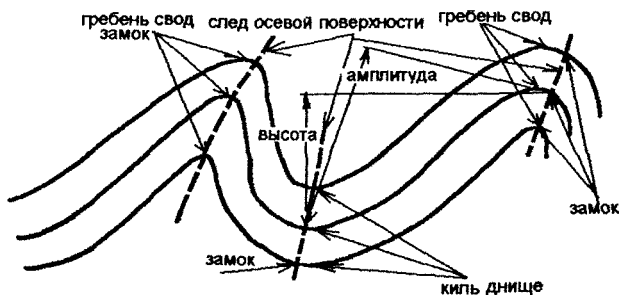


Рис. п.12.4 Гребень, днище, амплитуда и высота складки

10. **Длина складки** – длина ее шарнира между одноименными перегибами (рис.п.12.2) или, в случае одиночных складок, наибольшее расстояние по самой нижней замкнутой стратоизогипсе. Изредка длиной складки называют расстояние между границами того или иного слоя, замыкающегося в данном горизонтальном срезе. Так как это расстояние зависит не только от

характеристики складки, но и от глубины ее среза эрозией, такое определение длины неверно.

11. *Ширина* складки - кратчайшее расстояние между осевыми поверхностями смежных антиклинали и синклинали или, в случае одиночных складок, кратчайшее расстояние по самой нижней замкнутой стратоизогипсе. Изредка шириной складки называют наибольшее расстояние поперек оси складки между выходами слоя, принятого при измерении длины складки. Такое определение неверно (см. предыдущий пункт).

12. *Простиране* - ориентировка по странам света длинной оси складки. Складка по простиранию может ветвиться. Такое ветвление называется *виргацией* складки.

13. *Замыкание* складки - участок складки с наименьшим радиусом. Замыкание называется периклинальным у антиклинали и центриклинальным у синклинали (рис. п.12.3).

14. *Амплитуда* - расстояние вдоль осевой поверхности между сводами антиклинали и смежной синклинали (рис. п.12.4). Для одиночной складки - разница абсолютных отметок между самой высокой и самой низкой замкнутыми стратоизогипсами. Более правильно прибавить еще значение, равное сечению (удвоенной половине сечения) стратизогипс. Потому что как верхняя, так и нижняя Стратоизогипсы, не проходят ни через вершину, ни через самую нижнюю части структуры, а отстоят от нее на неопределенную величину, меньшую, чем сечение стратоизогипс. Поэтому чтобы минимизировать ошибку, прибавляют половину сечения.

15. *Высота* - расстояние по вертикали между сводами (гребнем и килем) антиклинали и смежной синклинали (в полной складке) (рис. п.12.4), или разница абсолютных отметок между самой высокой и самой низкой замкнутой стратоизогипсами в одиночной складке. Иногда высотой складки называют ее амплитуду. В случае вертикальной осевой поверхности складки ее высота и амплитуда совпадают.

п.12.2. Морфологическая классификация складок

Морфологическая классификация складок - это классификация по их форме. В литературе можно встретить различные морфологические классификации, поэтому в скобках приведены термины-синонимы. Классифицируют форму складок по разным признакам-основаниям классификаций (табл. п.12.1).

По ориентировке выпуклости складки делятся на:

Антиклинальные - выпуклостью вверх. Поскольку положение складки в пространстве может быть различным, понятие "верх" определяется стратиграфически, как направление в сторону молодых пород.

Синклинальные - выпуклостью вниз.

Морфологическая классификация складок

Классифицирующий признак	Виды складок					
	Наклон осевой поверхности	Симметричные (прямые)	Асимметричные			
Наклонные			Опрокинутые (перевернутые)	Лежачие		
Ориентировка выпуклости	Антиклинали (стратиграфически вверх)		Синклинали (стратиграфически вниз)			
Взаимоотношение между крыльями	Простые	Изоклинные	Веерообразные			
Форма замка	Стрельчатые		Округлые	Коробчатые (сундучные)		
	Острые	Тупые		Килевидные	Сундучные	Гребневидные
Соотношение мощностей на крыльях и сводах	Одинаковая (параллельные)	Различные				
		Подобные	С уменьшением мощностей в сводах антиклиналей	С увеличением мощностей в замках синкликлиналей		
Отношение длины к ширине	Линейные < 3:1		Брахиморфные, брахиформные, брахискладки 3:1<1,2:1		Купола, мульды	

По положению осевой поверхности (рис.п.12.5) складки делятся на

Симметричные (прямые, стоячие) с вертикальной осевой поверхностью и одинаковыми углами на крыльях.

Асимметричные, среди которых выделяют:

Наклонные, у которых крылья падают в разные стороны под разными углами - одно крыло падает круче, чем другое.

Опрокинутые (перевернутые) - у которых крылья падают в одну сторону под разными углами - одно крыло падает круче, чем другое. *Лежачие* - это складки с горизонтальной осевой поверхностью.

Нырющие - с осевой поверхностью, имеющей форму складки.

На различном уровне эрозионного среза соотношения слоев у таких складок могут быть самыми разнообразными.

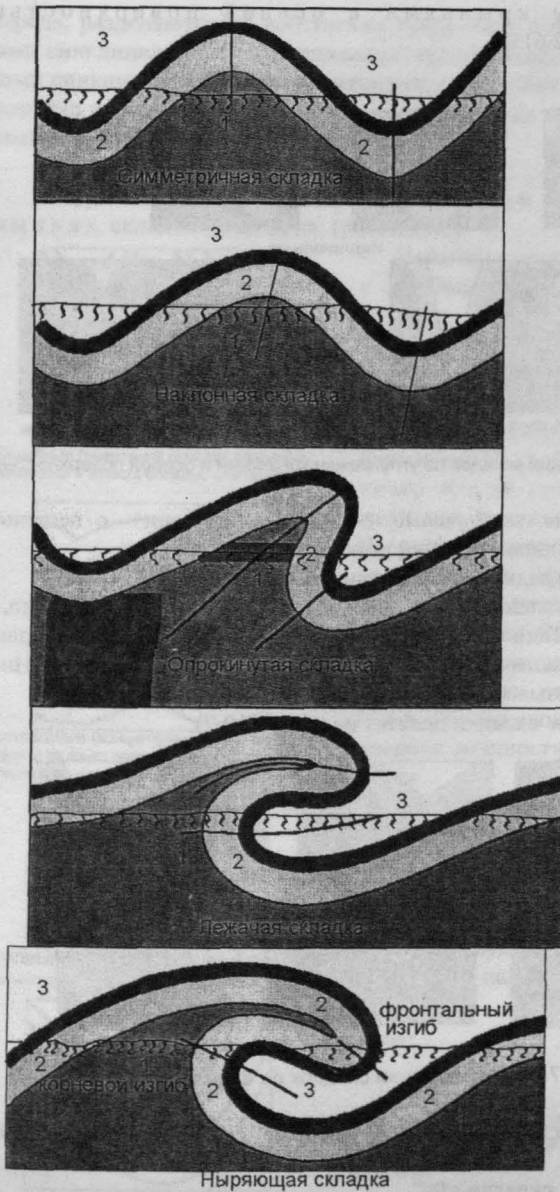


Рис. п.12.5.
 Виды складок по ориентировке осевой поверхности. Цифрами показана первоначальная последовательность слоев

По углу между крыльями и осевой поверхностью выделяются (рис. п.12.6):

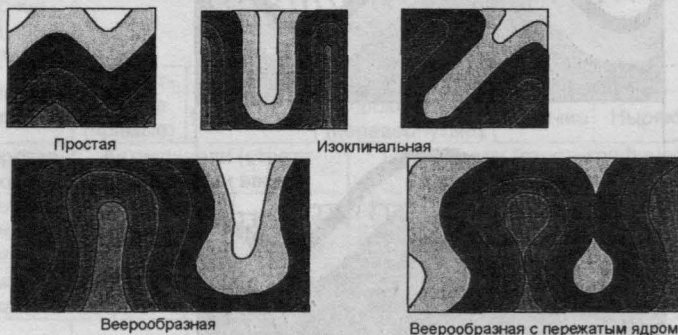


Рис.п.12.6. Классификация складок по углу между крыльями и осевой поверхностью

- Обычные (простые, нормальные, открытые) складки - с падением крыльев в разные стороны от осевой поверхности.
- *Изоκлиальные* - складки с параллельными крыльями.
- *Веерообразные* - складки, у которых крылья падают веерообразно, к осевой поверхности. Такие складки обычно невелики по размерам (первые метры) и сложены пластичными, чаще всего глинистыми породами. Иногда замок складки оказывается пережатым.

По форме замка складки делятся на (рис. п.12.7):

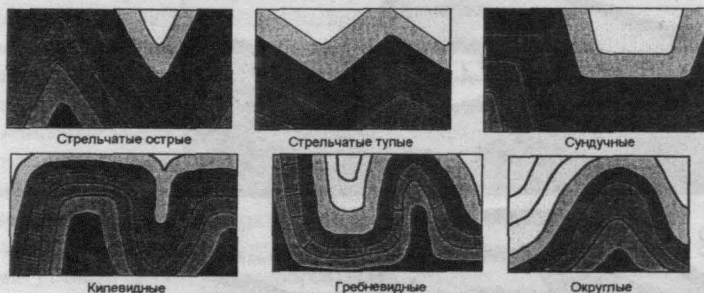


Рис. п.12.7. Классификация складок по форме замка

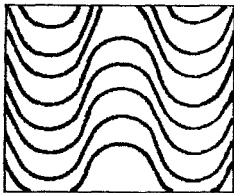
- *Стрельчатые*, с угловатым замком, которые в свою очередь разделяются на:
 - *Острые*, - с углом складки $<90^\circ$,
 - *Тупые* - с углом $>90^\circ$,

Сундучные (коробчатые) - с широкими плоскими замками. У них обычно выделяется две осевые поверхности. Сундучные складки, в свою

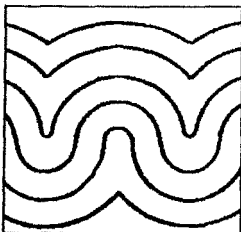
очередь, разделяются на собственно сундучные, с примерно симметричными синклиналями и антиклиналями, гребневидные - с широкими, плоскими синклиналями и узкими антиклиналями, и килевидные - широкими, плоскими антиклиналями и узкими синклиналями. Иногда такие складки называют *кинкбандами* (kink bands)

Округлые - с округлой формой замка.

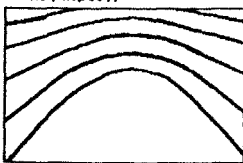
По соотношению мощностей на сводах и крыльях складки делятся на: (рис. п.12.8):



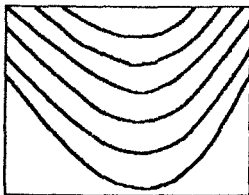
Подобные (очертания складок одинаковы, мощности в замках больше, чем на крыльях)



Параллельные (концентрические) мощности на сводах и крыльях одинаковы, очертания меняются по разрезу)



С утонением мощностей на сводах антиклиналей (консидиментационные)



С утолщением мощностей на сводах синклиналей (консидиментационные)

- *Подобные* - форма замка не меняется с глубиной, а мощность слоев на крыльях меньше мощности в сводах. Складки, близкие к подобным, обычно встречаются в природных условиях.

- *Параллельные (концентрические)* - мощность слоев на крыльях и в сводах одинакова. С глубиной антиклинали у таких складок становятся более выраженными, а синклинали расплываются. В природе такие складки встречаются на отдельных локальных участках и обычно быстро исчезают по разрезу.

Строго подобные и параллельные складки образуются лишь в небольших объемах пород, чередуясь друг с другом и с более сложным характером изменения мощности в параллельном сечении.

- *Антиклинальные складки с утоненными замками.* У таких складок на крыльях с глубиной увеличиваются углы падения.

- *Синклинальные складки с утолщенными замками.* в них на крыльях с глубиной углы падения уменьшаются.

Рис. п.12.8. Классификация складок по соотношению мощностей на сводах и крыльях

По соотношению длинной и короткой осей складок (длине и ширине) различают:

- *Линейные* складки, у которых отношение длины к ширине больше, чем 3:1. Некоторые авторы предлагают линейными называть складки с отношением длины к ширине более 5:1, или даже 10:1.

- *Брахиморфные, брахиформные, брахискладки, брахисинклинали, брахиантиклинали.* (Брахи - греч. - укороченный) - складки, у которых отношение длины к ширине меньше, чем 3:1. По некоторым авторам меньше 5:1, или 10:1.

- В случае приблизительно одинакового размера длины и ширины складок (отношение длины к ширине не превышает 1,2:1), они называются *куполами, сводами* (антиклинали), или *мульдами, чашами* (синклинали). В таких складках понятие осевой поверхности теряет смысл.

Одна и та же структурная форма описывается набором прилагательных по разным признакам - например, «*наклонная простая округлая подобная брахисинклинальная складка*». Эти названия дают те эталонные формы, по которым описываются складчатые структуры. Знание эталонных форм позволяет составлять профессиональное словесное описание реальной структурной формы. В табл. п.12.1 приведена сводная морфологическая классификация складок по разным признакам.

В природе, каждая элементарная складка является частью другой, более крупной складки, а сама, в свою очередь обычно состоит из относительно мелких складок, которые, в свою очередь являются элементами следующих ступеней масштабной иерархии, вплоть до крохотных складочек размером в миллиметры, называемых *плойчатостью*.

Здесь перечислены лишь наиболее употребительные наименования, характеризующие форму складок. Более полная их классификация приведена в учебнике структурной геологии, или специальных справочниках, например [Формы... 1977.]

П.12.3. Складчатость и ее морфологические характеристики.

Совокупность складок определенной территории образует *складчатость*. Для характеристики складчатости применяют понятие *зеркало складчатости*. Это воображаемая поверхность, огибающая своды системы складок. По ее форме можно судить о строении всего комплекса складчатых структур (рис. п.12.9).

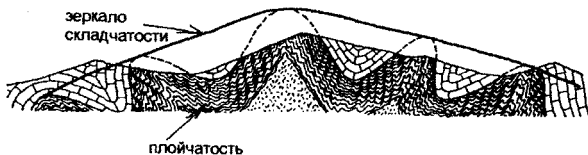


Рис. п.12.9. Складки, зеркало складчатости и плойчатость

В разрезе сочетания элементарных складок могут быть гармоническими и дисгармоническими. *Гармоническая складчатость* - в которой изгибы пластов одинаковы - то есть антиклиналям в более глубоких слоях соответствуют антиклинали в более высоких слоях. Такая складчатость не перестает быть гармоничной, если вверх по разрезу меняется их наклон - складки из симметричных становятся асимметричными. *Дисгармоническая складчатость* - различная по размерам и форме в разных частях разреза, возникшая одновременно. Этот вид складчатости возникает в толще неоднородных по механическим свойствам пород. Более мощные и жесткие слои (например, песчаников) изогнуты в широкие, спокойные складки, а тонкие и пластичные слои (например, глины) - мелкие и интенсивные. Бывают случаи, когда складки имеют близкий размер, но над антиклиналью расположена синклиналь, или наоборот. Такой вид дисгармонической складки называют *инверсией*. Дисгармоническая складчатость возникает если одновременно деформируются различные по упруго-вязкостным свойствам толщи или в случае складок течения, гравитационных складок. Разновидностью дисгармонической складчатости являются складки *волочения* (другое название - *внутрипластовые* складки) - дисгармоничные складки, осложняющие строение пластичных слоев внутри более крупной складки, состоящей из компетентных и некомпетентных слоев. При изучении достаточно мощных разрезов обнаруживается, что любая складчатая структура является дисгармоничной. В случае конседиментационных складок, связанных с облеканием выступов в подстилающих породах, между формами, картирующимися на различных горизонтах, существуют различные соотношения (табл. п.12.2).

Таблица п.12.2

Виды складок облекания по выраженности в разных горизонтах чехла

Название	Характеристика
1. Сквозные, непрерывного развития	Выражены во всех горизонтах, имеют убывающую вверх по разрезу амплитуду
2. Сквозные, возроденные	Снизу вверх амплитуда уменьшается до определенного уровня, а затем остается неизменной
3. Погребенные, раннего развития	Рост структур начался с самого начала отложения осадков, а затем прекратился
4. Новообразованные (бескорневые) позднего развития	Выражены, начиная с определенного стратиграфического горизонта и затухают с глубиной. Встречаются редко над молодыми активизированными разломами
5. Комбинированные	Крупные купола по молодым отложениям и системы малых складок по более древним

Плановое смещение замков складок с глубиной может быть вызвано различными причинами (рис. п.12.10). Установление величины и характера несоответствия имеет большое значение при поисках и разведке полезных ископаемых.

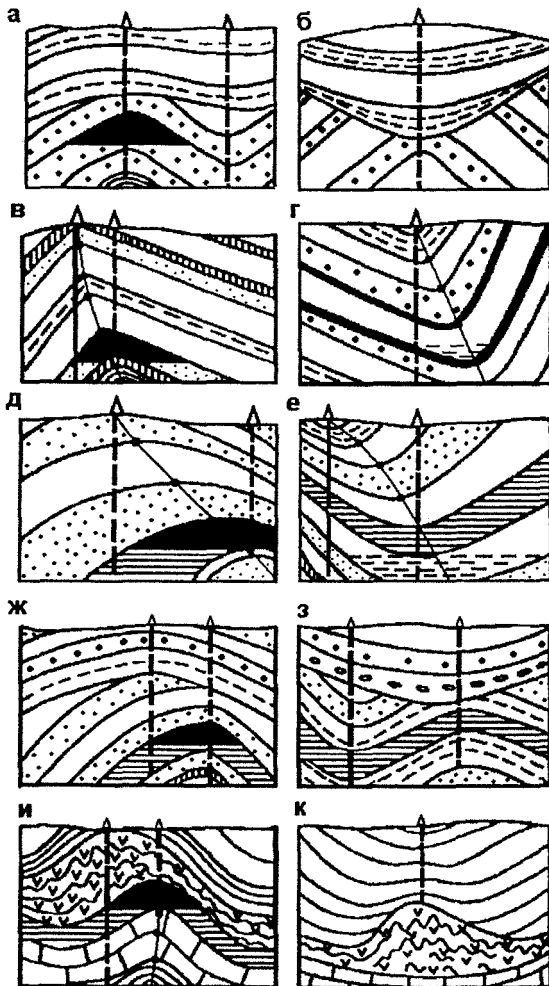


Рис. п.12.10. Изменение положения замков складок с глубиной. а - уменьшение углов крыльев складок вверх по разрезу в разных структурных этапах; б - инверсия, в, г, д, е - смещение планового положения замка у наклонной складки; ж - унаследованная складка с частично размытым сводом; з - инверсионная складка с частично размытым сводом; и,к - диапировые процессы, осложняющие складку

Рисунки осей складок. Взаимное площадное распределение складок обычно закономерно, что отчетливо видно в рисунке осей складок. Выделяются параллельное, кулисообразное расположение осей складок. Складки могут образовывать гирлянды, миндалевидные пучки, Встречаются перевиidный, дендритовидный, кольцевой, хаотический, типа конского хвоста, битой тарелки и т.д. рисунки осей складок (рис. п.12.11).

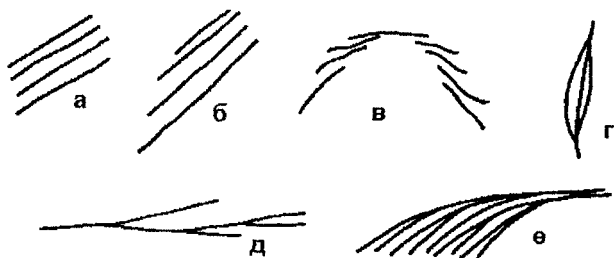


Рис. п.12.11. Рисунки осей складок: а - параллельные, б - кулисообразные, в - гирлянды, г - миндалевидный пучек, д - дендритовидная виргация, е - виргация типа "конский хвост".

Порядки складок и их выделение. На одной и той же территории можно выделять структуры различного размера, «вложенные» друг в друга. Поэтому, при их описании всегда встает вопрос о выделении их ранга и выборе начального размера - что считать структурной формой первого порядка. Первый или начальный порядок обычно задается масштабом изучения - какая складка (какие складки) помещается в районе изучения как единое целое. Это могут быть и большая часть одной складки, или несколько складок (обычно, не более 5). Складка, в которую «вписаны» рассматриваемые структуры, будет называться надпорядковой. Складки, которые осложняют строение складки первого порядка и вписаны в нее - это складки второго порядка, в которых, в свою очередь, можно выделять структуры третьего, четвертого и более высоких порядков.

Однозначного и универсального ответа на вопрос, какие складки относить к однопорядковым, а какие - к разнопорядковым не существует и каждый раз требуется специальный анализ. В общем, как правило, если одна складка по размерам более, чем в два раза больше другой, ее следует относить к другому порядку.

П.12.4. МЕХАНИЗМЫ СКЛАДКООБРАЗОВАНИЯ И КЛАССИФИКАЦИИ СКЛАДЧАТОСТИ

Чаще всего мы не можем с уверенностью сказать, каким образом образовались те, или иные, особенно крупные складки и вынуждены пользоваться различными моделями, основанными на теоретических построениях. При рассмотрении механизмов складкообразования важно различать процессы и движения, происходящие

- внутри слоя, как в обособленном геологическом теле,
- со слоем,
- во внешней к слою среде.

Внутри слоя пластические деформации могут происходить за счет перетока материала из одних мест и в другие (гравитационные складки, складки волочения, диапировые, гребневидные и др.), а также перекристаллизацией и разворотом минеральных зерен, образующих слои. Слой, как геологическое тело может изогнуться или разломиться на многочисленные блоки, перемещающиеся друг относительно друга (складки скальвания). В слоистой толще слои могут изгибаться, проскальзывая друг относительно друга (складки изгиба); или же одни слои (компетентные) разламываются и смещаются, а промежутки между трещинами заполняет материал пластичных слоев.

Конседиментационная (см. прил.10) складчатость образуется прогибанием или относительным воздыманием площади, на которой формируются слои.

Кинематическая классификация (механические условия образования складок). С точки зрения ориентировки приложенных сил по отношению к слою, складки можно разделить на складки продольного и поперечного изгиба.

Складки продольного изгиба вызываются силами, действующими вдоль слоистости. При этом происходит как проскальзывание отдельных слоев друг относительно друга, так и перемещение вещества, направленное параллельно поверхности наслоения. При однородном составе слоистых толщ скольжение рассредоточивается по всей массе пород, если же слои имеют различную пластичность (компетентность) оно концентрируется в наиболее пластичных породах. Малопластичные слои при этом разрываются и перемещаются в виде отдельных блоков. При скольжении вещество перераспределяется в пределах одной складки. Оно перемещается из областей повышенного давления в области пониженного давления, формируя дополнительные складки течения.

Складки поперечного изгиба. Поперечный изгиб характеризуется приложением усилий в направлении, перпендикулярном слоистости. Породы при этом испытывают большее или меньшее растяжение (рис. п.12.12). Складки поперечного изгиба часто имеют сундучную и куполовидную форму или форму мульд.

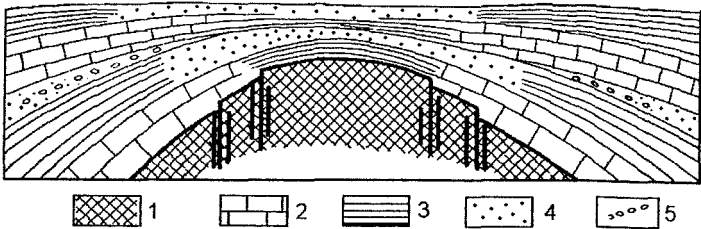


Рис. п.12.12. Схема конседиментационной глыбовой складки (по В.В.Белуосову). 1 – фундамент, 2-5 – чехол 2 – карбонатные породы, 3 – глины, 4 – песчаники, 5 – конгломераты.

Геологическая классификация складок (геологические условия образования складок). При попытках классификаций различные авторы обращали внимание на различные стороны геологических условий складкообразования, исходили из различных теоретических концепций, в результате чего под различными наименованиями зачастую выступают одни и те же складки. Основные типы складчатости представлены в таблице п.12.3.

Табл. п.12.3.

Геологическая классификация складок

Эндогенная (тектоническая)		Экзогенная (нетектоническая)	
Конседиментационная	Постседиментационная		
		Поверхностная	Глубинная
Погружения (складки трансгрессий)	Регионального сжатия (общего смятия)	Вертикального течения	Подводнооползневые Наземнооползневые Диagenетические Разгрузки Обрушений Гляциодислокации Структуры облекания Первичные наклоны, связанные с неровностями рельефа осадконакопления в осадочных и эффузивных толщах
	Облекания (глыбовая, отраженная)	Горизонтального течения	
Связанная с неравномерными вертикальными движениями	Гравитационного скольжения		
	Приразрывные Связанные с внедрением магмы. Диапировые		

По геологическим условиям образования складчатость разделяется на эндогенную (тектоническую), образованную в результате тектонических движений, и экзогенную (или нетектоническую), образованную под

действием гравитации и других процессов в земной коре и на поверхности.

Эндогенная (тектоническая) складчатость.

Среди эндогенной складчатости выделяются *конседиментационные* и *постседиментационные* структуры. Среди конседиментационных складок выделяются синклинальные складки *погружений*, которые возникают при относительно равномерных погружениях области осадконакопления. У них неправильные очертания в плане, повторяющие контуры бассейна осадконакопления. Размеры их достигают сотен километров, и они представляют собой результат тектонических движений, относящихся к геологическим объектам рангом больших, чем сами складки. При полевых наблюдениях такие складки непосредственно не наблюдаются.

Складки, связанные с *неравномерными вертикальными движениями* земной коры бассейна осадконакопления возникают при различных скоростях и (или) знаков вертикальных движений отдельных участков дна бассейна осадконакопления. Следовательно, складки этого типа представляют собой структуры, осложняющие складки предыдущего типа. Их размеры обычно составляют десятки километров и километры.

Постседиментационная складчатость разделяется на два больших класса - поверхностную и глубинную. *Поверхностная* складчатость, в основном, развивается в осадочных горных породах в верхних частях земной коры и её формирование не сопровождается сколько-нибудь значительным метаморфизмом и перекристаллизацией исходных пород. Среди поверхностных складок выделяются следующие виды:

- *Складки регионального сдавливания (общего смятия, полная, голоморфная)* - по кинематике - это складчатость продольного изгиба. Для складок регионального сдавливания характерны линейные, реже брахиморфные симметричные и асимметричные структуры с общей ориентировкой длинных осей, которая, однако, может иметь дугообразные повороты, и петлеобразные изгибы. Они имеют размеры от первых метров и собираются в сложные структуры до десятков и сотен километров длиной.

- *Складки облекания (отраженные, прерывистые, глыбовые)* - по кинематике представляют собой складки поперечного изгиба. Как правило, они возникают в осадочном чехле платформ под влиянием блоковых движений фундамента. Размеры их различны и могут достигать в длину 100 км. В платформенном чехле складки облекания характеризуются плавными очертаниями. Это тупые складки, с небольшими углами наклона (5-10°) на крыльях, часто увеличивающимися с глубиной. Нередко плановые очертания таких складок различаются на разных стратиграфических уровнях. Высота складок - десятки метров, ширина - километры. Именно с такими складками типа чаще всего связаны залежи нефти и газа.

- *Складки гравитационного скольжения* образуются на склонах подводных поднятий под действием силы тяжести. Особенно благоприятные условия для развития таких складок возникают в условиях контраст-

ного рельефа бассейна осадконакопления. Максимальные амплитуды перемещений при их образовании достигают первых десятков километров. Гравитационному скольжению благоприятствуют слои пластичных пород (глин, солей). Складки гравитационного скольжения распространены в складчатых областях и предгорных прогибах. По кинематической характеристике - это складки продольного изгиба и складки течения. По морфологии - наклонные, лежащие, опрокинутые часто дисгармоничные складки, осложненные надвигами и сдвигами, при этом, ориентировка длинных осей складок обычно параллельна оси прогнутой части бассейна.

Приразрывные складки образуются в части разреза, прилегающей к разрывам. Чаще всего они развиты в лежащем крыле пологих взбросов. Площадь распространения таких складок достигают всего лишь первых сотен метров. По кинематике они являются складками продольного изгиба, а по морфологии - линейными, часто наклоненными или опрокинутыми. Бывает, что таким образом формируются и флексуры. Иногда со складками такого типа бывают связаны месторождения нефти и газа.

Складки, связанные с *внедрением магмы* размещаются вблизи контактов внедряющихся магматических тел и имеют обычно линейный или брахиморфный облик с длинными осями, ориентированными согласно контурам внедряющихся массивов. По кинематике - это складки продольного, реже - поперечного изгиба. Площадь, затронутая складкообразованием такого рода, зависит от площади массива и не превышает нескольких километров. Примером таких складок являются структуры, развивающиеся вокруг малых интрузивов в районе Кавказских минеральных вод. Они представляют собой антиклинали. Синклинали - мульды возникают над вулканами, которые образуются в результате погружения (обрушения) вулканического аппарата в полости, прежде занятые магмой.

Примерно такого же рода техногенные синклинали иногда возникают над территориями, в недрах которых происходит отбор полезного ископаемого - над месторождениями нефти и газа (примером может служить Самотлорское месторождение), шахтными разработками угля (Донбасс), откачкой воды (Москва).

Диацировая складчатость, или складчатость *протыкания* специфический вид складчатости, описанный в прил. I I.

Глубинная складчатость - складчатость, которая образуется в глубинных условиях. Такие складки встречаются преимущественно в древних метаморфических толщах и здесь рассматриваться не будет.

Экзогенная (нетектоническая) складчатость возникает на поверхности земли. Главную роль в её образовании играет сила тяжести, которая проявляется наиболее эффективно при контрастном расчлененном рельефе. Непосредственно не влияет на нефтегазоносность, и мы её рассматривать не будем.

СОСТАВЛЕНИЕ ГОСУДАРСТВЕННЫХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ КАРТ (ГЕОЛОГОСЪЕМОЧНЫЕ РАБОТЫ)

1. ЭТАПЫ И СТАДИИ ГЕОЛОГОСЪЕМОЧНЫХ РАБОТ.

Государственная геологическая карта составляется в процессе Государственной геологической съемки - главного источника наших знаний о недрах. Геолого-съемочные работы производятся в следующей последовательности:

1. опережающие работы;
2. проектирование;
3. организация и подготовительные работы;
4. полевые работы;
5. ликвидационные работы;
6. составление полевого отчета и приемка полевых материалов;
7. камеральная обработка материалов и составление промежуточного отчета;
8. составление окончательного отчета и составление оригинал - макета карты для издания и объяснительной записки к нему.

3, 4, 5, 6 пункты могут повторяться в зависимости от запланированного числа сезонов работы.

Работа обычно выполняется геолого-съемочной партией, состоящей из нескольких геолого-съемочных и поискового отрядов. В состав партии обычно входят: начальник, несколько геологов, несколько техников (коллекторов), несколько рабочих. В партии, ведущие радиометрические наблюдения, включаются техники-геофизики. Партия может иметь и другие отряды - геоморфологический, гидрогеологический, стратиграфический.

Геологические партии, выполняющие работы на близких площадях, объединяются в экспедиции, при которых организуются химические, петрографические, шлиховые, спектральные и другие лаборатории; стратиграфические, петрографические, геофизические, гидрогеологические и другие тематические партии; ремонтно-механические мастерские и материально-транспортные базы.

Опережающие работы заключаются в создании и закупке материалов, необходимых для проведения геолого-съемочных работ. Это создание необходимых топографических карт, проведение аэрофотосъемочных работ, геофизических и геохимических, если это необходимо, съемок.

Проектирование работ основывается на знакомстве с литературными и картографическими материалами предшествующих работ по району. В проекте обосновывается выбор масштаба и площади, отражаются условия проведения геолого-съемочных работ, сложность геологического строения региона, его обнаженность, проходимость, дешифрируемость аэрофотоматериалов. На основании сложившегося у составителя проекта представления о геологическом строении района и вероятности развития на нем тех или иных

видов полезных ископаемых определяются конкретные задачи, требующие разрешения, и определяется комплекс и объемы необходимых работ, а также методика их проведения; проектируется организация работ. Предусматриваются геофизические, гидрогеологические, горные и буровые работы. Любой проект включает в себя следующие пункты:

1. Задачи исследований.
2. Виды работ.
3. Объемы, очередность и методики проведения работ.
4. Ожидаемые результаты.
5. Предполагаемые затраты.

В подготовительный период происходит научная и организационно-хозяйственная подготовка к работам.

Научная подготовка включает изучение результатов предыдущих исследований по району, знакомство с минералогической, петрографической, палеонтологической коллекциями, получение и геологическое дешифрирование (глава 3.15.2) материалов аэрофотосъемок. В результате намечаются предполагаемые полевые маршруты, места базы и стоянок. Составляются предварительная геологическая карта района работ с нанесенными на ней известными выходами полезных ископаемых, схема геоморфологии, сводная схематическая стратиграфическая колонка. Таким образом, полевая работа заключается в проверке, исправлении, уточнении и дополнении той гипотетической модели геологического строения района, которая создается еще до начала картирования.

Организационно-хозяйственные мероприятия подготовительного периода заключаются в подборе работников, закупке снаряжения, оборудования, продовольствия; проверке и наладке приборов, транспортировке к месту работы, организации базы работ.

Полевые работы начинают с рекогносцировки. При рекогносцировочных работах необходимо создать условия для обзорного знакомства с местностью. Для этой цели наиболее удобны аэровизуальные наблюдения, позволяющие быстро получить представление о поверхности, обнаженности, геологических и поисковых объектах. Аэровизуальные наблюдения могут сопровождаться посадками на землю для осмотра интересующих геолога объектов. Такие работы называются аэродесантными.

Непосредственное знакомство с веществом картируемой территории начинается с детального изучения разреза пород, слагающих картируемую площадь. Изучение разреза занимает 15-25% времени от общей продолжительности полевого периода. Разрезы изучают для выяснения стратиграфической последовательности отложений, их толщины; изучения палеонтологически обоснованного возраста отложений, изучения вещественного состава отложений, выделения перерывов в осадконакоплении, угловых несогласий, уяснения положения в разрезе интрузивных образований, полезных ископаемых; выделения свит и опорных горизонтов. В результате составляется предварительная стратиграфическая колонка района. Опорным горизонтом может быть пласт, хорошо отличающийся от вмещающих пород каким-либо при-

знаком - цветом, составом, текстурой или другими признаками и распространенный (прослеживающийся) по всей или большей части района съемки. Желательно, чтобы опорный горизонт был фотогеничным.

Затем проводится геологическое картирование по площади. Картирование проводится методом наращивания площади или методом сгущения. Это зависит от конкретных условий. Опорные горизонты наносят на полевою, а затем на окончательную геологическую карту. Планирование маршрутов геологической съемки ведется, в основном, методом пересечений; для особо важных границ применяется прослеживание по простиранию.

Стратиграфическое расчленение толщ производится как можно более детально. Отдельные слои показывают, если на карте или разрезе ширина их выхода занимает полосу шириной не менее 1 мм. В противном случае, их объединяют с другими подразделениями, или показывают вне масштаба. Опорные горизонты показывают вне масштаба.

В районах со слабым развитием четвертичных отложений (наносов) их изображают на карте в долинах рек, имеющих ширину более (2 мм на карте), в конусах выносов, занимающих площадь более $0,5 \text{ см}^2$.

Стратиграфическое расчленение осадочных пород палеонтологически обосновывается. При отсутствии руководящей фауны стратиграфическое положение свит определяется местом ее в разрезе и сопоставлением с палеонтологически охарактеризованными свитами в смежных районах. В маршрутах геологические наблюдения производятся непрерывно. Густота сети маршрутов зависит от разных причин и для ориентировочных расчетов приведена в табл. п.13.1. Положение геологических границ должно быть определено с точностью, не меньше, чем 4 мм в масштабы карты. То есть, границы считаются обоснованными, если они наблюдаются непосредственно в обнажениях, отмеченных на карте, или находятся между двумя точками наблюдения, удаленными друг от друга на результирующей карте не более чем на 4 мм, или уверенно отдешифрирована на аэрофотоснимках. При этом необходимо, чтобы границы были бы обоснованы и по простиранию маршрутами, отстоящими друг от друга не более чем на 1,5-2,5 см в масштабе карты при выдержанном направлении границ или на 0,5-1 см в масштабе карты при неправильной форме границ. При хорошей дешифрируемости допускается разрядка маршрутов не более чем до 5 см в масштабе карты при простом геологическом строении и до 2,5-3,5 см при геологическом строении средней сложности. Геологические маршруты планируются в зависимости от геологической ситуации. Применение геометрически правильной и равномерной сети в общем случае методически неверно. Маршруты должны сгущаться на опорных участках, участках особо сложного строения и перспективных в отношении полезных ископаемых. Опорные участки размещают так, чтобы охарактеризовать все разнообразие геологических обстановок картируемой территории с учетом ландшафтной зональности. Все маршруты выполняются с использованием материалов аэрофотосъемки, на которые заранее наносятся все необходимые ориентиры) и предварительные геологические данные.

Различные геологические образования изучаются в процессе геологи-

ческой съемки независимо от их размеров, но на геологической карте показываются лишь те из них, которые имеют размеры в поперечнике не менее 2 мм в масштабе карты, если они изометрические; и шириной, меньшей, 1 мм, если они линейно вытянутые. Большое число мелких контуров, расположенных поблизости друг от друга, изображается на карте обобщенным контуром. Если малые геологические образования существенны для геологической характеристики района, их показывают вне масштаба в увеличенном виде (до 2 мм в масштабе карты).

Полевые карты составляются непосредственно в маршруте с непрерывным наращиванием заснятой площади. По возвращении из маршрута все заснятые в течение дня объекты обводятся. В *полевые дневники* в маршруте наносятся все полевые наблюдения, измерения, описания разрезов, зарисовки и сводки наблюдений. *Описание обнажений* производится непосредственно на месте наблюдения. *Описание разрезов* может проводиться как сверху вниз, так и снизу вверх, но с обязательным указанием порядка описания. В конце дня в дневнике должна быть сделана сводка всех наблюдений за день с изложением главных выводов. Наблюдения всегда должны четко отличаться в записях от выводов и предположений.

Ежедневную *камеральную* обработку материалов проводят для систематизации и предварительного обобщения наблюдений. Ее делают ежедневно в вечерние часы, в ненастные дни и по мере необходимости. Отношение числа полевых и камеральных дней 3-5:1 в простых районах и 2:1 - в сложных районах.

5. Ликвидационные работы заключаются в консервации или ликвидации горных выработок, упаковке собранного каменного материала, ликвидации базы работ, возвращении состава экспедиции на постоянное место работ.

6. По итогам полевых работ составляется полевая геологическая карта и отчет о полевых работах и затем - приемка полевых материалов специальной комиссией - Научно Техническим Советом.

7. Если работа рассчитана на несколько полевых сезонов - проводится камеральная обработка собранного материала и составление промежуточного отчета о проделанной работе. При этом изучаются шлифы и шлихи, данные химических и других видов исследований.

8. Если планируется всего один полевой сезон, то после камеральной обработки материалов составляется окончательный отчет и оригинал-макет (рукописный авторский вариант) карты. Обычно, в процессе работы составляется целая серия карт. Это рабочая карта (карты) фактического материала, на которой наносят те исходные данные, по которым построена окончательная карта. Набор окончательных карт включает карту четвертичных отложений, карту дочетвертичных отложений, карту полезных ископаемых, карту прогноза полезных ископаемых, структурные карты по наиболее интересным горизонтам, геоморфологическую, тектоническую, гидрогеологическую и другие, предусмотренные проектом работ карты.

Окончательная камеральная обработка материалов заключается в изу-

чении всего собранного коллекционного материала, выполнении анализов и изучении их результатов, коррекции и дополнении новыми данными полевых дневников, уточнении и редакции полевой карты, составлении сводной геологической колонки, геологических разрезов, отчета, который утверждается и передается в фонды.

2. ИТОГОВЫЕ ДОКУМЕНТЫ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ СЪЕМКИ

В процессе геологической съемки создаются следующие документы:

- *Геологическая карта*, исправленная и уточненная на основе дополнительных камеральных работ. На геологическую карту с полевой не переносятся пометки рабочего характера - точки наблюдения, вспомогательные геологические подразделения. Карта должна быть увязана со всеми соседними картами. На геологической карте показываются геологические границы, тектонические нарушения, элементы залегания пород в количестве, достаточном для понимания геологической структуры, линии геологических разрезов, разведочные и опорные скважины, стратоизогипсы опорных горизонтов, некоторые другие данные, предусмотренные инструкцией.

За рамкой карты вычерчиваются справа - условные знаки с индексами и кратким пояснительным текстом. Генезис и главные типы пород показываются в индексе одной-двумя строчными буквами слева от индекса системы (м - морские, l - лагунные, с - континентальные, мс - смешанные морские и континентальные, r - рифовые, f - флишевые, t - туфогенные, h-угленосные).

Слева от карты масштабов 1:200 000 и крупнее помещается стратиграфическая колонка. Если разрез сильно изменчив, составляют две или более колонок. Интрузивные породы в колонке показывать можно, но не обязательно. Геологические разрезы проводятся через всю площадь листа вкрест простирания пород и должны захватывать наиболее типичные и тектонически сложные места геологической карты, допускается составление разрезов по ломаным линиям, но с наименьшим количеством точек излома. В случае малой толщины допускается объединение на разрезе двух или более стратиграфических подразделений с обязательным включением в легенду дополнительных обозначений.

Разрезы вычерчиваются под нижней (южной) рамкой карты. На каждом разрезе показываются линия уровня моря, на обоих концах разреза - шкалы вертикального масштаба. На концах разреза и в точках их излома ставятся буквенные обозначения - большие буквы русского алфавита. Географические ориентиры, через которые проходит линия разреза, указывается сносками и сопровождается надписями названий ориентиров.

Геологический отчет - это сводка и обобщение всех полевых и камеральных наблюдений. Отчет состоит из следующих глав:

1. *Введение*, в котором указывается географическое и административное положение района, обоснование постановки геологических работ, геологическое задание, структура партии, объем работ, площадь съемки, номенклатура листов, характеристика использованной топоосновы и фотоматериалов, фотогеничность различных частей района, участие различных авто-

ров в полевой работе и обработке материала.

2. Географическое описание района характеризует рельеф, степень его пересеченности, абсолютные и относительные отметки долин и водоразделов, особенности речной сети, обнаженность, климат, растительность, население, экономические особенности, состояние горной промышленности, пути сообщения. Глава иллюстрируется гипсометрической схемой, фотографиями, аэрофотоснимками типичных форм рельефа.

3. Геологическая изученность района включает хронологический обзор результатов всех видов работ, проводившихся в районе, и отмечается все принципиально новое, что вносилось каждой работой. Иллюстрируется картой геологической изученности.

4. Стратиграфия - представляет собой систематизированное описание всех развитых в районе стратифицированных образований, начиная с древнейших и кончая четвертичными. Описывается литология, список главной флоры и фауны с указанием мест их нахождения и фамилиями лиц, их определивших, обоснование толщины, возраста, фациальных различий, перерывов и угловых несогласий. В главе приводится описание разрезов, послуживших основанием для главных выводов.

5. Петрология посвящена характеристике магматических и метаморфических пород. Указываются возраст, форма залегания, контакты, краевые и жильные фации, взаимоотношения с вмещающими породами, связь вулканических явлений с тектоническими процессами. Группы и разновидности пород описываются в генетическом и возрастном порядке: состав, структура, текстура, минералогическая характеристика, возрастные взаимоотношения пород, характеристика процессов гидротермального и контактового метаморфизма. Для осадочных пород приводится сводка результатов микроскопических исследований, механических, минералогических, химических анализов.

6. Тектоника. Рассматривается общее строение района с выделением тектонических зон и описанием форм тектонических нарушений - складок, разрывов, кливажа и др.; последовательность тектонических процессов и их характер, направления перемещения масс, связь с вулканизмом. Глава сопровождается разрезами, зарисовками, схемами.

7. Геоморфология. Приводится систематическое описание всех типов и характерных форм рельефа, указание их распространения, характер экзогенных процессов состава пород и тектоники района. Обосновывается генезис рельефа, указывается и обосновывается его возраст, последовательность и основные этапы формирования. Если современные физико-географические процессы создают резкие особенности ландшафта, они также указываются. Это могут быть деятельность моря, оползание, заболачивание. Приводятся данные о новейших тектонических движениях, их пространственной связи с древними тектоническими структурами. Глава иллюстрируется профилями, зарисовками, фотографиями, геоморфологической картой.

8. Полезные ископаемые. Основу главы составляет описание закономерностей распределения полезных ископаемых на территории по груп-

пам. Характеризуются все ранее известные и вновь обнаруженные полезные ископаемые. Описывается связь полезных ископаемых с определенными литологическими комплексами, стратиграфическими подразделениями и структурными формами, магматическими и контактово-метаморфическими процессами; россыпей - рельефом и рыхлыми отложениями; выделяются ореолы рассеяния минералов, минеральные ассоциации.

Дается оценка общих перспектив района и определяется направление дальнейших поисковых и разведочных работ; указываются наиболее благоприятные площади для последующих более детальных работ. Глава иллюстрируется зарисовками.

9. Подземные воды. В главе характеризуется водоносность различных комплексов пород, указываются типичные водопункты с их характеристиками (химизм, дебит, изменение режима); описываются минеральные и термальные источники.

10. Заключение. Освещается общий итог работы, ее значение в отношении полезных ископаемых, намечаются очередные задачи геологического изучения района.

Обязательные *графические приложения* к отчету:

1. Геологическая карта с геологическими разрезами.
 2. Сводная стратиграфическая колонка или колонки.
 3. Карта полезных ископаемых и шлихового опробования.
 4. Геоморфологическая карта.
 5. Карта фактического материала.
 6. Карта водопунктов (в безводных районах).
 7. Карта изученности территории предшествующими работами (в тексте отчета).
 8. Альбом отдешифрованных аэрофотоснимков,
 9. Карта (или графики) результатов геофизических исследований.
- Если это предусмотрено геологическим заданием - составляются дополнительные карты.

После завершения всех работ по площади картирования составляется *объяснительная записка к геологической карте*, структура которой отличается от структуры отчета. Она содержит:

1. Введение, где указывается республика, край, область, географические координаты, географическая характеристика, сведения о геологической изученности с перечнем и оценкой качества главнейших использованных материалов; указания о проведении специальных работ.
2. Стратиграфия содержит сначала краткую характеристику сводного разреза всего района, затем - подробное фациально-литологическое и палеонтологическое описание каждой выделенной стратиграфической единицы от более древних к молодым. Указывается их толщина, соотношения с подстилающими и перекрывающими отложениями, фациальные изменения по простиранию.
3. Интрузивные образования. Описываются петрография и возраст интрузивных пород. Указываются формы тел, их контакты, процессы метамор-

физма, последовательность эффузивных и интрузивных процессов; роль вулканизма, метаморфизма, других геологических процессов в образовании рудных месторождений.

4. Тектоника. Характеризуются основные черты строения территории, области поднятий и опусканий, главнейшие структурные формы, их морфология, возраст, направления перемещений, возраст складчатости, характер колебательных движений.

5. Геоморфология. Содержит описание истории последних (рельефообразующих) геологических периодов, закономерности размещения полезных ископаемых, связанных с рыхлыми отложениями.

6. История геологического развития района содержит последовательное описание условий осадконакопления, эпох складчатости с указанием ориентировки главных осей напряжений, эпох магматизма.

7. Полезные ископаемые - раздел представляет собой объяснительную записку к карте полезных ископаемых, в которую входят: общий обзор всех видов полезных ископаемых, геологическая характеристика главнейших месторождений, типичных для данной территории; перспективы и рекомендации по направлению дальнейших поисково-разведочных работ, характеристика водоносности.

В процессе геолого-съёмочных работ информация с местности, из природы переносится, "снимается" на бумагу, в результате чего получается геологическая карта. В дальнейшем по этим картам с привлечением новых материалов могут быть построены новые, производные карты – тектонические, геоморфологические, перспектив полезных ископаемых и другие. Такая работа называется картированием. Картирование включает в себя съёмку, как составную часть.

В настоящее время бумажные карты постепенно вытесняются географическими информационными системами (ГИС), которые представляют собой автоматизированную систему, включающую графические и тематические базы данных, соединенных с модельными и расчетными функциями для манипулирования с ними и преобразования в пространственную картографическую информацию [Коновалова, Капралов, 1997].

Приложение 14

УСЛОВНЫЕ ЗНАКИ, РЕКОМЕНДУЕМЫЕ ДЛЯ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ КАРТ И РАЗРЕЗОВ

ОБОЗНАЧЕНИЯ СТРАТИФИЦИРОВАННЫХ ОБРАЗОВАНИЙ

Стратиграфическая принадлежность на геологических картах изображается одновременно цветом, индексом и (или) крапом (штриховой закраской).

Раскраска единиц стратифицированных образований. Для обозначения систем используются цвета единой международной стратиграфической шкалы. Для обозначения отделов и более дробных единиц – оттенки цвета системы – чем моложе образование, тем светлее оттенок. Подразделения местной стратиграфической шкалы – серии, свиты и т.д. изображаются цветом и оттенком того подразделения международной шкалы, с которой он сопоставляется по возрасту. Если единица местной шкалы принадлежит к двум смежным системам, раскраска выбирается произвольно из цветов одной или другой систем.

Индексы единиц стратифицированных образований. Индексы проставляются в соответствии с единой стратиграфической шкалой и читаются от самых дробных подразделений к крупным. Индекс *подъяруса* образуется прибавлением к индексу яруса справа внизу цифр 1, 2, 3 для соответствующих подъярусов. Например, K₁a₃ верхнеальбский подъярус нижнего мела. Индекс зоны состоит из двух строчных латинских букв (начальной и ближайшей к ней согласной) наименования зоны надписывается прямым шрифтом через точку справа от индекса яруса, или подъяруса. Например, K₁a₃.hs зона *Hysterocharac orbigny* верхнего альба. Индексы региональных и местных стратиграфических подразделений образуются прибавлением справа к возрастному индексу двух строчных латинских букв – первой и ближайшей к ней согласной из названия этого подъяруса и пишутся *курсивом*. Например, C_{1v} kz – кызыльская свита визейского яруса нижнего отдела каменноугольной системы. Если два или более стратиграфических названия в одной системе имеют одинаковые первые и ближайшие к ним согласные, в индекс включаются три буквы.

Дополнительные единицы обозначаются прибавлением цифр 1, 2, 3 и т.д. справа внизу от индекса основного подразделения. Пачки, выделяемые в составе свит или подсвит, обозначаются арабскими цифрами, которые помещаются справа сверху от индекса свиты, или подсвиты. Если пачки или подсвиты имеют имена собственные,

они обозначаются не цифрами, а первой буквой русского алфавита, или первой и ближайшей согласной которые помещают внизу (подсвиты) или вверху – пачки от основного индекса. Например, $C_{1v} kz_2^3$ третья пачка средней подсвиты кызыльской свиты визейского яруса нижнего отдела каменноугольной системы.

Если стратиграфическое подразделение включает две или более стратиграфические единицы, то индекс включает знаки обоих или крайних подразделений. Первым помещается индекс более древнего подразделения. Индексы разделяются знаком «+», если подразделения входят в состав толщи полностью, и «-», если смежные подразделения входят в состав выделенной толщи частично и нужно подчеркнуть непрерывный характер перехода. Если в состав подразделения входят более двух стратиграфических единиц, промежуточные индексы опускаются, например $K_1 b-g, K_{al+s}$. Если возраст стратиграфических подразделений может быть установлен только предположительно, индекс сопровождается знаком «?». Если возраст толщи не может быть определен точно, возрастной интервал разделяется знаком «:».

Состав эффузивов отражается в индексе греческой малой буквой, помещаемой перед символом системы. Индексы составов эффузивов приведены в таблице п 14.1. Измененность эффузивов обозначается добавлением значка ' («прим») справа вверху от знака состава эффузива. Например, $\alpha'N_1$ андезитовый порфирит миоцена, но αN_1 будет уже андезит миоцена.

Таблица п-14-1.

Состав	Название	Индекс	Состав	Название	Индекс
Кислые	риолиты	λ	основные	базальты	β
	андезиты	α		фонолиты	ϕ
Средние	дациты	ζ	ультра-основные	кимберлиты, пикриты	i
	трахиты	τ			

ОБОЗНАЧЕНИЯ ИНТРУЗИВНЫХ ПОРОД

Интрузивные породы также обозначаются цветом или (или) крапом индексом. Цветом обозначается состав пород, а оттенком цвета – возраст. Чем моложе возраст, тем ярче оттенки цвета (табл. п-14-2).

Таблица п-14-2

Условные обозначения состава интрузивных пород

Состав	Цвет	Индекс	Состав	Цвет	Индекс
Кислый	Красный	γ	Основной	Зеленый	ν
Средний	Малиновый	δ	Ультра-основной	Фиолетовый	σ
Щелочной	Оранжевый	ϵ			



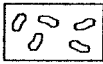


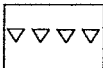














ПРИЛОЖЕНИЕ

Состав пород обозначается малой буквой греческого алфавита, помещаемой перед индексом возраста интрузивного тела, например, γC – граниты каменноугольного возраста.

РЕКОМЕНДУЕМЫЕ УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ ЛИТОЛОГИЧЕСКОГО СОСТАВА

ОСАДОЧНЫЕ ГОРНЫЕ ПОРОДЫ

Обломочные и глинистые

	Рыхлые		Сцементированные	
	Глыбы			Глыбовые брекчии
	Валуны			Валунный конгломерат
	Неокатанные валуны			Валунная брекчия
	Галька			Галечниковый конгломерат
	Щебень			Дресвянная брекчия
	Гравий			Гравийный конгломерат
	Дресва			Дресвянная брекчия
	Песок			Песчаники
	Алеврит			Алевролит
	Глины			Аргиллиты

Карбонатные



Карбонатные породы вообще, известняки



Доломиты



Рифы



Мел

Сульфатно-галогенные



Гипс



Каменная соль



Ангидрит

Кремнистые

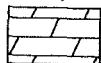


Трепелы, диатомиты



Опоки, спонголиты

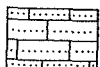
Примеры обозначений особенностей пород и их смешанных разностей



Мергель



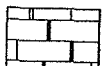
Оолитовый известняк



Песчанистый известняк



Органогенный известняк



Доломитизированный известняк



Глинистый песчаник

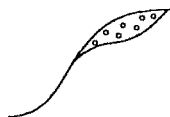


Переслаивание песчаников и глин

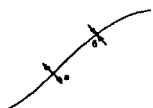


Переслаивание песчаников и алевролитов -

Обозначения немасштабных маркирующих горизонтов



Терригенные породы изображаются коричневым цветом, карбонатные - голубым, кремнистые - оранжевым, каустобиолиты - черным. Если немасштабный горизонт имеет иной литологический состав, он показывается знаком произвольного цвета



Пример немасштабного знака переходящего по простиранию в масштабный

Оси складок: антиклинальных - а, синклинальных - б

МАГМАТИЧЕСКИЕ ГОРНЫЕ ПОРОДЫ



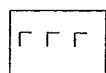
Граниты



Диориты



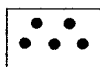
Сиениты



Габброиды



Дуниты

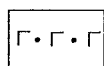


Кимберлиты

Порфировые разности изображаются комбинацией знаков видов пород с точками. Примеры



Гранит-порфир



Габбро-порфирит

МЕТАМОРФИЧЕСКИЕ ГОРНЫЕ ПОРОДЫ



Кварциты



Метаморфические сланцы



Кристаллические сланцы



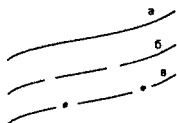
Гнейсы

ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ГРАНИЦЫ



Границы разновозрастных геологических тел
а – достоверные, б – предполагаемые
в - фациальные границы

РАЗРЫВНЫЕ НАРУШЕНИЯ

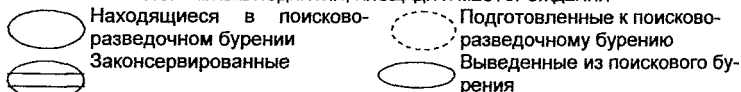


Достоверные - а, предполагаемые – б, скрытые под вышележащими отложениями - в





















а ↑ б ↑ Буровые скважины на разрезах: а – лежащие в плоскости разреза, б – спроектированные на разрез

ПРИЛОЖЕНИЕ

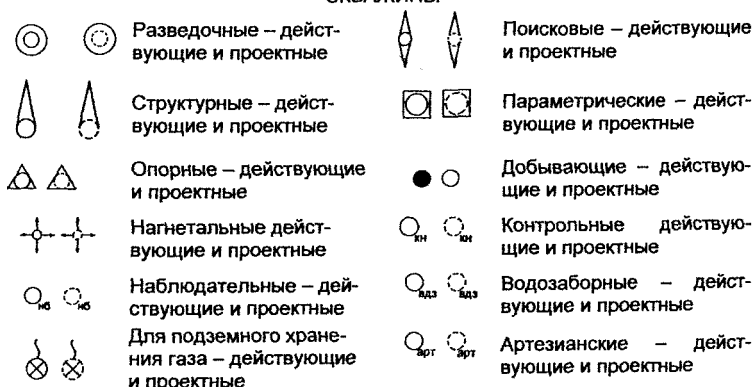
Условные обозначения для карт и разрезов нефтегазового содержания
 Локальные поднятия, площади и месторождения



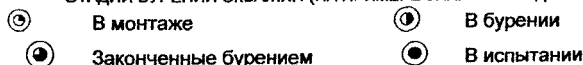
МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Нефтяные	Газовые	Газоконденсатные	Газонефтяные (нефтегазовые)	Нефтегазоконденсатные	Состояние
					Разведываемые
					Подготовленные для промышленного освоения
					Разрабатываемые
					Законсервированные

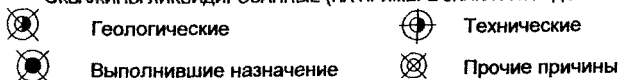
СКВАЖИНЫ



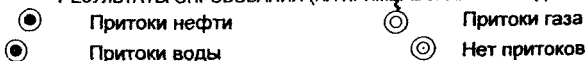
СТАДИИ БУРЕНИЯ СКВАЖИН (НА ПРИМЕРЕ ЗНАКА РАЗВЕДОЧНЫХ СКВАЖИН)



СКВАЖИНЫ ЛИКВИДИРОВАННЫЕ (НА ПРИМЕРЕ ЗНАКА РАЗВЕДОЧНЫХ СКВАЖИН)



РЕЗУЛЬТАТЫ ОПРОБОВАНИЯ (НА ПРИМЕРЕ ЗНАКА РАЗВЕДОЧНЫХ СКВАЖИН)



ИЗОБРАЖЕНИЕ СТРУКТУРНЫХ ФОРМ НА КАРТАХ И РАЗРЕЗАХ

ИЗОБРАЖЕНИЕ ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СТРУКТУРЫ.

При горизонтальном залегании абсолютные отметки геологических границ приблизительно одинаковы и поэтому *на геологической карте* они изображаются линиями, параллельными горизонталям рельефа, а *на разрезе* – горизонтальными линиями. При горизонтальном залегании каждый нижележащий слой древнее вышележащего. При расчлененном рельефе в понижениях обнажаются более древние слои (рис. п.15.1а), а при плоском – на поверхность выходит один слой (рис. п.15.1б). Структурную карту горизонтально залегающих слоев построить невозможно.

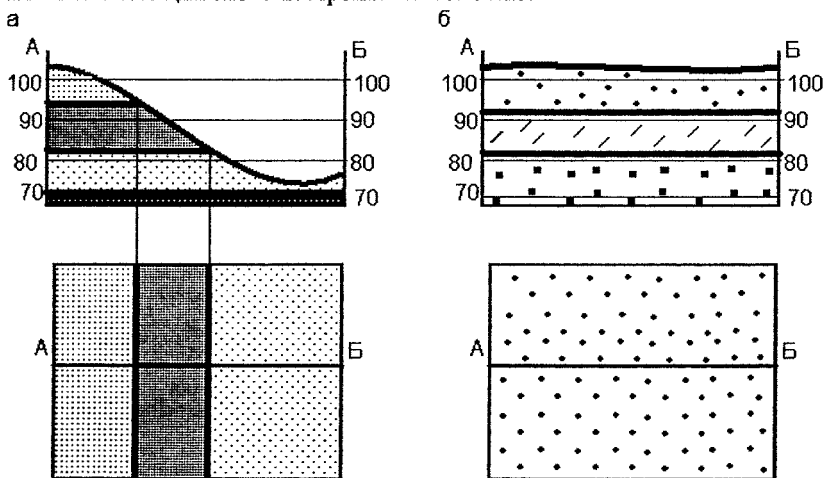


Рис. п.15.1. Изображение горизонтального залегания при расчлененном (а) и плоском (б) рельефе. Разной штриховкой показаны различные слои. Тонкие линии – линии проецирования.

ИЗОБРАЖЕНИЕ МОНОКЛИНАЛИ

При моноклиналином залегании все слои под одним и тем же углом наклонены в одну сторону. При изображении моноклинали удобно сначала построить её *геологический разрез*, на котором выделить опорную (структурную) поверхность, по которой впоследствии будет построена структурная карта.

Построить рамку будущей *структурной карты*, на которой провести линию разреза. Спроецировать точки пересечения опорной поверхностью на линию разреза и провести через эти точки серию прямых параллельных линий. Они будут располагаться на равном расстоянии друг от друга. Так как

наиболее предпочтительно проводить геологический разрез вкрест простирания (перпендикулярно простиранию) слоев, так же следует проводить и стратоизогипсы – перпендикулярно линии разреза. Они будут представлять собой серию параллельных. Подписать их значения в разрывах соответствующих стратоизогипс так, чтобы основание цифр смотрели вниз структуры.

Затем построить рамку будущей *геологической карты*, на которой провести линию геологического разреза. После этого спроецировать пересечения геологических границ с дневной поверхностью на линию разреза и провести эти границы так же, как и на геологической карте перпендикулярно линии разреза (рис. п.15.2).

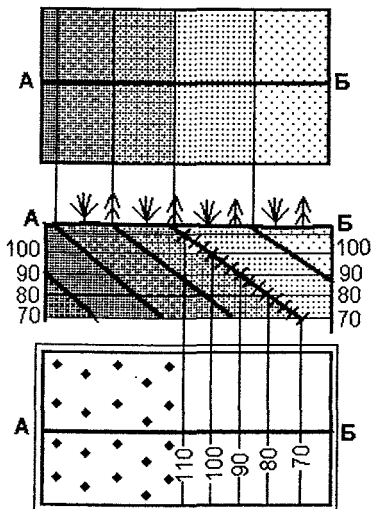
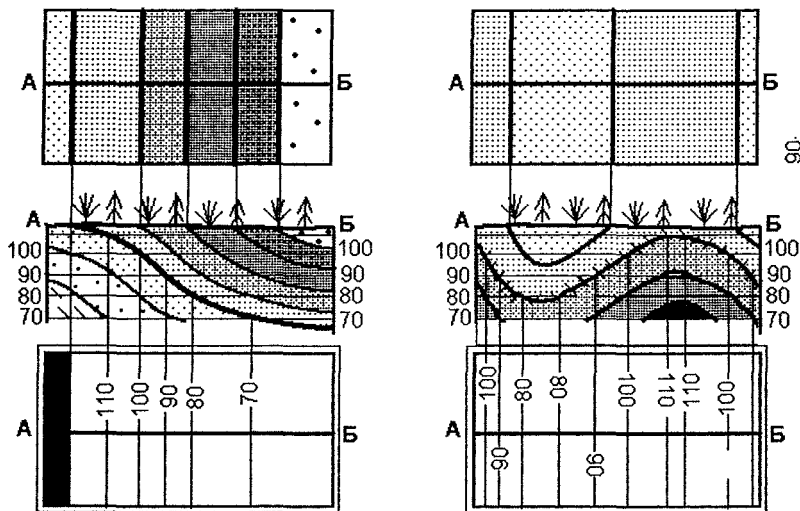


Рис. п.15.2. Геологический разрез (в центре), геологическая (вверху) и структурная (внизу) карты моноκлиального залегания. Разным крапом показаны разные слои. Линия со штриховкой – маркирующий слой. Квадратиками на структурной карте выделена зона отсутствия маркирующего слоя.

ИЗОБРАЖЕНИЕ ФЛЕКСУР

Флексуры – незамкнутые структурные формы, в виде коленообразно изогнутой моноκлинали. Флексуры бывают согласные, на которых все её части падают в одну сторону, и несогласные, на которой верхнее и нижнее крылья падают в одну, а смыкающее крыло – в другую сторону. Построения при их изображении те же, что и при изображении моноκлинали. В результате для прямой флексуры на карте серии прямых параллельных линий, но расстояния между ними различны. Чем ближе рассматриваемая часть флексуры, тем реже расположены геологические границы. У несогласной флексуры полосы горных пород на геологической, и стратоизогипсы на структурной картах повторяются (рис. п.15.3).

Кроме приведенных на рисунках флексур выделяют еще горизонтальные, вертикальные флексуры, и структурные террасы (табл. 15.1).



а б

Рис. п.15 3. Согласно (а) и несогласная (б) флексуры. В центре – геологический разрез, сверху – геологическая, а снизу – структурная карты. Остальные обозначения те же, что и на предыдущем рисунке.

Таблица п.15.1

Классификация флексур по соотношениям крыльев

Название флексуры	Характеристика флексуры	Профиль
Согласная	Крылья падают в одну сторону.	
Несогласная	Крылья падают в разные стороны	
Структурная терраса	Смыкающее крыло горизонтально	
Горизонтальная	Верхнее и нижнее крылья горизонтальны	
Вертикальная	Смыкающее крыло вертикально	

ИЗОБРАЖЕНИЕ СТРУКТУРНОГО НОСА

Структурный нос – полузамкнутая структурная форма, по форме напоминающая половинку антиклинали. Начинать её построение удобно со структурной карты. Так как один разрез не может полно охарактеризовать эту структуру, необходимо построить два взаимно перпендикулярных разреза (АБ и ВГ). При построении необходимо:

– Изобразить структурную карту структурного носа. Построить на ней две линии разреза и спроецировать на геологические разрезы точки пересечения разрезов со стратоизогипсами.

– Через полученные точки провести профиль опорной (структурной) поверхности. На одном разрезе получится выпуклая линия, а на другом – линия, сходная с профилем согласной флексуры.

– Надстроить геологический разрез параллельными опорной поверхности линиями, нарисовав разрез до дневной поверхности.

– Построить рамку геологической карты, изобразить на ней линии разрезов и спроецировать на них точки пересечения геологических границ с дневной поверхностью.

– Провести геологические границы через полученные точки, сообразуясь с рисовкой структурной карты.

Пример такого построения приведен на рис. п.15.4.

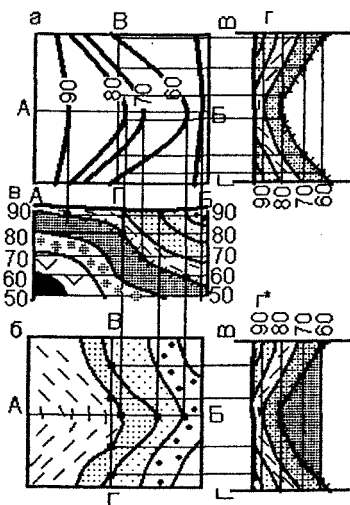


Рис.п.15.4. Структурный нос а – структурная карта, б - геологическая карта, в – разрез по линии АБ, г и г* - разрез по линии ВГ (для наглядности построений они продублированы).

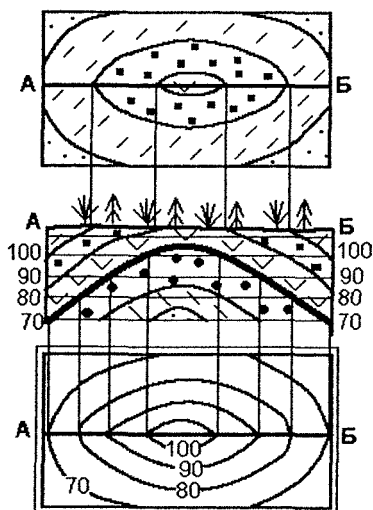
ИЗОБРАЖЕНИЕ СКЛАДОК

Складки – замкнутые структурные формы, представляющие собой волнообразный изгиб в земной коре. Они имеют самый различный облик –

прямые, наклонные и опрокинутые; изометричные, овальные (брахиморфные) и вытянутые (линейные); вогнутые (синклинали) и выпуклые (антиклинали). Антиклинальные складки настолько важны для нефтяников, что иногда именно их называют "структура", что неправильно. В качестве примера приведено построение геологической карты, разреза и структурной карты антиклинальной брахиморфной симметричной складки (рис. п.15.5).

Построение складки удобно начинать (после изображения рамок будущих карт и линий разрезов) с проведения на будущем разрезе выпуклой линии, обозначающей структурную (опорную) поверхность.

Затем спроецировать на линию разреза будущей структурной карты точки пересечения опорной поверхности с горизонталями рельефа и провести через указанные точки серию подобных овалов (так как в качестве примера мы взяли брахиморфную антиклиналь). Надписать значения стратоизогипс в их разрывах так, чтобы основание цифр смотрело вниз по рельефу.



Дополнить будущий разрез другими слоями до дневной поверхности и проецировать точки пересечения геологических границ на линию разреза будущей геологической карты. Провести через полученные точки серию подобных овалов, аналогично построениям на структурной карте. Промежутки, соответствующие различным слоям, раскрасить, или обозначить крапом (рис. п.15.5).

Рис. п.15.5. брахиморфная антиклинальная складка. Сверху - геологическая карта, в центре - геологический разрез, внизу - структурная карта.

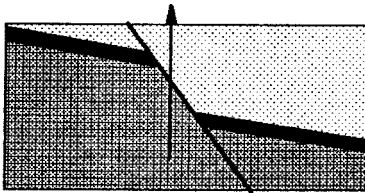
Точно так же можно построить изображения синклиналей, а также линейных и изометричных структур.

ИЗОБРАЖЕНИЕ РАЗРЫВОВ

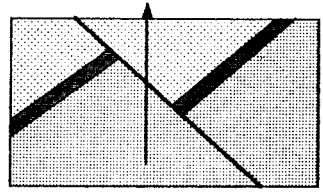
С геометрической точки зрения пересечение разрыва и слоя это пересечение плоскости и топографической поверхности - то есть задача из начертательной геометрии. Рассмотрим отдельные примеры.

1. Сброс - разрыв, у которого сместитель наклонен в сторону опущенного крыла (крылья отходят друг от друга). Так же, как у флексур сбросы бывают согласные (рис. п.15.6.а) и несогласные (рис. п.15.6.б).

Согласный сброс (в разрезе) пересекает
моноклинально залегающий пласт



Несо согласный сброс (в разрезе) пересекает
моноклинально залегающий пласт



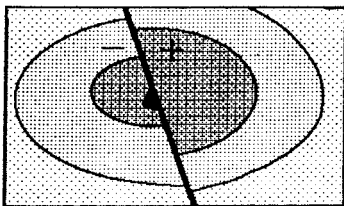
а

б

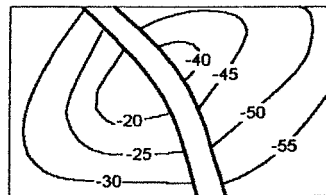
Рис. п.15.6. Изображение сброса в разрезе. При пересечении сброса скважиной отдельные слои выпадают из её разреза.

В плане на геологических картах сбросы пересекают структуры и в поднятых блоках на антиклиналях более широко представлены древние породы (п.15.7.а), а на синклиналиях – наоборот. Треугольный штрих на линии разлома указывает направление его наклона. На структурной карте на месте разорванного пласта образуется зияние, а пересечение пласта и разлома представляет собой две дуги, расстояние между которыми равно зиянию (рис. п.15.7.б).

"Крутизна" дуг зависит от наклона разлома. Она тем больше, чем разлом положе (рис. п.15.8).



а



б

рис. п.15.7. Изображение сброса в плане на геологической (а) и на структурной (б) картах. Треугольный штрих на линии разлома на геологической карте указывает направление его наклона

2. Взброс – разрыв, у которого сместитель наклонен в сторону поднятого крыла (крылья «заходят» друг за друга). Взбросы бывают согласные и несогласные. При бурении, скважина, пересекая взброс пересечет пласт дважды.

В плане на геологических картах сбросы пересекают структуры и в поднятых блоках на антиклиналях более широко представлены древние породы, а на синклиналиях – наоборот. Треугольный штрих на линии разлома указывает направление его наклона. На структурной карте на месте разорванного пласта образуется перекрытие, а пересечение пласта и разлома

представляет собой две дуги, расстояние между которыми равно перекрытию (рис. п.15.9).

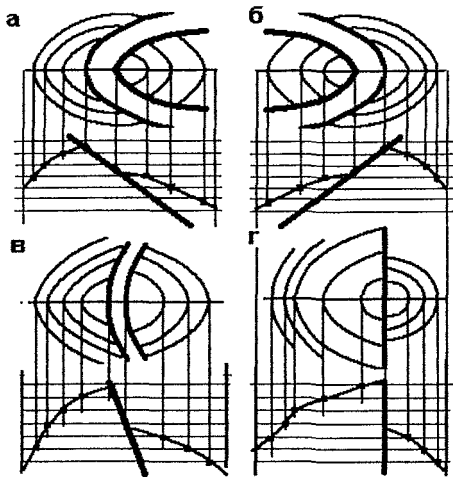
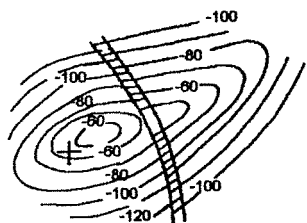


рис. п.15.8. Зависимость "крутизны" и ориентировки дуг – линий пересечения разлома и складки от наклона сместителя. а и б - пологие разломы, ориентированные в противоположных направлениях; в – крутой сместитель; г – вертикальный сместитель.



Геологическая карта фрагмента антиклинальной складки, осложненной взбросом



Структурная карта фрагмента антиклинальной складки, осложненной взбросом

рис. п.15.9. Изображение взброса на разрезе, геологической и структурной картах
Треугольный штрих на линии разлома на геологической карте показывает наклон сместителя

Приложение 16 РАДИОИЗОТОПНЫЙ МЕТОД ОПРЕДЕЛЕНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО ВОЗРАСТА

Радиоизотопный метод определения геологического возраста базируется на ядерном распаде элементов в минералах, в результате которого происходит накопление продуктов распада в течение геологического времени. Методы ядерной геохронологии, или радиологические методы измерения геологического времени, основываются на использовании основного закона радиоактивного распада, который имеет статистический характер. Согласно ему, количество распавшихся атомов за единицу времени пропорционально текущему числу атомов.

$$N_t = N_0 e^{-\lambda t}$$

где N_0 — текущее число атомов;

N_t — число атомов по истечении времени t

λ — постоянная радиоактивного распада;

e — основание натуральных логарифмов ($e = 2,71828182$).

Постоянная, или константа радиоактивного распада λ обозначает, какая часть атомов данного радиоактивного элемента распадается за единицу времени (год, сутки, часы, минуты, секунды) по отношению к общему первоначальному количеству, т. е. $\lambda = dN/N$.

Каждый радиоактивный атом распадается с определенной скоростью, которая характеризуется величиной *периода полураспада* τ . Период полураспада — это время, необходимое для распада ровно половины исходных (материнских) атомов в дочерние (табл. п.16.1). Он связан с постоянной радиоактивного распада соотношением $\tau = \ln 2/\lambda$.

С течением времени количество радиоактивных материнских атомов уменьшается и увеличивается количество дочерних.

Измерив их относительное количество, можно определить возраст минералов, из которых состоит горная порода.

Например, изотоп калия ^{40}K распадается с образованием аргона (^{40}Ar) с периодом полураспада 1,3 млрд. лет. Предполагается, что в момент образования минерала в кристаллической структуре содержится только калий, но не аргон, так как последний является инертным газом. Аргон, обнаруженный в структуре кристалла в данный момент времени, может быть только следствием радиоактивного распада калия. Измерив в минерале соотношение ^{40}K и ^{40}Ar , можно сопоставить его с кривой радиоактивного распада и тем самым установить приблизительный возраст породы. Например, если отношение ^{40}K к ^{40}Ar составляет 1 : 3, это означает, что возраст минерала — 2 периода полураспада изотопа калия, т.е. 2,6

Табл. п.16.1

Период полураспада некоторых радиоактивных элементов	
Атом	Период полураспада (лет)
$^{87}\text{Rb} \rightarrow ^{87}\text{Sr} + \beta$	$4,7 \times 10^{10}$
$^{238}\text{U} \rightarrow ^{207}\text{Pb} + 8\text{He}$	$4,5 \times 10^9$
$^{40}\text{K} \rightarrow ^{40}\text{Ca} + \beta$	$1,3 \times 10^9$
$^{235}\text{U} \rightarrow ^{207}\text{Pb} + 7\text{He}$	$0,7 \times 10^9$
$^{14}\text{C} \rightarrow ^{14}\text{N} + \beta$	5710

млрд. лет (см. рис. п-16-1).

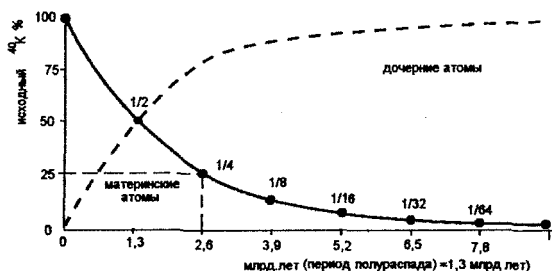


Рис. п.16.1. Определение возраста минерала с помощью периода полураспада

В зависимости от конечных продуктов распада основные методы ядерной геохронологии называются: свинцовый, гелиевый, аргоновый, стронциевый и т. п. При определении возраста древних геологических образований используются в основном три радиологических метода: свинцовый, аргоновый и стронциевый. Наиболее широко распространен аргоновый метод $^{232}\text{Th} \rightarrow ^{208}\text{Pb} + 6\text{He} + e \rightarrow ^{40}\text{Ar}$.

Радиоизотопный метод используется для определения возраста магматических и метаморфических пород, так как дает возраст образования минерала. Определение абсолютного возраста обломочных частиц осадочных пород не дает возможности установить время образования осадочной горной породы - слоя, а лишь обломков, из которых они состоят.

Несколько особняком стоит радиоуглеродный метод, основанный на измерении ^{14}C , поступающего в живые организмы из атмосферы, где этот изотоп образуется под действием космических излучений. Метод дает возможность определять возраст углеродсодержащих остатков до 60 000 лет. По прошествии десяти периодов полураспада (или 60 тыс. лет) количество материнских атомов становится слишком малым для определения возраста. Углеродный метод применяют в археологии и четвертичной геологии, где временные масштабы значительно меньше.

Возраст метеоритов (момент их затвердевания) по данным радиоактивных определений определяется как 4 500 - 4 650 млн. лет. Возраст Луны - 4 620 млн. лет. Возраст Земли, как самостоятельно эволюционирующей планеты - 4 600 млн. лет.

МЕЖДУНАРОДНАЯ ГЕОХРОНОЛОГИЧЕСКАЯ ШКАЛА

Зон Зона- тема	Эра Эратема	Период Система	Эпоха Отдел		Век				
					СССР	Ярус Западная Европа			
Фанерозойский РН	Кайнозойская KZ	Четвертичный Q	Плейстоцен	Звенья	Голоцен Q _{IV}	Современный Q _{IV}	Голоцен Q _{IV}		
					верхнее Q _{III}	Валдайский Q _{III}	Вюрм Q _{III}		
						Микулинский Q _{III} ¹	Рисс-Вюрм Q _{III} ¹		
						Днепровский Q _{III} ²	Рисс Q _{III} ²		
					среднее Q _{II}	Лихвинский Q _{II} ¹	Миндель-Рисс Q _{II} ¹		
						Окский Q _{II} ²	Миндель Q _{II} ²		
						Беловежский Q _{II} ³	Гюсс-Миндель Q _{II} ³		
					нижнее Q _I	Варяжский Q _I	Гюсс Q _I		
						0,75 млн.лет			
		Неогеновый N	23 млн.лет.	Плиоцен N ₂		Апшеронский N _{2ap}	Калабрийский N _{2k}		
						Акчагыльский N _{2ak}	Пьяченцкий N _{2p}		
						Киммерийский N _{2k}			
						Понтический N _{2p}	Занклийский N _{2z}		
						Мэотический N _{1m}	Мессинский N _{1m}		
						Сарматский N _{1sr}			
				Миоцен N ₁				Конкский N _{1kn}	Тортонский N _{1t}
								Караганский N _{1kr}	Серравалийский N _{1s}
								Чокракский N _{1tc}	Лангийский N _{1l}
								Тарханский N _{1t}	Бурдигальский N _{1b}
								Коцахурский N _{1kz}	
								Сакараульский N _{1s}	
								Кавказский N _{1k}	Аквитанский N _{1a}
Хаттский P _{3h}	Хаттский P _{3h}								
Олигоцен P ₃									
		Саннуазский P _{3s}	Саннуазский P _{3s}						
		Альминский P _{2a}	Людийский (Приабонский) P _{2ld}						
		Бодракский P _{2br}	Лютетский P _{2lt}						
Эоцен P ₂									

Мезозойская МЗ	65 млн.лет	Палеоцен P ₁	Симферопальский P ₂ s	Ипрский P ₂ i	
			Бахчисарайский P ₂ b		
	Меловой K	Верхний K ₂	Качинский P ₁ k	Танетский P ₁ t	
			Инкерманский P ₁ i	Монтский P ₁ m	
			Датский K ₂ d	Датский K ₂ d	
			Маастрихский K ₂ m	Маастрихский K ₂ m	
			Кампанский K ₂ cp	Кампанский K ₂ cp	
			Сантонский K ₂ s	Сантонский K ₂ s	
		Нижний K ₁	Коньякский K ₂ k	Коньякский K ₂ k	
			Туронский K ₂ t	Туронский K ₂ t	
			Сеноманский K ₂ c	Сеноманский K ₂ c	
			Альбский K ₁ al	Альбский K ₁ al	
			Аптский K ₁ a	Аптский K ₁ a	
			Барремский K ₁ br	Барремский K ₁ br	
	130 млн.лет	Верхний J ₃	Готеривский K ₁ h	Готеривский K ₁ h	
			Валанжинский K ₁ v	Валанжинский K ₁ v	
			Берриасский K ₁ b	Берриасский K ₁ b	
			Титонский J ₃ t, J ₃ v	Титонский J ₃ t	Белая юра - мальм J ₃
		Кимериджский J ₃ km	Кимериджский J ₃ km		
		Юрский J	Средний J ₂	Оксфордский J ₃ o	Оксфордский J ₃ o
Келловейский J ₃ k				Келловейский J ₃ k	
Батский J ₂ bt				Батский J ₂ bt	Бурая юра - доггер J ₂
Байосский J ₂ b			Байосский J ₂ b		
Нижний J ₁			Ааленский J ₂ a	Ааленский J ₂ a	
	Тоарский J ₁ t		Тоарский J ₁ t	Черная юра - лейас J ₁	
	Плинсбахский J ₁ p	Плинсбахский J ₁ p			
	Синемюрский J ₁ s	Синемюрский J ₁ s			
Геттангский J ₁ g	Геттангский J ₁ g				
204 млн.лет	Верхний T ₃	Норийский T ₃ n	Норийский T ₃ n	Кейпер T ₃	
		Карнийский T ₃ k	Карнийский T ₃ k		
	Средний T ₂	Ладинский T ₂ l	Ладинский T ₂ l	Раковинный известняк T ₂	
		Анизийский T ₂ a	Анизийский T ₂ a		
	245 млн.лет	Нижний T ₁	Оленекский T ₁ o	Оленекский T ₁ o	Пестрый

231	Палеозойская PZ	Пермский P	Верхний P ₂	Индский T ₁ i	Индский T ₁ i	песчаник T ₁		
				Татарский P ₂ t	Цехштейн (Тюрингия) P ₂			
				Казанский P ₂ kz				
			Уфимский P ₂ u					
			290 млн.лет	Нижний P ₁	Кунгурский P ₁ k	Красный лежень P ₁	Верхний красный лежень (Саксония) P ₁ sk	
					Артинский P ₁ ag			
		Сакмарский P ₁ s			Нижний красный лежень (Оттен) P ₁ o			
		Ассельский P ₁ a						
		Каменноугольный C	Верхний C ₃	Гжельский C ₃ g	Стефанский C ₃ s	Верхний (Силезский) C ₃ sl		
				Касимовский C ₃ k				
			Средний C ₂	Московский C ₂ m	Вестфальский C ₃ v			
				Башкирский C ₂ b				
			350 млн.лет	Нижний C ₁	Серпуховский C ₁ s		Визейский C ₁ v	Нижний (Динабургский) C ₁ d
					Турнейский C ₁ t			
		Девонский D	Верхний D ₃	Фаменский D ₃ fa	Фаменский D ₃ fa			
				Франский D ₃ f	Франский D ₃ f			
			Средний D ₂	Живетский D ₂ gv	Живетский D ₂ gv			
				Эйфельский D ₂ ef	Эйфельский D ₂ gv			
		410 млн.лет	Нижний D ₁	Зигенский D ₁ z	Зигенский D ₁ z			
				Жединский D ₁ g	Жединский D ₁ g			
Силурийский	Верхний S ₂	Пржидольский S ₂ p	Даунтонский S ₂ d					
		Лудловский S ₂ ld	Лудловский S ₂ ld					
	445 млн.лет	Нижний S ₁	Венлокский S ₁ v	Венлокский S ₁ v				
			Ландоверский S ₁ l	Ландоверский S ₁ l				
Ордовикский O	Верхний O ₃	Ашгиллский O ₃ as	Ашгиллский O ₃ as					
		Карадокский O ₃ k	Карадокский O ₃ k					
	Средний O ₂	Лландлейский O ₂ ld	Лландлейский O ₂ ld					
		Лландвирский O ₂ l	Лландвирский O ₂ l					
480 млн.лет	Нижний O ₁	Ареннигский O ₁ a	Ареннигский O ₁ a					
		Тремадокский O ₁ t	Тремадокский O ₁ t					
Кембрийский G	Верхний -G ₃	Акайский C ₃ ak	Верхний G ₃					

Криптозой KR	Протерозой	Верхний	560млн.лет		Сакский $G_3 s$	Средний G_2
					Люсокканский $G_3 ls$	
					Майский $G_2 m$	
				Амгинский $G_2 m$		
				Ленский $G_1 l$	Нижний G_1	
				Алданский $G_1 a$		
			Венд V			
	Рифей R	Верхний (каратавий) R_3				
		Средний (юридтиний) R_2				
		Нижний (бурзяний) R_1				
	Нижний	Верхний карелий				
		Нижний карелий				
Архей AR	Верхний (Лопий) AR_2					
	Нижний AR_1					
	Саамий					
Катархей						
Догеологический						

ОСНОВНЫЕ ВЕХИ ИСТОРИИ ЗЕМЛИ

Схематически история Земли выглядит следующим образом:

1. Догеологический этап 4,6—4 млрд. лет — лунная стадия.

Оценка возраста основана на анализе вещества метеоритов и лунного грунта. Древнейшие из Земных минералов имеют возраст около 4 млрд. лет. В момент образования Земли входящие в ее состав элементы были распространены в Земле более, или менее равномерно. Затем начинается гравитационная дифференциация: под действием силы тяжести тяжелые соединения (железо) опускаются к центру планеты, а легкие (кремний) всплывают к земной поверхности. На Земле нет ни водной, ни газовой оболочки, земная кора сложена продуктами первичной дифференциации мантии. Многочисленные метеориты падают на незащищенную атмосферой Землю, пробивают земную кору, формируя крупнейшие нуклеары (кольцевые структуры). Примерами могут служить Прикаспийская и Мексиканская впадины.

2. Криптозой (скрытая жизнь) 4 млрд.—0.6 млрд. лет.

2.1 Катархей (глубокий архей) 4 млрд.—2700 млн. лет — мрачной и безжизненной была земная поверхность. Не было ни свободного кислорода, ни жизни. Земная кора и атмосфера были еще очень тонкими. Для катархей характерен восстановительный состав атмосферы (пары воды ~ 75%, углекислоты ~ 15%, остальной объем составляли аммиак, метан, соединения серы). В это время происходит конденсация первичной гидросферы. 3,4 млрд. лет — возраст древнейших осадочных пород и возможно органического углерода.

2.2. Архей — древность 2700-1800 млн. лет. Формирование первичной атмосферы и гидросферы, образование первичных осадочных формаций. Формирование континентальной коры, площадь которой равновелика современной, мощностью — до 30 км. В метаморфических породах этого возраста присутствуют мраморы, песчаники, глинистые сланцы — это значит, что в это время были и море, и суша. Для этого времени характерны большая тектоническая активность, внедрение интрузий. Возрастом 2 млрд. — датируются первые находки бактерий. Сообщества микроорганизмов формируют в своем непосредственном окружении «кислородные оазисы». Большая часть железа к этому времени уже «провалилась» в ядро и растворенный в гидросфере запас закисного железа перестал пополняться. Имеющийся кислород постепенно перевел большую его часть в окисную форму, образовав джеспилиты и освобождающийся кислород постепенно начал насыщать атмосферу.

2.3. Протерозой — (заря первой жизни) 1800-570 млн. лет. Образование озонового щита, в результате чего ультрафиолетовое излучение резко ослабело и область, пригодная для развития жизни расширилась. Эра водорослей и бактерий. Анаэробная жизнь постепенно сменяется энерги-

чески более выгодной аэробной¹. Для этого времени характерно появление платформ и геосинклиналей, которые по некоторым реконструкциям образованы в результате появления трещин в тонкой земной коре и локализации тектонической активности по ним. В результате образуются Рифейские (Уральские) и др. горы. В протерозое существовало уже 10 платформ, называемых древними (Восточно-европейская, Восточно-Сибирская). Территории, перешедшие к платформенному этапу развития в более поздние эпохи, называются молодыми платформами.²

Распространение микробов, железобактерий и водорослей, в том числе и многоклеточных, приводит к формированию кислородной атмосферы. Анаэробная жизнь сменилась аэробной, значительно более активной. Развитие жизни пошло стремительными темпами. Органическая жизнь стала преобразовывать землю, ее атмосферу, литосферу и гидросферу (рис. п.18.1).

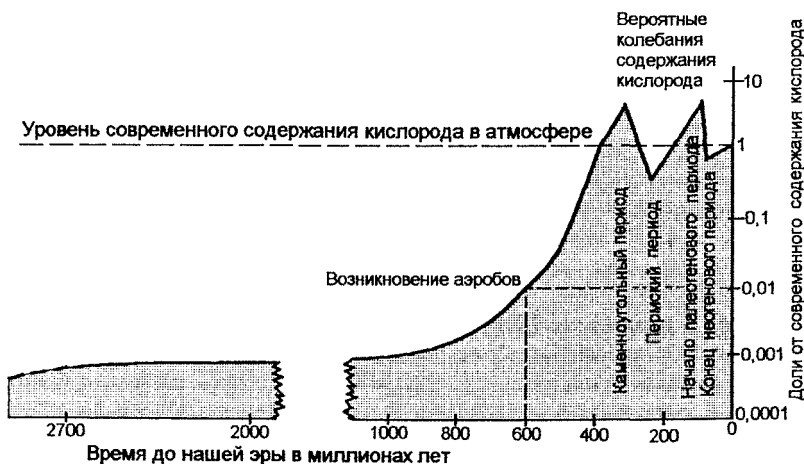


Рис. п.18.1. Изменение содержания кислорода в атмосфере за более, или менее известный период времени (шкалы логарифмические). По Реймерсу, 1990 г.

Для *венда* уже характерны черви, губки, археоцеты. Все, что происходило до фанерозоя, объединяется под общим названием «*докембрия*».

¹ В ходе кислородного дыхания из каждой молекулы глюкозы образуется 38 молекул АТФ (энергетических единиц клетки), тогда как при брожении - 2 молекулы.

² На самом деле геосинклинальные территории не сразу теряют тектоническую активность, в результате чего формируются комплексы, получившие название «переходных» (промежуточных)

3. Фанерозой – явная жизнь

3.1. Палеозой – 0,6 – 0,2 млрд. лет – древняя жизнь.

Кембрий – назван по Кембрийским горам в Англии. Для органического мира характерны трилобиты – предки членистоногих, древнейшие панцирные рыбы, моллюски – брахиоподы.

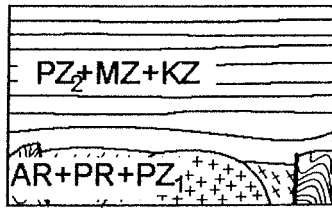
Ордовик назван по племени ордовиков в Англии. Самое главное событие в жизни Земли в этот период – выход растений на сушу.

Силур получил свое имя по древнему племени силуров. Характерен расцвет кораллов, ракообразных, хвощей и плаунов. Характерно интенсивное углеобразование.

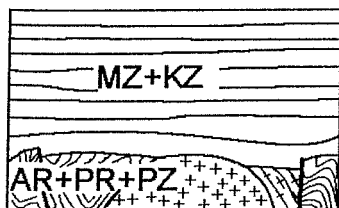
В это время, объединяемое термином «нижний палеозой» произошел очередной цикл тектонической активности и горообразования, названный **каледонским**. Возникают Британские острова, Скандинавские горы, Центральный Казахстан, Саяны. Территории, ставшие платформами на каледонском основании называются **эпикаледонскими** (рис.п.18.2).



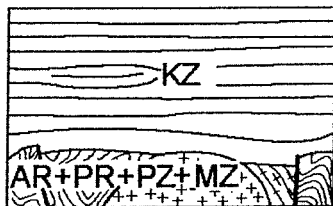
Древняя



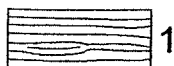
Эпикаледонская



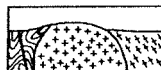
Эпигерцинская



Эпимезозойская



1



2

Рис. п.18.2. Разрезы платформ с различным возрастом консолидации. 1 – осадочный чехол, 2 – гранито-гнейсовый, или складчатый фундамент.

Девон назван по графству Девоншир в Англии. Для него характерны появление насекомых и земноводных, расцвет кораллов. В отложениях этого возраста встречаются многочисленные **нефтяные месторождения**.

Карбон назван по многочисленным месторождениям каменного угля, характерным для пород этого возраста. Выбросы углекислоты из вулканов привели к новому мощному всплеску жизни. Расцвет плаунов и папоротников, образывавших леса, типа тропических.

Пермь названа по стратотипическим отложениям Пермской губернии. Оледенения, засухи. Высыхание морей и образование мощных толщ солей, послуживших покрывками для будущих месторождений нефти. Появление пресмыкающихся, летающих насекомых, голосеменных растений.

Для верхнего палеозоя характерен **герцинский** цикл горообразования, тектонической активизации подвергался Урал.

3.2. Мезозой – 245-65 млн. лет средняя жизнь.

Триас назван потому, что его сразу разделили на три части. Характерно развитие обильной флоры голосеменных и распространение наземных форм крупных пресмыкающихся.

Юра названа по Юрским горам во Франции. Характерен расцвет крупных форм пресмыкающихся (динозавров). Появление летающих ящеров и птиц, расцвет белемнитов.

Мел получил свое имя по многочисленным месторождениям писчего мела. Развитие крупных пресмыкающихся. Появление покрытосеменных растений. Развитие аммонитов, фораминифер, накопление которых сформировало мощные толщи писчего мела.

Юра, мел характеризуются максимальным развитием жизни. Эти отложения характеризуются также максимальной нефтеносностью.

Эпигерцинские плиты - Западно-Сибирская, Туранская, Скифская. Происходит тектоническая активизация древних платформ. Например, в Восточной Сибири происходит трапповый магматизм, сопровождавшийся образованием алмазоносных трубок взрыва.

3.3. Кайнозой - новая жизнь. – 65 млн. лет

Палеоген - древний род. Характерно появление млекопитающих, первых обезьян. Расцвет покрытосеменных растений. Для этого времени характерны самые крупные месторождения нефти.

Неоген – (новый род) - знаменует появление человекообразных обезьян.

Четвертичный (антропоген). Название "четвертичный" историческое. В позапрошлом веке горные породы делились на первозданные (ныне - докембрий), первичные (палеозой), вторичные (мезозой), третичные (ныне палеоген и неоген) и четвертичные. Последнее название дошло до нынешних времен. Животный и растительный мир близок к современному.

Альпийская складчатость. Образуются Средиземноморская и Тихоокеанская геосинклинали. Из них к настоящему времени образовались Альпы, Апеннины, Карпаты, Кавказ, Гималаи, Кордильеры.

2 млн. лет назад появился человек. Этот период в 1922 году замечательный русский палеонтолог А.П.Павлов назвал антропогенным. Сейчас геологическая роль человека, вооруженного орудиями труда, становится все более значимой. В результате Земля преобразуется так, как никогда ранее. Лурье, В.Н.Вернадский, Тейар де Шарден называли это ноосферой, П.А.Флоренский – пневматосферой (сферой Духа), А.Е.Ферсман – техносферой. Теперь уже не нужно быть гением, чтобы увидеть многочисленные ее проявления в нашей жизни.

Возможно, что мы живем уже в новой, технозойской эре. Как писал немецкий ученый Б.Шапиро «Кайнозойская эра кончилась, технозойская началась». Мы живем в эпоху очень низкого уровня океана (засух) и в очень холодное время (в большей части истории Земли такие районы, как Западная Сибирь и большая часть Европы была бы покрыта водой, а полярные шапки отсутствовали).

РИТМЫ И РАНГИ В ЗЕМНОЙ КОРЕ

Рассматривая окаменевшую летопись Земли – стратиграфический разрез – можно видеть, что он состоит из слоев, фиксирующих отдельные акты накопления осадка. Слои объединяются в толщи, сложенные повторяющимися ритмами, характеризующими условия осадконакопления. Если накапливающиеся ритмы имеют сходный состав, мы говорим, что скорость прогибания территории (или подъем воды мирового океана) примерно соответствует скорости накопления осадка (компенсированное прогибание). Когда породы вверх по разрезу становятся более глубоководными, это свидетельствует о некомпенсированном прогибании. И та, и другая ситуация соответствует **трансгрессии** (наступлению) моря. В тех случаях, когда породы вверх по разрезу представлены все более мелководными разностями, это свидетельствует об обмелении бассейна осадконакопления – регрессии (отступлении) моря, или переполнении бассейна осадконакопления слишком большим количеством сносимого с суши материала.

В геологических разрезах встречаются закономерно чередующиеся регрессивные и трансгрессивные серии. Любой геологический разрез состоит из различных пород, и его неоднородность проявляется на разных масштабах его изучения и обусловлена цикличностью смены условий осадконакопления.

Вспышки тектонической активности и обогащение атмосферы углекислым газом, приводят сначала к расцвету растительной жизни, стоящей в основании трофической пирамиды, затем атмосфера перенасыщается кислородом, становится холоднее (уменьшается парниковый эффект), органический мир скудеет, и продукты его жизнедеятельности и отмершие остатки могут быть быстро захоронены благодаря разрушению гор, образованных в результате тектонической активности. В результате возникают максимумы нефтеобразования (это одна из моделей взаимосвязей тектоно-органических циклов нефтегазообразования).

Какой бы отрезок времени, и какую территорию мы ни взяли, мы найдем системы наложенных друг на друга больших и малых ритмов. Поднятия сменяются погружениями. Как окаменевшие волны застыли в недрах Земли, складки и разломы образуют периодические сети. На локальном уровне конкретного месторождения (например, Усть-Балыкского) периодичность тектонической активности проявляется в следующем: на месторождении встречаются 7-10 участков, где с интервалом 2 – 3 года, или 5 - 6 лет происходят изменения интенсивности и современных деформационных процессов. С ними связаны изменения дебитов скважин (30-40%); аварии, вызванные сломом обсадных колонн или их искривлением (более 60%), порывы трубопроводов различного назначения (76-94%). Выявление закономерностей в периодичности этих процессов по времени и территории позволяет их прогнозировать [Касьянова, 1999]. Познание закономерностей распределения этих периодов во времени, разрезе и пространстве и использование их в целях нефтегазовой геологии дает нефтяникам мощный инструмент прогноза.

НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ КОМПЛЕКСЫ И НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ ФОРМАЦИИ

Нефтегазоносный комплекс (региональный нефтегазоносный комплекс, нефтегазоносный этаж, нефтегазоносная система) – крупнейшая нефтегазоносная единица в вертикальном разрезе нефтегазоносного бассейна со стратиграфическим объемом обычно от яруса до системы и иногда крупнее. Нефтегазоносный комплекс включает обычно несколько нефтегазоносных пластов (в некоторых нефтегазоносных комплексах - более 20) и ограничен региональным флюидоупором. Разрез нефтегазоносного бассейна может включать несколько нефтегазоносных комплексов. Каждый нефтегазоносный комплекс, содержащий несколько продуктивных пластов, включает и несколько зональных или локальных покрышек. В зависимости от нахождения источника углеводородов (вне или внутри нефтегазоносного комплекса) различают сингенетично и эпигенетично нефтегазоносные комплексы. Нефтегазоносный комплекс может быть представлен одной или несколькими (реже) нефтегазоносными формациями. По составу различаются нефтегазоносные комплексы карбонатные, терригенные и смешанного состава – терригенно-карбонатные, карбонатно-терригенные, сульфатно-карбонатные. Объем нефтегазоносного комплекса может выделяться по-разному. Например, в разрезе Прикаспийской впадины могут быть выделены два нефтегазоносного комплекса - надсолевой (Mz) и подсолевой (Pz), а в составе последнего могут быть выделены более дробные нефтегазоносные подразделения - нижнепермский - верхнекаменноугольный, среднекаменноугольный, нижнекаменноугольный НКК.

Примеры нефтегазоносных комплексов: среднемиоценовый (чокрак-караганский) и верхнемеловой - в Грозненском нефтегазоносном районе, неокомский - в Западной Сибири.

Формации, содержащие залежи нефти и газа называются **нефтегазоносными**. При их выделении главным является единство литологического состава и строения в отличие от принципа выделения **нефтегазоносного комплекса**, заключающегося в общности особенностей нефтегазоносности ряда продуктивных пластов (тип коллектора, флюидоупора, гидродинамика и пр.). Обычно нефтегазоносный комплекс и нефтегазоносная формация соответствуют друг другу по объему, иногда нефтегазоносный комплекс состоит из двух и более формаций. Иногда флюидоупор в составе нефтегазоносного комплекса представляет собой самостоятельную формацию (доманиковую, глинистую, соленосную и т.д.). Нефтегазоносными могут быть любые формации. К типично нефтегазоносным относятся, сероцветные песчано – глинистые шельфовые, песчано-глинистые угленосные, рифовобанковые формации. К нетипичным - флиш, глинистые и другие.

ПРИНЦИП ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНОГО УЛАВЛИВАНИЯ

В природе часто наблюдается закономерное размещение скоплений нефти и газа в цепи структурных ловушек, приуроченных к валлообразным поднятиям или тектоническим линиям. Отмечено, что при ступенчатом расположении структурных ловушек по восстанию слоев залежи нефти располагаются следующим образом: газовые залежи по мере повышения гипсометрических отметок ловушек сменяются газонефтяными и затем – газовыми залежами (рис. п-21-1).

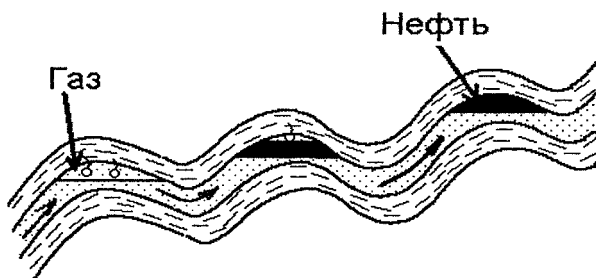


Рис. п.21.1. Размещение залежей нефти и газа согласно принципу дифференциального улавливания углеводородов

Это происходит только в том случае, если углеводороды мигрируют в свободном состоянии в виде струй нефти и газа. Струя газа, обладающая большей миграционной способностью, опережает в своем движении струи нефти и занимает наиболее погруженную, первую на пути миграции ловушку. Эта ловушка, заполнившись газом, уже не может принимать нефть, поэтому следующая по пути миграции углеводородов ловушка будет принимать нефть и газ, а затем, когда газ кончится – последующие ловушки будут заполняться нефтью, и, наконец – водой.

Если же миграция происходит в растворенном состоянии, картина будет противоположная. При движении растворов по региональному восстанию слоев снижение давления и температуры будет способствовать выделению из них нефти и газа в свободное состояние. Так как жидкие углеводороды растворяются хуже, чем газообразные, первой выделится нефть, которая и заполнит самую нижнюю ловушку. В дальнейшем, по мере миграции раствора вверх по восстанию слоев, наряду с жидкими углеводородами, будут выделяться и газообразные, поэтому в следующих ловушках будут аккумулироваться нефть и газ, а еще выше – только газ.

Принцип дифференциального улавливания не универсален, и чаще всего реализуется в тектонически подвижных регионах для которых характерна активная гидродинамическая обстановка.

ГЕНЕТИЧЕСКАЯ КЛАССИФИКАЦИЯ ЗАЛЕЖЕЙ
по А.А.Бакирову.

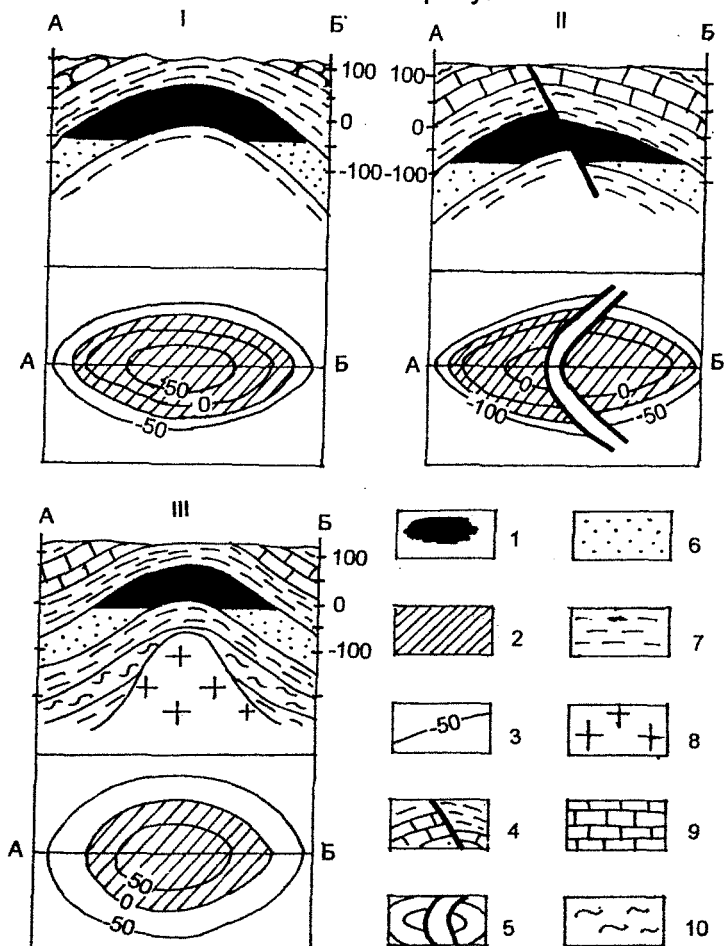


Рис. п-22-1. Сводные залежи нефти

I – простое, ненарушенного строения, II – осложненные разломом (сбросом), III – осложненные диапиром (вулканом, грязевым вулканом, соляным куполом).
 1 – нефть (в разрезе), 2 – нефть (на структурной карте), 3 – стратоизогипсы, 4 – разлом на разрезе, 5 – разлом на структурной карте, 6 – коллектор (песок), 7 – флюидоупор (глина), 8 – диапир (соляной купол, вулканогенное образование) 9 – известняк, 10 – алевролит

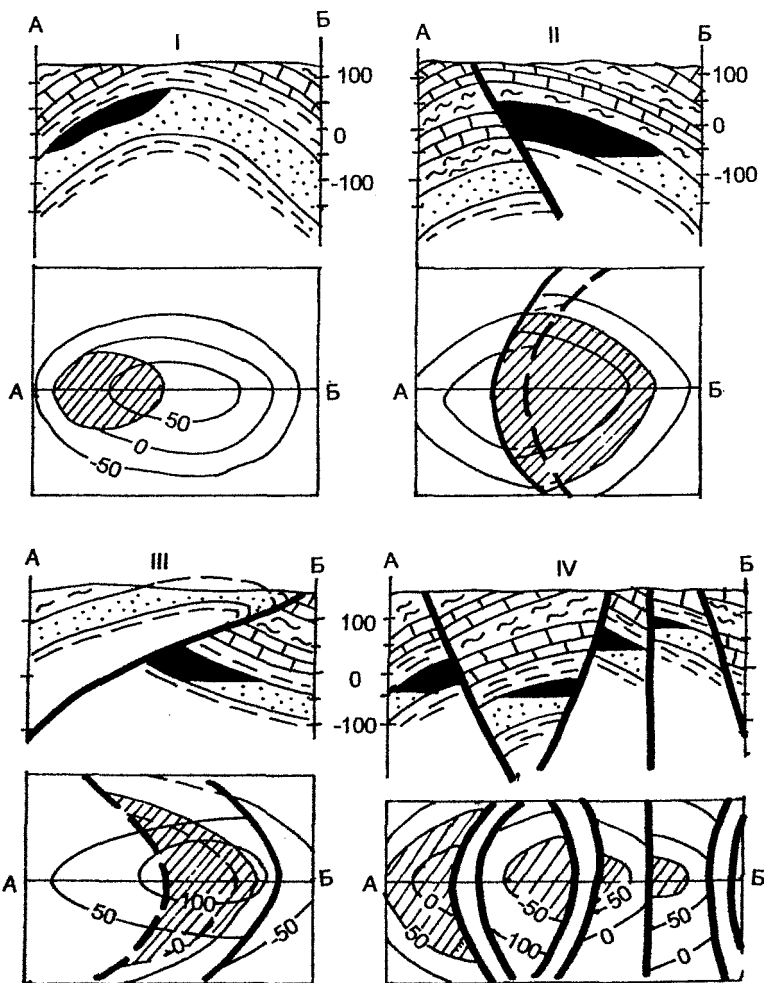


Рис. п-22-2. Структурные сводовые высячие и структурные тектонически экранированные залежи антиклиналей I – высячая залежь простого, ненарушенного строения, II – тектонически – экранированная залежь, осложненная сбросом, III – поднадвиговая залежь, IV – блоковая залежь. Условные обозначения те же, что и на рис. п-22-1

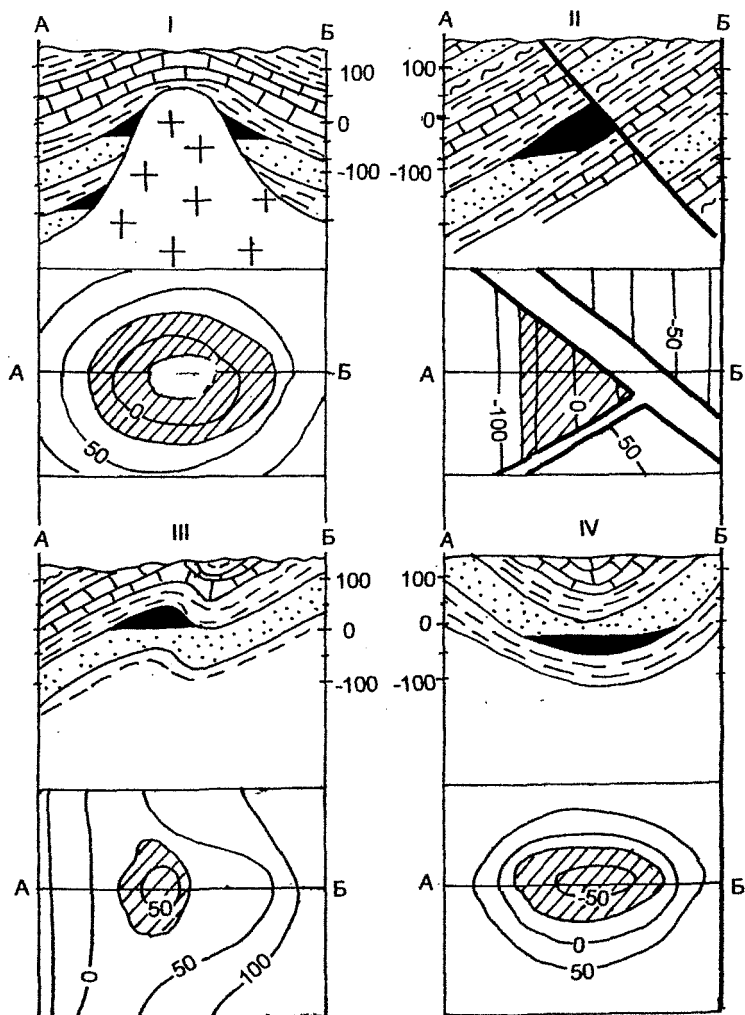


Рис. п-22-3. Структурные залежи - приконтактные, моноклиналей и синклиналей. I - приконтактная, II - моноклинали, осложненной разломом, III - моноклинали, осложненной структурным носом, IV - синклинали. Условные обозначения те же, что и на рис. п-22-1

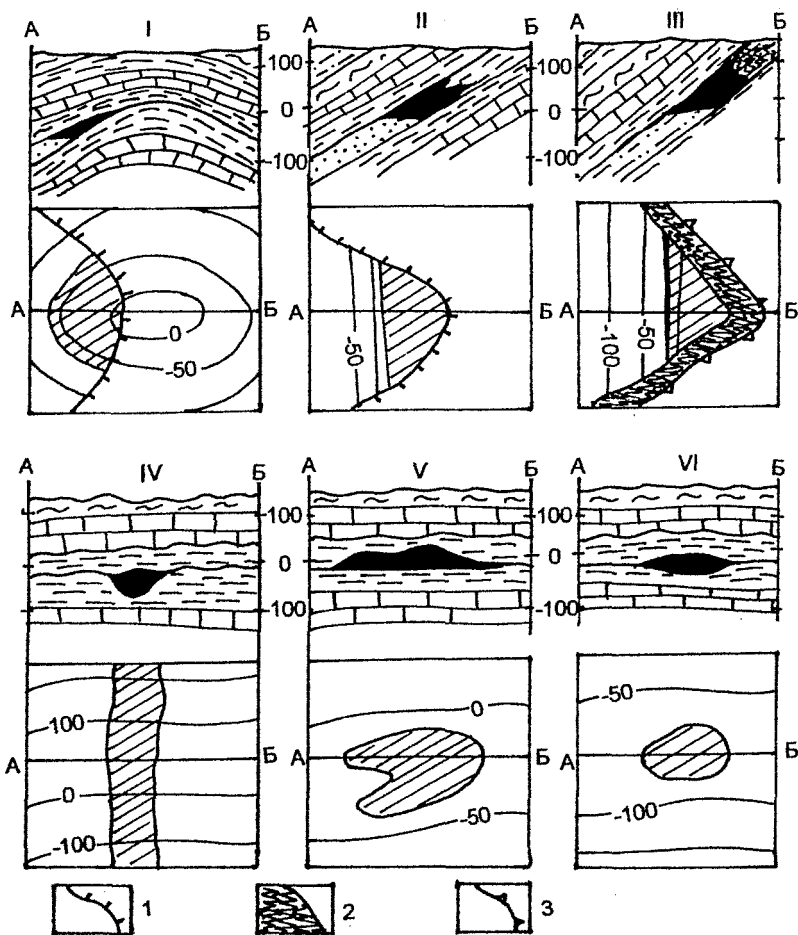


Рис. п-22-4. Литологические залежи. Литологически экранированные - связанные с участками выклинивания коллектора - I, фациального замещения коллектора - II, экранированные битумной пробкой, III. Литологически ограниченные: шнурковые, связанные с руслами и дельтами палеорек IV баровыми телами - V, линзами - VI. Условные обозначения: 1 - линия выклинивания, 2 - битумная пробка, 3 - линия пересечения нефтеносного пласта с дневной поверхностью.

Остальные обозначения те же, что и на рис. п-22-1

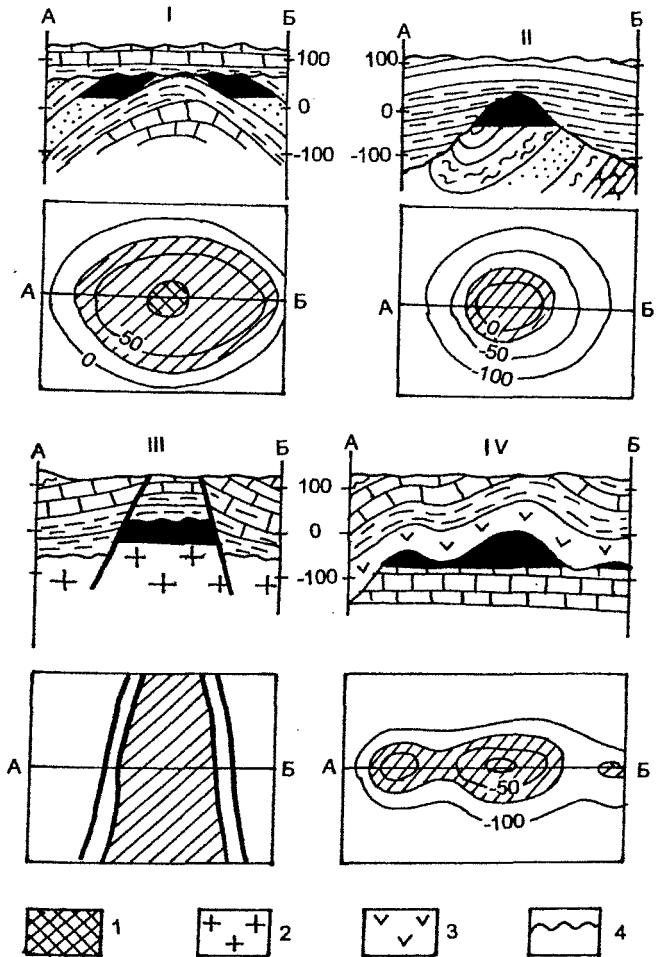


Рис. п-22-5. Стратиграфические залежи. Структурно - стратиграфические - I, останцовые (связанные с палеохолмами палеорельефа) - II, выступовые, блоковые, (связанные с выступами блоков фундамента) III. Залежи рифогенного класса, -IV. Условные обозначения: 1 - срез подстилающих залежь толщ поверхностью несогласия, 2 - выступ фундамента, гипсово-ангидритовая толща, 4 - поверхность несогласия. Остальные обозначения те же, что и на рис. п-22-1

ОСНОВНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ПРОВИНЦИЙ РОССИИ И СОПРЕДЕЛЬНЫХ СТРАН

ПРОВИНЦИИ ДРЕВНИХ ПЛАТФОРМ.

Диапазон промышленной нефтегазоносности древних платформ охватывает отложения палеозоя, мезозоя и кайнозоя. На территории России выделяют Русскую и Восточно-Сибирскую платформы.

На русской платформе выделяют Волго-Уральскую, Тимано-Печорскую, Прикаспийскую, Днепровско-Донецкую, Балтийскую (Прибалтийскую) нефтегазоносные провинции. Основные характеристики месторождений этих провинций приведены в таблицах.

Таблица п.23.1
Волго-Уральская нефтегазоносная провинция (Россия)

Признак		Преобладающие объекты
Коллекторы		Песчаники и алевролиты, реже - известняки и доломиты.
Покрышки		Глинистые и карбонатно-глинистые. Соленосная толща кунгурского возраста (P _{1k}) для залежей в пермских и каменноугольных отложениях.
Ловушки		Линейные и изометричные антиклинали простого строения, большой площади, часто небольшой амплитуды.
Стратиграфическая принадлежность ловушек и свойства углеводородов	нефть	Девон (D) – легкая (0,83-0,85 г/см ³) – Ромашкинское.
	нефть и газ	Каменноугольные (C) – нефть тяжелая (0,9 г/см ³) - Арланское, пермские (P) газоконденсатное Оренбургское - 83% метана, 1,3 – 4,4% сероводорода.
	газ	Юрские (J).
Морфологическая характеристика залежей		Сводового типа, часто с участками литологического замещения, встречаются залежи литологические и стратиграфические, связанные с выклиниванием пластов-коллекторов, рукавообразные и останцовые.

В Ромашкинской и Оренбургской зонах нефтегазонакопления углеводороды полностью насыщают ловушку, тогда как в других зонах месторождения контролируются локальными структурами.

Таблица п.23.2
Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция (Россия)

Признак		Преобладающие объекты
Коллекторы		Терригенные и карбонатные породы, в том числе - рифогенные.
Покрышки		Разнообразные.
Ловушки		Валы и антиклинали, региональное выклинивание и срезание, рифогенные.
Стратигра-	нефть	Девон (D), силур (S), преимущественно парафинистая

ПРИЛОЖЕНИЯ

Физическая принадлежность ловушек и свойства углеводородов	нефть и газ	Пермь (Р), карбон (С).
	газ	На отдельных участках - триас (Т).
Морфологическая характеристика залежей		Сводовые (пластовые или массивные).

Ярегское месторождение тяжелой нефти (до 0,981 г/см³) разрабатывается шахтным способом.

Таблица п.23.3

Прикаспийская нефтегазоносная провинция (Россия, Казахстан)

Признак		Преобладающие объекты
Стратиграфическая принадлежность ловушек и свойства углеводородов	нефть	Триас (Т), девон (D) плотность варьирует от 0,807 г/см ³ на Тенгизе до 0,9 г/см ³ на Западном Карасоре.
	нефть и газ	Юра (J), пермь(Р), карбон (С).
	газ	Неоген (N), Палеоген (Р), содержит (Оренбургское месторождение) до 25% сероводорода и до 25% углекислого газа
Морфологическая характеристика залежей		Надсолевые – сводовые, тектонически экранированные, приконтактные, блоковые. Подсолевые – органогенные и рифогенные карбонатные тела.

Мощность осадочного чехла по геофизическим данным до 22 км. Наличие большого количества соляных структур различной морфологии, кунгурского (Р_{1к}) возраста, разделяющих осадочный чехол и заключенные в него залежи на надсолевые и подсолевые.

Таблица п.23.4

Днепровско-Донецкая (Днепровско-Припятская) нефтегазоносная провинция (Украина и Белоруссия)

Признак		Преобладающие объекты
Стратиграфическая принадлежность ловушек и свойства углеводородов	нефть	Девон (D) легкие, малопарафинистые, малосернистые.
	нефть и газ	Пермь (Р), карбон (С).
	газ	Юра (J), триас (Т).
Ловушки		Сильно нарушенные разломами и блоковые залежи.
Морфологическая характеристика залежей		Сводовые, тектонически-экранированные, приконтактные.

В Днепровско-Донецкой впадине присутствуют две соленосных толщи – девонского (D₃) и пермского (Р_{1к}) возраста с соляными куполами, а нефтеносные толщи являются подсолевыми, межсолевыми и надсолевыми.

Балтийская (Прибалтийская) нефтегазоносная провинция
(Россия - Калининградская область, Литва, Латвия)

Признак		Преобладающие объекты
Стратиграфическая принадлежность ловушек и свойства углеводородов	нефть	Кембрий (Є) – легкая, бессернистая в песчано-алевролитовых коллекторах, ордовик (О) – тяжелая сернистая нефть в карбонатных коллекторах
Ловушки		Простого ненарушенного, или нарушенного разломами строения небольшого размера и амплитуды

На Восточно-Сибирской древней платформе выделяют Ангаро-Ленскую, Енисей-Хатангскую, и Лено-Виллойскую нефтегазоносные провинции.

Ангаро-Ленская нефтегазоносная провинция (Россия)

Признак		Преобладающие объекты
Коллекторы		Пористые песчаники трещиноватые и кавернозные известняки и доломиты.
Покрышки		Соленосные кембрийские толщи, разделяющие нефтегазоносные толщи на надсолевой, межсолевой и подсолевой.
Ловушки		Линейные и изометричные антиклинали простого строения, большой площади, часто небольшой амплитуды, литологические залежи, часто связанные с выклиниванием.
Стратиграфическая принадлежность ловушек и свойства углеводородов		Верхний протерозой и кембрий. Часто приуроченных к базальным песчаникам осадочного чехла непосредственно на фундаменте. Нефть легкая, газ – преимущественно метановый.

Территория провинции изучена совершенно недостаточно.

Енисейско-Хатангская нефтегазоносная провинция (Россия)

Признак		Преобладающие объекты
Коллекторы		Пористые песчаники и алевролиты
Покрышки		Глинистые и карбонатно-глинистые толщи.
Ловушки		Линейные и изометричные антиклинали простого строения, часто небольшой амплитуды, литологические залежи, часто связанные с выклиниванием и тектонически-экранированные
Стратиграфическая принадлежность ловушек и свойства углеводородов		Юра и мел, залежи нефти и газа

Территория провинции изучена недостаточно, но обнаруживает большое сходство с месторождениями Западной Сибири.

Лено-Вилуйская нефтегазоносная провинция (Россия)

Признак	Преобладающие объекты
Коллекторы	Преимущественно континентальные пестроцветные с угленосными и туфогенными пластами
Покрышки	Глинистые и карбонатно-глинистые толщи
Ловушки	Линейные и изометричные антиклинали простого строения, часто небольшой амплитуды, литологические залежи, часто связанные с выклиниванием и тектонически-экранированные
Стратиграфическая принадлежность ловушек и свойства углеводородов	Юра и мел, залежи газа и газоконденсата

Территория провинции изучена недостаточно, вследствие своей удаленности и большой мощности пород.

ПРОВИНЦИИ МОЛОДЫХ ПЛАТФОРМ.

На территории России и ближнего зарубежья располагается самая большая в мире молодая Евроазиатская платформа, в пределах которой выделяются Западно-Сибирская, Туранская и Скифская плиты. Осадочный чехол молодых платформ сложен преимущественно мезозойскими и кайнозойскими толщами, однако, так как платформа не сразу утрачивает тектоническую активность, отложения, образующиеся в этих условиях, относятся к так называемому «промежуточному», или «переходному» комплексу.

Таблица п.23.9

Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция (Россия).

Признак	Преобладающие объекты
Коллекторы	песчаники и алевролиты, реже - известняки и доломиты. Кора выветривания фундамента. Иногда - трещиноватые аргиллиты баженовской свиты
Покрышки	Преобладают глинистые и карбонатно-глинистые
Ловушки	Изометричные и линейные антиклинали простого строения, большой площади, часто небольшой амплитуды, большого интервала глубин развиваются, как правило, над выступами фундамента. Крупнейшие месторождения являются зонами нефтегазонакопления, заполненными нефтью
Стратиграфическая принадлежность месторождений и свойства углеводородов	В основном - юра и мел. Нефть тяжелая ($0,9 \text{ г/см}^3$), с низким содержанием серы и парафина - Самотлор. Газ - Уренгой, Медвежье, Губкинское, Салымское - в трещиноватых аргиллитах баженовской свиты, сформировалась, вероятно, не путем миграции и накопления, а на месте
Морфологическая характеристика залежей	Сводового типа, часто с участками литологического замещения, встречаются залежи литологические и стратиграфические, связанные с выклиниванием пластов-коллекторов, останцовые

Предкавказско-Крымская нефтегазоносная провинция (Россия, восточная часть Украины). Провинция приурочена к Скифской плите. Основные нефтегазоносные комплексы в триасовых, юрских меловых и палеогеновых отложениях в терригенных и карбонатных коллекторах. Встречаются залежи нефтяные, газовые и газоконденсатные сводового, литологического, стратиграфического и рифогенного типов. Нефти часто с повышенным содержанием парафина.

Туранская нефтегазоносная провинция (Казахстан, Узбекистан, Туркмения). Основные нефтегазоносные комплексы – юрского (преимущественно нефтеносные) и мелового (преимущественно газоносные) возраста. Ловушки, в основном, представляют собой пологие антиклинали. Кроме структурных встречаются литологические, стратиграфические, тектонически-экранированные и рифогенные залежи. Нефти, как правило, в основном легкие, малосернистые, смолистые, высокопарафинистые. Региональной покрышкой является кунгурская соленосная толща.

ПРОВИНЦИИ ПЕРЕХОДНЫХ ТЕРРИТОРИЙ

Нефтегазоносные провинции этого типа связаны с предгорными прогибами, отделяющими платформы от горных сооружений, в настоящее время активно погружающимися и покрываемыми осадками. Характерной особенностью месторождений этих провинций является нарушенность разрывными нарушениями, приуроченность к опрокинутым складкам и надвигам.

Предуральская нефтегазоносная провинция (Россия) протягивается от Баренцева моря до Прикаспийской низменности. Залежи располагаются, в основном, в пермских и каменноугольных породах с кунгурской соленосной покрышкой. Характерны рифогенные залежи, а также залежи в узких высокоамплитудных ловушках в карбонатных коллекторах массивного типа, осложненных разломами, часто – надвигами.

Северно-Кавказская (Прикавказская) нефтегазоносная провинция (Россия, Украина). Протягивается от Крыма до Прикаспийской низменности. Залежи располагаются, как правило, в триасовых, юрских и меловых породах в терригенных и карбонатных коллекторах, часто – рифогенных с кунгурской соленосной покрышкой. Характерны ловушки структурного типа, а также – литологические, связанные с грязевыми диапирами, связанные с руслами палеорек залежи, и залежи в узких высокоамплитудных ловушках в карбонатных коллекторах массивного типа, осложненных разломами, часто – надвигами.

Предкарпатская нефтегазоносная провинция (Украина). Коллекторы представлены преимущественно песчаниками и алевролитами юрского, мелового, палеогенового и неогенового возраста. Для юрского возраста характерны также карбонатные коллекторы с тяжелой высоковязкой нефтью. Нефти мела и кайнозоя в основном легкие, смолистые и парафинистые. Ловушки - чаще всего это узкие, надвинутые друг на друга антиклинали и поднадвиговые.

Провинции складчатых территорий.

Нефтегазоносные провинции этого типа связаны с межгорными прогибами (синклиниями), в настоящее время активно погружающимися и покрывающимися осадками. Характерной особенностью месторождений этих провинций является нарушенность разрывами.

Закавказская нефтегазоносная провинция (Азербайджан, Грузия).

Скопления нефти характерны в отложениях мела, палеогена и неогена. Коллекторы – песчаники, иногда – карбонатные и эффузивные породы. Покрышки – глины. Ловушки – сильно нарушенные разломами узкие антиклинали, часто осложненные грязевым диапиризмом и вулканизмом. Залежи часто тектонически экранированные и блоковые.

Нефти – бессернистые, или малосернистые, часто беспарафинистые, или малопарафинистые, но высокосмолистые.

Западно-Туркменская нефтегазоносная провинция (Западная Туркмения). По своему строению аналогична Закавказской. Для месторождений этого региона характерны высокие пластовые давления (в 1,5 – 1,7 раза превышают гидростатическое). Нефти Западной Туркмении бессернистые, парафинистые, смолистые, различной плотности.

Тянь-Шань Памирская нефтегазоносная провинция (Узбекистан, Киргизия, Таджикистан, Южный Казахстан). Провинция приурочена к межгорным впадинам Тянь-Шаня и Памира. Нефтегазоносны юрские, меловые, палеогеновые, неогеновые отложения. Встречаются сводовые, тектонически-экранированные, стратиграфические залежи, залежи на моноклиналях, запечатанные асфальтом. Нефть преимущественно малосернистая, парафинистая, высокосмолистая. В газе содержится повышенное содержание азота.

Дальневосточная нефтегазоносная провинция (Россия). Занимает территорию южного Сахалина и прилегающей части Охотского моря, вместе с Японскими островами, Камчатской, Курильской грядой и т.д. Для Сахалина характерна высокая сейсмическая активность, приведшая к катастрофическому разрушению нефтепромысла в 1995 г (г. Нефтегорск). Нефтегазоносность характерная для неогеновых отложений, в основном, в терригенных коллекторах, как правило – в узких длинных антиклиналях, осложненных разломами. Для Дальневосточной нефтегазовой провинции характерны преимущественно нефтяные залежи.

На крайнем севере России располагаются несколько провинций, связанных с шельфом Северного ледовитого океана. К ним относятся **Баренцево-Северо-Карская** нефтегазоносная провинция, пока явно недостаточно изученная. В её недрах открыты значительные скопления газа и газоконденсата – Штокмановское, Ледовое, Лудловское – в триасовых и юрских терригенных отложениях. Покрышками служат глинистые породы.

МЕТОДОЛОГИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ НЕДР И ПРОВЕДЕНИЯ ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ

Геологоразведочные работы следует рассматривать как природно-деятельностную систему. Методологической основой прогнозирования нефтегазоносности и проведения поисково-разведочных работ являются общие законы природы. Углеводороды и их скопления в процессе возникновения, формирования залежей, их консервации и разрушения входят в состав целостной природной системы, возникающей и развивающейся при сочетании определенного комплекса палеогеологических, палеогеохимических, палеогидрогеологических и других факторов, действующих в теснейшей взаимосвязи. Главные принципы, которыми следует руководствоваться при прогнозировании нефтегазоносности недр – следующие:

При прогнозировании нефтегазоносности недр в пределах каждой природной геологической системы должны выделяться объекты прогноза и поисков как по площади, так и в разрезе слагающих этот объект пород (целевой принцип).

Изучаемый объект необходимо рассматривать как часть целостной естественно-исторической геологической системы, возникающей и развивающейся в теснейшей связи с развитием этой системы. Классифицируя входящие в эту систему объекты, необходимо выделять составляющие их части с соблюдением принципа иерархической соподчиненности и соразмерности (иерархический принцип).

Прогнозируя нефтегазоносность недр, необходимо выяснять структурные соотношения и генетические связи объектов между собой и окружающей средой во времени и пространстве, рассматривать объект с комплексным анализом всей доступной для изучения совокупности факторов, обусловивших его образование и развитие, рассматривать систему в развитии (системный принцип).

ЗАРУБЕЖНЫЕ КЛАССИФИКАЦИИ РЕСУРСОВ И ЗАПАСОВ

Классификации, принятые в России и за рубежом различаются друг от друга. У "нас" характеристика ресурсов строится от общего к частному, у "них" - от частного к общему. Отечественная классификация ориентирована на максимально возможный объем углеводородов (неподтвержденные ресурсы и запасы потом списываются) «у них» ресурсы и запасы углеводородов всегда заниженные – минимальные. Если при дальнейшем изучении происходит увеличение ресурсов, они потом добавляются.

В основу западных классификаций положена экономическая эффективность - компаниям важно знать, сколько промышленно значимых запасов нефти или газа содержит купленный ими участок и сколько можно выручить при его разработке. В качестве примера приведем наиболее употребительные классификации – принятую на XIV Мировом нефтяном конгрессе (таблица п.25.1) и общества инженеров-нефтяников США (таблица п.25.2).

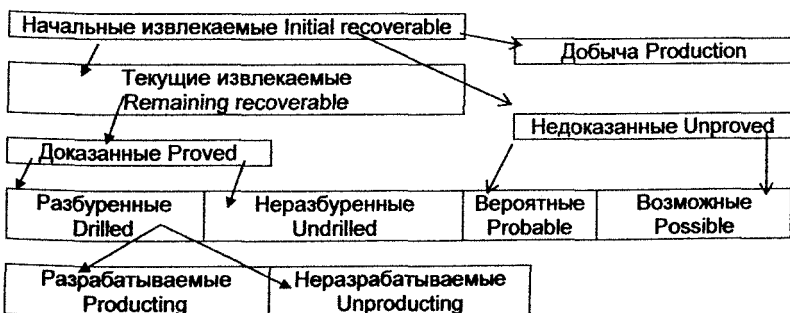
Таблица п.25.1.

Классификация ресурсов и запасов XIV Мирового нефтяного конгресса

Запасы нефти				
Открытые				Неоткрытые
Установленные		Неустановленные		Потенциально извлекаемые
Разрабатываемые	Неразрабатываемые	Вероятные	Возможные	

Таблица п.25.2.

Классификация ресурсов и запасов общества инженеров-нефтяников США (SPE).



КЛАССИФИКАЦИЯ ЗАПАСОВ И РЕСУРСОВ НЕФТИ И ГОРЮЧИХ ГАЗОВ

Приложение 3
к приказу МПР РФ
от 7 февраля 2001 г. № 126

ВРЕМЕННАЯ КЛАССИФИКАЦИЯ ЗАПАСОВ МЕСТОРОЖДЕНИЙ, ПЕРСПЕКТИВНЫХ И ПРОГНОЗНЫХ РЕСУРСОВ НЕФТИ И ГОРЮЧИХ ГАЗОВ

1. Общие положения
2. Категория запасов, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и газа
3. Группы запасов нефти и газа
4. Группы месторождений (залежей) по величине запасов, сложности геологического строения

I. Общие положения

1. Временная классификация запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов (далее - Временная классификация) устанавливает единые для Российской Федерации принципы подсчета и государственного учета запасов месторождений и перспективных ресурсов нефти и горючих газов (свободный газ, газ газовых шапок и газ, растворенный в нефти) в недрах по степени их изученности и народнохозяйственному значению, условия, определяющие подготовленность разведанных месторождений для промышленного освоения, а также основные принципы оценки прогнозных ресурсов нефти и газа.

2. Запасы месторождений и перспективные ресурсы нефти и газа подсчитываются и учитываются в государственном балансе запасов полезных ископаемых Российской Федерации по результатам геологоразведочных работ и разработки месторождений. Данные о запасах месторождений и перспективных ресурсах нефти и газа используются при разработке концепции экономического и социального развития субъектов Российской Федерации, регионов и Российской Федерации в целом, а данные о запасах по месторождениям - для проектирования добычи и транспортировки нефти и газа.

Прогнозные ресурсы нефти и газа, наличие которых предполагается на основе общих геологоразведочных представлений, теоретических предположений, результатов геологических, геофизических и геохимических исследований, оцениваются в пределах крупных регионов, нефтегазоносных провинций, акваторий, областей, регионов, районов, площадей. Данные о прогнозных ресурсах нефти и газа используются при планировании поисковых и разведочных работ.

3. При определении запасов месторождений подлежат обязательно-

му подсчету и учету запасы нефти и газа, конденсата и содержащихся в них компонентов (этана, пропана, бутанов, серы, гелия, металлов), целесообразность которых обоснована технологическими и технико - экономическими расчетами. Подсчет и учет запасов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов, имеющих промышленное значение, производятся по каждой залежи отдельно и месторождению в целом по наличию их в недрах без учета потерь при разработке месторождений.

4. Перспективные ресурсы подсчитываются и учитываются, а прогнозные ресурсы оцениваются отдельно по нефти, газу и конденсату.

5. Запасы месторождений и перспективные ресурсы нефти и конденсата, а также этана, пропана, бутанов, серы и металлов подсчитываются и учитываются, а прогнозные ресурсы нефти и конденсата оцениваются в единицах массы; запасы месторождений и перспективные ресурсы газа и гелия подсчитываются и учитываются, а прогнозные ресурсы газа оцениваются в единицах объема. Подсчет, учет и оценка производятся при условиях, приведенных к стандартным (0,1 МПа при 20°C).

6. Оценка качества нефти, газа и конденсата производится в соответствии с требованиями государственных, отраслевых стандартов и технических условий с учетом технологии добычи и переработки, обеспечивающей их комплексное использование.

7. При получении из скважин на месторождениях нефти и газа притоков подземных вод должны быть определены химический состав подземных вод, содержание в них йода, брома, бора и другие показатели 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.

II. Категории запасов, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и газа

8. Запасы нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов, имеющих промышленное значение, по степени изученности подразделяются на разведанные - категории А, В и С₁ и предварительно оцененные - категория С₂.

Ресурсы нефти и газа по степени их обоснованности подразделяются на перспективные - категория С₃ и прогнозные локализованные - категория Д_{1л} и прогнозные - категории Д₁ и Д₂.

9. Категория А - запасы залежи (ее части), изученной с детальной, обеспечивающей полное определение типа, формы и размеров залежи, эффективной нефте- и газонасыщенной толщины, типа коллектора, характера изменения коллекторских свойств, нефте- и газонасыщенности продуктивных пластов, состава и свойств нефти, газа и конденсата, а также основных особенностей залежи, от которых зависят условия ее разработки

(режим работы, продуктивность скважин, пластовые давления, дебиты нефти, газа и конденсата, гидропроводность и пьезопроводность и другие).

Запасы категории А подсчитываются по залежи (ее части), разбуренной в соответствии с утвержденным проектом разработки месторождения нефти или газа.

10. Категория В - запасы залежи (ее части), нефтегазоносность которой установлена на основании полученных промышленных притоков нефти или газа в скважинах на различных гипсометрических отметках. Тип, форма и размеры залежи, эффективная нефте- и газонасыщенная толщина, тип коллектора, характер изменения коллекторских свойств, нефте- и газонасыщенность продуктивных пластов, состав и свойства нефти, газа и конденсата в пластовых и стандартных условиях и другие параметры, а также основные особенности залежи, определяющие условия ее разработки, изучены в достаточной для составления проекта разработки залежи.

Запасы категории В подсчитываются по залежи (ее части), разбуренной в соответствии с утвержденной технологической схемой разработки месторождения нефти или проектом опытно-промышленной разработки месторождения газа.

11. Категория С₁ - запасы залежи (ее часть), нефтегазоносность которой установлена на основании полученных в скважинах промышленных притоков нефти или газа (часть скважин опробована испытателем пластов) и положительных результатов геологических и геофизических исследований в неопробованных скважинах.

Тип, форма и размеры залежи, условия залегания вмещающих нефть и газ пластов-коллекторов установлены по результатам бурения разведочных и эксплуатационных скважин и проверенными для данного района методами геологических и геофизических исследований. Литологический состав, тип коллектора, коллекторские свойства, нефте- и газонасыщенность, коэффициент вытеснения нефти, эффективная нефте- и газонасыщенная толщина продуктивных пластов изучены по керну и материалам геофизических исследований скважин. Состав и свойства нефти, газа и конденсата в пластовых и стандартных условиях изучены по данным опробования скважин. По газонефтяным залежам установлена промышленная ценность нефтяной оторочки. Продуктивность скважин, гидропроводность и пьезопроводность пласта, пластовые давления, температура, дебиты нефти, газа и конденсата изучены по результатам испытания и исследования скважин.

Гидрогеологические и геокриологические условия установлены по результатам бурения скважин и по аналогии с соседними разведанными месторождениями.

Запасы категории С₁ подсчитываются по результатам геологоразведочных работ и эксплуатационного бурения и должны быть изучены в степени, обеспечивающей получение исходных данных для составления

технологической схемы разработки месторождения нефти или проекта опытно-промышленной разработки месторождения газа.

12. Категория С₂ - запасы залежи (ее части), наличие которых обосновано данными геологических и геофизических исследований; в неразведанных частях залежи, примыкающих к участкам с запасами более высоких категорий; в неопробованных залежах разведанных месторождений.

Форма и размеры залежи, условия залегания, толщина и коллекторские свойства пластов, состав и свойства нефти, газа и конденсата определены в общих чертах по результатам геологических и геофизических исследований с учетом данных по более изученной части залежи или по аналогии с разведанными месторождениями.

Запасы категории С₂ используются для определения: перспектив месторождения и планирования геологоразведочных работ; геолого-промысловых исследований при переводе скважин на вышезалегающие пласты. Запасы категории С₂ частично используются для составления проектных документов для разработки залежей.

13. Категория С₃ - перспективные ресурсы нефти и газа, подготовленные для глубокого бурения ловушек, находящихся в пределах нефтегазоносного района и оконтуренных проверенными для данного района методами геологических и геофизических исследований, а также не вскрытых бурением пластов разведанных месторождений, если продуктивность их установлена на других месторождениях района. Форма, размер и условия залегания предполагаемой залежи определены в общих чертах по результатам геологических и геофизических исследований, а толщина и коллекторские свойства пластов, состав и свойства нефти или газа принимаются по аналогии с разведанными месторождениями.

Перспективные ресурсы нефти и газа используются при планировании поисковых и разведочных работ.

14. Категория Д_{1л} - прогнозные локализованные ресурсы ловушек, выявленных по результатам поисковых геологических и геофизических исследований, находящиеся в пределах районов с установленной или возможной нефтегазоносностью.

Количественная оценка прогнозных локализованных ресурсов реализуется с учетом плотности прогнозных ресурсов категории Д₁ и установленной площади выявленного объекта.

Прогнозные локализованные ресурсы нефти и газа используются при планировании геологоразведочных работ по подготовке ловушек к поисковому бурению и подготовке перспективных ресурсов категории С₃.

15. Категория Д₁ - Прогнозные ресурсы нефти и газа литолого-стратиграфических комплексов, оцениваемые в пределах крупных региональных структур с доказанной промышленной нефтегазоносностью.

Количественная оценка прогнозных ресурсов нефти и газа категории Д₁ производится по результатам региональных геологических, геофизических и геохимических исследований и по аналогии с разведанными месторождениями в пределах оцениваемого региона.

16. Категория Д₁ - 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 и геохимических исследований.

Количественная оценка прогнозных ресурсов этой категории производится по предположительным параметрам на основе общих геологических представлений и по аналогии с другими, более изученными регионами, где имеются разведанные месторождения нефти и газа.

III. Группы запасов нефти и газа

17. При оценке запасов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них имеющих промышленное значение компонентов подсчитываются и учитываются:

- геологические запасы - количество нефти, газа, конденсата, находящееся в недрах;
- извлекаемые запасы - часть геологических запасов, извлечение которых из недр на дату подсчета запасов экономически эффективно в условиях конкурентного рынка при рациональном использовании современных технических средств и технологии добычи с учетом соблюдения требований по охране недр и окружающей среды.

18. Запасы месторождений нефти и газа, расположенные в пределах охранных крупных водоемов и водотоков, населенных пунктов, сооружений, сельскохозяйственных объектов, заповедников, памятников природы, истории и культуры, оцениваются на основании технико-экономических расчетов, в которых учитываются затраты на перенос объектов или затраты, связанные с применением специальных способов разработки месторождений.

IV. Группы месторождений (залежей) по величине запасов, сложности геологического строения

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

- уникальные - более 300 млн. т нефти или 500 млрд. м³ газа;
- крупные - от 60 до 300 млн. т нефти или от 75 до 500 млрд. м³ газа;
- средние - от 15 до 60 млн. т нефти или от 40 до 75 млрд. м³ газа;
- мелкие - менее 15 млн. т нефти или 40 млрд. м³ газа.

20. По сложности геологического строения выделяются залежи:

- простого строения - однофазные залежи, связанные с ненарушен-

ными или слабо нарушенными структурами, продуктивные 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.

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН

Раздел написан доц. каф. ГИС РГУ нефти и газа Н.Е.Лазуткиной

ГИС – геофизические исследования и работы во внутрискважинном и околоскважинном пространствах, выполняемые приборами на кабеле. К ним относят (табл. п.27.1):

Табл. п-27.1

Виды геофизических исследований скважин (ГИС)

Исследования	Цели исследований
<i>Каротаж</i> – исследование разрезов, основанные на измерениях параметров физических полей в скважине и околоскважинном пространстве	Изучение свойств разбуренных пород; выявление продуктивных и перспективных на нефть и газ интервалов пород; оценка содержащихся в них запасов углеводородов
<i>Исследование и контроль технического состояния скважин и технологического оборудования</i> - определение траектории и конфигурации ствола скважины, высоты подъема цемента за обсадной колонной и качество ее цементирования, положение муфт обсадных колонн и НКТ, их толщин и дефектов и др.)	Информационное обеспечение: управления процессами бурения скважины; спуска и цементирования обсадных колонн; вторичного вскрытия коллекторов и вызова притоков пластовых флюидов; капитального и подземного ремонта скважин и ликвидации аварий
<i>Промыслово-геофизические исследования (ПГИ) - ГИС-контроль. Гидродинамические исследования в скважине</i> – измерение давления, температуры, скорости потока, состава и свойств флюидов в стволе скважины	Изучение продуктивных пластов при их испытании, освоении и в процессе длительной эксплуатации, при закачке в них вытесняющего агента с целью получения данных о продуктивности, фильтрационных свойствах и гидродинамических связях пластов.
<i>Прямые исследования пластов</i> – опробование и испытание пластов и отбор образцов пород и флюидов	Обеспечение отбора образцов пород и проб пластовых флюидов из стенок скважины, исследование их свойств и состава, измерение пластового давления в процессе отбора проб флюидов с целью изучения фильтрационных свойств пласта

К геофизическим работам в скважинах также относят работы и исследования, связанные с привязкой интервалов перфорации, сверлящую перфорацию, интенсификацию притоков пластовых флюидов и удаление гидратных и асфальтеново-парафиновых отложений и помощью геофизического оборудования.

Методы ГИС используют все виды физических полей (электрические, электромагнитные, ядерных излучений, гравитационное, механических напряжений, тепловые). Соответствующие законы отражают физическую природу используемых методов и количественно выражаются дифференциальными и интегро-дифференциальными уравнениями математической фи-

зики (уравнения Максвелла, Лапласа, Навье-Стокса, переноса излучения Больцмана, гидродинамики, диффузии, теплопроводности, тепломассопереноса, и др.).

Измерения методами ГИС выполняют в системе скважина - пласт, которая представляет собой несколько зон различных по размерам в радиальном направлении (для вертикальной скважины), образующихся при бурении и последующей обсадке скважины. Методы ГИС обладают различной чувствительностью (радиусом исследования) в радиальном направлении. Это обстоятельство отражено в классификации методов ГИС (табл. п.27.2). Представленная классификация, разделяя методы ГИС по физическим основам, одновременно отражает близость, или дальность исследования каждого метода в радиальном направлении. В таблице приняты следующие обозначения:

- I – внутрискважинное пространство,
- II – обсадная колонна,
- III – пространство между колонной и породой (цементный камень),
- IV – горная порода – зона проникновения фильтрата промывочной жидкости в пласт,
- V – горная порода – незатронутая проникновением часть пласта.

Таблица п.27.2

Методы ГИС и их радиус проникновения

Методы ГИС	Информационные зоны				
	I	II	III	IV	V
Методы электрического сопротивления - зонды кажущегося сопротивления - боковое электрическое зондирование - метод экранированного заземления				*	*
Электромагнитные методы - индукционный (ИМ) - волновой диэлектрический (ВДМ) - высокочастотное изопараметрическое каротажное индукционное зондирование (ВИКИЗ) - ядерно-магнитный				*	*
Электрохимические методы - собственных потенциалов (СП) - вызванных потенциалов (ВП)					*
Гамма методы - естественной радиоактивности интегральный (ГМ) - естественной радиоактивности спектрометрический (ГМ -с). - гамма-гамма плотностной (ГГМ-п) - гамма-гамма селективный (ГГМ-с) - гамма-гамма цементометрия (ГГМ-ц) - гамма-гамма дефектометрия - гамма-гамма толщинометрия обсадных колонн				*	*
Стационарные нейтронные методы - нейтронный гамма (НГМ)				*	

<ul style="list-style-type: none"> - нейтрон-нейтронный по тепловым нейтронам (ННМт) - нейтрон-нейтронный по надтепловым нейтронам (ННМнт) - нейтронный гамма-спектрометрический (НГМС) 				*	
<p>Импульсные нейтронные методы</p> <ul style="list-style-type: none"> - импульсный нейтронный гамма (ИНГМ) - нейтрон-нейтронный по тепловым нейтронам (ИННМт) - импульсный нейтронный гамма-спектрометрический (ИНГМС, СО каротаж) 				*	
<p>Акустические методы</p> <ul style="list-style-type: none"> - на преломленных волнах: <ul style="list-style-type: none"> ультразвуковой акустический метод (АК) волновой акустический метод (ВАК) акустический цемер (АК-ц) - на отраженных волнах <ul style="list-style-type: none"> вертикальное сейсмическое профилирование (ВСП) акустический телевизор (АК-сканер) акустический каверномер - пассивные акустические методы <ul style="list-style-type: none"> акустическая шумометрия виброакустический каротаж 			*	*	*
<p>Термические методы</p> <ul style="list-style-type: none"> - естественного теплового поля (геометрия) - искусственного теплового поля (термометрия) 	*		*		*
<p>Прямые методы изучения свойств горных пород</p> <ul style="list-style-type: none"> - испытание пластов (ИПТ) - отбор образцов пород керноотборником - гидродинамический каротаж 					*
<p>Методы изучения технического состояния скважин</p> <ul style="list-style-type: none"> - кавернометрия (ДС) - профилометрия - инклинометрия - пластовая наклоннометрия - трубная профилометрия - гамма-гамма цементомерия (ГГМ-ц) - акустический цемер (АК-ц) - гамма-гамма дефектометрия - гамма-гамма толщинометрия обсадных колонн - электромагнитная локация муфт - электромагнитный прихватоопределитель 	*		*	*	*
<p>Геолого-технологические исследования (ГТИ)</p> <ul style="list-style-type: none"> - бурового раствора <ul style="list-style-type: none"> плотностиметрия резистивиметрия - газометрия в процессе бурения - люминисцентный анализ шлама ИК спектрометрия <ul style="list-style-type: none"> - характеристик режима бурения детальный механический каротаж (ДМК) виброакустический каротаж 	*	*	*		*

Геохимические методы					
- газометрия в процессе бурения после бурения	*				*
- люминесцентный анализ шлама					*
Прострелочно-взрывные работы в скважинах ПВР					
- перфорация		*	*	*	
- торпедирование	*	*			
- установка пакеров	*		*		
Геофизические исследования в эксплуатационных скважинах					
- расходометрия механическая	*				
термокондуктивная	*				
- влагометрия	*				
- барометрия	*				
- гидродинамические исследования				*	*
Прогноз продуктивности разреза в не вскрытом бурением пространстве (ПГР)					*
Радиоактивные методы				*	
Специсследования ГИС					

Аппаратура методов характеризуется определяемыми в специальных установках метрологических характеристиками. Комплекс методов ГИС соответствует геолого-технологическим условиям измерений, т.е. определяется согласно особенностям геологического разреза и устройства скважины (свойствам промывочной жидкости и конструкции скважины).

Геофизические исследования разрезов нефтяных и газовых скважин всех категорий (каротаж) подразделяют на общие и детальные.

Общие исследования выполняют во всех скважинах по всему разрезу, вскрытому бурением. Они обеспечивают:

- разделение разреза на литолого-стратиграфические комплексы и типы (терригенный, карбонатный, хемогенный, вулканогенный, кристаллический), внутри- и межплощадную корреляцию разрезов;
- расчленение разреза на пласты, их привязку по относительным и абсолютным отметкам глубин, привязку по глубине интервалов отбора керна, интервалов опробований, испытаний, перфорации.
- определение пространственного положения и технического состояния стволов скважин.

В зависимости от решаемых задач исследования подразделяют на промежуточные и заключительные, которые выполняют полным комплексом в заданных интервалах, и привязочные, назначаемые по мере необходимости.

Промежуточные исследования проводят по завершению разбуривания интервалов, намеченных для перекрытия кондуктором, техническими (тех-

нической) колоннами, а также эксплуатационной колонной выше первого продуктивного или перспективного интервала.

Заключительные исследования проводят по окончании бурения скважины. В глубоких скважинах исследования выполняют в интервалах, не превышающих 1000 м.

Привязочные исследования проводят с целью оценки положения текущего забоя относительно стратиграфических реперов, а также привязки к разрезу интервалов отбора керна, опробований и испытаний. Для этого используют один - два метода из следующего перечня: СП, ГМ и СНМ, БК (или ИК), профилометрия.

Детальные исследования выполняют в продуктивных и перспективных на нефть и газ интервалах для:

- расчленения изучаемого разреза на пласты толщиной до 0,4 м, привязку пластов по глубине скважины и абсолютным отметкам;
- детального литологического описания каждого пласта, выделения коллекторов всех типов (поровых, трещинных, каверновых и смешанных) и определения их характера насыщения и фильтрационно-емкостных свойств;
- обоснования коэффициентов извлечения и прогнозирования потенциальных дебитов.
- составления технологических схем и проектов пробной и опытно-промышленной эксплуатации и проектов разработки;
- получения исходной информации для мониторинга залежей и месторождений.

Полный комплекс детальных исследований включает постоянную (для всех категорий скважин кроме опорных и параметрических) и изменяемую части. Изменяемая часть определяется конкретной геолого-технологической ситуацией в скважине. Детальные исследования выполняют в минимальный (не более 5 суток) срок после разбуривания продуктивного или перспективного на нефть и газ интервала. При большой толщине продуктивных (перспективных) пород интервал исследований не должен превышать 400 м. При заполнении скважины непроводящей жидкостью (ИБР, ВИЭР, нефть) из комплексов ГИС исключают ПС, БКЗ, БК, магнитный картаж, МБК, наклонometriю, ЭК- сканирование, выполнение которых невозможно на непроводящей жидкости, а также ЯММ, если промывочная жидкость не содержит достаточного количества ферромагнитных веществ, подавляющих сигнал от неё.

Специальные исследования выполняют для изучения коллекторов сложного строения, которые не удаётся полностью охарактеризовать материалами обязательного комплекса. Они включают повторные измерения при смене скважинных условий:

- методами БК и ИК в процессе формирования зоны проникновения на высокоминерализованной и пресной промывочных жидкостях, соответственно, а также при создании избыточного давления на устье скважины;

- на двух промывочных жидкостях, удельные сопротивления которых отличаются на порядок и более, или когда одна из них содержит нейтронно-поглощающие вещества.
- при продавливании в породы жидкостей, содержащих искусственные короткоживущие радионуклиды (изотопы);
- в газоносных объектах - повторные измерения НК в течение нескольких месяцев в обсаженной скважине по мере расформирования зоны проникновения.

Задачи, решаемые методами ГИС.

Результаты геофизических исследований и работ в скважинах (ГИРС) являются одним из основных видов геологической документации скважин, бурящихся для поисков разведки и добычи нефти и газа. Методы ГИС используются для решения геологических, геотехнологических и геоэкологических задач. Это:

- литологическое и стратиграфическое расчленение и корреляция разрезов скважин;
- выделение коллекторов и количественная оценка их фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС).
- определение эффективных толщин, газожидкостных и водонефтяных контактов и прослеживание их динамики в процессе разработки; оценка величин нефте-, газо-, битумонасыщения;
- определение компонентного (минералогического) состава пород;
- определение степени неоднородности продуктивных отложений;
- определения пластовых и текущих давлений и температур.

К геотехнологическим задачам ГИС относится информационное обеспечение технологий вторичного вскрытия продуктивных пластов, их испытаний и интенсификации дебитов, а также задачи ГИС-контроля:

- контроль выработки и обводнения продуктивных коллекторов;
- гидродинамические исследования эксплуатационных характеристик продуктивных коллекторов;
- изучение технического состояния скважин;

При контроле выработки и обводнения коллекторов решаются следующие основные задачи:

- определение положения текущих контактов — водонефтяного (ВНК) или газонефтяного (ГНК) (при наличии естественной или техногенной газовой шапки);
- определение интервалов обводнения нефтяных пластов солёными (пластовыми) или пресными (нагнетаемыми) водами, в том числе со специфическими вытесняющими агентами;
- определение текущего нефте- или газонасыщения и степени выработки коллекторов.

К геоэкологическим задачам ГИС относятся:

- определение технического состояния разведочных, эксплуатационных и нагнетательных скважин;

- контроль радиоактивного загрязнения обсадных колонн, бурового и эксплуатационного оборудования, и др.;
- выявление путей подземной миграции грунтовых и сточных вод;
- мониторинг загрязнения подземных вод;
- мониторинг утечек газа из подземных хранилищ;
- выявление и прогноз мест прорыва захороненных стоков и минерализованных вод в пресные водоносные горизонты;
- поиск пластов-экранов для захоронения токсичных промышленных отходов;
- оконтуривание и ревизия блоков пород, пригодных для создания подземных резервуаров.

Материалы ГИС служат главным источником информации для:

- подсчета запасов углеводородов;
- проектирования разработки залежей;
- геометризации (моделирования) залежей;
- мониторинга разработки месторождений.

На завершающей стадии разработки скважинные геофизические исследования необходимы для:

- разукрупнения объектов (разделения неоднородных пластов по разрезу);
- определения оптимального давления нагнетания;
- оптимизации расстояний между нагнетательными и добывающими скважинами.

В таблице п. 27. 3 приведен перечень задач, решаемых посредством промыслово-геофизических исследований в нефтегазовых скважинах.

Задачи разбиты по ключевым этапам жизни месторождения (разведка, разработка) и соответствующим технологическим критериям (открытый и обсаженный ствол). В отдельную группу выделены методы для изучения технического состояния скважин. Некоторые задачи разведки месторождений сохраняются также и на этапе контроля разработки, но при этом для их решения используются другие методы ГИС (см. классификацию методов ГИС). Наряду с этим, сходные по физической природе методы ГИС могут привлекаться для решения разнородных задач.

Таблица п.27.3

Задачи, решаемые посредством промыслово-геофизических исследований

Применение ГИС в нефтегазовых скважинах	Открытый ствол – разведка месторождений	Обсаженная скважина – контроль разработки	Изучение технического состояния скважин
Литолого-стратиграфическое расчленение разреза	*		
Выделение коллекторов, определение их эффективных толщин	*		
Оценка фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) и компонентного (мине-	*		

ПРИЛОЖЕНИЯ

рального) состава пород			
Изучение неоднородностей коллекторов	*		
Определение и контроль перемещения газожиждкостных и водонефтяных контактов	*	*	
Оценка начального, текущего и остаточного газо- нефтенасыщения	*	*	
Построение объемных цифровых моделей залежей нефти и газа и корреляция разрезов скважин	*		
Оценка геологических и извлекаемых запасов	*	*	
Прогноз и оценка аномальных порового и пластового давлений	*		
Построение динамических моделей околоскважинных зон и их геотехнологические оценки	*	*	
Определение диаметра профиля и траектории скважины и навигация наклонно-направленного бурения	*		*
Определение качества цементирования			*
Контроль состояния обсадных колонн, обсадного и эксплуатационного оборудования	*		*
Выявление работающих пластов		*	
Изучение профиля притока (приемистости)		*	
Определение уровней раздела фаз в скважине и компетентного состава заполнителя ствола		*	
Оценка фазовых расходных параметров в стволе скважины		*	
Выявление и оценка внутриколонных межпластовых перетоков		*	
Вскрытие пласта, создание гидродинамической связи в системе скважина - пласт		*	
Разобщение и герметизация отдельных интервалов в скважине и заколонном пространстве		*	*
Очистка забоя и ствола скважины, ликвидация аварий	*		*
Определение качества вскрытия пласта (повышение дебита и приемистости скважин)		*	

ПЕТРОФИЗИКА - ОСНОВА КОМПЛЕКСНОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ГИС

(Раздел написан доц. каф. ГИС РГУ нефти и газа В.Г.Серебряковым).

Детальное изучение разрезов нефтяных и газовых скважин базируется прежде всего, на интерпретации геофизических исследований выполняемых в скважинах. В основе интерпретации ГИС лежат петрофизические связи регистрируемых в скважинах величин с изучением керна. По результатам геофизической интерпретации строят петрофизические связи, которые являются фундаментом нефтяной и газовой геологии и геофизики.

Место петрофизики в общем цикле поисков и разведке нефтяных и газовых месторождений. Процесс поисков и разведки месторождений включает в себя три основных стадии.

Первая стадия - заключается в *регистрации диаграмм физических полей*. В результате получают кажущиеся значения физических полей (ρ_k , $U_{сп}$, J_{γ} , $J_{\gamma\gamma}$, J_{η} , $J_{\eta\eta}$, C , dc , D , V_p , V_s и т.д.). Они отражают границы пластов неоднородности.

Вторая стадия - геофизическая интерпретация базируется на палетках, номограммах, формулах, теоретических зависимостях и дает истинные параметры физических полей (ρ_p , $\Delta U_{сп}$, ΔJ_{γ} , $\Delta J_{\gamma\gamma}$, ΔJ_{η} , $\Delta J_{\eta\eta}$, C , dc , $D_{зп}$, ρ_r и т.д.), однако определение истинных значений физических полей не самоцель.

Третья стадия - геологическая интерпретация - позволяет получить значения коллекторских свойств (литологическое расчленение разреза, профили, карты, K_p , $K_{п}$, K_v , $K_{но}$, $K_{во}$, $K_{пр}$ и т.д.).

Полученные результаты используются для подсчета запасов, контроля за разработкой. В основе геологической интерпретации лежат петрофизические связи, модели.

Важным вопросом является надежность петрофизических связей, поскольку они перекидывают "мост" от геофизики к петрофизике, минералогии, геологии, продуктивности и т. д. С учетом анализа керна, шлама, результатов испытания пластов удастся получить ценную информацию для переинтерпретации "старых данных" геолога - геофизического материала.

По полученным материалам строят связи типа "кern - kern", "кern - геофизика", "геофизика - геофизика" и другие.

Таким образом петрофизика является *научной базой* для количественной интерпретации геофизических исследований и геологической интерпретации при разведке, изучении нефтяных и газовых месторождений и их разработке.

Следующим этапом работ с петрофизическими материалами является построение моделей пласта, залежи, месторождения, позволяющих повысить эффективность геологической интерпретации геофизических данных и определить ФЕС коллектора ($K_{во}$, $K_{но}$, $K_{п}$ эф, фазовую проницаемость $K_{пр н}$, $K_{пр г}$) для различного типа порового пространства и различного минерального состава коллекторов.

РИСКИ

Изложено по работе Каламкарова Л.В., Элланского М.М. "Вероятностный подход к прогнозу нефтегазоносности и проектированию поисково-разведочных работ на нефть и газ, М., РГУ Нефти и газа, 2000

Риски. Основные понятия вероятностной оценки. Риск - это опасность, возможность убытка или ущерба, возможность наступления какого-либо неблагоприятного события. Под риском также понимается вероятность возможных потерь части ресурсов, недополучения доходов, появления дополнительных расходов по сравнению с вариантом, предусмотренным проектом. Существуют понятия экономического, политического, экологического, социального, геологического и т.д. рисков.

При прогнозировании ресурсов используют функцию распределения $F(q) = P(Q > q)$. Здесь $P(Q > q)$ есть вероятность события, состоящего в том, что ресурсы объекта не менее значения q . На рисунке п-29-1 приведены примеры типичных кривых $F(q)$, каждая из которых отвечает различной степени точности оценки ресурсов. Например, по кривой 2 с вероятностью 0,75 ресурсы не меньше 10 млн.т., а с вероятностью 0,25 - 50 млн.т. Рис. п.29.1.

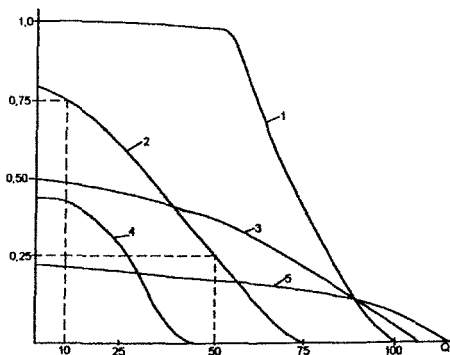


Рис. п.29.1. Типы кривых распределения прогнозных оценок потенциальных ресурсов нефти.

Объяснение в тексте. 1 - Перспективная зона, уже открыты месторождения. Риск = 0. 2 - Перспективный объект. 3 - Объект с неуверенно выделяемыми ресурсами (или - или), 4 - Очень бедный объект. 5 - Малообоснованная оценка

Если для изучаемого объекта нефтегазоносность не установлена, то существует не равная нулю вероятность, что ресурсы равны нулю, то есть $F_0 = [1 - F(0)] = 0$. Вероятность отсутствия нефтегазоносности называется *коэффициентом риска*, или просто *риском*, а величина $F(0)$ успехом. Это - первая компонента геологического риска, равная вероятности непродуктивности геологического объекта, для которого прогнозируются ресурсы нефти, или газа.

Вторая компонента геологического риска, равная $D_0 = 1 - D$ характеризует ситуацию, когда в результате поисковых работ не будет выявлена нефтегазоносность поискового объекта. На рисунке п-29-2

показаны графики зависимости вероятности открытия продуктивной ловушки от числа пробуренной на этой ловушке поисковых скважин.

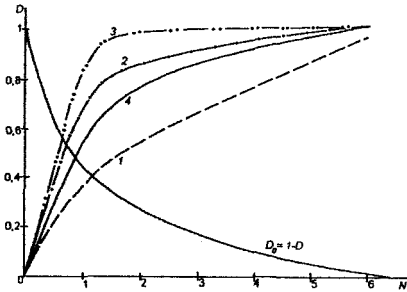


Рис. п.29.2. Графики зависимости вероятности открытия залежи нефти и газа D и вероятности "пропуска" залежи D_0 от количества пробуренных поисковых скважин по результатам нефтегазописковых работ на Украине (1), в Средней Азии (2), в Калининградской области (3), в целом по СССР.

Из рисунка п.29.3 видно, что эта вероятность для одной поисковой скважины равна 0,6, для двух - 0,75, для трех - 0,86 и только для шести - 1. Однако, и пустая ловушка может ошибочно оценена, как продуктивная. На рисунке приведен график, иллюстрирующий эту ситуацию. Вероятность правильной ее оценки по первой поисковой скважине равна 0,45, по второй - 0,69, по третьей - 0,83 и лишь после бурения шестой скважины ловушка будет опознана как пустая с вероятностью 1.

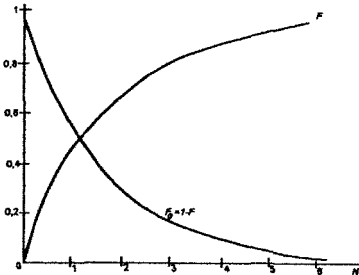


Рис. п.29.3. График зависимости вероятности отрицательной оценки "пустой" ловушки F от количества пробуренных поисковых скважин

Третья компонента геологического риска касается распределения ресурсов перспективной зоны, или запасов локальной ловушки. Для каждого значения ресурсов, или запасов q может быть определена величина $F(q)$, равная вероятности того, что истинные ресурсы (запасы) будут больше q . Величина $P_q = 1 - F(q)$ и есть третья компонента геологического риска, равная вероятности того, что реальные ресурсы или запасы будут меньше прогнозного значения (рис. п.29.3). Если все три компонента независимы, то вероятность сложного события "геологического успеха", то есть вероятность того, что изучаемый поисковый объект продуктивен, обнаружен и его запасы не менее прогнозного значения, q будет равна $(1 - P_q)(1 - D_0)(1 - P_q)$.

ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА МОНТЕ-КАРЛО ПРИ ОЦЕНКЕ РЕСУРСОВ И ЗАПАСОВ

Метод Монте-Карло применяется при решении широкого круга задач. Поясним специфику этого метода [Каламкар, Элланский, 2000] на примере определения площади фигуры сложной формы (рис. п.30.1).

1. Поместим фигуру в прямоугольник большей площади.
2. С помощью двух датчиков случайных чисел "разыгрываем" координаты точек опадающих в этот прямоугольник для разных i , число которых достаточно велико.
3. Пусть число точек, попавших в фигуру равно N_1 , а не попавших - N_2 .
4. Площадь сложной фигуры, находящейся в прямоугольнике, находится по соотношению $S_1/S_2=N_1/(N_1+N_2)$, где S_1 и S_2 площади сложной фигуры и прямоугольника.

Таким образом, используя датчики случайных чисел, отражающих распределение подсчетных параметров залежи нефти, или газа, можно имитировать процедуру выбора случайных значений этих параметров и получения случайного значения ресурсов залежи путем перемножения выбранных значений подсчетных параметров. Повторяя эту процедуру достаточно большое число раз, можно получить прогнозное распределение ресурсов изучаемой залежи [Каламкар, Элланский, 2000].

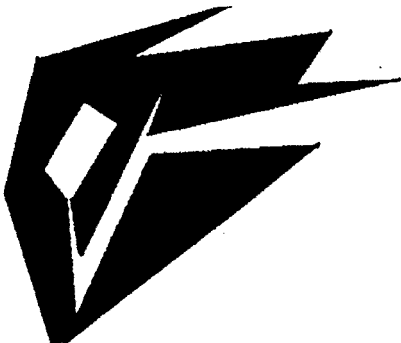


Рис. п.30.1. Фигура сложной формы, площадь которой может быть определена методом Монте-Карло

Приложение 31
ЭТАПЫ И СТАДИИ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ

Приложение 1
 к приказу МПР РФ от 7 февраля 2001 г. № 126

**ВРЕМЕННОЕ ПОЛОЖЕНИЕ ОБ ЭТАПАХ И СТАДИЯХ ГЕОЛОГО-
 РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА НЕФТЬ И ГАЗ**

1. Общие положения
2. Региональный этап
 - 2.1. Стадия прогноза нефтегазоносности
 - 2.2. Стадия оценки зон нефтегазоаккумуляции
3. Поисково-оценочный этап
 - 3.1. Стадия выявления объектов
 - 3.2. Стадия подготовки объектов к поисковому бурению
 - 3.3. Стадия поиска и оценки месторождений (залежей)
4. Разведочный этап

Временное положение об этапах и стадиях геологоразведочных работ на нефть и газ (далее - Временное положение) составлено в соответствии с Законом Российской Федерации "О недрах" и "Положением о порядке лицензирования пользования недрами", утвержденном в 1992 году.

1. Общие положения

1.1. Временное положение определяет последовательность проведения геологоразведочных работ на нефть и газ в Российской Федерации, связанных с изучением нефтегазоносности, поисками, оценкой, разведкой и разработкой месторождений (залежей) нефти и газа, независимо от их ведомственной принадлежности, подчинения и форм собственности.

1.2. Совокупность взаимосвязанных, применяемых в определенной последовательности работ по изучению недр, обеспечивающий подготовку разведанных запасов нефти, газового конденсата и природного газа для промышленного освоения, далее по тексту именуется - "геологоразведочный процесс".

1.3. Деление геологоразведочного процесса на этапы и стадии имеет целью установление рациональной последовательности выполнения различных видов работ и общих принципов оценки их результатов на единой методической основе для повышения эффективности и использования недр.

1.4. Виды, объемы работ и методы исследований, применяемые на отдельных этапах и стадиях, должны составлять рациональный комплекс, обеспечивающий решение основных геолого-экономических задач с мини-

мальными затратами сил и средств в конкретных геологических и географических условиях и соответствовать утвержденным нормативам, инструкциям и руководствам, регламентирующим их проведение.

Комплекс исследований и работ, выполняемый в скважинах различных категорий, определяется в соответствии с "Классификацией скважин, бурящихся при геологоразведочных работах и разработке нефтяных и газовых месторождений (залежей)".

1.5. Геологоразведочные работы осуществляются по проектам, которые составляются и утверждаются в соответствии с действующими инструкциями и нормативными документами.

1.6. Геологоразведочные работы на нефть и газ в зависимости от стоящих перед ними задач, состояния изученности нефтегазосности недр подразделяются на:

- региональный
- поисково-оценочный
- разведочный

этапы с выделением в них стадий (см. таблицу).

2. Региональный этап

Целью региональных геолого-геофизических работ является изучение основных закономерностей геологического строения слабо исследованных осадочных бассейнов и их участков и отдельных литолого-стратиграфических комплексов, оценка перспектив их нефтегазосности и определение первоочередных районов и литолого-стратиграфических комплексов для постановки поисковых работ на нефть и газ на конкретных объектах.

Региональный этап изучения недр предшествует поисково-оценочному этапу 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 нефтегазосных районов региональные работы могут проводиться одновременно с поисково-оценочными и разведочными работами.

В соответствии с задачами региональный этап разделяют на две стадии прогноза нефтегазосности и оценки зон нефтегазонакопления.

2.1. Стадия прогноза нефтегазосности:

2.1.1. Основным объектом исследования являются осадочные бассейны и их части.

2.1.2. На стадии прогноза нефтегазосности обосновываются наиболее перспективные направления дальнейших исследований и проводится выбор первоочередных объектов - нефтегазоперспективных районов и зон, перспективных комплексов.

2.1.3. Типовой комплекс региональных работ этой стадии включает:

- дешифрирование материалов аэро-, фото- и космических съемок, геологическую, гидрогеологическую, структурно-геоморфологическую, геохимическую мелкомасштабные съемки и другие исследования;
- аэромагнитную, гравиметрическую съемки масштабов 1:200000 1:50000 и электроразведку;
- сейсморазведочные работы по системе опорных профильных пересечений;
- бурение опорных и параметрических скважин на опорных профилях в различных структурно-фациальных условиях;
- обобщение и анализ геолого-геофизической информации, результатов бурения скважин.

2.1.4. На стадии прогноза нефтегазоносности по результатам работ и обобщения материалов составляются отчеты (годовые и окончательные) о геологических результатах и оценке прогнозных ресурсов категорий Д₂ и частично Д₁. В окончательном отчете обосновывается выбор основных направлений и первоочередных объектов дальнейших исследований. К отчетам прилагаются следующие основные графические документы:

- обзорная карта;
- схема расположения профилей, физических точек наблюдений и скважин на исходной геологической и тектонической основе;
- сводные нормальные геолого-геофизические разрезы отложений, изученных крупных геоструктурных элементов осадочного бассейна;
- геолого-геофизические разрезы опорных и параметрических скважин с выделенными опорными и маркирующими горизонтами и с результатами испытания;
- схемы межрайонной корреляции разрезов изученных отложений;
- опорные геологические и геофизические разрезы, характеризующие строение бассейна и крупных структур;
- схема тектонического районирования бассейна в целом или отдельной изученной его части;
- литолого-фациальные схемы и палеосхемы нефтегазоперспективных комплексов разреза;
- схемы нефтегазогеологического районирования с дифференцированием территорий (акваторий) по перспективам нефтегазоносности и выделением первоочередных зон для проведения работ следующей стадии.

2.2. Стадия оценки зон нефтегазонакопления

2.2.1. Основными объектами исследования этой стадии являются нефтегазоперспективные зоны и зоны нефтегазонакопления.

2.2.2. Типовой комплекс работ стадии оценки зон нефтегазонакопле-

ния включает все виды работ и методы исследований, указанные в пункте 2.1.3, но выполняющиеся по более плотной сети наблюдений и с укрупнением масштабов исследований до 1:100000-1:25000.

2.2.3. На стадии оценки зон нефтегазонакопления по результатам проведения работ и обобщения материалов составляются отчеты (годовые и окончательные) о геологических результатах и оценке ресурсов категорий Д₁ и частично Д₂. В окончательном отчете обосновывается выбор районов и установление очередности проведения на них поисковых работ. К отчетам прилагаются следующие основные графические документы:

- обзорная карта;
- карта геолого-геофизической изученности;
- карта тектонического районирования;
- схема расположения профилей и скважин (карта фактического материала) на геологической и структурной основе;
- геолого-геофизические разрезы скважин с выделением нефтегазоперспективных и нефтегазоносных комплексов и с результатами испытания;
- корреляционные схемы разрезов скважин, нефтегазоносных и перспективных комплексов, горизонтов и пластов с результатами их испытания;
- опорные геологические разрезы, сейсмогеологические, временные и другие разрезы, проходящие через параметрические скважины;
- структурные карты по основным структурным этажам и ярусам;
- литолого-фациальные карты и палеосхемы перспективных комплексов и горизонтов;
- карта важнейших критериев нефтегазоносности основных комплексов;
- карта нефтегазогеологического районирования;
- подсчетные планы нефтегазоносных комплексов с выделением эталонных и расчетных участков и границами развития нефтегазоносных комплексов;
- карты перспектив нефтегазоносности и распределения плотности прогнозных ресурсов нефти и газа категорий Д₁ и Д₂.

3. Поисково-оценочный этап

Целью поисково-оценочных работ является обнаружение новых месторождений нефти и газа или новых залежей на ранее открытых месторождениях и оценка их запасов в сумме категорий С₁ и С₂.

Поисково-оценочный этап разделяется на стадии: выявления объектов поискового бурения, подготовки объектов к поисковому бурению, поиска и оценки месторождений (залежей).

3.1. Стадия выявления объектов поискового бурения

3.1.1. Объектами проведения работ являются районы с установленной или возможной нефтегазоносностью.

3.1.2. Типовой комплекс работ включает:

- дешифрирование материалов аэрофото- и космических съемок локального и детального уровней генерализации;
- структурно-геологическую (структурно-геоморфологическую съемки);

- гравиразведку, магниторазведку и электроразведку;
- сейсморазведку по системе взаимоувязанных профилей;
- бурение структурных скважин;
- специальные работы и исследования по прогнозу геологического разреза и прямым поискам.

3.1.3. По материалам геолого-геофизических работ по выявлению объектов поискового бурения составляются отчеты о геологических результатах работ и оценке прогнозных локализованных ресурсов Д_1л с обязательным приложением следующих основных графических документов:

- обзорная карта района;
- карта геолого-геофизической изученности;
- схема расположения профилей, физических точек наблюдений и скважин;
- сводный геолого-геофизический разрез площади работ;
- геологические профили, временные, сейсмогеологические, геоэлектрические и другие разрезы;
- геолого-геофизические разрезы структурных скважин с выделением продуктивных, маркирующих, опорных горизонтов;
- структурные карты по целевым горизонтам с выделением первоочередных объектов;
- карты сопоставления результатов всех видов геолого-геофизических исследований.

3.2. Стадия подготовки объектов к поисковому бурению.

3.2.1. Объектами проведения работ являются выявленные ловушки.

3.2.2. Типовой комплекс работ включает:

- высокоточную гравиразведку и детальную электроразведку;
- детальную сейсморазведку;
- бурение структурных скважин.

3.2.3. По материалам геолого-геофизических работ по подготовке объектов к поисковому бурению составляется отчет о геологических результатах работ и паспорт на подготовленную структуру, с оценкой пер-

спективных ресурсов категории С₃ с обязательным приложением следующих основных графических документов:

- обзорная карта района;
- карта геолого-геофизической изученности;
- схема расположения профилей, физических точек наблюдений и скважин;
- сводный геолого-геофизический разрез площади работ;
- геологические профили, временные, сейсмогеологические, геоэлектрические и другие разрезы;
- геолого-геофизические разрезы структурных скважин с выделением продуктивных, маркирующих, опорных горизонтов;
- структурные карты по целевым горизонтам с выделением первоочередных объектов;
- карты неантиклинальных ловушек, совмещенные со структурными картами по продуктивным или близким к ним горизонтам, с контурами предполагаемых залежей;
- карты сопоставления результатов всех видов геолого-геофизических исследований;
- информационные карты по выявленным нефтегазоперспективным объектам, паспорта по объектам, подготовленным к поисковому бурению.

3.3. Стадия поиска и оценки месторождений (залежей)

3.3.1. Объектами проведения работ являются подготовленные к поисковому бурению ловушки и открытые месторождения (залежи).

3.3.2. Типовой комплекс работ включает:

- бурение и испытание поисково-оценочных скважин;
- детализационную скважинную и наземную (морскую) сейсморазведку;
- специальные работы и исследования по изучению геологического разреза и положения контуров залежей и элементов ограничения залежи.

Объемы работ и виды геолого-геофизических исследований, а также их методика определяется проектом, а для каждой скважины - геолого-техническим нарядом, составленными и утвержденными в установленном порядке.

3.3.3. В процессе поиска месторождений (залежей) решается задача установления факта наличия или отсутствия промышленных запасов нефти и газа. В случае открытия месторождения (залежи) подтверждающие геолого-геофизические материалы в установленном порядке представляются на государственную экспертизу запасов и по ее результатам ставятся на государственный баланс.

3.3.4. В процессе оценки решаются следующие вопросы:

- установление фазового состояния углеводородов и характеристик

пластовых углеводородных систем;

- изучение физико-химических свойств нефтей, газов, конденсатов в пластовых и поверхностных условиях, определение их товарных качеств;
- изучение фильтрационно-емкостных характеристик коллекторов;
- определение эффективных толщин, значений пористости, нефтегазонасыщенности;
- установление коэффициентов продуктивности скважин и добычных возможностей;
- предварительная геометризация залежей и подсчет запасов по категориям С₂ и С₁,

В отдельных случаях при оценке месторождений с целью уточнения промысловых характеристик коллектора проводится опытная эксплуатация пробуренных в рамках данной стадии единичных скважин. Опытная эксплуатация проводится по индивидуальным проектам, в которых определяются сроки проведения и максимальные объемы отбора нефти и газа.

Проекты опытной эксплуатации скважин проходят экспертизу и утверждаются в установленном порядке.

3.3.5. По результатам работ на стадии поиска и оценки месторождений (залежей) проводится систематизация геолого-геофизических материалов и составляется отчет о результатах поисково-оценочных работ. В случае открытия месторождения (залежи) проводится подсчет геологических и извлекаемых запасов углеводородов, а также сопутствующих компонентов в соответствии с действующими нормативными документами.

4. Разведочный этап

4.1. Целью этапа является изучение характеристик месторождений (залежей), обеспечивающих составление технологической схемы разработки (проекта опытно-промышленной эксплуатации) месторождения (залежи) нефти или проекта опытно-промышленной эксплуатации месторождения (залежи) газа, а также уточнение промысловых характеристик эксплуатационных объектов в процессе разработки.

4.2. Объектами проведения работ являются месторождения (залежи) нефти и газа.

4.3. В процессе разведки решаются следующие вопросы:

- уточнение положения контактов газ – нефть - вода и контуров залежей;
- уточнение дебитов нефти, газа, конденсата, воды, установление пластового давления, давления насыщения и коэффициентов продуктивности скважин;
- исследование гидродинамической связи залежей с законтурной областью;

- уточнение изменчивости емкостно-фильтрационных характеристик коллекторов;

- уточнение изменчивости физико - химических свойств флюидов по площади и разрезу залежи;

- изучение характеристик продуктивных пластов, определяющих выбор методов воздействия на залежь и призабойную зону с целью повышения коэффициентов извлечения.

4.4. Типовой комплекс работ включает;

- бурение разведочных, а в ряде случаев и опережающих эксплуатационных скважин;

- переинтерпретацию геолого-геофизических материалов с учетом данных по пробуренным скважинам;

- проведение детализационных геолого-геофизических работ на площади и в скважинах;

- проведение пробной эксплуатации залежи.

4.5. Рациональная степень разведанности, необходимый объем работ и методы исследования определяются проектом разведки, составляемым и утверждаемым в установленном порядке.

4.6. По результатам разведочных работ с учетом данных пробной эксплуатации проводится:

- уточнение геологических и извлекаемых запасов углеводородов, а также сопутствующих компонентов разведанных и выявленных залежей (продуктивных горизонтов) месторождений по категориям С₁ и частично С₂;

- подготовка 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.

4.7. Этап разведки месторождения (залежи) завершается получением информации, достаточной для составления технологической схемы разработки (проекта опытно-промышленной эксплуатации) месторождения (залежи) нефти или проекта опытно-промышленной эксплуатации месторождений (залежи) газа.

4.8. По результатам работ на этапе разведки проводится систематизация геолого-геофизических материалов и составляются:

- отчет по подсчету запасов нефти, конденсата, природного газа и попутных компонентов;

- технико-экономическое обоснование величин коэффициентов извлечения нефти и конденсата.

Схема стадийности геологоразведочных работ на нефть и газ

Этап	Стадия	Объекты изучения	Основные задачи	Итоговая оценка ресурсов
Региональный	Прогноза нефтегазоносности	Осадочные бассейны и их части	<ol style="list-style-type: none"> 1. Выявление литолого - стратиграфических комплексов, структурных этажей, ярусов и структурно-фациальных зон, определение характера основных этапов, геотектонического развития, тектоническое районирование. 2. Выделение нефтегазоперспективных комплексов (резервуаров) и зон возможного нефтегазонакопления, нефтегазогеологическое районирование. 3. Качественная и количественная оценка перспектив нефтегазоносности. 4. Выбор основных направлений и первоочередных объектов, дальнейших исследований. 	Прогнозные ресурсы Д ₂ и частично Д ₁
	Оценки зон нефтегазонакопления	Нефтегазоперспективные зоны и зоны нефтегазонакопления	<ol style="list-style-type: none"> 1. Выявление субрегиональных и зональных структурных - соотношений между различными нефтегазоперспективными и литолого-стратиграфическими комплексами основных закономерностей распространения свойств пород коллекторов и флюидоупоров и изменения их свойств. 2. Уточнение нефтегазогеологического районирования. 3. Количественная оценка перспектив нефтегазоносности. 4. Выбор районов и установление очередности проведения на них поисковых работ. 	Прогнозные ресурсы Д ₁ и частично Д ₂
Поисково-оценочный	Выявления объектов поискового бурения	Районы с установленной или возможной нефтегазоносностью	<ol style="list-style-type: none"> 1. Выявление условий залегания и других геолого-геофизических свойств нефтегазоносных и нефтегазоперспективных комплексов. 2. Выявление перспективных ловушек. 3. Количественная оценка прогнозных локализованных ресурсов. 4. Выбор объектов для детализационных работ 	Прогнозные локализованные ресурсы Д _{1Л}

	Подготовки объектов к поисковому бурению	Выявленные ловушки	<ol style="list-style-type: none"> 1. Детализация выявленных перспективных ловушек, позволяющая прогнозировать пространственное положение залежей 2. Количественная оценка перспективных ресурсов на объектах, подготовленных к поисковому бурению. 3. Выбор объектов и определение очередности их ввода в поисковое бурение. 	Перспективные ресурсы С ₃
	Поиски и оценки месторождения (залежи)	Подготовленные ловушки, открытые месторождения (залежи).	<ol style="list-style-type: none"> 1. Выявление в разрезе нефтегазоносных и перспективных горизонтов коллекторов и покрышек и определение их геолого-геофизических свойств (параметров). 2. Выделение, опробование и испытание нефтегазоперспективных пластов и горизонтов, получение промышленных притоков нефти и газа и установление свойств флюидов и фильтрационно емкостных характеристик. 3. Открытие месторождения и постановка запасов на государственный баланс. 4. Выбор объектов для проведения оценочных работ. 5. Установление основных характеристик месторождений (залежей). 6. Оценка запасов месторождений (залежей). 7. Выбор объектов разведки. 	Предварительно оцененные запасы С ₁ и частично разведанные запасы С ₂
Разведочный	Разведки и пробной эксплуатации	промышленные месторождения (залежи)	<ol style="list-style-type: none"> 1. Уточнение геологического строения и запасов залежей. 2. Пробная эксплуатация для получения данных и параметров для составления технологической схемы разработки месторождений 3. Перевод запасов категории С₂ в категорию С₁ 	Разведанные запасы С ₂ и частично предварительно оцененные запасы С ₂

СИСТЕМЫ РАЗМЕЩЕНИЯ СКВАЖИН ПРИ ПОИСКАХ И ОЦЕНКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

Оценочные скважины бурят после открытия месторождения, они являются зависимыми от результатов уже пробуренных. Совокупность поисковых и оценочных скважин образуют систему, конфигурация которых зависит от особенностей объекта. В случае полнопластовой залежи обычно встает вопрос об определении ее высоты. В этом случае, скважины размещают на определенном расстоянии, которое называется шаг поискового бурения. Порядок размещения оценочных скважин следующий:

- 1 скважина бурится на предполагаемом своде,
 - 2 скважина – на крыле на таком расстоянии, чтобы кровля была бы вскрыта на той же высоте, на какой в скважине 1 была вскрыта подошва.

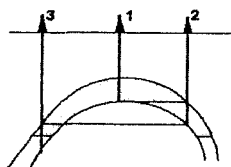


Рис. п.32.1. Шаг поискового бурения

- 3. Если ВНК не вскрыт – бурят 3 скважину, чтобы вскрыть кровлю на той же высоте, на какой в скважине 2 была вскрыта подошва. Эту скважину закладывают на противоположном крыле, если залежь сводового, либо по трехлучевой системе, или классическим поисковым крестом, или по диагональному профилю, если залежь иного строения (рис. п.32.1).

Заложение скважин на антиклиналях

Заложение скважин на антиклиналях простого ненарушенного строения. В зависимости от вида ловушки на площадях, подготовленных геофизическими и другими методами, закладывают одну (в случае простого строения), или несколько (в случае нарушенного сбросами, или сдвигами) поисковых скважин, вскрывающий весь ополсковываемый разрез в сводовой части. Вторую скважину закладывают в «критическом направлении» – в месте наименее выраженного замыкания ловушки (рис. п.32.2 а).

В большинстве случаев для предварительной оценки бурят один, или два профиля скважин (рис. п-32-2б), однако в настоящее время наиболее распространен классический поисковый крест из 5 скважин (рис. п-32-2.в). Иногда из классического креста изымаются одна, или две скважины. На узких складках поиск ведут профилем из 2 - 3 скважин, а оценку – диагональным профилем из трех скважин. Если этого оказалось недостаточно, добавляют еще один диагональный профиль (рис. п.32.2.г). При ополковании куполовидных складок, первую скважину закладывают в своде, а затем закладывают 3 скважины по радиальным профилям под углом 120° (трехлученная система).

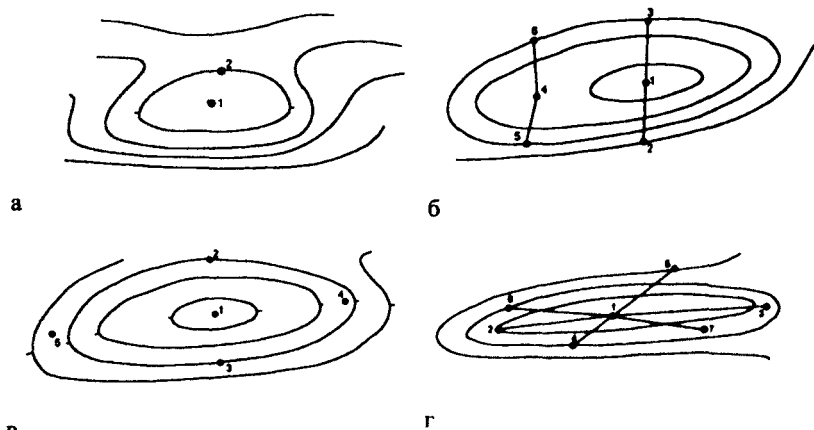


Рис.п.32.2. Размещение скважин на антиклиналях: а - методом критического направления, б - методом профилей, в - методом поискового креста, г - методом диагональных профилей (по Н.А.Крылову)

Оперативная оценка нефтегазоносности разреза многокупольных структур ведется бурением скважин в приоритетных точках, определяющих распространение залежей и степень заполнения ловушки. Первую скважину закладывают на наиболее высоком куполе, вторую бурят в седловине между куполами, в зоне полного заполнения всех куполов, и если она продуктивная, для оценки величины залежи третью скважину закладывают в зоне максимального заполнения ловушки (рис. п-32-3.а).

Предварительная оценка массивных залежей связанных с небольшими по площади ловушками, может осуществляться одной поисковой скважиной, пробуренной до вскрытия ВНК, или ГВК. Широко применявшаяся ранее «треугольная система» в настоящее время не применяется в связи с ее неэкономичностью. Суть ее заключается в том, что в пределах предполагаемого сводового участка закладываются 2 или 3 скважины вдоль длинной оси. При получении положительного результата оценочные скважины размещают в третьих вершинах примерно равностороннего треугольника, первые и вторые вершины которого образованы уже пробуренными скважинами. При несоответствии структурных планов по разным перспективным толщам потребуются бурение не менее чем двух поисковых скважин (в свод верхней и в свод нижней толщи). В погребенных рифовых массивах большой высоты и малой площади (таких, как Ишимбаевские рифы в Предуральском прогибе) бурятся кустовые (многоствольные) скважины, наклонно-направленным способом с отклонением от основного ствола 2-3-дополнительных на 300-500 м. Этот способ рекомендуется всегда, когда надо изучить структуру небольшой площади и сложной конфигурации.

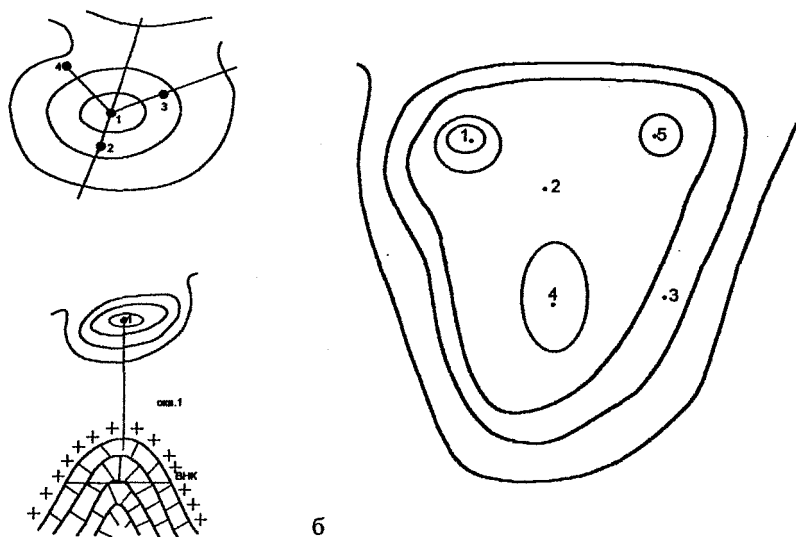


Рис. п.32.3. Размещение скважин в - по трехлучевой системе, б - в многокупольных залежах, в - в массивных залежах (по Н.А.Крылову).

Заложение скважин на нарушенных разломах, блоковых антиклиналях. Если амплитуда нарушения меньше мощности продуктивного горизонта, система размещения аналогична системе, закладываемой в ненарушенной структуре. При предварительной оценке необходимо в первую очередь изучать влияние разрывов на распределение запасов углеводородов по площади.

Если ловушка нарушена **сбросом (сбросами)** на два, или несколько блоков, их опоисковывают последовательно, начиная со свода по гипсометрическим уровням, до самого нижнего блока независимыми скважинами. Каждую залежь оценивают самостоятельно. Если ловушка нарушена **взбросом** на два блока, их опоисковывают одной скважиной, проходящей через оба блока. Особенно важно бурить до вскрытия опущенного крыла, когда мы предполагаем наличие поднадвиговых залежей.

Заложение скважин на антиклиналях в особых случаях.

1. Если ловушка представляет собой **малоамплитудное поднятие**, то одновременно закладывают две скважины - в предполагаемом своде и в зоне наименее выраженного замыкания ловушки, или в зоне полного заполнения всех куполов.

2. Если предполагается **висячая залежь**, первая поисковая скважина планируется в свод, вторая - в то крыло, где наименьшие напоры пластовых вод. При положительном результате следующие скважины бурятся по системе профилей, в сторону, где гидростатические напоры минимальны.

3. В залежах, связанных с **грязевым вулканизмом**, первые поисковые скважины размещают подалеже от жерла, следующие приближают на шаг поискового бурения.

4. В залежах, связанных с **солянокупольной тектоникой**, первая поисковая скважина бурится в свод до достижения соли. Затем – короткие профили наклонно - направленно, ствол которых располагают параллельно склону соли, чтобы вскрыть несколько продуктивных горизонтов с приконтактными залежами.

Заложение скважин на неантиклинальных ловушках (НАЛ)

При работе с не антиклинальными ловушками очень большую роль играет априорная геологическая модель. Работа по выявлению не антиклинальной залежи должны вестись так, чтобы наиболее рациональным путем проверить справедливость априорной модели и уточнить ее. Большую роль при изучении неантиклинальных ловушек имеет набор высокоточных геофизических методов и новейшие способы их интерпретации.

Поиски в ловушках литологического класса

а. Ловушки на моноκлиналях. Закладываются 3 независимые скважины по профилю (рис. п.32.3 а), или треугольником (рис п.32.3 б). Первая скважина закладывается в головной, самой перспективной части ловушки. При выборе ее места заложения, надо учитывать, что ошибка в картировании линии выклинивания составляет 200 - 300 м. Поэтому целесообразно отступить от предложенной линии выклинивания в сторону увеличения мощностей коллектора на 300-500 м. Вторая скважина бурится вниз по падению пласта, в направлении ожидаемого ВНК, или ГВК. Третья – по восстанию пласта для установления линии выклинивания, или развития коллектора, а при треугольной системе – у бокового экрана.

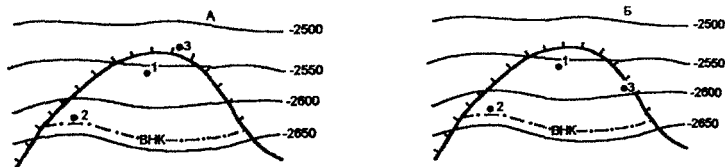
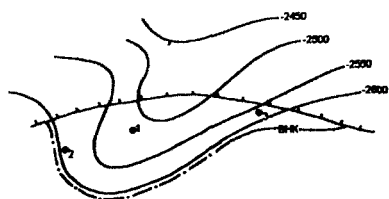


Рис. п.32.4. Заложение скважин на моноκлиналях в литологических ловушках по профилю (А), или треугольников (Б) (по Н.А.Крылову)



Те же принципы размещения скважин сохраняются и в случае размещения скважин на структурном носе (рис. п.32.5).

Рис. п.32.5. Размещение скважин на структурном носе (по Н.А.Крылову)

В случае системы заливообразных ловушек у одной линии выклинивания коллектора основные принципы остаются теми же (рис. п.32.6). Если модель оказалась правильной, можно исключить бурение ряда скважин (4,5,8,9).

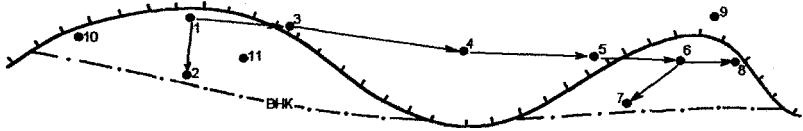


Рис. п.32.6. Размещение скважин в случае системы заливообразных ловушек у одной линии выклинивания коллектора (по Н.А.Крылову)

б. Шнурковые ловушки. При заложении скважин используется метод клина, который заключается в следующем:

- После получения притока в скважине—открывательнице, закладывают две дополнительные скважины на едином с ней профиле, перпендикулярном оси залежи. По данным этого профиля из трех скважин определяется зона максимальной мощности резервуара.
- Следующую четвертую скважину бурят на продолжении оси, выявленной по первому профилю.
- От скважины 4 развивают новый профиль для уточнения положения оси залежи в этом втором профиле (рис. п.32.7).

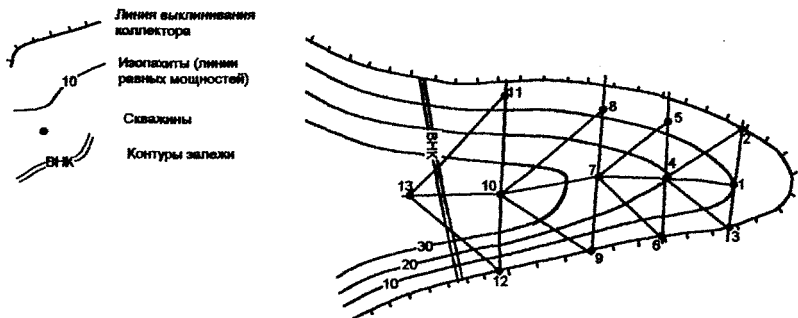


Рис. п.32.7. Размещение скважин методом "клина" (по Н.А.Крылову).

Далее операция продолжается вниз по региональному падению пластов до вскрытия ВНК. В первую очередь разведываются участки локальных поднятий, находящихся в зоне распространения песчаных тел. Описанный метод весьма дорогостоящий, и целесообразен при малых глубинах, больших запасах и недостоверных геофизических данных.

В тектонически экранированных ловушках расстановка скважин проектируется практически независимо в каждом отдельном блоке (рис. п.32.8).

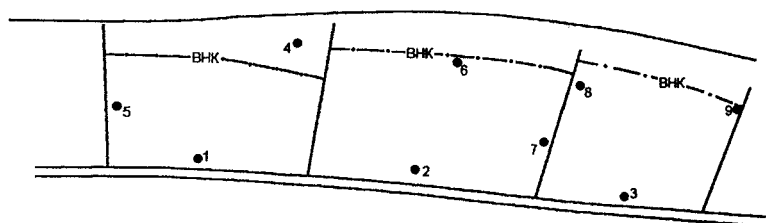


Рис. п.32.8. Размещение скважин в тектонически экранированных ловушках (по Н.А.Крылову)

в - литологическое выклинивание, погребенные бары и врезы. Для опискования таких залежей применяется метод *«зигзаг профильного бурения»*. Суть его заключается в выявлении границ тела залежи не по профилям, а зигзагообразно в зависимости от результатов бурения предыдущих скважин.

Поиски в рифах и выступах палеорельефа

Поисково-оценочные работы в ловушках, связанных с рифами, погребенными останцами палеорельефа и ловушках, связанных со структурами облекания этих тел те же, что и у антиклинальных ловушек. В любом случае, приоритетными точками для бурения являются:

- наиболее высокая точка заложения залежи;
- точки, позволяющие зафиксировать окончание залежи;
- точки, позволяющие оценить максимальную мощность резервуара.

В настоящее время данные бурения – всего лишь составная часть комплексных исследований – сейсмостратиграфических, палеотектонических, палеогеографических, палеогеоморфологических, палеогеологических, которые воссоздают ситуации на время формирования залежи, при помощи палеореконструкций.

Иногда можно определить межфазовые контакты с помощью сейсмических данных. Такие контакты выявляются по горизонтальным и субгоризонтальным отражениям, секущим наклонные отражающие горизонты, связанные с литологическими границами.

РЕГУЛИРОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ И СИСТЕМЫ ЗАВОДНЕНИЯ

Под регулированием процесса разработки понимается управление процессом извлечения углеводородов с помощью комплекса различных технологических и технических мероприятий. Оно заключается в целенаправленном изменении направления и скорости фильтрации пластовых флюидов.

При **законтурном** заводнении нагнетательные скважины располагаются за пределами внешнего контура нефтеносности (рис. п.33.1). При этом скважины располагаются в законтурной части продуктивного пласта как можно ближе к внешнему контуру нефтеносности. Метод эффективен при:

- небольшой (4-5 км) протяженности пласта,
- малой относительной вязкости (до 5) пластовой нефти,
- высокой проницаемости коллектора (0,4-0,5 мкм² и более),
- сравнительно однородном строении продуктивного пласта и
- хорошей гидродинамической связи продуктивной и законтурной частей пласта.

Нефтеизвлечение в благоприятных ситуациях может достигать 60-65%. При законтурном заводнении на одну нагнетательную обычно приходится четыре - пять добывающих скважин. Метод применим как в пластовых, так и в массивных резервуарах.

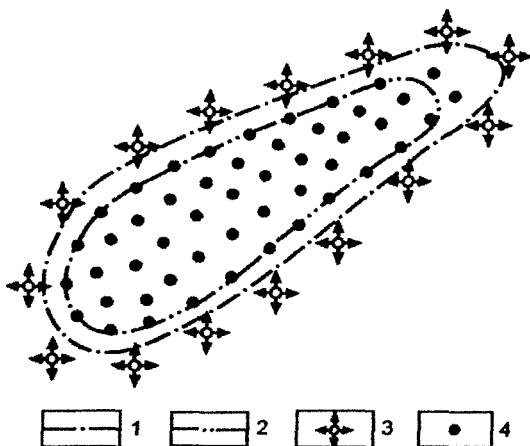


Рис. п.33.1. Система разработки нефтяной залежи с законтурным заводнением (по М.М.Ивановой и др., 2000). Контуры нефтеносности: 1 - внешний, 2 - внутренний; скважины 3 - нагнетательные, 4 - добывающие

При **приконтурном** заводнении нагнетательные скважины располагаются в пределах водонефтяной зоны залежи (рис. п.33.2).



Рис. п.33.2. Система разработки нефтяной залежи с приконтурным заводнением (по М.М.Ивановой и др., 2000). Условные знаки см. на рис. п.33.1

Метод применяется при тех же условиях, что и при законтурном заводнении, но при плохой гидродинамической связи залежи с законтурной зоной. Плохая связь залежи с водоносной частью пласта бывает обусловлена ухудшением проницаемости пласта вблизи водонефтяного контакта. Такие явления характерны для карбонатных коллекторов, где вторичные геохимические процессы могут приводить к закупорке пор солями и твердыми битумами.

Внутриконтурное заводнение характеризуется нагнетанием воды в скважины, расположенные в пределах залежи, внутри контура нефтеносности. В зависимости от взаимного размещения нагнетательных и добывающих скважин, выделяют различные виды и подвиды внутриконтурного заводнения.

Блоковое заводнение, обеспечивается разрезанием залежи рядами нагнетательных скважин (рис. п.33.3). В рассматриваемом способе воду закачивают в пласт через скважины, расположенные рядами (линиями) разрезания. Скважины разрезающих рядов после бурения сначала эксплуатируются при возможно более высоких дебитах. В результате прискважинные зоны пласта очищаются, и пластовые давления в ряду уменьшаются. Затем скважины в ряду осваивают через одну под нагнетание, в то время как в промежуточных скважинах ряда продолжается интенсивная добыча. При этом нагнетаемая в пласт вода перемещается вдоль разрезающего пласта. После обводнения промежуточных нагнетающих скважин они также переводятся под закачку воды.

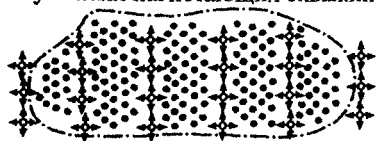


Рис. п.33.3. Система разработки нефтяной залежи с внутриконтурным (блоковым) заводнением (по М.М.Ивановой и др., 2000). Условные знаки см. на рис. п.33.1

Такой вид заводнения применяют в пластовых резервуарах с параметрами пластов и нефтей, перечисленными для законтурного заводнения, но с большой площадью нефтеносности. Он позволяет разрезать эксплуатационный объект на площади самостоятельной разработки, различающиеся по геолого-промысловой характеристике (число пластов, разная продуктивность разреза, характер нефтеводонасыщения и др.). Успешное применение этого метода требует знания положения внешних и внутренних контуров нефтеносности по всем разрабатываемым пластам.

При вытянутой форме залежи ряды скважин располагаются поперек длинной её оси. При ином направлении разрезающие ряды могут оказаться на участках с пониженной проницаемостью пласта. Ширину блоков выбирают от 4 до 1,5 км в зависимости от гидропроводности объекта. Уменьшение ширины полос повышает активность системы заводнения. В пределах блока

располагают обычно нечетное количество рядов добывающих скважин, при этом центральный ряд играет роль "стягивающего".

Систему с узкими блоками и трехрядным размещением скважин применяют и на высокопродуктивном эксплуатационном объекте при необходимости разработки его высокими темпами, или при необходимости обеспечения продолжительного периода фонтанной эксплуатации.

- **Площадное**, при котором в условиях общей равномерной сетки скважин нагнетательные и добывающие скважины чередуются по строгой сетке (пятиточечная, семиточечная, девятиточечная, ячеистая прямая, или обращенная). Применяются различные варианты формы сеток и взаимного размещения нагнетательных и добывающих скважин. Они характеризуются различной **активностью** (соотношением добывающих и нагнетательных скважин). Системы с площадным заводнением обладают большей активностью, чем охарактеризованные ранее. Но имеют также и ряд недостатков. Они практически не позволяют регулировать скорость продвижения воды к разным добывающим скважинам за счет перераспределения воды. Поэтому возрастает угроза преждевременного обводнения скважин. Коэффициент извлечения нефти тех месторождений, на которых применяется площадное заводнение, обычно не превышает 0,4 - 0,45.

- **Избирательное** (разновидность внутриконтурного) заводнение (рис. п.33.4) предусматривает выбор местоположения нагнетательных скважин после разбуривания эксплуатационного объекта по равномерной сетке. После разбуривания объекта и некоторого периода эксплуатации всех скважин на нефть для освоения под закачку воды выбирают те, которые обеспечат эффективное влияние на весь объем залежи. Избирательное заводнение применяют при резкой неоднородности пластов, нарушении объекта разрывами.

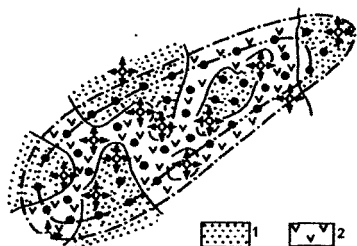


Рис. п.33.4. Система разработки нефтяной залежи с избирательным заводнением (по М.М.Ивановой и др., 2000). Зоны пласта с проницаемостью 1 - высокой, 2 - низкой. Остальные условные знаки см. на рис. п.33.1

Существуют различные разновидности избирательного заводнения.

- **Очаговое**, в котором очаги заводнения создаются на отдельных участках после освоения запроектированного вида заводнения.

- **Головное** - при котором вода нагнетается в наиболее повышенные зоны залежей тектонически, или литологически экранированных в сводовых частях.

- **Барьерное** - применяется при разработке нефтегазовых и нефтегазоконденсатных залежей пластового типа для изоляции газовой (газоконденсатной части залежи) от кольцевой. При этом кольцевой ряд нагнетательных скважин располагают в пределах газонефтяной зоны вблизи внутреннего контура газо-

ности. В результате в пласте образуется водяной барьер, отделяющий газовую часть залежи от нефтяной. Применение барьерного заводнения позволяет разрабатывать одновременно и нефтяную и газовую части месторождения.

Регулирование разработки залежей нефти и газа заключается в целенаправленном изменении направления и скорости фильтрации пластовых флюидов. Так как обоснование системы разработки проводится по данным редкой сетки разведочных скважин, когда детали строения залежи еще слабо изучены, проектирование ведут исходя из средних параметров залежи. Кроме того, разрабатываемая залежь представляет собой сложную динамическую систему, непрерывно меняющуюся во времени. По мере отбора запасов постоянно меняются условия их извлечения на отдельных участках и в целом по залежи, уменьшаются чисто нефтяные зоны пласта, сокращается нефтенасыщенная толщина, меняются фонд скважин, его состояние и т.д. поэтому при разработке требуется постоянная коррекция ранее принятых технологических решений, перераспределение объемов добычи и закачки рабочего агента между скважинами и участками залежи, принятия мер по вовлечению в разработку не охваченных воздействием зон и выявленных целиков нефти и т.д.

С помощью регулирования в первую очередь должна быть обеспечена предусмотренная проектным документом динамика добычи углеводородов. На ранней стадии разработки ее регулирование должно способствовать выводу объекта на максимальный проектный уровень отбора нефти и газа за счет наиболее полного использования применяемой системы. Работы по регулированию динамики добычи возрастают в конце 2 и на 3 стадии разработки, когда решаются задачи сохранения максимального уровня добычи нефти и газа возможно более длительное время и замедления темпов последующего снижения добычи. В четвертой стадии разработки особенно возрастает задача доизвлечения нефти из менее проницаемых прослоев коллекторов, "заблокированных" высокопроницаемыми обводненными прослоями.

Другой целью регулирования разработки является достижение по залежи проектного коэффициента извлечения нефти.

Третья цель регулирования - всемерное улучшение экономических показателей путем максимального использования фонда пробуренных скважин, сокращения затрат на закачку вытесняющего агента, уменьшения без ущерба для нефтеотдачи отбора попутной воды и др.

При искусственном воздействии на пласт регулирование разработки может осуществляться как через нагнетательные скважины - для обеспечения наиболее полного охвата объема залежи воздействием от закачиваемого агента, так и через добывающие скважины - для обеспечения охвата дренированием всего объема залежи. При разработке на естественных режимах регулирование производится только через добывающие скважины.

Для решения конкретных задач управления процессом разработки применяют большое количество методов и способов, которые можно объединить в две большие группы:

- регулирование через пробуренные скважины без существенного изменения принятой системы разработки;

– регулирование с изменением системы разработки (уплотнение сетки скважин, разукрупнение объектов разработки, изменение вида заводнения и др.).

Значительная часть задач регулирования разработки может быть решена без коренных изменений принятых проектным документом технологических решений.

Проводя по скважинам различные геолого-технические мероприятия можно включать неработающие части залежей, интенсифицировать и замедлять разработку в действующей части объема залежи для реализации принятого принципа регулирования. К числу таких мероприятий относятся:

- оптимальное вскрытие и изменение интервалов перфорации пластов объекта разработки;
- установление оптимального режима работы добывающих и нагнетательных скважин;
- изменение направления фильтрационных потоков жидкости в пластах;
- воздействие на призабойную зону скважин; проведение гидроразрывов пластов;
- применение одновременно-раздельной закачки (ОРЗ) и одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ) при многопластовом строении объекта;
- изоляционные работы по ограничению притока попутной воды или отключение полностью обводнившихся скважин и пластов.

Регулирование без изменения принятой системы разработки.

На **нефтяных** месторождениях в **однопластовых** объектах, характеризующихся однородным строением по площади и малой вязкостью нефти, разработка которых ведется на природном водонапорном режиме с законтурным или приконтурным заводнением или с разрезанием на широкие полосы (до 4 км), может быть принят принцип равномерного перемещения контуров нефтеносности или фронта закачиваемой воды к центральному стягивающему ряду.

В однопластовом объекте маловязкой нефти с закономерной зональной микронеоднородностью пласта, может быть целесообразным принцип ускоренной выработки более продуктивных зон залежи. Ускоренное продвижение контуров нефтеносности (при законтурном или приконтурном заводнении) или фронта закачиваемой воды (при внутриконтурном заводнении) обеспечивает опережающую выработку и заполнение более продуктивных зон пласта, т.е. "естественное" разрезание залежи контурной или закачиваемой водой на отдельные блоки с низкой проницаемостью.

Многопластовые объекты обычно разрабатываются с внутриконтурным заводнением. Наилучшим принципом регулирования разработки таких объектов является принцип равноскоростной выработки всех пластов по разрезу при равномерном продвижении по ним контуров нефтеносности и фронта закачиваемой воды. Реализация этого принципа возможна лишь в том

случае, если пласты объекта разработки имеют одинаковую продуктивность и относительно однородны по площади. Но такие условия в природе встречаются крайне редко. В большинстве случаев многопластовые объекты характеризуются существенной изменчивостью физических свойств в пределах всех или части пластов и различием в средних значениях свойств пластов.

Часто многопластовые объекты характеризуются тем, что слагающие их пласты высокой продуктивности расположены в верхней части объекта. В таких случаях может реализовываться принцип опережающей выработки наиболее продуктивного и содержащего основные запасы пласта независимо от того, в какой части разреза объекта разработки он находится. Одновременно целью регулирования является максимально возможная интенсификация выработки других пластов.

При резкой *геологической неоднородности* и примерной равноценности всех пластов объекта регулирование заключается в возможно более полном вовлечении в работу всех пластов при максимальном уменьшении различий в темпах их выработки.

При *массивном* строении залежей с большим этажом нефтеносности, когда при разработке происходит подъем ВНК, целесообразен принцип регулирования разработки, предусматривающий обеспечение относительно равномерного подъема ВНК по всей площади залежи. Осуществляют это путем изоляции интервалов перфорации и последовательного переноса перфорации вверх по разрезу по мере подъема ВНК.

При определении приемов регулирования разработки *газонефтяных* залежей исходят из того, что нефть вытесняется водой полнее, чем газом за счет расширения газовой шапки. Поэтому в условиях природного активного напора контурных вод или приконтурного заводнения разработку регулируют так, чтобы обеспечить неподвижность ГНК и возможно более равномерный подъем ВНК и продвижение контуров нефтеносности. Неподвижность ГНК обеспечивают, регулируя отбор газа из газовой шапки так, чтобы давление в газовой шапке все время оставалось равным пластовому давлению в нефтяной части залежи (излишний отбор газа приведет к подъему ГНК, т.е. к внедрению нефти в газовую шапку, причем значительную часть этой нефти впоследствии не удастся извлечь).

В условиях применения барьерного заводнения на газонефтяных залежах принципиальной направленностью регулирования разработки является создание сплошного водяного барьера между нефте- и газонасыщенной частями пласта.

При разработке *нефтегазовой* залежи на газонапорном режиме (при вытеснении нефти газом за счет опускания ГНК), когда основным видом энергии является энергия расширяющегося газа газовой шапки, основная цель регулирования заключается в её рациональном использовании путем регулирования отборов жидкости, попутного газа и оптимального выбора интервалов перфорации.

При регулировании разработки *газовой* залежи исходят из природного режима, при котором происходит ее эксплуатация. В условиях газонапорного

режима основная задача регулирования заключается в максимальном снижении непроизводительных потерь давления в пласте. Для этого выравнивают давление по объему залежи перераспределением отбора газа из залежи по отдельным добывающим скважинам. При упругогазоводонапорном режиме работы газовой залежи регулирование разработки направлено на обеспечение равномерного подъема ГВК и продвижения контуров газоносности и на уменьшение опережающего продвижения воды по проницаемым прослоям. При вытеснении нефти водой на завершающей стадии разработки нефтяных залежей принципиальное значение приобретает регулирование для извлечения нефти, оставшейся в малопроницаемых прослоях пластов, в основном обводнившихся.

К мероприятиям по совершенствованию систем разработки относятся:

- уплотнение сетки скважин на отдельных участках за счет предусмотренного в проектном документе резерва скважин, а иногда и за счет дополнительного их количества;
- приближение нагнетания к добывающим скважинам бурением новых нагнетательных скважин или переносом нагнетания с освоением под закачку некоторых обводненных скважин, организация очагового заводнения в дополнение к основной системе воздействия на пласт;
- изменение направления фильтрационных потоков и циклическое заводнение.

Подключение к разработке *линзовидных участков* высокопроницаемых коллекторов достигается созданием очагов заводнения с использованием в качестве нагнетательных отдельных скважин из числа добывающих или бурением специальных скважин из числа резервных. *Малопроницаемые* участки пласта в целом подключают к разработке, создавая на них или вблизи очаги заводнения и применяя повышенное давление нагнетания. Разработка удаленных от линий нагнетания участков площади может быть активизирована несколькими путями. Один из них - увеличение перепада давления между зонами нагнетания и отбора путем повышения давления закачки воды. Второй путь - снижение забойного давления в добывающих скважинах. В условиях природного или искусственного водонапорного режима при равных давлениях на забое добывающих скважин дебит скважин во внешних рядах будет больше в связи с большей депрессией. В скважинах следующих рядов депрессия и дебит уменьшаются из-за снижения динамического пластового давления к центру площади, что приводит к образованию участков, не включенных в разработку. Вовлечение их в разработку может быть обеспечено ограничением отборов из внешних рядов скважин, что способствует росту пластового давления во внутренних рядах. Однако уменьшение забойного давления во внешнем ряду снижает текущую добычу по объекту в целом.

Вовлечение в разработку внутренних неработающих участков залежи может быть обеспечено созданием в их пределах дополнительных разрезающих рядов или очагов заводнения. Этот путь зачастую оказывается

наиболее эффективным, так как позволяет поддерживать низкие забойные давления во всех рядах добывающих скважин. В рядах добывающих скважин, к которым стягиваются контуры нефтеносности, целики нефти между скважинами можно намного уменьшить путем бурения уплотняющих скважин или освоением скважин в ряду через одну под нагнетание воды. Эффективный метод вовлечения в разработку застойных зон пластов между скважинами - изменение направления фильтрационных потоков. Это достигается различными путями: попеременным ограничением или прекращением закачки воды в группы нагнетательных скважин либо с помощью разрезающих рядов, имеющих разные направления, и др.

Регулирование с изменением принятой системы разработки.

В случаях, когда меры по совершенствованию реализуемой системы разработки не могут обеспечить достаточное управление процессами, протекающими в пластах, необходимо провести коренное изменение системы разработки. Оно может предусматривать выполнение в отдельности или в определенном сочетании следующих мероприятий:

- повсеместного уплотнения сетки скважин;
- разделения многопластового объекта на объекты с меньшей толщиной;
- замены вида заводнения - перехода от разрезания к площадному или избирательному заводнению;
- значительного увеличения давления нагнетания воды и др.

ПРИМЕНЕНИЕ МАТЕРИАЛОВ АЭРОКОСМИЧЕСКИХ СЪЕМОК ПРИ ИЗУЧЕНИИ ЗАЛЕЖЕЙ С ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫМИ ЗАПАСАМИ

Применение материалов аэрокосмических съемок может быть полезно не во всех случаях, а только при разработке высоковязких нефтей, и при разработке залежей в низкопроницаемых коллекторах. Аэрокосмические методы оказываются полезными главным образом потому, что на них лучше, чем каким-либо другим способом фиксируется сеть разрывов различного размера и происхождения. Разрыв, как геологическое тело интересен для изучения трудноизвлекаемых запасов в следующих аспектах:

- зона наибольшей проницаемости недр,
- зона аномальных (пониженных) литостатических давлений,
- зона термопереноса,
- зона аномальных физических и химических свойств горных пород,
- зона, разделяющая мозаично-подвижную матрицу земных недр.

На снимках с самолета, или из космоса обычно хорошо видно, что земная кора разрывами различного размера и характера разделена на систему иерархически упорядоченных подвижных блоков. По их границам можно ожидать перемещения агентов воздействия на пласт, а также прогнозировать зоны перемещения блоков при строительстве наклонных и горизонтальных скважин.

Для этих целей рекомендуются детальные и локальные снимки масштабов 1:1000 - 1:100000. При этом не следует ограничиваться одним масштабом, а обязательно следует пользоваться принципом "Масштабной этажерки" – то есть сначала изучать изображения обзорного масштаба, на которых интересующий объект в контексте своей рамы виден как единое целое. Затем изучают разрывы на снимках более крупного масштаба, где главным объектом исследования служит система региональных разрывов. При изучении с помощью статистических методов следует выявить закономерности распространения разрывов по территории. Затем можно переходить к изучению изображений все более и более крупного масштаба. Как правило, при этом удается выявить регулярную сеть, с вложенными друг в друга блоками размером примерно 300, 900, 1500, 4500, 10 000 м, разрывами ориентированными в субширотном, субмеридиональном, северо-восточном и северо-западном направлениях. В каждом конкретном случае могут быть установлены свои параметры.

При применении аэрокосмических методов, как правило, можно воспользоваться готовыми негативами, которые имеются практически для всей территории России и сопредельных государств. Эти негативы остаются после залетов аэрофотосъемки, проводимой для составления и обновления топографических карт, и хранятся в региональных отделах ГУТКа (Государственного управления геодезии и картографии). Космические снимки регионального и континентального уровней генерализации можно получить из Интернета.

МЕТОДЫ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ В ЗАЛЕЖАХ С ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫМИ ЗАПАСАМИ

Нетрадиционные методы разработки обычно применяются в комплексе друг с другом, но рассмотрим их по отдельности. Для удобства объединим их в следующие группы:

1. Физико-химические методы основаны на заводнении, но предусматривают повышение его эффективности добавкой различных химических реагентов 0, 001-0,4%. Добавка создает оторочки растворов в объеме 10-50% общего объема пустот залежи, которые и вытесняют нефть. Затем оторочку перемещают путем нагнетания обычной воды (рабочего агента). Плотности сеток скважин при применении этого метода те же, что и при обычном заводнении. В качестве реагентов используются полимеры, щелочи, кислота, поверхностно-активные вещества: Сравнительная характеристика применения этих веществ приведена в таблице п.35.1.

2. Теплофизические методы заключаются в нагнетании в пласты теплоносителей - горячей воды, или пара. **Обработка нефтеносного пласта паром** наиболее популярна. Метод применим при высокой вязкости нефти - вплоть до 1000 мПа·с и более. При этом оторочка пара перемещается водой от нагнетательной скважины к добывающей скважине. Метод ограничен глубиной 1000 м, потому что при большей глубине потери тепла становятся чрезмерными.

Оптимальны нефтенасыщенная толщина 10-40 м., высокая (более 0,2) пористость и проницаемость (более 0,5 мкм²). Метод эффективен при высокой начальной нефтенасыщенности, так как при этом минимальны потери тепла. Однако нагнетание пара может вызвать выпадение парафина:

Обработка **горячей водой** аналогична обработке паром, однако, применяется при добыче высокопарафинистых нефтей. Метод менее эффективен, чем пар и требует больших количеств горячей воды.

3. Термохимические методы заключаются во внутрипластовом горении нефти - сухом, влажном, или сверхвлажном. **Сухое прямоточное горение** заключается в поджоге на забое воздухом нагнетательной скважины. Затем зона горения перемещается по направлению к добывающим скважинам. В результате достигается температура до 700⁰С. Метод применяется только в терригенных коллекторах и требует плотных сеток скважин (2-3 га/скв.).

Прямоточное влажное, или сверхвлажное горение получается, если перед фронтом горения перемещается оторочка пара. Осуществляется поджогом на забое воздухом нагнетательной скважины и затем перемещением зоны горения по направлению к добывающим скважинам. При этом развивается температура 300 - 500⁰С.

Таблица 35.1

Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи пластов.

Рабочий агент	Физическая сущность метода	Рекомендации	Ограничения	Примечания
Полимеры (чаще всего раствор полиакриламида),	Повышает вязкость воды, уменьшая относительную вязкость пластовой нефти. Это увеличивает устойчивость раздела между водой и нефтью (фронта вытеснения), что способствует улучшению вытесняющих свойств воды	При разработке залежей с повышенной вязкостью (10-50 мПа·с), на начальных стадиях разработки при низкой обводненности, потому что при фильтрации раствора в обводненной пористой среде пород происходит адсорбция полимера на стенках пор	Проницаемость > 0,1 мкм ² , глинистость коллекторов не более 8-10%, T ⁰ не выше 80°	
Щелочей - каустическая или кальцинированная сода, аммиак, силикат натрия	При взаимодействии щелочи с органическими кислотами нефти образуются поверхностно-активные вещества, улучшающие смачиваемость породы и отмывающие свойства воды	Метод наиболее эффективен в малоглинистых гидрофобных коллекторах		
Серная кислота	Опытно-промышленное применение в Западной Сибири и Татарии.			
Поверхностно-активные вещества (ПАВ)	Улучшение смачиваемости	При повышенной гидрофобности коллекторов, с начала разработки (из-за высокой адсорбционной способности коллекторов в водонасыщенных пластах). С повышенной вязкостью (10-30 мПа·с), проницаемостью > 0,03 мкм ²	При глинистости не более 8-10%, T ⁰ не выше 70°	Применяется с другими реагентами

Смешивающего вытеснения - вытеснение нефти смешивающимися с ней агентами				
Двуокись углерода, или ее водный раствор	Углекислота растворяется в нефти, увеличивая ее объем в 1,5 - 1,7 раза, снижается вязкость нефти	На поздних стадиях разработки, так как не адсорбируется на стенках пустот. При высоких давлениях улучшается 8-14 МПС	Вязкостью $\leq 10-15$ мПа·с, при большей вязкости смешиваемость с нефтью ухудшается	
Сжиженные нефтяные газы (пропан)	Углекислота растворяется в нефти, увеличивая ее объем в 1,5 - 1,7 раза, снижается вязкость нефти	8-14 Мпа.		
Сухой газ высокого давления	Углекислота растворяется в нефти, увеличивая ее объем в 1,5 - 1,7 раза, снижается вязкость нефти	Пластовое давление 10 -20 Мпа. Вязкость < 5 мПа·с, толщина пластов 10-15 м. Проницаемость - низкая при высокой нефтенасыщенности, 60-70%		
Мицеллярное заводнение	Эмульсия - легкая углеводородная жидкость, и пресная вода; ПАВ - стабилизатор образуют раствор, заполняющий около 10% пустотного пространства, узкую оторочку которого перемещают более широкой оторочкой буферной жидкости (полимер), а ее, в свою очередь - водой	Для извлечения остаточной нефти из заводненных пластов в однородных терригенных коллекторах, не содержащих карбонатного цемента при проницаемости не более 0,1 мкм ² и вязкости и 3-20 мПа·с, т.к. при большей вязкости требуется большая вязкость буферной жидкости	Соли разлагают раствор, поэтому вода должна быть пресной с самого начала. T ⁰ не выше 80 ⁰	Метод дорогой

Метод применим как в терригенных, так и в карбонатных коллекторах. Для применения метода необходимы плотные сетки скважин (12-16 га/скв). Сверхвлажное горение рекомендуется применять на месторождениях с вязкостью (30-1000 мПа·с), на глубинах 1500-2000 м. Необходима проницаемость коллекторов более $0,1 \text{ мкм}^2$, нефтенасыщенность 30-35%, толщина 3-4 м.

4. Режимные методы связаны с изменением режима пласта, например, с форсированным забором и закачкой жидкости. Среди режимных методов, в первую очередь, описываются методы, заключающиеся в **форсированном отборе жидкости (ФОЖ)**. Метод рекомендуется применять на расчлененных пластах, где с увеличением депрессии в разработку могут быть вовлечены ранее не работавшие части разреза. Для снижения влияния форсирования на соседние скважины, форсированный отбор жидкости обязательно должен сопровождаться компенсацией отбора жидкости закачкой. Выбор скважин для форсирования следует вести с учетом перераспределения фильтрационных потоков в пласте, что, в свою очередь должно приводить к вводу в разработку дополнительных запасов нефти из застойных зон. Поэтому при законтурном или рядном заводнении проводить форсированный отбор жидкости следует, в первую очередь, на скважинах II ряда. Так как фазовая проницаемость для нефти между нагнетательным и I рядом скважин уменьшается с ростом обводненности значительно быстрее, чем между I и II рядом скважин. Значительная часть закачиваемой воды отбирается I рядом вытесняемых скважин. Вытеснение по всем проницаемым пропласткам по направлению скважин II ряда будет более равномерным, что позволит увеличить нефтеотдачу пласта в целом.

5. Методы механического разрушения пласта, или его призабойной зоны. Среди этой группы методов наиболее распространен метод **гидравлического разрыва пласта (ГРП)**. В результате его применения происходит повышение проницаемости призабойной зоны низкопроницаемых слабодренлируемых неоднородных и расчлененных пластов-коллекторов. Гидроразрыв пласта заключается в создании искусственных и расширении имеющихся трещин в породах призабойной зоны повышенным давлением (до 60 Мпа) жидкости. Это могут быть нефть, пресная, или минерализованная вода, нефтепродукты (мазут, керосин, дизельное топливо) или другие. Для предотвращения смыкания трещин после снижения давления в жидкость вводят либо хорошо окатанный крупнозернистый песок, либо искусственные пластиковые, или стеклянные шарики. Наибольшее применение для этих целей получили чистые кварцевые пески с размером зерен от 0,5 до 1,0 мм. Вся система полученных трещин, радиус действия которых может достигать нескольких десятков метров, связывает скважину с удаленными от забоя продуктивными частями пласта. Приток флюида к скважине происходит еще и из ранее изолированных высокопродуктивных зон, и дебиты скважин увеличиваются, иногда в несколько раз.

Механизм образования трещин при гидроразрыве следующий. Под давлением, создаваемым в скважине насосными агрегатами, жидкость разрыва фильтруется в первую очередь в зоны с наибольшей проницаемостью. Между пропластками по вертикали создается разность давлений, так как в проницаемых пропластках давление больше, чем в малопроницаемых. В результате, на кровлю и подошву проницаемого пласта начинают действовать определенные силы, выше и ниже лежащие породы подвергаются деформации, и на границах пропластков образуются горизонтальные трещины.

Процесс разрыва зависит от физических свойств жидкости и пласта. Жидкость должна быть фильтрующей и максимально вязкой. Повышение вязкости и уменьшение фильтруемости жидкостей, применяющихся при гидроразрыве, достигается введением соответствующих добавок. Таким загустителем для углеводородных жидкостей, применяемых при разрыве пластов, являются соли органических кислот, высокомолекулярные и коллоидные соединения нефтей, например, нефтяной гудрон и другие отходы нефтепереработки. Значительную вязкость и высокую песконесущую способность имеют некоторые нефти, керосино-кислотные и нефтекислотные эмульсии, применяемые при разрыве карбонатных коллекторов, водонефтяные эмульсии. Однако, из-за образования смесей воды с углеводородами, применение жидкостей разрыва и жидкостей песконосителей на углеродной основе в водонагнетательных скважинах, может привести к ухудшению проницаемости пород. Для избежания этого в водонагнетательных скважинах пласты разрывают загущенной водой. Для загущения используют сульфид-спиртовую барду (ССБ) и другие производные целлюлозы, хорошо растворимые в воде.

Для гидроразрыва пласта в первую очередь выбирают скважины с низкой продуктивностью, обусловленной низкой малой проницаемостью пород, или скважин, фильтрационная способность призабойной зоны которых ухудшилась при вскрытии пласта. Необходимо также, чтобы пластовое давление было достаточным для обеспечения притока нефти в скважину.

Перед началом работ скважину очищают от грязи дренированием и промывают, чтобы улучшить фильтрационные свойства призабойной зоны. Хорошие результаты разрыва можно получить при предварительной обработке скважины соляной, или глинокислотой (смесь соляной и плавиковой кислот), поскольку при вскрытии пласта проницаемость пород ухудшается в тех интервалах, куда больше всего проникают фильтрат и глинистый раствор. Такими пропластками являются наиболее проницаемые участки разреза, которые при вскрытии пласта на глинистом растворе становятся иногда мало проницаемыми для жидкости разрыва.

Разрыв пласта осуществляется нагнетанием в трубы жидкости разрыва до момента расслоения пласта, который фиксируется значительным увеличением проницаемости скважины. Затем в пласт нагнетают жидкость песконоситель. После этого устье скважины закрывают и оставляют ее в покое

до тех пор, пока давление на устье не спадет. Затем скважину промывают, очищают от песка и приступают к ее освоению.

Кроме того, применяются гидropескоструйная перфорация, торпедирование, резка горизонтальных стволов.

В семидесятые годы XX века в США и СССР широко развернулись работы по применению ядерных взрывов в различных отраслях промышленности. В США эти работы осуществлялись по программе "Глаушер", разработанной в 1957 г. В этой программе было предусмотрено проведение подземных взрывов при разработке битуминозных песчаников Атабаски, сланцев Колорадо и др. В Советском Союзе ядерные взрывы проводились для интенсификации добычи на уже разрабатываемых и обустроенных месторождениях с развитой сетью коммуникаций, промышленных сооружений и с населенными пунктами. В экспериментах использовались заряды мощностью 2-10 Кт на глубинах 1200 - 1400 м. В рифовом массиве и других неоднородных плотных коллекторах, склонных к хрупкому разрушению карбонатных, плотных песчаниках, сланцах и т.д. породах создается густая сеть трещиноватости, охватывающая зоны радиусом в десятки и сотни метров. В результате применения взрывов улучшилась продуктивность скважин, с многолетним сохранением увеличения продуктивности.

Применение подземных ядерных взрывов при разработке нефтяных месторождений имеет ряд особенностей. Взрывы в продуктивном пласте существенно не увеличивают энергию пласта, но могут изменить соотношения в энергетическом балансе отдельных видов пластовой энергии. Высокие давления и температуры в полости взрыва носят локальный и временный характер. Поэтому гидродинамическая эффективность применения этого метода определялась механическим воздействием взрыва на коллектор и в значительной степени зависела от мощности взрыва и его расположения, геологического строения месторождения, нефтеносной толщины продуктивного пласта, литологии, степени истощенности, методов последующего воздействия на энергетический баланс залежи. Отмечалась также, что размеры зон разрушения невелики по сравнению с геометрическими размерами продуктивного пласта. При благоприятных условиях залегания залежи и соответствующем выборе мощности и расположения зарядов размеры зон искусственной трещиноватости существенно увеличиваются [А.А.Бакиров, 1981]. Экологические последствия применения ядерных взрывов рассмотрены далее.

6. Технологические методы основываются на циклической закачке различных компонентов - воды и нефти, пара и холодной воды, термополимерное воздействие и другие комбинации.

7. Биохимические методы. К ним относятся пока не опробованные реально методы. Например, использование специальных культур бактерий, которые преобразуют высоковязкие углеводороды с образованием в качестве продуктов их жизнедеятельности менее вязких углеводородов или (и газа).

СПРАВОЧНЫЕ ДАННЫЕ

Табл. п.36.1

ХИМИЧЕСКИЙ СОСТАВ ЗЕМЛИ И ЕЕ ЧАСТЕЙ

Элементы в Земле и ее частях распределены очень неравномерно.

Элемент	Солнечной системы (по отношению к 10^6 атомам Si)	Земли % (по Г. Вашингтону)	Земной коры % (по А. Аллисону и Д. Палмеру, 1984).	Живого вещества % (по А.П.Виноградову)
Кислород O	$4,4 \cdot 10^7$	27,71	46,6	70,0
Кремний Si	$1,0 \cdot 10^8$	14,53	27,72	0,2
Алюминий Al	$8,4 \cdot 10^4$	1,79	8,13	0,005
Железо Fe	$2,5 \cdot 10^5$	39,76	5,00	0,01
Кальций Ca	$7,2 \cdot 10^4$	2,52	3,63	0,5
Натрий Na	$3,5 \cdot 10^4$	0,39	2,83	0,02
Калий K	2100	0,11	2,59	0,3
Магний Mg	$1,0 \cdot 10^8$	8,69	2,09	0,04
Титан Ti	2400	0,02	0,440	0,0008
Водород H	$4,8 \cdot 10^{10}$		0,140	10,5
Фосфор P	8100	0,11	0,118	0,07
Марганец Mn	6200	0,07	0,100	0,001
Фтор F	2500		0,070	0,0005
Сера S	$8,0 \cdot 10^5$	0,64	0,052	0,05
Стронций Sr	25		0,045	0,002
Барий Ba	5,0		0,040	0,003
Углерод C	$1,7 \cdot 10^7$		0,032	18,0
Хлор Cl	2100		0,020	0,02
Остальное		3,7	0,353	0,27
Всего		100,00	100,000	100,00

Справочные данные заимствованы из различных таблиц из работы "Краткий справочник по геохимии", М., Недра, 1977)

ИЗМЕНЕНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ В ЗЕМНОЙ КОРЕ

Табл. п.36.2

Значения геотермического градиента, замеренные в скважинах в различных регионах (по А.А.Карцеву и др., 2001 с упрощениями).

Регион	Интервал глубин, км	Средний геотермический градиент в °	Регион	Интервал глубин, км	Средний геотермический градиент в °
Печорская синеклиза	0,5-2,5	2,7	Восточное Предкавказье	≤2,0	4,0 в аномалиях до 9
Волго-Уральская провинция	0,5-2,5	1,8			
Днепровско-Донецкая впадина	0,5-3,5	2,7	Южно-Мангышлакская впадина	≤2,5	3,75
Прикаспийская впадина	0,5-3,0	2,0	Куринская впадина	≤2,5	3,5
Центральное Предкавказье	≤3,5	3,7	Западно-Сибирская плита	≤3,5	3,4

Шкала твердости минералов (шкала Мооса).

Таблица п.36.3

№ по условной шкале (Мооса)	Минералы	Число твердости по Хрущеву (кг/мм ²)	№ по условной шкале (Мооса)	Минералы	Число твердости по Хрущеву (кг/мм ²)
1	Тальк	2,4	6	Полевой шпат	795
2	Гипс	36	7	Кварц	1120
3	Кальцит	109	8	Топаз	1427
4	Флюорит	189	9	Корунд	2060
5	Апатит	436	10	Алмаз	10060

Эти данные получены на микротвердомере с помощью вдавливания алмазной пирамиды в испытуемый минерал (число показывает, какое усилие необходимо приложить, чтобы получить площадку площадью 1 мм²).

Породы – покрывки (породы-флюидоупоры)

Таблица п.36.4

Оценочная шкала экранирующей способности глинистых пород (по А.А.Ханину).

Группа	Максимальная величина диаметра пор	Проницаемость абсолютная по газу, мД	Давление прорыва через насыщенную керосином породу, атм	Экранирующая способность
A	0,01	10^{-6}	120	Весьма высокая
B	0,05	10^{-5}	80	Высокая
C	0,3	10^{-4}	56	Средняя
D	2	10^{-3}	30	Пониженная
E	10	10^{-2}	5	Низкая

НЕФТЬ И ЕЁ СВОЙСТВА

п.36.5

Системы измерений объема сырой нефти

1 куб.м сырой нефти = 6,29 бар.

Баррель (бар) = 158,99 л (куб.дм) = 42 американских галлона (гал) = 34,97 английских (имперских) галлонов

1 тонна тяжелой сырой нефти (20°API) = 6,75 бар

1 тонна средней сырой нефти (30°API) = 7,19 бар

1 тонна легкой сырой нефти (40°API) = 7,63 бар

1 куб м = (в среднем) 35,3 куб.фут.

Теплотворная способность

Баррель в нефтяном эквиваленте (БНЭ) 1 бар сырой нефти = 6040 куб.фут

Плотности нефти соотношение единиц API (American Petroleum Institute, градус) и $г/см^3$

$°API = (141,5 : \text{Удельный вес при } 15,6°C) - 131,5.$

Таблица п.36.6

Соотношение плотности нефти с системах СИ и API

$°API$	$г/см^3$	$°API$	$г/см^3$
0	1,076	40	0,8251
5	1,037	42	0,8155
10	1,000	44	0,8063
15	0,9659	45	0,8017
20	0,9340	47	0,7927
25	0,9042	50	0,7796
28	0,8871	52	0,7711
30	0,8762	60	0,7389
33	0,8602	65	0,7201
35	0,8498	70	0,7022
37	0,8398	80	0,6690

Таблица п.36.7

Сорта нефти и их основные характеристики

Сорт нефти	Страна	Плотность °API	Содержание серы, %	Температура застывания °C
Arabian Light	Саудовская Аравия	33,5-38,6	0,45-1,2	-34,4
Arabian Medium		30,5	2,1	
Arabian Heavy		27,5	2,75	
Bachequero	Венесуэла	16,8	2,4	-23,3
Bonny light	Нигерия	37,6	0,13	+2,2
Brent		37,2	0,35	
Ekofisk	Норвегия	35,8	0,18	-9,4
West Texas Intermediate (WTI)	США	38-40	0,3	
Urals Blend	Россия	32-32,5	1,2 - 1,38	
Siberian Light	Россия	38	0,35-0,45	
West Texas Sour (WTS)	США	33	1,6	
Дубай	Дубай	31	2	-21

Таблица п.36.8

Классификация нефтей по содержанию смолистых веществ

малосмолистые	смолистые	высокосмолистые
>10%	10-20%	>20%

Таблица п.36.9

Классификация нефтей по содержанию серы

малосернистые	сернистые	высокосернистые
<0,5%	0,5 - 2%	>2%

Таблица п.36.10

Классификация нефтей по фракционному составу

Температура начала кипения	Фракции нефти			
	140°C	бензиновая		
180°C	лигроиновая тяжелая нефтя		средние (керосиновые)	
220°C	керосиновая			тяжелые (масляные)
300 - 400 °C	дизельная, легкий газойль соляровый дистиллят	легкая фракция	мазут	
400 - 450 °C		средняя фракция		
450 - 490 °C		тяжелая фракция		
<490°C	гудрон			

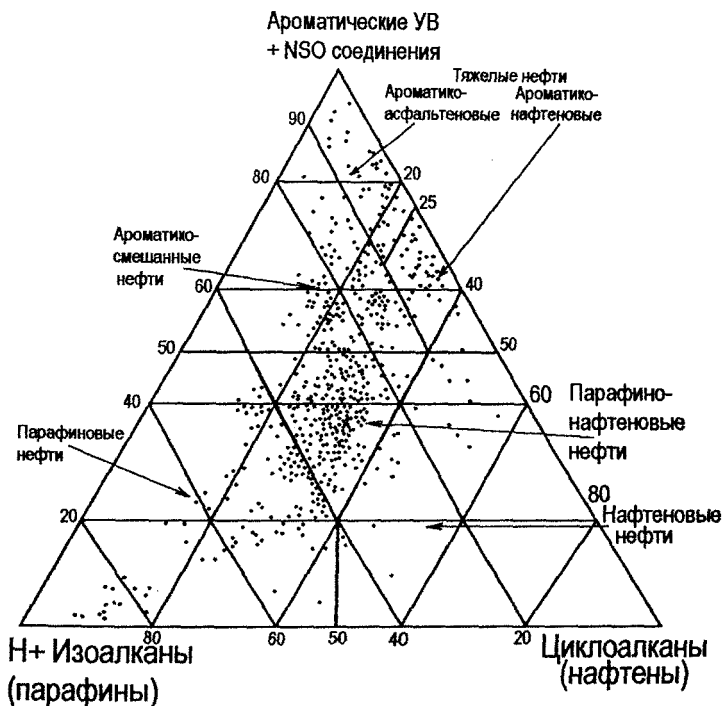


Рис. п.36.1. Треугольная диаграмма состава шести классов нефтей (по Тиссо и Вельте)

Большая часть нефтей крупных месторождений Волго-Уральской области и Западной Сибири - метаново-нафтеновые, нефти Персидского залива - ароматико-смешанные.

1. Аллисон А., Палмер Д. Геология. Наука о вечно меняющейся Земле. М.Мир, 1084
2. Антонова Е.О., Брандман Э.М. История эксплуатации нефтегазовых объектов в России и за рубежом: Учеб пособие. – М.: Недра 2005
3. Баженова О.К., Бурлин Ю.К., Соколов Б.А., Ханин В.Е. Геология и геохимия нефти и газа. Изд-во МГУ, 2000.
4. Бакиров А.А., Бакиров Э.А., Мелик-Пашаев В.С., Мстиславская Л.П., Керимов В.Ю., Юдин Г.Т. Теоретические основы и методы поисков и разведки скоплений нефти и газа под ред. А.А.Бакирова. М. Высшая школа. 1987.
5. Бакиров Э.А., Ларин В.И., Рожков Э.Л. и др. Основы методики геологоразведочных работ на нефть и газ. – М.: Недра, 1991.
6. Бялко А.В. Мир на стыке веков. Природа №1, 2001.
7. Знаменский В.В., Жданов М.С., Петров Л.П. Геофизические методы разведки и исследования скважин. М., Недра, 1991.
8. Вернадский В.И. Биосфера. М. Издательский дом “Ноосфера” 2001.
9. Высоцкий И.В., Высоцкий В.И., Оленин В.В. Нефтегазоносные бассейны зарубежных стран. – Учебник, М.: Недра, 1990
10. Габриэлянец Г.А. Все пересчитаем. Новая классификация углеводородных запасов и ресурсов России практически готова. Нефть и капитал, V, 2004.
11. Гаврилов В.П. Геоэкологическое состояние недр России. Нефть, газ и бизнес. №3 2001.
12. Гаврилов В.П. Геотектоника. Изд-во Нефть и газ, Москва, 2005.
13. Геология и геохимия нефти и газа. Под ред. В.И.Ермолкина. М.:Недра, 1993.
14. Геология нефти и газа и нефтегазоносные провинции./ Мальцева А.К., Бакиров Э.А., Ермолкин В.И., Ларин В.И., Каламкаргов Л.В., Рожков Э.Л. М., Изд-во ГАНГ, 1998.
15. Геофизические методы исследования учебн. пособие для вузов/ Хмелевской В.К., Попов М.Г., Калинин А.В. и др. ; под ред Хмелевского В.К. – М.: Недра, 1988.
16. Геофизические методы поисков и разведки. Горбунова Л.М., Захаров В.П., Музылев В.С., Онин Н.М. Под ред В.П.Захарова. – Л.Недра, 1982.
17. Гутман И.С. Методы подсчета запасов нефти и газа. М., Недра, 1985.
18. Жарков В.Н. Внутреннее строение Земли и планет М., Наука, 1983.
19. Еськов К.Ю. История Земли и жизни на ней. – М: МИРОС-МАИК “Наука/Интерпериодика”, 1998.
20. Зоны нефтегазонакопления жильного типа. М., Недра, 2000.
21. Иванова М.М., Чоловский И.П., Брагин Ю.И. Нефтегазопромысловая геология. М., Недра, 2000.
22. Каламкаргов Л.В., Элланский М.М.“Вероятностный подход к прогнозу нефтегазоносности и проектированию поисково-разведочных работ на нефть и газ, М., РГУ Нефть и газа, 2000.
23. Каламкаргов Л.В. Нефтегазоносные провинции России и сопредельных стран. Изд-во Нефть и газ, Москва, 2005.
24. Карцев А.А., Вагин С.Б., Шугрин В.П., Брагин Ю.И. Нефтегазовая гидрогеология. М., Высшее образование, 2001.
25. Касьянова Н.А. Современная геодинамическая нестабильность земной коры: нефтеотдача недр и техническое состояние объектов нефтегазового комплекса. XV

¹ Жирным шрифтом выделены учебники и учебные пособия, рекомендуемые для углубленного изучения вопросов программы.

- Губкинские чтения. Перспективные направления, методы и технологии комплексного изучения нефтегазоносности недр. М.РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина. 3-4 ноября 1999 года.
26. Коновалова Н.В., Капралов Е.Г. Введение в ГИС. Учебное пособие. М., ООО Библион, 1997.
 27. Коршак А.А., Шаммазов А.М. Основы нефтегазового дела. Уфа ДизайнПолиграфСервис, 2005.
 28. Краткая энциклопедия нефтегазовой геологии. М., Изд. Академии Горных наук. 1998.
 29. Краткий справочник по геохимии. Войткевич Г.В., Мирошников А.Е., Поваренных А.С. и др. М: Недра, 1977.
 30. Крылов Н.А. Проектирование и управление поисково-разведочными работами на нефть и газ. М., РГУ нефти и газа, 2000.
 31. Леворсен А. Геология нефти и газа. М, Мир. 1970.
 32. Милосердова Л.В., Мацера А.В., Самсонов Ю.В. Структурная геология. М., Изд-во Нефть и газ. 2004.
 33. Мстиславская Л.П., Павлинич М.Ф., Филиппов В.П. Основы нефтегазового производства. М., ГАНГ, 1996.
 34. Мстиславская Л.П., Филиппов В.П. Геология, поиски и разведка нефти и газа. Учебное пособие. М., "ЦентрЛитНефтеГаз" 2005.
 35. Немченко Н.Н., Зыкин М.Я., Гутман И.С., Пороскун В.И. Сопоставление классификаций ресурсов и запасов нефти и газа России и США. Геология Нефти и газа. №8, 1996.
 36. Нефтегазопромысловая геология. Терминологический справочник. Под ред. М.М.Ивановой. М., Недра, 1983.
 37. Перродон А. История крупных открытий нефти и газа. М.Мир, Эльф Аkitен 1994.
 38. Перродон А. Формирование и размещение месторождений нефти и газа М., Недра, 1985.
 39. Реймерс Н.Ф. Природопользование. Словарь-справочник. М.Мысль, 1990.
 40. Серкеров С.А. Гравиразведка и магниторазведка. М., Недра, 1999.
 41. Соколов Б.А., Абля Э.А. Флюидодинамическая модель нефтегазообразования. М.: ГЕОС, 1999.
 42. Сырьевая база и добыча газа в России в XXI веке. М., Недра, 2000.
 43. Тархов А.Г., Бондаренко В.М., Никитин А.А. Комплексирование геофизических методов. М., Недра, 1982.
 44. Флоренский П.В., Милосердова Л.В., Балицкий В.П. Основы литологии: учебное пособие, М., РГУ нефти и газа, 2003.
 45. Формы геологических тел. ред. Косыгина Ю.А. М., Недра. 1977
 46. Хайн Н.Дж. Геология, разведка, бурение и добыча нефти. Олимп бизнес. М. 2004.
 47. Халимов К.Э. Эволюция отечественной классификации запасов нефти и газа / под ред. Э.М. Халимова.-М. ООО "Недра-Бизнесцентр", 2003. – 188.
 48. Элланский М.М., Еникеев Б.Н. Компьютерное моделирование и современные компьютерные технологии в нефтегазовой геологии: Учебное пособие для вузов. – М.: РГУ нефти и газа, 1999.
 49. Элланский М.М. Инженерия нефтегазовой залежи Том 1. Нефтегазовая залежь и её изучение по скважинным данным. М., 2001.

СЛОВАРЬ

Антиклиналь – складка выпуклостью вверх.

Астеносфера – ослабленная сфера - верхняя часть мантии, в которой имеются частично расплавленные области.

Аэровизуальные наблюдения – вид геологических исследований, при которых исследователь с борта самолета, или вертолета наблюдает геологическое строение территории и строит предварительную карту.

Аэрофотсъёмочные работы – работы по фотографической съёмке земной поверхности с самолета.

Биогермы – постройки морских организмов.

Внешний контур нефтеносности (газоносности) – линия пересечения водонефтяного (газо-водяного) контакта с кровлей пласта.

Внутренний контур нефтеносности (газоносности) – линия пересечения водонефтяного (газо-водяного) контакта с подошвой пласта.

Водонефтяной контакт (ВНК) – граница между нефтью и водой.

Газоводяной контакт (ГВК) – граница между газом и водой.

Газовый фактор пласта – объем природного газа (куб. фут) растворенного в одном барреле нефти в данном коллекторе и в условиях этого коллектора.

Газонефтяной контакт (ГНК) – граница между газом и нефтью.

Газогидрат (газовый клатрат) – соединение метана с водой, имеющее облик подтаявшего льда. Область его устойчивости при нормальном давлении – до -4°C . Кристаллическая решетка клатратов построена из молекул воды, во внутренних полостях которых находятся молекулы газа, образующего гидрат.

Газоконденсат – газообразное состояние углеводородов с короткими цепями (5-7 атомов углерода) благодаря высоким температурам недр. При добыче (снижении температуры) газы конденсируются в жидкость.

Геоморфология геологическая дисциплина, изучающая взаимосвязь современного рельефа и геологического строения, рельеф, как геологическое тело.

Достоверность запасов – максимальное приближение величины подсчитываемых запасов к ее истинному значению, которое происходит в процессе геологоразведочных и эксплуатационных работ, качественной обработки фактического материала и правильного выбора метода оценки.

Геоид – условная форма Земли (без учета рельефа), близкое к трехосному эллипсоиду вращения. Форму геоида принял бы уровень воды на Земле, если вся она была бы покрыта океаном.

Геологоразведочные (поисково-разведочные) работы – совокупность взаимосвязанных последовательных работ научных и технологических исследований, должных обеспечить открытие, оценку и подготовку к разработке полезного ископаемого.

Геосинклинальные области – мобильные участки земной коры, разделяющие древние платформы, или отделяющие их от тектонических впадин. Характеризуются активным вулканизмом, сейсмичностью (напр. Средиземноморский).

Геосферы, оболочки из которых состоит Земля разделены границами с более или менее резкими изменениями физических свойств ее вещества. В основном – это изменения скорости прохождения сквозь Землю упругих волн. Сейчас таких геосфер выделяется более десятка, но самые резкие границы разделяют **ядро**, в котором выделяют внутреннее (ядрышко) и внешнее ядро **мантию** (верхнюю и нижнюю) и **земную кору**.

Горные породы устойчивые парагенетические ассоциации минералов, возникающие в результате геологических процессов и образующих самостоятельные тела в земной коре.

Джеспилиты – (от англ. jasper – яшма) – тонкослоистые кварцево-железистые породы, представляющие собой железистую руду, распространенные в докембрийских (преимущественно в протерозойских и архейских) образованиях. Этими породами сложена Курская магнитная аномалия, в открытии которой принимал участие И.М.Губкин.

Диapiroзм, диапиир – процесс и получившиеся в его результате структуры, связанные с протыканием нижележащими породами вышележащих слоев в процессе их поднятия к земной поверхности под действием либо инверсии плотностей, либо нагнетания.

Динамическое пластовое давление – пластовое давление в продуктивном горизонте на какую-либо дату, устанавливающееся при работе практически всего фонда скважин.

Забойное давление – давление в пласте у забоя скважины при её работе.

Заводнение внутриконтурное – метод разработки, при котором нагнетанием воды в скважины, расположенные в пределах залежи, внутри контура нефтеносности.

Заводнение законтурное – метод разработки, при котором происходит нагнетательные скважины располагаются за пределами внешнего контура нефтеносности.

Заводнение приконтурное метод разработки, при котором нагнетательные скважины располагаются в пределах водонефтяной зоны залежи.

Залежи (нефти и газа) – естественные, единичные, скопления нефти и газа в коллекторе.

Запасы – доказанное фактическим материалом (бурение, наличие промышленных притоков нефти) количество полезного ископаемого в конкретном объеме горных пород (категории С_{1,2}, В, А).

Земная кора – каменная оболочка Земли имеет различное строение под океанами и континентами. Под океанами ее толщина едва достигает 10 км. Здесь в ней выделяется 2 слоя – «базальтовый», сходный по сейсмическим свойствам с базальтами, маломощный осадочный. Под континентами и шельфом, который является континентом, покрытым океанскими водами, земная кора имеет толщину (мощность) 15–20 км под равнинными территориями и увеличивается до 75 км под горными сооружениями. В ней выделяется 3 слоя – «базальтовый», «гранитный» и «осадочный». Мощности коры тем больше, чем выше горы.

Зоны нефтегазонакопления – ассоциации смежных, сходных по геологическому строению залежей, приуроченных к единой группе связанных между собой ловушек. Чаще всего зоны нефтегазонакопления связаны с валами, валообразными, или изометричными поднятиями, региональными зонами выклинивания.

Изостазия – явление гравитационного уравнивания земной коры на определенной глубине в мантии.

Интрузивные (внедренные) магматические горные породы, застывшие внутри Земли в глубинах недр.

Категория запасов и ресурсов – степень их изученности и подготовленности к промышленному освоению, или разведке.

Каустобиолиты – горючие ископаемые, возникшие в результате преобразования органического вещества в земной коре.

Классы месторождений (по запасам): уникальные (>300 млн.т.), крупнейшие (300-100 млн.т.), крупные (100-30 млн.т.), средние (30-10 млн.т.), мелкие (>10 млн.т.).

Коллектор – порода, способная вмещать нефть, газ и воду, и отдавать их при разработке.

Компетентные и некомпетентные породы – пара сравнительно жестких, хрупких и пластичных пород. Одна и та же порода (например известняк) может в паре с глиной выступать как компетентная, а в паре с базальтом – как некомпетентная.

Линза – слой, быстро выклинивающийся во все стороны.

Литосфера (каменная сфера) – земная кора вместе с надстеносферной мантией и астеносферой.

Ловушка – часть природного резервуара, в котором флюиды не могут перемещаться и образуют скопления.

Магматические горные породы образуются при застывании магмы - расплавленного вещества земных недр.

Мантия промежуточная геосфера. Плотность мантии 3-5 г/см куб. Считается, что она состоит из железно-никелевых силикатов. В верхней части мантии расположены очаги расплавленных пород (первичного магматизма), получившие название астеносферы.

Месторождения (местоскопления) – совокупность залежей нефти и газа в разрезе отложений на одной и той же площади. Иногда месторождения состоят из одной залежи.

Метаморфические (превращенные) породы образуются из магматических, осадочных или других метаморфических пород в результате действия химических и физических (давление и температура) факторов. При метаморфизме породы преобразуются без переплавления в глубине земной коры.

Метод наращивания площади – метод геологической разведки, при которой разведочные выработки (скважины) закладываются по протяжению предполагаемого геологического тела.

Метод пересечений метод геологического картирования, заключающийся в прохождении маршрутов перпендикулярно предполагаемым геологическим границам.

Метод прослеживания по простирацию – метод геологического картирования, заключающийся в прохождении маршрутов вдоль обнаруженной геологической границы.

Метод сзущения – метод геологической разведки, при которой разведочные выработки (скважины) закладываются между уже пройденными.

Минералы – природные химические соединения, или элементы.

Нетрадиционные коллекторы – коллекторы с негранулярной пористостью.

Нефтегазоносные комплексы – сочетания нефтематеринских пород, коллекторов и флюидоупоров.

Нефтематеринские породы – породы, способные в подходящих условиях генерировать углеводороды. Они содержат в повышенных (до 0,5%) концентрациях органическое вещество, накапливаются в субаквальной анаэробной среде в условиях относительно устойчивого погружения бассейна седиментации.

Области нефтегазоносные (Нефтегазоносные области, НГО) – территории, приуроченные к крупному тектоническому элементу - свод, вал. Иногда нефтегазоносные области бывают приурочены к внутриплатформенным впадинам. Обычно внутри единой нефтегазоносной области условия нефтегазоаккумуляции сходные.

Объект эксплуатационный (объект разработки) – один, или несколько продуктивных пластов месторождения, выделенных по комплексу геологических, технических и экономических факторов для разбуривания и эксплуатации единой системой скважин.

Осадочные горные породы получают при разрушении любых других пород, перемещении их частиц в виде механических взвесей различной крупности, или в виде раствора, и отложении (*седиментации*), или осаждении из раствора.

Палеонтология – наука о вымерших животных и растительных организмах (окаменелостях).

Платформа – структура I порядка – стабильная территория, выделяемая на континентах. Платформы по вертикали состоят из двух частей - в их основании находятся сильно смятые горные породы гранитного или осадочного слоя, составляющие *фундамент (цоколь)* платформы, выше которого находится более или менее горизонтально залегающий слоистый *чехол*. Выделяются древние - с цоколем докембрийского возраста, и молодые, в строении основания которых принимают участие и палеозойские породы.

Подготовка (ресурсов, или запасов) – выявление количества и качества предполагаемого полезного ископаемого с той, или иной степенью достоверности.

Подготовленный объект (в геологоразведочных работах) – объект, для которого надежным для данного района методом по комплексам геолого-геофизических работ установлены основные черты строения потенциальной ло-

лушки по перспективному горизонту, или горизонтам. К устанавливаемым чертам относят глубину, размеры и амплитуду ловушки, распространение коллектора и покрышки. По подготовленному объекту должна быть построена структурная карта, обеспечивающая возможность обоснованного определения места заложения и глубины поисковых скважин.

Поисково-разведочные (геологоразведочные) работы – совокупность взаимосвязанных последовательных работ научных и технологических исследований, должных обеспечить открытие, оценку и подготовку к разработке полезного ископаемого.

Покрышка (флюидоупор) слабо проницаемая, или практически непроницаемая порода.

Попутные газы, растворенные в нефти и выделяющиеся при разработке газообразные углеводороды.

Пористость объем пустот в породе, который оценивается отношением объема пор к объему всей горной породы.

Природные газы – газы, образующие самостоятельные месторождения (без нефти).

Природные резервуары – порода-коллектор в обрамлении пород – флюидоупоров, по которому может перемещаться флюид. Различают *пластовые, массивные, пластово-массивные и литологические* природные резервуары.

Провинции (бассейны) – ассоциации смежных нефтегазоносных областей, связанные с тектоническими погружениями. Для нефтегазоносной провинции характерны общность тектонического строения, истории развития, стратиграфического диапазона нефтегазоносности.

Проницаемость – способность пород пропускать флюиды. Она зависит от размера и конфигурации пор, что обусловлено размером зерен терригенных пород, плотностью укладки, и взаимного расположения частиц, составом и типом цемента и др.

Проявления (полезного ископаемого) – признаки минерализации без конкретной геологической определенности, либо неэкономическое проявление (скопление минералов, не представляющее экономического интереса).

Радиометрия – метод геофизических исследований, заключающийся в измерении радиоактивного излучения поверхности Земли.

Разлом – сложный крупный разрыв с видимыми смещениями частей друг относительно друга.

Ресурсы – прогнозно оцененное количество полезного ископаемого в недрах, получаемое на основе геологических предположений, без геологической разведки (категории D и C₃).

Риск, коэффициент риска (в геологии) – вероятность отсутствия нефтегазоносности, а величина обратная риску – успех.

Руководящая фауна (руководящие ископаемые, руководящие формы) – окаменлости, характерные для определенного интервала времени, имеющие широкое площадное распространение. Руководящими может быть вид, род, или даже семейство ископаемых организмов.

Свита – единица местной стратиграфической шкалы. Комплекс пород, характеризующийся определенными особенностями. Названия свит производятся от пункта их нахождения.

Синклиналь – складка выпуклостью вниз.

Складка – волнообразный изгиб слоев.

Слой – более или менее первично обособленный объем горной породы, ограниченный более или менее параллельными поверхностями.

Сорбция – процесс поглощения, сорбированные – поглощенные.

Стратиграфическая колонка – график, показывающий идеальную (без учета разломов и складок) последовательность напластования осадочных горных пород какого-либо участка.

Стратиграфическое расчленение – расчленение геологического разреза на стратиграфические единицы. Обычно проводится по результатам палеонтологических* исследований по руководящим ископаемым*.

Стратоизогины – линии, соединяющие точки равных абсолютных отметок поверхности пласта или других геологических тел (карта подземного рельефа пласта).

Трапповый магматизм – (от швед. trappa – ступени лестницы) – характерный для платформ магматизм, в при котором изливаются (покровы) и внедряются (силы) основные породы – базальты, порфириды, диабазы. Так как обычно эти породы более стойкие к выветриванию, чем вмещающие, то при денудации территорий с трапповым магматизмом они образуют бронирующие горизонты, и в рельефе получают многоярусные столовые горы, похожие на гигантские лестницы – траппы.

Трещина – незначительный разрыв в горных породах с элементарной поверхностью разрыва.

Трудноизвлекаемые запасы – запасы месторождений, залежей, или их частей, отличающихся сравнительно неблагоприятными для извлечения геологическими условиями залегания и (или) физическими свойствами нефти.

Фашиа – (facies – облик) – термин, используемый для обозначения пород определенного вида, обусловленный определенными условиями образования. Например – морские (глубоководные, мелководные), лагунные, рифовые фашии и др.

Флексура – коленообразный изгиб слоев.

Флюидоупор – см. *покрышка*.

Четвертичные отложения (наносы) – породы четвертичной системы (продолжительность – примерно последний 1 млн. лет геологической истории). В основном породы этого возраста не испытали диагенеза, то есть являются рыхлыми осадками – глинами, песками и т.д. Часто их называют наносами.

Шлиф – тонкий (0,03 мм) срез горной породы, который рассматривают под микроскопом для изучения её строения и минерального состава.

Шлих – концентрат тяжелых минералов, получаемый в результате промывки поверхностных рыхлых отложений (наносов), или искусственно измельченных горных пород.

Экзогенные процессы протекают в приповерхностных частях Земли и заключаются, преимущественно, в разрушении поднятий рельефа, переносе разрушенного вещества в пониженные участки и их заполнение (*аккумуляция, седиментация*). Источником энергии для них является в основном Солнце и гравитация.

Эксплуатационный объект см. объект эксплуатационный.

Эндогенные процессы протекают в недрах Земли и вызывают землетрясения, извержения вулканов, переплавления и химическое изменение горных пород под действием высоких давлений и температур. В горных породах образуются разрывы. С эндогенными процессами связано возникновение материков, океанических впадин и горных систем. Эндогенные процессы обусловлены напряжениями в теле Земли, образованными в результате гравитационной дифференциации, и радиоактивного разогрева вещества Земли.

Этажи нефтегазоносности – расстояние по вертикали между верхней частью верхней залежи месторождения до водонефтяного контакта нижней залежи. Обычно они разведываются и разрабатываются самостоятельно.

Эффузивные – изверженные горные породы - излитые на поверхность земли (лава, пемза).

Ядро – внутренняя геосфера Земли. Расчетная плотность – ядра – 11,8 г/см. куб. Предполагается, что его состав - железоникелевый.

ПРИМЕРНЫЕ ВОПРОСЫ ДЛЯ СОБЕСЕДОВАНИЯ (ВСТУПИТЕЛЬНОГО ИСПЫТАНИЯ)

Введение

1. Роль нефтегазовой геологии в современном мире.
2. Современное состояние нефтегазовой геологии.
3. Основные вехи в развитии геологии нефти и газа.

Глава 1.1

4. Форма, размеры и строение Земли.
5. Состав Земли и геосфер. Температура и давление в недрах.
6. Геологические процессы.

Глава 1.2, 1.3

7. Тектонические движения и тектонические структуры.
8. Литосферные плиты, их границы и движения по ним.
9. Формации и их виды.
10. Морфологическая классификация тектонических структур и их связь с нефтегазоносностью.

Глава 1.4

11. Минералы и горные породы.
12. Осадочные горные породы.
13. Пористость, проницаемость, породы коллекторы и породы покрышки (флюидоупоры).
14. Нетрадиционные коллекторы.
15. Каустобиолиты.
16. Нефть, газ газогидраты, их физические и химические свойства.
17. Вода и газы в недрах Земли.

Глава 1.5

18. Слой и слоистость.
19. Неслоистые формы залегания осадочных пород.
20. Пликативные формы залегания осадочных горных пород.
21. Трещины и разломы.
22. Несогласия.
23. Геологические карты и разрезы.
24. Изображение структурных форм на картах и разрезах.

Глава 1.6

25. Методы изучения истории Земли.

26. Стратиграфическая (геохронологическая) шкала. Подразделения международной и местной шкал.

27. Основные тенденции в историческом развитии Земли.

Глава 2.7

28. Концепции неорганического происхождения нефти.

29. Образование природного газа.

30. Концепция органического происхождения нефти.

Глава 2.8

31. Условия формирования, аккумуляции и сохранения рассеянного органического вещества.

32. Нефтематеринские породы.

33. Преобразование рассеянного органического вещества в углеводороды.

Глубины нефте- и газообразования.

34. Миграция. Формы, факторы, скорости и расстояния миграции.

35. Природные резервуары и их виды.

36. Ловушки и их виды.

37. Залежи и их элементы. Классификация залежей по типам флюидов

38. Классификации залежей.

39. Консервация и разрушение залежей.

Глава 2.9

40. Принципы нефтегазогеологического районирования.

41. Иерархия нефтегазогеологических объектов.

42. Этажи нефтегазоносности.

43. Зональность в распределении скоплений нефти и газа

44. Какие геологические условия наиболее благоприятны для нахождения в них залежей нефти и газа (современные глубины залегания, возраст, интенсивность погружения, наличие перерывов в осадконакоплении, условия осадконакопления)?

Глава 2.10

45. Месторождения углеводородов и их классификации.

Глава 2.11

Зоны нефтегазонакопления и их классификации.

Глава 2.12

46. Нефтегазоносные области и их классификации

47. Общая характеристика нефтегазоносных областей платформ.

48. Общая характеристика нефтегазоносных областей геосинклинальных и платформенных территорий.

Глава 2.13

49. Нефтегазоносные провинции и их классификации.
50. Нефтегазоносные провинции платформенного типа.
51. Нефтегазоносные провинции складчатых территорий.
52. Нефтегазоносные провинции переходных территорий.
53. Нефтегазоносные провинции России (история, тектоническая позиция, геологический разрез, коллекторы, флюидоупоры, ловушки, месторождения).

Глава 3.14

54. Поисково-разведочный процесс и его характерные особенности на современном этапе. Принципы геологоразведки. Понятие о подготовке запасов.
55. Ресурсы и запасы, их классификации.
56. Категории ресурсов и запасов
57. Подготовленность месторождений (залежей) для промышленного освоения.
58. Требования к разведочному бурению для подсчета запасов и подготовки залежей нефти и газа к разработке.
59. Подсчетные параметры и методы расчетов при оценке ресурсов и подсчете запасов на разных этапах и стадиях геологоразведочных работ.
60. Нетрадиционные ресурсы.

Глава 3.15

61. Полевые признаки нефтегазоносности.
62. Аэрокосмические методы поисков и разведки нефти и газа
63. Геохимические методы при нефтегазопоисковых работах
64. Что такое геофизические методы и их классификации
65. Полевая (разведочная) геофизика и её методы.
66. Сейсмические методы разведочной геофизики.
67. ГИС и их методы.
68. Петрофизика.
69. Прямые методы поисков нефти и газа геофизическими методами.
70. Математические методы поисково-разведочных работ. Риски.
71. Математические модели в геологоразведочных работах.
72. Виды скважин, применяемые при поисково-разведочных работах на нефть и газ.
73. Комплексирование различных методов при поисках нефти и газа.

Глава 3.16

74. Стадийность геологоразведочных работ.

75. Региональный этап – цели, задачи, место в общей структуре поисково-разведочных работ.

76. Прогноз нефтегазоносности. Основные работы и методы.

77. Оценка зон нефтегазонакопления и типовые работы стадии.

78. Поисково-оценочный этап. Стадии, подстадии, цели и задачи, объекты, типовые работы, результаты. Предельное число, глубина и точки заложения поисковых скважин.

79. Разведочный этап. Задачи, последовательность типовые методы разведочных работ. Ползущая и сгущающая системы разведки. Число разведочных скважин.

80. Особенности разведки газовых месторождений.

81. Особенности поисково-разведочных работ на шельфе.

Глава 3.17.

82. Показатели эффективности геологоразведочных работ.

83. Причины уменьшения эффективности поисково-разведочных работ и пути её преодоления.

Глава 3.18.

84. Задачи нефтегазопромысловой геологии.

85. Природные режимы и геологическое обоснование методов и систем разработки нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений

86. Регулирование процесса разработки. Системы заводнения.

87. Фонд скважин и его контроль.

88. Контроль добычи флюидов, давления, температуры, охвата процессом вытеснения и внедрения агентов вытеснения в продуктивные пласты.

89. Трудноизвлекаемые запасы и методы увеличения их нефтеотдачи.

Глава 3.19

90. Транспортировка и хранение нефти, газа и отходов нефтегазового производства.

91. Проблемы техногенного нарушения недр в нефтедобывающих регионах.

92. Радиоактивное загрязнение недр продуктами ядерных взрывов.

93. Охрана недр при бурении скважин и разработке месторождений

94. Геоэкологический мониторинг.

Заключение

95. Проблемы и перспективы удовлетворения энергетических потребностей в мире.

МИЛОСЕРДОВА Людмила Вадимовна

ГЕОЛОГИЯ, ПОИСК И РАЗВЕДКА
НЕФТИ И ГАЗА

Учебное пособие

Подготовка оригинал-макета:
Издательство «МАКС Пресс»

Издательство ООО «МАКС Пресс»
Лицензия ИД N 00510 от 01.12.99 г.

Подписано к печати 08.10.2007 г.

Формат 60x90 1/16. Усл.печ.л. 20,0. Тираж 1000 экз. Заказ 504.

119992, ГСП-2, Москва, Ленинские горы, МГУ им. М.В. Ломоносова,
2-й учебный корпус, 627 к.
Тел. 939-3890, 939-3891. Тел./Факс 939-3891.

Данное издание является собственностью РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина
и его репродуцирование (воспроизведение) любыми способами
без согласия университета запрещается.