

201322591
17326

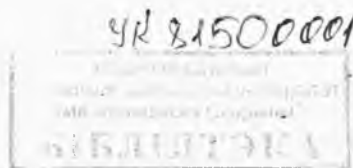
**МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ
БЕЛАРУСЬ**

**Учреждение образования
« Гомельский государственный университет
имени Франциска Скорины »**

А.П. ПИНЧУК, Е. А. ПИНЧУК

**НЕФТЕПРОМЫСЛОВАЯ ГЕОЛОГИЯ
И ГИДРОГЕОЛОГИЯ**

Тексты лекций



Гомель 2005

УДК 553.98:622.276

ББК 26.325.4

П 326

Рецензенты:

кафедра геологии и разведки полезных ископаемых учреждения образования «Гомельский государственный университет имени Ф.Скорины»;

Г.В. Пименов, доцент, кандидат геолого-минералогических наук;

М.Г. Верутин, старший преподаватель

Рекомендовано к изданию научно-методическим советом Гомельского государственного университета имени Ф.Скорины»

Пинчук А.П.

П 326 Нефтепромысловая геология и гидрогеология: тексты лекций/
А.П.Пинчук, Е.А.Пинчук. Мин. обр. РБ Гомель: УО ГГУ им.
Ф.Скорины, 2005. – 135с.

В текстах лекций рассматривается материал по общей геологии, геологическим основам и гидрогеологии нефтегазовых месторождений, дается представление о месте геологии в разработке нефтяных и газовых месторождений.

Тексты лекций предназначены для студентов университетов специальностей «Разработка полезных ископаемых» и «Геология и разведка полезных ископаемых»

УДК 553.98:622.276

ББК 26.325.4

©А.П.Пинчук, Е.А.Пинчук, 2005

© Учреждение образования «Гомельский государственный университет имени Франциска Скорины», 2005

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	4
1 Общая и историческая геология.....	5
1.1 Строение и состав Земли.....	5
1.2 Строение и состав земной коры.....	6
1.3 Геохронология.....	13
1.4 Формы залегания горных пород в земной коре.....	16
1.5 Экзогенные геологические процессы.....	23
1.6 Эндогенные геологические процессы.....	28
1.7 Геологическое строение и структуры земной коры.....	31
1.8 Тектоническая схема земной коры.....	41
2 Литология пород-коллекторов.....	43
2.1 Осадочные горные породы.....	44
2.2 Карбонатные коллекторы.....	48
2.3 Терригенные коллекторы.....	52
2.4 Нетрадиционные коллекторы	55
2.5 Природные резервуары нефти и газа.....	57
2.6 Понятие о фациях и осадочных формациях.....	59
3 Нефтегазопромысловая гидрогеология.....	61
3.1 Общая гидрогеология.....	61
3.2 Нефтегазовая гидрогеология.....	70
4 Нефтегазопромысловая геология.....	75
4.1 Изучение залежей в статическом состоянии.....	75
4.2 Внутреннее строение залежей.....	78
4.3 Классификация ловушек, залежей и месторож- дений нефти и газа.....	83
4.4 Энергетические характеристики залежей нефти и газа.....	97
4.5 Запасы углеводородов и их подсчет.....	102
4.6 Геологические основы разработки залежей углеводородов.....	105
5 Геологическое строение Припятского прогиба.....	116
5.1 Литолого–стратиграфическое строение.....	118
5.2 Тектоническое строение прогиба.....	125
5.3 Гидрогеологические условия.....	127
Вопросы для самоконтроля.....	131
Литература.....	133

ВВЕДЕНИЕ

В текстах лекций излагается материал по геологическим основам нефтяных и газовых месторождений. Данный курс состоит из разделов общей геологии, литологии пород-коллекторов, нефтегазопромысловой геологии и нефтепромысловой гидрогеологии, общей характеристики геолого-тектонического строения Припятского прогиба. Лекции дают общее представление о месте геологии в разработке нефтяных и газовых месторождений.

Отдельные положения из представленных разделов в дальнейшем при изучении специальных дисциплин будут рассматриваться более детально. Лекции разработаны по плану учебной программы для специальности «Разработка полезных ископаемых». При написании пособия использовалась обширная учебная и научная литература, которая приводится в конце книги.

Структура текста лекций и излагаемый материал прошли опробование при чтении лекций и проведении практических занятий авторами в Гомельском государственном университете имени Франциска Скорины и Гомельском государственном техническом университете имени П.О. Сухого.

Так как лекции предназначены для студентов дневной и заочной формы обучения, которые в большинстве работают или в дальнейшем будут работать в Припятском нефтегазоносном районе, то авторы сочли необходимым дать представление об особенностях геологического строения этого региона.

Известно, что геологическое строение Припятского прогиба достаточно сложное, что требует его детальнейшего изучения при подготовке залежей нефти к промышленной разработке. Сложность геологического строения заключается в большой мощности осадочной толщи (до шести километров); относительно малых размерах блоков нижнего тектонического этажа с эксплуатируемыми залежами; большими углами наклонов горизонтов разреза горных пород; большими амплитудами основных тектонических нарушений; большой мощностью пластичных нижнесоленосных и верхнесоленосных отложений; наличием большого количества куполов соли с крутыми углами падения. Сложность геологического строения территории требует особого подхода к технологии разработки нефтяных залежей. В этом регионе сравнительно незначительные периоды фонтанной и безводной добычи нефти. Разработка залежей тре-

бует их заводнения для поддержания пластового давления на необходимом уровне.

Авторы выражают глубокое признание специалистам, консультации которых улучшили содержание лекционного материала: заместителю директора БелНИПИнефть кандидату геолого-минералогических наук М.Ф. Кибашу; заведующему лабораторией гидрогеологии доктору геолого-минералогических наук В.Д. Порошину; доценту Гомельского государственного университета им Ф. Скорины кандидату геолого-минералогических наук Г.В. Пименову, авторам заимствованных графических материалов, использованных в данных текстах лекций.

1 ОБЩАЯ И ИСТОРИЧЕСКАЯ ГЕОЛОГИЯ

1.1 Строение и состав Земли

Фигура Земли близка к трехосному эллипсоиду, сплюснутому у полюсов. Экваториальный радиус Земли равен 6378, полярный — 6357 км. Более точно фигуру Земли отображает поверхность равных значений потенциала силы тяжести, совпадающая со сплошной поверхностью океана, продолженной на континенты. Эта фигура Земли носит название **геоида**. На континентах поверхность геоида находится ниже земной поверхности.

Поверхность Земли составляет 510 млн. км², масса — $5,975 \cdot 10^{21}$ т, средняя плотность — $5,52 \text{ г/см}^3$, средняя плотность земной коры — $2,7\text{--}2,9 \text{ г/см}^3$. Земля имеет несколько оболочек: **ядро**, радиусом 3400 км; **мантию**, толщиной 2900 км; **земную кору**, мощностью 5–15 км в океанах и 15–70 км на континентах. Каждая из оболочек Земли не однородна и подразделяется на субоболочки, различающиеся физико-химическими свойствами. В настоящее время широко используют понятие **литосферы**. Это твердая верхняя зона Земли, включающая земную кору и часть верхней твердой мантии. Мощность литосферы 50–200 км. Литосфера лежит на подвижном слое малой вязкости — **астеносфере** (рисунок 1.1).



Рисунок 1.1 - Внутреннее строение Земли

В земной коре континентов выделяют три слоя: осадочный со скоростями прохождения сейсмических волн до 5,5 км/с; гранитный – 5,5-6,5 км/с; базальтовый – 6,9-7,4 км/с. Граница между осадочным слоем и гранитным четкая. Гранитный и базальтовый слои не везде имеют четкую границу и в большинстве случаев этот переход постепенный, обусловленный плавным изменением минералогического состава. В некоторых зонах наблюдается отсутствие гранитного слоя и осадочный слой лежит непосредственно на базальтовом (3-Сибирская плита, окраинные моря, Прикаспийская впадина, восточная часть Черного моря). В океанической коре выделяют осадочный, платобазальтовый и базальтовый слои.

Земная кора и мантия имеют резкую плотностную границу с изменением скорости продольных сейсмических волн от 6,9-7,4 до 8,0-8,6 км/с. Граница раздела носит название поверхности **Мохоровичича**.

Мантия подразделяется на верхнюю – на глубинах до 400 км, переходный слой – 400-900 км и нижнюю – 900-2900 км. Верхняя мантия состоит из железисто-магнезиальных силикатов, представленных минералами оливином и пироксеном. С верхней мантией связаны процессы вулканизма, землетрясений, тектонических подвижек. Хотя верхняя мантия находится в твердом состоянии, но отдельные ее слои близки к температуре плавления. Например, астеносферный слой на глубинах 100-250 км, по которому происходит скольжение плит. Переходной слой мантии имеет плотность 4,68 г/см³, скорость упругих волн 9 – 11,4 км/с. В переходном слое наблюдается изменение градиента скорости волн с глубиной, не соответствующее изменению плотности вещества. Это обусловлено фазовыми процессами – изменением минералогического состава. Нижняя мантия имеет однородный состав с плотностью вещества от 5,69 до 9,4 г/см³ и скоростями волн – 11,4 – 13,6 км/с.

Ядро Земли подразделяется на внешнее и внутреннее. Внешнее ядро располагается на глубинах от 2900 до 5000 км. Оно имеет плотность 9,912 г/см³ и скорости сейсмических волн 8,1-10,4 км/с. Сквозь внешнее ядро не проходят поперечные волны, что говорит о его жидком состоянии. Внутреннее ядро находится в интервале глубин 5100 – 6371 км в твердом состоянии и имеет железоникелевый состав. Плотность вещества во внутреннем ядре составляет около 17-18 г/см³.

Температура Земли с глубиной растёт, достигая в центре величин 4500°C ., однако точное значение температуры, плотности вещества и состава остается не вполне ясным, т.к. эти величины получены косвенным, расчетным путем.

1.2 Строение и состав земной коры

Элементный состав земной коры. В земной коре самым распространенным элементом является **кислород** – 49,5 % массы и 91,77 % объема. В кислородный каркас вкраплены остальные порообразующие элементы: Si, Al, Fe, Mg, Ca, Na, K. Энергетические связи кислорода с металлами определяют ведущую геохимическую роль кислорода. Водород является вторым элементом, определяющим важнейшие геохимические процессы земной коры, хотя водород составляет 1 % веса земной коры. В земной коре присутствуют все химические элементы. Константа распространенности элемента в земной коре в весе, процентах или числе атомов в отношении всей суммы вещества, носит название **кларка**.

Минералы – природные химические соединения или самородные элементы, возникшие в результате физико-химических процессов, протекающих в земной коре. Известно более 2500 минералов. Процессы образования минералов подразделяются на экзогенные (приповерхностные) и эндогенные (магматические и метаморфические).

Магматическое минералообразование происходит в магматическом расплаве при его остывании. Горячие водные растворы и газы, выделяющиеся из магмы, взаимодействуют с окружающей средой и приводят к образованию гидротермальных и пневматолитовых минералов. Остывание магматических расплавов может происходить с разной интенсивностью, и это определяет возможный набор образующихся минералов.

Метаморфическое минералообразование происходит в веществе под влиянием высоких температур и давления в связи с погружением осадочных пород или их контакта с магматическим высокотемпературным веществом.

Вблизи поверхности Земли образование минералов происходит при участии воды, кислорода, углекислоты и жизнедеятельности организмов. В связи с выветриванием пород, их механическим и

химическим разрушением, переотложением, протекают химические процессы, приводящие к образованию новых минералов.

Минералы по своей структуре подразделяются на минералы с **кристаллической решеткой** и **аморфные**. Различие заключается в том, что в кристаллическом теле частицы (ионы, атомы) располагаются в строго определенном порядке, который иллюстрируется его кристаллической решеткой. В аморфном веществе закономерное расположение частиц отсутствует. С этим связано такое свойство, как **анизотропность** и **изотропность** минералов. Свойства анизотропного минерала в разных направлениях различны, т. к. различны силы сцепления между молекулами (слюда, графит). Свойства изотропных минералов одинаковы во всех направлениях (алмаз).

Среди других свойств минералов можно назвать цвет минерала, цвет минерала в порошке, блеск, прозрачность, твердость и др.

В природных условиях минералы находятся в виде зерен, кристаллов или аморфных масс.

По химическому составу минералы подразделяют на классы:

- Самородные элементы: алмаз, графит, сера, золото, серебро, платина;
- Сульфиды: галенит – PbS , халькопирит – $CuFeS_2$, пирит – FeS_2 , киноварь – HgS ;
- Галоиды: (хлор, бром, йод, фтор – галогены) галит – $NaCl$, сильвин – KCl , флюорит – CaF_2 ;
- Окислы и гидроокислы: (кислород и гидроксильная группа) кварц – SiO_2 , корунд – Al_2O_3 , гематит – Fe_2O_3 , магнетит – FeO , Fe_2O_3 , лимонит – $n FeO_2$ и H_2O ;
- Карбонаты: кальцит – $CaCO_3$, доломит – $CaMg [CO_2]_2$, сидерит – $Fe CO_3$;
- Сульфаты и фосфаты: гипс – $CaSO_4 \cdot 2H_2O$, апатит – $Ca_5.(PO_4)_3 Fe, Cl$;
- Силикаты: роговая обманка, каолигнит, тальк, слюды, асбест, авгит, полевые шпаты, оливи;
- Органические соединения: нефть, газ, озокерит, асфальт, янтарь.

Из более чем 2500 минералов, только около **25** широко распространены и играют основную роль в составе горных пород. Такие минералы называют главными породообразующими. Образуются и

очень редкие сопутствующие минералы в небольшом процентном отношении. Эти минералы называют аксессуарными.

Горные породы – это естественные минеральные агрегаты, сформировавшиеся в результате геологических процессов и залегающие в земной коре в виде самостоятельных тел.

Все горные породы земной коры делятся на магматические, осадочные, метаморфические. Они отличаются происхождением, структурой и текстурой. Структура главным образом определяется размером, формой и характером срастания зерен минералов.

Магматические горные породы бывают интрузивными (глубинными) и эффузивными (излившимися). **Интрузивные** породы образуются при медленном остывании магмы, поэтому имеют полнокристаллическое строение (дуниты, пироксениты, перидотиты, серпентиниты, граниты). **Эффузивные** породы образуются при быстром остывании лавы. Происходит неполная кристаллизация вещества или вообще без кристаллизации (базальты, андезиты). По содержанию окиси кремния делятся на **кислые** (более 65%), **средние** (65-52%), **основные** (52-40%), **ультраосновные** (менее 40%).

Метаморфические горные породы образованы путем перекристаллизации магматических, осадочных и более древних метаморфических пород. Эти изменения происходят на глубине под действием высоких температур и давлений. Примеры метаморфических пород: гнейсы, сланцы, кварциты, мрамор.

Осадочные горные породы возникли в результате разрушения магматических и метаморфических пород, накопления осадков и дальнейшего их преобразования. К осадочным породам по генетическим признакам относятся:

- *обломочные* (возникли в результате механического разрушения горной породы и накопления образовавшегося обломочного материала),
- *глинистые* (результат механического и химического разрушения и накопления возникших при этом продуктов),
- *хемогенные и органогенные* (возникли при различных химических процессах, а также в результате жизнедеятельности организмов),
- *смешанного происхождения*.

В свою очередь, обломочные горные породы подразделяются в

зависимости от величины обломков на:

- *грубообломочные* (псефитовые), состоящие из обломков диаметром преимущественно более 2 мм (глыбы, щебень, валуны, гравий, галька и др.);
- *среднеобломочные* или *песчаные* (псаммитовые), состоящие из обломков преимущественно диаметром от 2 до 0,1 мм (пески и песчаники);
- *мелкообломочные* или *пылеватые* (алевритовые), состоящие из обломков диаметром преимущественно от 0,1 до 0,01 мм (лесс, алевриты – рыхлые, алевролиты – сцементированные).

Существует несколько классификаций обломочных пород, в которых указаны несколько иные размеры обломков, однако порядок цифр во всех классификациях одинаков.

В пределах каждой группы выделяют рыхлые породы, в которых обломки ничем не скреплены, и сцементированные, в которых обломки скреплены каким-нибудь цементом.

Хемогенные породы образуются в результате выпадения солей из водных растворов: известняки, каменные соли, ангидриты, гипс, бокситы, фосфориты, марганцевые и железные руды.

Органогенные породы представлены известняком, мелом, углем, асфальтом, горючими сланцами, нефтью.

Породы смешанного происхождения: мергели, песчаные известняки.

Горные породы могут состоять из одного минерала – мономинеральные (мрамор, графит, уголь) и нескольких минералов – полиминеральные (гранит, базальт). Минералы, присутствующие в породах в незначительном количестве, называются акцессорными.

95 % общей массы пород земной коры составляют магматические горные породы. Они залегают на больших глубинах и только в отдельных районах выходят на дневную поверхность.

Строение земной коры. Земная кора в основном имеет океанический и континентальный тип строения (рисунок 1.2). В отдельных районах наблюдается субокеаническая (Каспийская впадина) и субконтинентальная земная кора (окраинные моря).

Континентальная земная кора имеет три слоя: **осадочный**, мощностью до 10-20 км, **гранитный** – 10-15 и **базальтовый** – 10-

15 км. Общая мощность континентальной коры составляет 30 км на платформенных равнинных областях и до 75 км – в складчатых и горных областях.

Океаническая земная кора также представлена тремя слоями: осадочным, платобазальтовым и базальтовым. Осадочный слой имеет минимальную мощность на срединно-океанических хребтах (почти полное отсутствие осадков). Мощность осадочной толщи увеличивается к континентам до нескольких километров. Также возраст осадков океана увеличивается от четвертичных отложений в рифтовых зонах до триас-юрских к континентам. В районе Каспийской впадины осадочная толща мощностью до 20 км залегает непосредственно на базальтовом слое, так же как и в областях дна окраинных морей.

Породы земной коры находятся под постоянным статическим давлением, создаваемым весом горных пород. На уровне подошвы земной коры оно составляет около 1,3 тыс. МПа. Температурный режим земной коры формируется в результате тепла, поступающего с глубин мантии, от солнца, радиоактивного распада элементов.

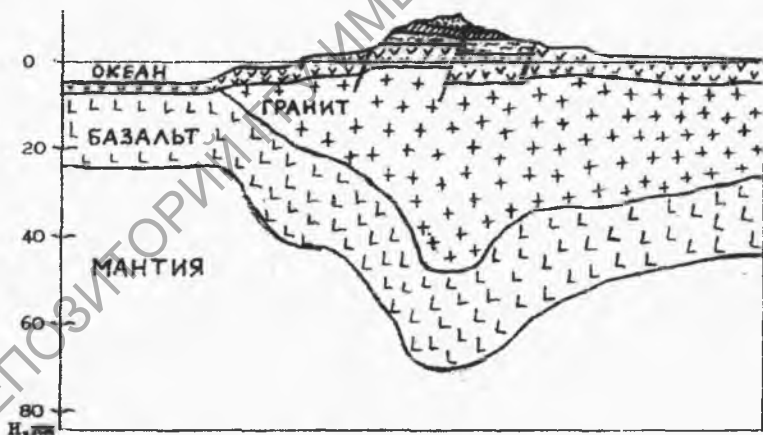


Рисунок 1.2 - Строение земной коры

В верхней зоне земной коры температура среды меняется в зависимости от поступления солнечной энергии. Колебания температур затухают с глубиной. Суточные колебания температур проникают до глубин 1 м, годовые – до 10-50 м, вековые – до нескольких

километров. Слой затухания колебаний температур носит название **нейтрального горизонта**. Температура годового нейтрального горизонта равна среднегодовой температуре воздуха. Зона выше нейтрального годового горизонта называется **гелиотермозоной**, ниже – **геотермозоной**. В зоне ниже нейтрального годового горизонта температура среды растет на 1-5 °C с глубиной на каждые 100 м. Это значение называется **геотермическим градиентом**. Мощность среды с увеличением температуры на 1 °C называется **геотермической ступенью**.

В направлении к поверхности Земли идет тепловой поток. **Плотность теплового потока** - количество тепла, проходящего через площадь 1 м² в единицу времени. Плотность теплового потока выше в молодых геологических структурах, зонах вулканизма, зонах глубинных тектонических нарушений, по которым идет поток высокотемпературных флюидов. В Припятском прогибе тепловой поток и величина температур геотермозоны значительно выше в северной зоне, чем в центральной и южной.

1.3 Геохронология

Относительная геохронология. Под относительным возрастом горных пород понимают соотношение возраста пород по времени их образования. Имеется несколько методов определения относительного возраста пород, основные из которых – стратиграфический и палеонтологический. Стратиграфический метод заключается в условии, что ненарушенные осадочные породы чем ниже залегают, тем они более древние. В палеонтологическом методе для определения возраста горных пород изучаются останки вымерших животных и растений, окаменелости. Органический мир в течение времени его развития непрерывно изменялся. Одни виды животных и растений вымирали и на смену им приходили другие, более приспособленные к новым условиям. Для определения возраста пород наибольшее значение принадлежит организмам, обитавшим на Земле сравнительно небольшой промежуток времени и имевшим большое географическое распространение. Такие организмы назы-

вают руководящими. Ясно, что пласты пород с одинаковыми руководящими окаменелостями образовались одновременно.

Абсолютный возраст горных пород выражается в годах, прошедших со времени образования этой породы. Для определения абсолютного возраста пород применяют радиологические методы. В их основе лежит закон распада радиоактивных элементов: урана (свинцовый), калия (аргоновый), углерода и др. Распад радиоактивных элементов идет с постоянной скоростью, не зависящей от внешних условий. В результате распада возникают устойчивые нерадиоактивные элементы, количество атомов которых зависит от количества атомов исходного вещества, периода его полураспада и прошедшего времени распада. Например, изотоп калия K^{40} превращается в аргон Ar^{40} . По соотношению в породе аргона (стабильных изотопов) и калия (нестабильных изотопов) можно установить возраст пород. Уран 238 превращается в свинец с атомным весом 206. Превращения половины количества урана, содержащегося в породе в момент образования, продолжается 4,52 млрд. лет. Уран с атомным весом 235 превращается в свинец 207. Период полураспада длится 891 млн. лет. Торий 232, чей период полураспада составляет 13,9 млрд. лет, превращается в свинец с атомным весом 208.

По данным определения абсолютного возраста горных пород, возраст Земли определен в **4,5 – 4,7 млрд. лет**, метеоритов – 4,5 млрд. лет, возраст пород Воронежского кристаллического массива – 2,25 млрд. лет, Балтийского щита 1,8 – 3,1 млрд. лет, Гренландии – 3,9 млрд. лет. С начала архейской эры прошло – 4,0, протерозойской – 2,6 млрд. лет, палеозойской – 570, мезозойской – 230, кайнозойской – 130 млн. лет.

По результатам изучения геологического строения земной коры и истории развития жизни на Земле разработана **геохронологическая шкала**, где история развития земной коры разбита на отдельные отрезки времени. Время образования толщи земной коры подразделяется на пять групп (эр): кайнозойская 55 – 65 млн. лет, мезозойская 110 – 130 млн. лет, палеозойская 300 – 350 млн. лет, протерозойская – 2 млрд. лет и архейская – более 2 млрд. лет. Каждая эра (группа) подразделяется на период (систему), период – на эпоху (отдел). Каждая система подразделяется на верхний, средний и

ГЕОХРОНОЛОГИЧЕСКАЯ ТАБЛИЦА

Группа (эра)	Система (период)	Отдел (эпоха)	Возраст, млн. лет
Кайнозой- ская KZ	Четвертичная Q (антропогеновая)	Современный Q ₄ Верхний O ₃ Средний O ₂ Нижний Q ₁	0-2
	Нсогеновая N	Плиоцен N ₂ Миоцен N ₁	2-10 10-35
	Палеогеновая (Pg)	Олигоцен Pg ₃ Эоцен Pg ₂ Палеоцен Pg ₁	35-40 40-70 40-70
Мезозойская MZ	Меловая K(Cr)	Верхний K ₂ Нижний K ₁	70-100 100-140
	Юрская J	Верхний J ₃ Средний J ₂ Нижний J ₁	140-185
	Триасовая T	Верхний T ₃ Средний T ₂ Нижний T ₁	185-225
Палеозой- ская PZ	Пермская P	Верхний P ₂ Нижний P ₁	225-270
	Каменноугольная C	Верхний C ₃ Средний C ₂ Нижний C ₁	270-320
	Девонская D	Верхний D ₃ Средний D ₂ Нижний D ₁	320-400
	Силурийская S	Верхний S ₂ Нижний S ₁	400-424
	Ордовикская O	Верхний O ₃ Средний O ₂ Нижний O ₁	424-468
	Кембрийская (Cm)	Верхний Cm ₃ Средний Cm ₂ Нижний Cm ₁	468-600
Докембрий- сакая	Рифейская RF	—	От 600 до 1200
	Протерозойская PR	—	От 1200 до 1900
	Архейская AR	—	От 1900 до 2700
	Катархейская	—	От 2700 до 3500

нижний отделы, соответственно период подразделяют на позднюю, среднюю и раннюю эпохи.

В пределах эпох существуют и более мелкие подразделения: свиты, горизонты и т.д., которые носят местные названия, соответствующие местам их распространенности. Такая система хронологии дает широкие возможности для корреляции разрезов.

1.4 Формы залегания горных пород в земной коре

Первичной формой образования и залегания осадочных пород является **горизонтально** или **наклонно** лежащий слой. Пласты морских осадков образуются в горизонтальном или субгоризонтальном (на склонах) положении. **Слой** – это тело горных пород, имеющее один и тот же состав, мощность от сантиметров до нескольких метров и значительную площадь распространения в горизонтальном направлении до сотен метров и километров. В пределах распространения слоя он может изменять мощность, иметь различный угол наклона поверхности (кровли или подошвы). Иногда вместо термина «слой» употребляют термин «пласт», часто под этим термином подразумевают более сложное содержание – систему слоев, объединенных определенным признаком.

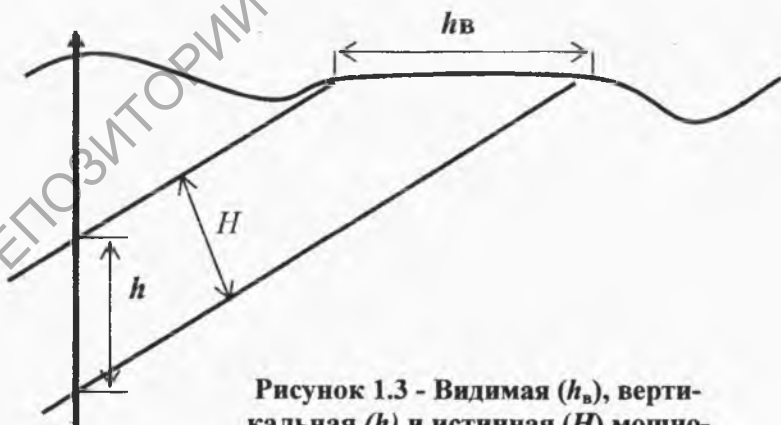


Рисунок 1.3 - Видимая (h_v), вертикальная (h) и истинная (H) мощности пласта

Нижняя поверхность пласта называется **подошвой**, верхняя – **кровлей**. Каждый пласт характеризуется **мощностью**: истинной, вертикальной, горизонтальной и видимой (рисунок 1.3). **Истинная** мощность – кратчайшее расстояние между подошвой и кровлей пласта, **вертикальная** и **горизонтальная** – соответственно расстояние, измеренное по вертикали и горизонтали плоскостей пласта. **Видимая** мощность – расстояние между плоскостями напластования по видимой плоскости обнажения. Пласт, уменьшающийся по мощности до нуля, выклинивается. Если выклинивание происходит на небольшом расстоянии, то пласт превращается в **линзу**.

Пликативные дислокации. Первичное залегание слоев редко сохраняется неизменным. В результате движения земной коры оно нарушается. **Пликативное** залегание слоев говорит о том, что изменение их формы произошло без разрыва сплошности.

Пликативным (связным) нарушением является **моноклинальное**, т. е. наклонное залегание, характеризующееся одинаковым углом и направлением наклона слоев на больших площадях. Данное залегание определяется: **линией простирания** (это линия пересечения поверхности слоя с горизонтальной поверхностью), **линией падения** (линия, лежащая на поверхности слоя и перпендикулярная к линии простирания), **углом падения** (вертикальный угол между линией падения и её проекцией на горизонтальную плоскость) и **азимутом простирания** (горизонтальный угол между меридианом и линией простирания). Для правильного отображения горизонтов и складок на геологических картах, разрезах, схемах производится измерение доступных элементов горизонтов и складок с использованием специального горного компаса, недоступные элементы высчитываются.

Если на фоне горизонтального или наклонного залегания слоев возникает резкий перегиб, а затем слои снова выполаживаются, то образовавшаяся форма называется **флексурой**.

Пликативные дислокации представлены разнообразными складками. Размеры складок варьируют от нескольких сантиметров до тысячи километров. Большие складки могут быть осложнены более мелкими, создавая целые системы антиклинорий, синклинорий. Складки имеют различные формы, основные из которых антиклиналь, синклиналь, купол, мульда, брахискладка, линейная складка и др.

Складка имеет свои элементы (рисунок 1.4). Место перегиба слоев называют **замком** складки, или **сводом**, который образуют крылья складки. **Ядром** складки считается внутренняя ее часть, примыкающая к замку. Поверхность, проходящая через точки перегибов слоев складки, называют **осевой поверхностью**. **Высота** складки – это расстояние, измеренное по вертикали между смежными шарнирами антиклиналей и синклинали. **Ширина** складки – расстояние между осевыми линиями двух соседних антиклиналей или синклиналей. Угол, образуемый плоскостями, продолжающими крылья складки, называется **углом** складки.

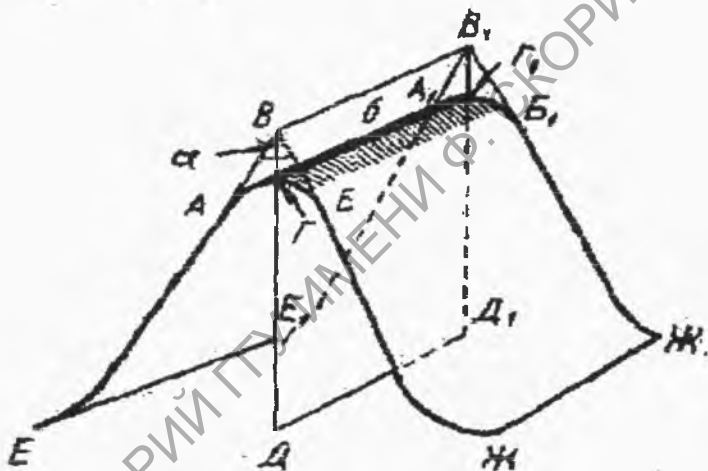


Рисунок 1.4 - Элементы складки: AA_1E_1E , $BB_1Ж_1Ж$ – крылья; AA_1B_1B – замок; $ГГ_1$ – шарнир; α – угол; BB_1D_1D – осевая поверхность

Если осевая поверхность складки вертикальна, то складка **прямая**, наклонена или горизонтальная – складка **наклонная** или **лежащая**. Складки могут быть также **ныряющими** (**перевернутыми**) – у них осевая поверхность повернута относительно положения прямой складки на угол больший 90° .

Все складки делятся на **антиклинальные** и **синклинальные** (рисунок 1.5). Первые характеризуются изгибом слоев вверх. У них

в ядре находятся более древние слои. У **синклинальных** складок изгиб слоев обращен выпуклостью вниз, а в ядре складки находятся более молодые породы. Крупные складки, достигающие в ширину несколько километров и более, имеющие в целом антиклинальное или синклинальное строение и осложненные более мелкими складками, называют **антиклинориями** или **синклинориями** (рисунок 1.6).

Куполом называется антиклинальная складка округлой или овальной формы в плане. **Мульда** – такая же по форме, но синклинальная складка.

Брахискладки – антиклинальная или синклинальная складка значительно вытянутой в плане эллипсоидальной формы.

Линейная складка – складка, имеющая значительное прости-
 рание, по сравнению с ее шириной.

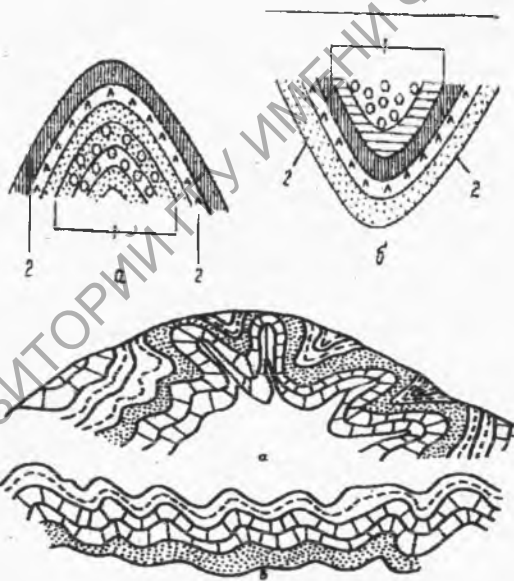


Рисунок 1.5 - Антиклинальная (а) и синклинальная (б) складки

Рисунок 1.6 – Складчатые формы: а — антиклинорий;
 б — синклинорий

Дизъюнктивные дислокации (разрывные нарушения). При разрывных нарушениях происходит разрыв сплошности пород с различной величиной смещения одного блока по отношению к другому по горизонтали, вертикали или любому промежуточному направлению.

Поверхность, по которой происходит смещение блоков пород, называется **сместителем разрыва**. Различают горизонтальную и вертикальную амплитуды смещения, поднятое и опущенное крылья, лежащее и висячее крылья. **Горизонтальная и вертикальная амплитуды складки** определяются как проекции истинных амплитуд смещения на соответствующие плоскости.

Истинная амплитуда смещения – это расстояние вдоль сместителя между кровлей или подошвой любого слоя в одном крыле и соответственно в другом смещенном крыле.

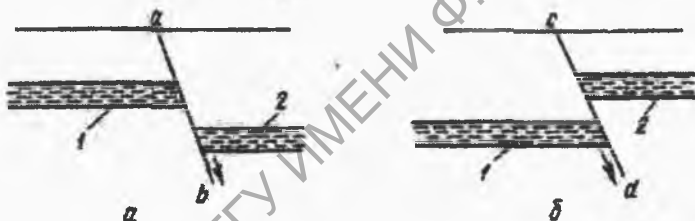


Рисунок 1.7 – Схемы сброса (а) и взброса (б):
1, 2 — лежащее и висячее крылья; ab, cd - сместитель

Положение сместителя определяется по линии падения, для которой измеряется азимут и угол падения.

Среди множества различных тектонических разрывов выделяют сброс, надвиг, сдвиг, а также их системы горсты и грабены.

Сброс – тектонический разрыв, при котором лежащее крыло поднято, а висячее опущено (рисунок 1.7). Это деформация скалы-вания в условиях растяжения горизонтов, при этом может образоваться не один сброс, а целая система, которая с ограничением опущенного участка, носит название **грабена** (Байкал, Красное море, Припятский прогиб).

Взброс – разрыв, при котором лежащее крыло опущено, а висячее поднято. Это деформация сжатия. Если взброс ограничен с двух сторон, то эта система называется **горстом** (рисунок 1.8). Горст может образоваться и при системе сбросов, если центральная зона поднята. Взброс, у которого угол наклона сместителя меньше 60° , называется **надвигом**.

Сдвиг – это тектонический разрыв с перемещением крыльев в горизонтальном направлении вдоль простирания сбрасывателя.

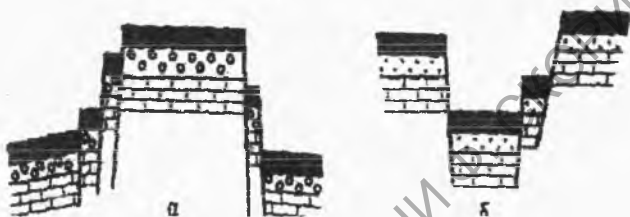


Рисунок 1.8 - Сложные горст (а) и грабен (б)

Залегание пластов. Геологический разрез представляет собой ритмичное повторение слоев различных пород, постепенно сменяющих друг друга. Однако процесс осадконакопления не может являться бесконечно непрерывным. Возникают перерывы в осадконакоплении, и поверхность ранее сформировавшихся слоев может быть разрушена, может измениться наклон слоев. Перерывы в осадконакоплении дают **несогласное залегание** пластов. Перерывы осадконакопления во времени, но с соблюдением субпараллельности углов залегания пластов, называют **стратиграфическим параллельным несогласием** (рисунок 1.9). При различии углов залегания горизонтов, несогласие называют **угловым**. Несогласованное залегание пластов может носить локальный, местный характер, в результате изменения местных условий. Общая трансгрессия или регрессия моря приводит к изменению условий осадконакопления на обширной территории, регионе, существенно изменяя обстановку осадконакопления. Например, терригенные осадки (песок, глина, галька и т. д.) сменяются хемогенными осадками (солями, доломитами, известняками).

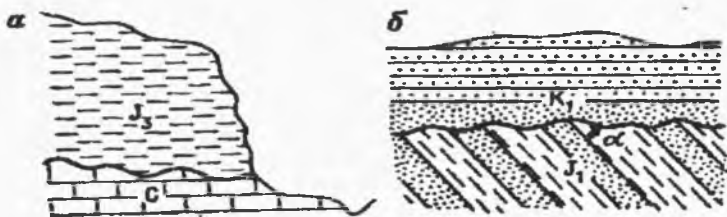


Рисунок 1.9 - Несогласия различного типа:

а — параллельное, *б* — угловое, волнистая линия — поверхность несогласия

В разрезах также наблюдается **выклинивание** пластов, т.е. изменение их мощности до нуля. Например, накопление осадочной толщи в морских бассейнах происходит с постоянным уменьшением мощности терригенного материала с удалением от берега. Помимо этого, скорость подъема или опускания различных участков земной коры приводит к различной скорости и зон накопления осадков и соответственно к различию их мощности.

Осадочные горные породы в основном залегают **слоисто**. Однако рифовым известнякам присуще **массивное** залегание в виде куполов, линз, грибовидных тел. Пластичные осадочные породы глины и каменные соли под действием тектонических сил и при разном удельном весе пород могут образовывать **валы, купола, диапиры**.

Магматические горные породы залегают в виде покровов, лавовых потоков, между слоями осадочных или метаморфических пород. Мощности тел могут иметь размер от сантиметров до сотен метров. Другой формой залегания магматических пород являются интрузии, секущие по тектоническим разрывам или другим ослабленным зонам, осадочные и метаморфические породы. Это силлы, дайки, штоки, батолиты, диапиры, жилы (рисунок 1.10).

Метаморфические горные породы являются продуктом преобразования осадочных отложений под действием давления, температуры и флюидов. Поэтому формы залегания метаморфических пород тождественны осадочным, т.е. преимущественно слоистое залегание.

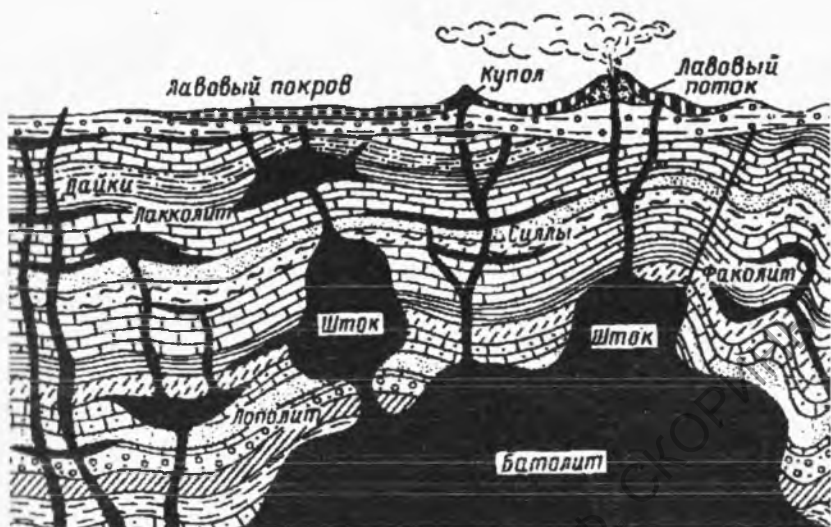


Рисунок 1.10 - Основные формы залегания магматических пород

1.5 Экзогенные геологические процессы

Экзогенные геологические процессы с горными породами происходят под действием внешних сил Земли. Это геологическая деятельность *ветра, атмосферных, поверхностных и подземных вод, ледников, морей, озер, животных и растительных организмов*. В результате такого воздействия сглаживается и выравнивается рельеф земной поверхности. Разрушенные, измельченные горные породы с области денудации транспортируются и скапливаются в области осадконакопления.

Выветривание – это разрушение горных пород на земной поверхности под действием энергии солнца, колебаний температуры воздуха, кислорода, углекислоты, живых организмов, растений. Различают физическое, химическое и биологическое выветривание.

Физическое выветривание пород происходит под действием изменяющейся температуры воздуха и прямого солнечного нагревания. Минералы и горные породы при нагревании расширяются, а

при охлаждении сжимаются. Горные породы состоят из минералов различной окраски, поэтому зерна минералов нагреваются по-разному под действием солнечных лучей. Кроме того, различные минералы имеют различный температурный коэффициент расширения. Все указанные факторы приводят к разрушению пород.

Быстрое разрушение пород производит проникающая в микро-трещины вода, впоследствии замерзающая. Механическую работу по разрушению производят роющие животные и корневые системы деревьев и кустарников.

Химическое выветривание происходит в связи с воздействием на породы ионов воды OH^- и H^+ , свободного кислорода, углекислоты и органических кислот, имеющихся в почвах. С действием влаги связаны процессы растворения, гидролиза, окисления, восстановления и гидратации. Химическое выветривание происходит с образованием новых минеральных соединений.

Биологическое выветривание производят живые организмы в верхних слоях земной коры и на ее поверхности. Дождевые черви, муравьи, термиты, бактерии, воздействуя органическими кислотами на горные породы, производят химическое разложение элементов породы. Возникают подвижные и остаточные соединения. Остаточные продукты выветривания горных пород называют **элювием**. Верхнюю часть земной коры, сложенную элювиальными продуктами выветривания называют **корой выветривания**. Нижняя граница коры выветривания ограничена уровнем грунтовых вод. С древней корой выветривания связаны многие полезные ископаемые: нефть, бокситы, каолиниты, россыпные месторождения золота, платины, алмазов. Процессы выветривания подчиняются географо-климатической зональности. Почвообразование – это сложный процесс выветривания горных пород, при котором биологическое выветривание является доминирующим.

Геологическая деятельность ветра заключается в выдувании частиц горных пород (**дефляции**) и механической обработке поверхности пород (**корразии**). Совместное действие выветривания, дефляции и корразии приводит к образованию грибообразных, причудливых форм рельефа. Ветер производит большую транспортирующую деятельность. Мелкие пылевые частицы породы переносятся на тысячи километров. Образование неоднородных лёссовых

почв – процесс сортировки и транспортировки пылевых частиц ветром.

Более грубые частицы (пески) ветрами формируются в своеобразные холмы – барханы (в пустынях) и дюны (в прибрежных районах), высота которых может достигать сотни метров. Барханы и дюны непрерывно перемещаются и наносят ущерб оазисам, коммуникациям, селениям.

Геологическая деятельность поверхностных текучих вод. Разрушительную работу поверхностных текучих вод, не собранных в водотоки, называют **плоскостным смывом**, а собранных в русла – **эрозионным процессом**. Плоскостной смыв тем больше, чем круче склон, податливее породы и больше объем стекающих вод. Процесс накопления осадков называют **делювиальным процессом**, а накопленный рыхлый материал – **делювием**. В нем преобладают супеси, суглинки, глины. В различных местах плоского смыва образуются ручьи, которые быстро размывают горные породы, постепенно преобразуя небольшую рытвину в овраг. Поверхность, от которой начинается образовываться овраг, называют **базисом эрозии**. Во многих случаях это уровень воды реки. Овраги растут в длину и глубину и разветвляются. Вынос материала из оврага уменьшает его уклон и скорость течения воды, овраг превращается в балку и речные долины. В горных условиях ручьи и речки функционируют периодически. Объем переносимой воды в отдельные периоды может увеличиваться в сотни раз. Во время ливневых дождей и интенсивного таяния снега возникают **селевые потоки**. Они несут огромное количество обломочного материала с большой скоростью и обладают огромной разрушительной силой. На пологих участках сели теряют свою силу, там откладывается огромное количество обломочного и глыбового материала. Он имеет вид конуса выноса.

Реки представляют собой естественные постоянные потоки воды. Вода размывает дно и берега и переносит этот материал, перекладывая его. В верховьях рек преобладает эрозионная деятельность, в низовьях – перенос и переотложение размываемого материала. Размыв дна реки приводит к углублению ее русла, а размыв берегов – к расширению долины (донная и боковая эрозия). Процесс размыва называют **аллювиальным**, а откладывающийся материал – **аллювием**. Стадия развития реки определяет поперечный профиль долины. На ранней стадии развития долины реки преобладает **дон-**

ная эрозия. Долина имеет крутые отвесные склоны с глубиной сотни метров (ущелья, каньоны). По мере увеличения боковой эрозии вырабатывается плавная форма дна и уменьшается уклон долины, увеличивается ее ширина. Долина реки приобретает **U – образное** сечение, река извилиста, развивается меандрирование и в дальнейшем долина становится плоскодонной, ящикообразной.

Смена базиса эрозии в связи с различной скоростью вертикальных движений приводит к циклическому развитию долин. На них появляются террасы отложенного материала, и ширина долины значительно превышает ее глубину.

Геологическая деятельность моря. Площадь поверхности Земли, занятая морями и океанами составляет 70,8 %, что значительно превышает площадь суши. Огромная масса воды находится в постоянном движении и выполняет разрушительную и созидательную работу. На дне морей и океанов накапливается огромное количество осадков. По направлению берег - центр океана, выделяются следующие морфологические элементы:

- **материковая отмель (шельф),** глубина моря шельфовой зоны до 200 м;
- **материковый склон,** глубиной до 2500 м;
- **подножие и ложе океана** (океаническая котловина).

В результате геологической деятельности моря происходит разрушение берегов и дна морей. Этот процесс называют **абразией**. Под действием морских волн, смеси воды и пузырьков воздуха берег разрушается и постепенно отодвигается. Вся волноприбойная зона образует террасу с небольшим уклоном, аккумулируются осадки. Тектоническая активность земной коры в области моря может приводить к **трансгрессии (наступлению) и регрессии (отступлению)** моря.

Кроме разрушительного процесса в морях развиты процессы транспортировки материала, как с разрушающейся прибрежной зоны, так и принесенного реками и поверхностным плоскостным стоком. Материал перемещается не только в направлении от берега, но и параллельно береговой линии в связи с подходом волн к берегу под углом. Параллельно с перемещением осадочного материала происходит его сортировка по величине. Часто параллельно берего-

вой линии формируется вал шириной до 20 и более метров, образуя косы, мысы, выступы.

Геологическая деятельность подземных вод. Подземные воды находятся в толщах горных пород в твердом, жидком и газообразном состоянии. Подземные воды образуются в результате инфильтрации (просачивания) поверхностных, конденсации паров воды в порах пород, остаточных вод, захороненных вместе с осадками, ювенильных (эндогенных), поднимающихся из недр в результате фазово-химических процессов.

Разрушительная деятельность подземных вод проявляется в химическом разрушении и выщелачивании горных пород и в меньшей степени в их механическом размыве. Большой растворяющей силой обладают воды, обогащенные кислородом, углекислотой, органическими и неорганическими веществами. Растворение (выщелачивание) трещиноватых горных пород подземными водами называется **карстом**. Впервые это явление было изучено на плато Карст, побережье Адриатического моря. Этот процесс интенсивно идет в известняках, доломитах, гипсах, ангидридах, солях. В результате образуются карстовые воронки, котловины, пещеры. Карстообразование развито в Крыму, на Кавказе, в Альпах, Карпатах.

Растворенные горные породы или взвесь мелких частиц переносятся водой, и при изменении термодинамических условий происходит выпадение осадков. Образуются **сталактиты** и **сталагмиты**, заполняются поры пород, зерна пород цементируются. Так же происходит дегазация вод, разбухание горных пород, адсорбция ионов.

Разрушительная деятельность подземных вод выражается в образовании **оплывин**, **оползней**. Деятельность подземных вод в глинах и лёссах приводит к выносу мелких частиц вещества породы, в образовавшиеся пустоты обрушиваются вышележащие породы. Такие явления называются **суффозией**.

Геологические процессы подземных вод в областях многолетней мерзлоты имеют особенность. Воды в районах вечной мерзлоты находятся в зонах: надмерзлотной, межмерзлотной, подмерзлотной. Для районов развития многолетней мерзлоты характерны особые геодинамические процессы: морозное пучение, наледи, солифлюкция и термокарст.

Слой земли, оттаивающий летом и промерзающий зимой, называется **деятельным**. Морозное пучение возникает в связи с увеличением объема воды при замерзании, резко возрастает приток воды к замерзающим породам, развивается большое давление, что приводит к пучению пород. Промерзание деятельного слоя водой приводит к значительному увеличению давления в нем воды. При образовании трещин или ослаблении зон вода поступает на поверхность земли, образуя **наледь**.

Весной почва при таянии разжижается и даже при небольших уклонах растекается, образуя **солифлюкционные** отложения.

Таяние льда способствует образованию пустот в породах, что, в свою очередь, приводит к образованию воронок на поверхности Земли. Такой процесс называется **термокарстом**.

1.6 Эндегенные геологические процессы

Под действием внутренних сил Земли происходит внедрение в земную кору и выход на дневную поверхность расплавленной магмы (магматизм и вулканизм), движение земной коры (складчатые и разрывные нарушения, колебательные движения), землетрясения.

Магматизм. Под магматизмом понимают процессы, связанные с движением расплавленной магмы к дневной поверхности. Магма прорывает горизонты земной коры, расплавляет и растворяет встречающиеся горные породы, изменяя свой химический состав. Основная магма образует новые горные породы. Различают кислые, средние, основные и ультраосновные магмы. В процессе охлаждения магма разделяется по плотности (гравитационная дифференциация). При снижении температуры из расплава выпадают кристаллы оливина, затем пироксена и плагиоклаза.

Форма магматических тел может быть различной. Она зависит от объема внедрившейся магмы, ее энергии и состояния вещества, характера и типа вмещающих пород. Различают два типа интрузий. Первый образуется при высокой энергии магмы. Она поглощает окружающие породы или раздвигает их. К таким интрузиям относят батолиты, штоки и другие, несогласно залегающие тела. Второй тип интрузий образуется при малой энергии магмы. Она согласуется с элементами залегания окружающих горных пород, заполняя ослаб-

ленные зоны, пустоты, трещины, разломы. Примерами таких интрузий являются дайки, лакколиты, жилы (рисунок 1.10).

Вулканизм. Под вулканизмом понимают излившиеся на поверхность Земли магмы (лавы), выброс обломочного материала. Различают вулканы **трещинного** и **центрального** типа. В нынешнюю геологическую эпоху развиты вулканы центрального типа, имеющие центральное жерло и кратер. В прежние геологические эпохи широко был развит и трещинный вулканизм со спокойным выходом магмы на дневную поверхность по протяженным проводящим каналам, связанным с глубокими разломами. Такой тип вулканизма теперь иногда проявляется в районе Исландии.

Вулканы бывают действующими и потухшими. К действующим относят те вулканы, извержения которых были зафиксированы на протяжении истории человечества. Самое большое количество действующих вулканов находится на периферии Тихого океана, образуя «огненное кольцо». Они приурочены к зонам Бенъоффа – местам погружения океанической литосферной плиты под континентальную и сопровождаются глубоководными землетрясениями.

Метаморфизм. Под метаморфизмом понимается изменение и преобразование горных пород под влиянием изменившихся физико-химических условий: давления, температуры, воздействия газов и подземных вод. Осадочные горные породы, погружаясь постепенно метаморфизуются, т. е. увеличивается их давление, температура, меняются воздействия газов и подземных вод. Метаморфизация происходит также на контактах осадочных и магматических пород.

Различают контактовый, региональный и динамический метаморфизм.

Региональный метаморфизм проявляется на огромных территориях и связан с геосинклинальными зонами, зонами формирования органического материала. При региональном метаморфизме образуются (из органических соединений): уголь, угольные сланцы, мрамор и другие породы.

Динамический метаморфизм связан с тектоническими движениями земной коры, складкообразованием и разрывными нарушениями и проявляется на ограниченных площадях.

Контактовый (локальный) метаморфизм проявляется на незначительных площадях и связан с местными активными зонами.

Тектонические движения. Земная кора находится в непрерывном движении. Колебательные движения наиболее распространены и представляют волнообразный характер поднятия и опускания до нескольких сантиметров в год. Масштабы колебательных движений земной коры различны: от локальных до региональных. Медленным поднятием охвачена вся территория Беларуси. Областями интенсивного опускания являются: территория Голландии; Каспийская и Байкальская впадины и др.

Колебания дневной поверхности приводят к изменению областей денудации и осадконакопления, изменению базиса эрозии верхней зоны Земли и соответственно к изменению рельефа. Вертикальные движения земной коры могут достигать значительных величин – нескольких километров. Значительными являются также горизонтальные движения земной коры, приводящие к разрывам и погружениям обширных зон, а также к сжатию блоков земной коры с образованием системы сбросов, взбросов, волнообразным изгибам слоев горных пород без разрыва сплошности, образованию складок.

Различают **древние** и **неотектонические** колебательные движения. К древним относят каледонскую и герцинскую складчатости, а к неотектоническим – альпийские, новейшие и современные движения. Режим колебательных древних движений хорошо виден при изучении литологии и тектоники осадочных бассейнов. Выделяют несколько циклов оживления тектонических процессов земной коры: **каледонский**, **герцинский**, **альпийский**, относящихся к силурийскому периоду, концу палеозоя и кайнозоя. Очевидно, в более древние времена такие процессы были более активными, о чем свидетельствует складчатое строение архей-протерозойского кристаллического фундамента. **Новейшие** движения охватывают неоген-четвертичный период, **современные** движения относятся к настоящему времени.

Важнейшим свойством колебательных движений земной коры является их обратимость, т.е. смена знака движения. Области поднятия со временем сменяются погружением, а в дальнейшем опять поднятием и т. д. Мощность осадочных толщ достигает 22 км, что свидетельствует об огромной амплитуде колебательных движений. Скорости колебательных движений максимальны в локальных зо-

нах (до нескольких см в год) и минимальны в региональных областях (до 100 м в миллион лет).

Землетрясения. **Землетрясение** – это тектоническая деформация земной коры или верхней части мантии, происходящая вследствие того, что накопившиеся напряжения в какой-то момент превысили предел прочности горных пород в данном месте. Разрядка этих напряжений вызывает сейсмические колебания в виде волн, которые, достигнув земной поверхности, производят разрушения. Различают тектонические, вулканические, денудационные и антропогенные землетрясения.

Место зарождения сейсмических волн, массивы трещинообразования и разрывов пород носят название **очага землетрясения** или **гипоцентра**. Проекция гипоцентра на дневную поверхность называется **эпицентром**. Землетрясения измеряются по величине выделившейся энергии и амплитуде колебания дневной поверхности. Величина выделившейся энергии измеряется в магнитудах. **Магнитуда** пропорциональна логарифму колебания дневной поверхности на расстоянии в 100 км от эпицентра. Это безразмерная величина, предложенная американским физиком Рихтером. Максимальное её значение, зарегистрированное на Земле – 8,8 единиц. Для характеристики амплитуды колебания дневной поверхности применяют шкалу в баллах от 1 до 12. Балльность землетрясения максимальна в эпицентре и зависит от величины выделившейся энергии и глубины очага (гипоцентра). Она показывает степень возможных поверхностных разрушений. Балльность уменьшается от эпицентра к периферии, а магнитуда – величина постоянная.

По глубине гипоцентра выделяют мелко- и глубокофокусные землетрясения. **Глубокофокусные** землетрясения имеют значительную магнитуду и сравнительно небольшую балльность. Глубина очага землетрясений может достигать 700-720 км. Самые разрушительные землетрясения **мелкофокусные** с глубиной гипоцентра до 15 км. Площадь ощутимых колебаний дневной поверхности при мелкофокусных землетрясениях мала, по сравнению с глубокофокусными.

Географически землетрясения приурочены к следующим зонам: кольцевой Тихоокеанской, Средиземноморско-Азиатской, срединной Атлантическо-Арктической, Центральной Индийского океана, Восточно-Африканской. В Тихоокеанском кольцевом поясе проис-

ходит до 75 %, Средиземноморско-Азиатском - до 15-20 % всех землетрясений Земли. Землетрясения, происходящие на океанической земной коре, способствуют возникновению волн цунами, которые имеют незначительную амплитуду в море, а при приближении к берегу амплитуда волн возрастает до метров, а в отдельных случаях – до сотен метров.

1.7 Геологическое строение и структуры земной коры

Тектонические структуры земной коры. Самыми крупными геологическими структурами земной коры являются литосферные плиты, на которых расположены континенты и океаны. **Литосферные плиты** представляют собой обширные жесткие блоки, слагающие литосферу Земли. Они перемещаются по астеносферному слою от зон растяжения (спрединга) к зонам сжатия (субдукции) (рисунок 1.11). Выделяют семь крупных литосферных плит: Евразийская, Африканская, Индийская, Американская, Тихоокеанская, Индо-Австралийская, Антарктическая и некоторое количество более мелких литосферных блоков.

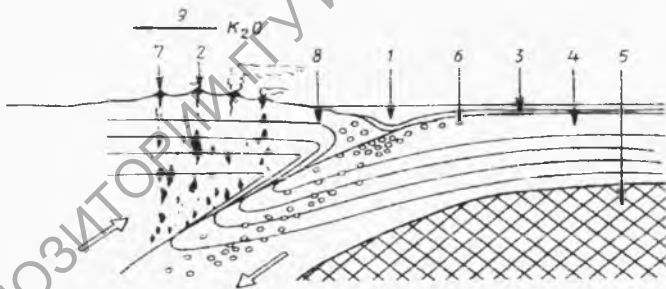


Рисунок 1.11 - Идеализированный разрез зоны субдукции:

1— глубоководный желоб, 2— островная дуга, 3— осадки, 4— литосферная плита, 5— астеносфера, 6— гипоцентры землетрясений, 7— вулканы и зоны магмообразования, 8— линии равных температур, 9— увеличение содержания оксида калия вкост простирания фронта вулканизма в островной дуге, стрелки — направление движения масс

Континенты и океаны существенно отличаются по мощности земной коры, литологии горизонтов, тектонике. Земная кора континентов имеет мощность от 30 до 80 км. Меньшая мощность соответствует равнинным областям континентов, большая – горным системам. Максимальная мощность континентальной земной коры отмечена в районе Памиро-Гималайской системы. Континентальная земная кора состоит из трёх слоев: осадочного, гранитного и базальтового.

Океаническая земная кора имеет мощность 5-7 км в зоне срединных хребтов и 15-20 км – у берегов континентов. Океаническая кора состоит из трёх слоев: осадочного, платобазальтового и базальтового. Мощность осадочного слоя максимальна у берегов и минимальна до полного выклинивания в зоне срединных хребтов. Платобазальтовый слой представлен переслаиванием осадочной толщи и базальтов, его мощность увеличивается к срединным хребтам. Базальтовый слой уменьшается по мощности к срединным хребтам.

При переходе от континентальной к океанической коре происходят изменения мощности и структуры коры и полное выклинивание гранитного слоя. Отмечено два типа перехода: Тихоокеанский и Атлантический. При Тихоокеанском переходе земная кора изменяется резко, океаническая плита изгибается и подныривает под континентальную, образуя глубоководную впадину (рисунок 1.11). На континентах образуются горные системы или окраинные моря и цепочки островов. В зоне континентов или островов отмечается активная вулканическая деятельность и землетрясения вплоть до глубоководных (720 км), а на внутреннем борту глубоководного желоба – только мелкофокусные землетрясения. Зона погружения океанической плиты под континентальную называется зоной Бень-офа.

Атлантический тип перехода земной коры носит постепенный характер изменения. Гранитный слой изменяется по мощности и выклинивается на континентальном склоне.

Геологические структуры континентальной земной коры. К основным крупным структурам земной коры относятся геосинклинальные области и платформы. Геосинклинальные области характеризуются значительной мощностью и глубиной погружения осад-

ков. С течением времени погружение сменяется подъемом и завершается горообразованием. **Геосинклинали** – это тектонически активные линейно вытянутые области земной коры. Они занимают окраинные области континентов или межконтинентальные зоны. В геосинклинальных областях отмечаются положительные структуры – антиклинории, антиклинальные складки; отрицательные структуры – синклинории, синклинальные складки.

Платформы являются основными структурами континентов, занимающие центральные области, огромные по площади и отличающиеся спокойной тектонической активностью. Платформы возникли на ранее существовавших геосинклинальных областях после горообразования и разрушения горных систем. Континентальные платформы по возрасту бывают древние и молодые. **Древние** платформы (Бразильская, Восточно-Европейская, Индийская и др.) образованы в протерозое, представлены докембрийским кристаллическим фундаментом и осадочным чехлом. **Молодые** платформы образованы в байкальскую, каледонскую, герцинскую эпохи складчатости и обрамляют древние платформы или заполняют промежутки между ними. Эти платформы имеют трехъярусное строение: фундамент из метаморфизованных пород геосинклинального комплекса, перекрытый сверху толщей из продуктов денудации геосинклинальной области и слабометаморфизованным комплексом осадочных пород.

Платформы отличаются малой амплитудой погружения и поднятия кристаллического основания, небольшими мощностями осадочной толщи, спокойным рельефом дневной поверхности, изометричной формой (рисунок 1.12).

На платформах, в свою очередь, выделяют плиты и щиты. **Щиты** – поднятые области платформ со значительными по площади выходами на дневную поверхность кристаллических пород фундамента и ограниченным распространением незначительной мощности осадочной толщи пород (Украинский, Балтийский щиты). **Плиты** – платформенные устойчивые области, перекрытые осадочным чехлом мощностью до 10-15 км (Скифская, Русская плиты).

По преобладающему строению всего комплекса пород внутри континентальной земной коры различают антеклизы, синеклизы, седловины, прогибы и др. структуры.

Антеклизы – крупные пологие поднятия изометричной формы. Наиболее приподнятые участки антеклиз называют массивами (Белорусская антеклиза).

Синеклизы – депрессионные изометричные области платформ, значительной площади (Московская синеклиза) с осадочной толщей до 10 км.

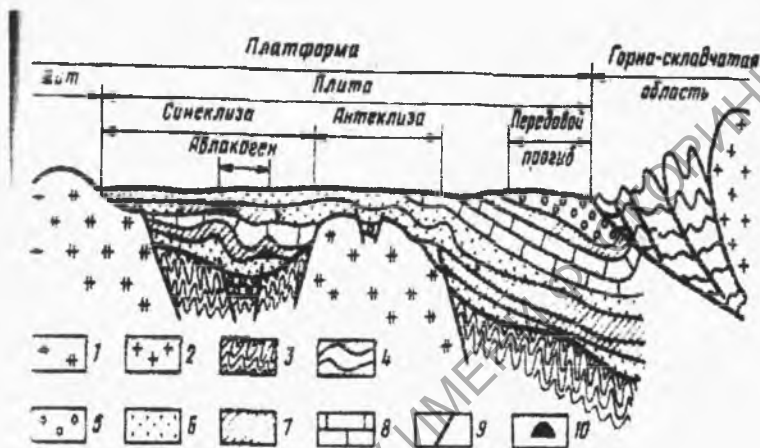


Рисунок 1.12 - Геологический разрез через платформу и прилегающую горно-складчатую область

Магматические комплексы: 1 - фундамента платформы, 2 - горно-складчатой области; метаморфические комплексы: 3 — фундамента платформы, 4 — горно-складчатой области; 5 - грубообломочные породы; 6 — пески, песчаники; 7 — глины, аргиллиты; 8 - карбонатные породы; 9 - глубинные разломы; 10 — залежи нефти

Прогибы – линейные депрессионные зоны литосферы.

Впадины – депрессионные зоны изометричной формы.

Седловины – зоны сочленения положительных и отрицательных структур (Жлобинская, Полесская, Брагинская).

Рифтовые зоны (рисунок 1.13) выражены протяженными литосферными поднятиями, своды которых осложнены грабенами проседания (Рейнский, Байкальский, Днепровско-Донецкий и др.). Кон-

тинентальные рифтовые зоны имеют сравнительно небольшую ширину и состоят из цепочки отрицательных структур (прогибов) различного времени заложения и развития, разделенных поднятиями литосферы (седловинами).

Границами крупных структур земной коры континентов и океанов являются глубинные разломы, уходящие корнями в мантию и имеющие протяженность тысячи километров. Время существования таких разломов исчисляется миллионами и миллиардами лет. Они осложнены серией сопутствующих локальных разломов. Система имеет значительную ширину до десятков километров и отмечается широким распространением интрузий. Так, между геосинклинальными и платформенными структурами проходит глубинный разлом, сопровождающий краевой передовой прогиб платформы. Например, Предуральский, Предкавказский и Предкарпатский прогибы. С такими прогибами связаны нефтеносные области. При отсутствии прогиба континентальные и геосинклинальные области отделены только глубинным разломом, носящим название краевого шва.

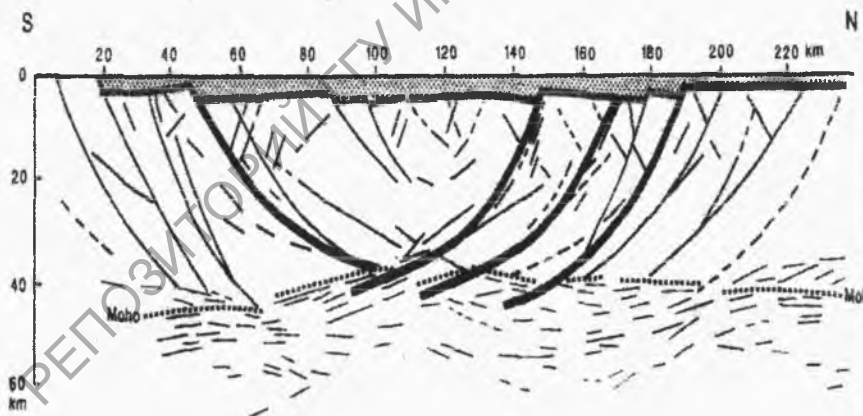


Рисунок 1.13 - Разрез Припятского континентального рифта

Геологические структуры океанической земной коры. Океаническая кора имеет свои геологические структуры (рисунок 1.14):

Котловины (платформы) характеризуются почти постоянной мощностью коры (6-7 км), погружением на глубину 4-6 км, равнинным рельефом и огромнейшей площадью, сравнимой с континентами. Границами котловины являются рифтовые пояса, глубоко-подные желоба, континентальное подножие, глубинные разломы между литосферными плитами.

Вулканические хребты – узкие протяженные валообразные поднятия базальтовых лав вдоль глубинных разломов с постепенным закономерным изменением возраста. Вокруг таких хребтов образуются краевые понижения, кальдеры оседания (Гавайский архипелаг).

Глыбовые хребты – узкие протяженные асейсмические поднятия длиной в тысячи километров, шириной – 100-200 км (Восточно-Индийский хребет).

Микроконтиненты – блоки литосферы с континентальным типом земной коры (Мадагаскар, Фолклендские и Сейшельские острова).

Одиночные горы – чаще всего это вулканы, реже глыбовые поднятия. диаметром до 10-15 км и высотой сотни и тысячи метров.

Трансформные разломы – тектонические нарушения перпендикулярные рифтовым хребтам, делящие их на сегменты смещенные друг относительно друга в плане. Протяженность нарушений до тысяч километров (4-7 тыс. км) с U-образными, небольшой ширины (50- 150 км) впадинами. Возраст осадочных отложений в одной точке разных блоков существенно различен.

Океанические рифты – зоны хребтов шириной 300-400 и более (до 1000) км. Расположены посреди океана, имеют планетарную протяженность до 90 тыс. км, объединены в единую систему (рисунок 1.15) выходящую на континент в северной зоне Сан-Францисского залива, Момском хребте, Красном море, Исландии. Рифтовая зона представляет цепь параллельных хребтов с рифтовой долиной между ними. Глубина долины до 1500 м, ширина – 20-30 км. По центру долины расположено более узкое погружение шириной до 3 км и глубиной – 100-400 м. По центру погружения отме-

чаются поднятия цепочек вулканов. Образование океанического рифта обусловлено растяжением земной коры.

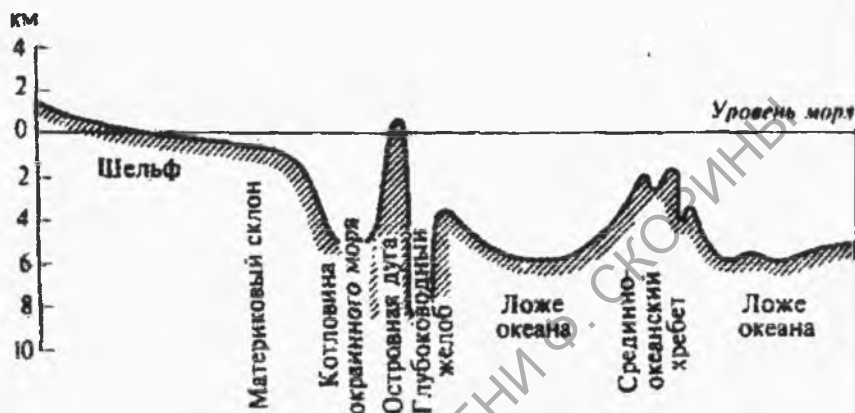


Рисунок 1.14 - Обобщенный профиль дна океана

Глубоководные желоба – узкие длинные впадины шириной 7–50 км, длиной тысячи километров, глубиной до 5–6 км понижения поверхности дна океана. Склоны желобов асимметричные, ступенчатые, более пологий склон обращен к океану. Осадки в желобах незначительны и залегают горизонтально. Предполагается, что глубоководные желоба образованы в результате пододвигания океанической плиты под континентальную, где происходит разогрев вещества (зона Бенъоффа), что выражается развитием над ней вулканов. Погружающаяся плита имеет большую жесткость, чем окружающая ее мантия, что приводит к повышению скорости распространения упругих волн. Разрушение погружающейся плиты обуславливает возникновение очагов землетрясений, включая глубокофокусные. Поглощение земной коры получило название субдукции.

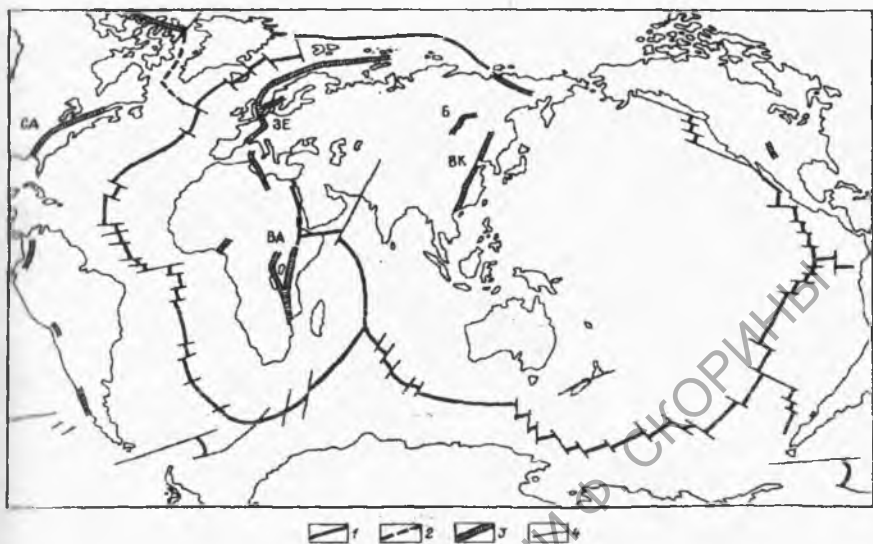


Рисунок 1.15 – Рифтовые зоны Земли: 1 – оксанические рифты; 2 – те же, утратившие активность; 3 – континентальные рифты; 4 – трансформные разломы

Окраинные моря – расположены между континентом и цепочками островов, под блоки которых погружается литосферная океаническая плита. Земная кора окраинных морей имеет субокеаническое строение. В геологическом прошлом земная кора была континентальной и, претерпев изменения, приближается к океанической.

Островные дуги – цепочки островов (Курильские, Филиппинские, Алеутские, Японские и др.), расположенные между окраинными морями и глубоководными впадинами. Острова характеризуются действующими вулканами, континентальным типом земной коры.

Документальное отражение геологического строения территории. Существуют требования к документации геологического строения территории. Основными документами являются: сводный геологический разрез, геологическая карта, геологический разрез по профилю, литолого-геологические разрезы, геолого-геофизические разрезы.

Геологическая карта – графическое изображение на топографической карте в определенном масштабе геологического строения участка земной коры. Четвертичные отложения на геологической карте не показывают, однако, их могут сохранять по долинам рек. Условными знаками показывают распространение и гипсометрию различных горных пород, разрывные тектонические нарушения.

Карты могут быть мелкомасштабные (мельче 1:500 000), среднemasштабные (1:200 000, 1:100 000) и крупномасштабные (крупнее 1:50 000).

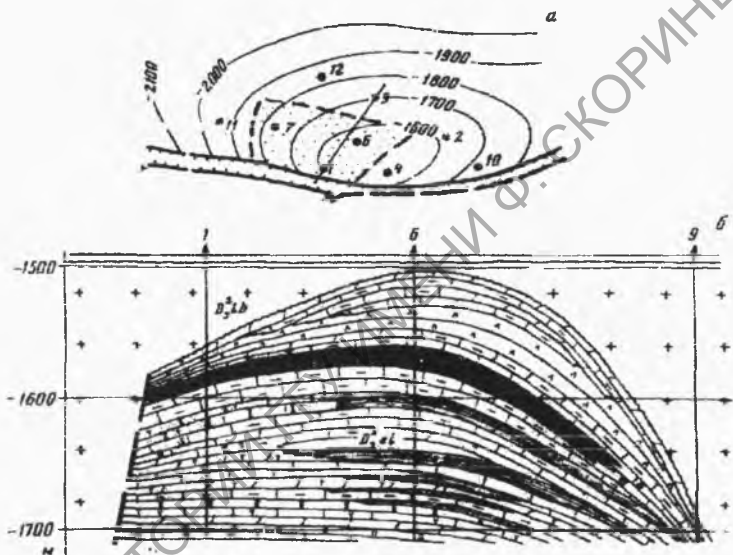


Рисунок 1.16 – Южно-Александровское месторождение. Структурная карта поверхности задонского горизонта (а), геологический разрез (б)

Каждая геологическая система обозначается своим индексом и цветом. Более мелкие подразделения выделяются добавкой к индексам справа внизу более мелким шрифтом чисел или букв и различной густотой окраски. Более древние отделы закрашиваются более густым тоном.

При горизонтально залегающем пласте на карте будет представлен один горизонт одним цветом по всей площади. Обнажения

горизонтов (речные долины, овраги) обозначаются на карте соответствующими полосами раскраски и индексами. При постоянно залегающих пластах по геологическим картам, используя данные гипсометрии горизонта и контуров выхода его на поверхность, определяют углы простираения и падения.

Для изучения условий залегания пород на глубине строят геологические разрезы по данным геологической карты. **Геологический разрез** – это проекция на вертикальную плоскость граничных линий пород и тектонических нарушений в определенном масштабе. Как правило, геологический разрез строят вкрест простираения горизонтов, структур. Геологический разрез обязательно имеет два масштаба: горизонтальный и вертикальный.

Геологическая карта и разрез сопровождаются **стратиграфической колонкой**, являющейся графическим изображением последовательности залегания пород различного возраста. Колонка представляет собой специальную таблицу, по центру которой дается в условных обозначениях последовательно литология пород и их мощность в выбранном масштабе, справа – краткое описание пород, слева – геологический возраст.

Для отображения морфологии какого-либо горизонта строят **структурную карту**, на которой изолиниями показана глубина залегания его поверхности (рисунок 1.16). Данная карта не отображает историю формирования и особенности развития выбранной структуры. **Тектоническая карта** – графическое изображение структуры земной коры или её участков. Данная карта отображает их развитие на определенных этапах.

Рассмотренные геологические документы дают возможность иметь полное представление о геологии района.

1.8 Тектоническая схема земной коры

Гипотез развития тектоники земной коры существует много. Это гипотезы нептоунизма, плутонизма, контракционная, расширяющейся Земли, пульсационная, ротационная, глубинной дифференциации вещества, мобилизма. В общем виде все эти гипотезы сводятся к двум типам: преобладания вертикального или горизонтального движения земной коры. На нынешнем этапе развития науки наиболее обоснованной является гипотеза новой **глобальной**

тектоники литосферных плит (рисунок 1.17). Согласно этой гипотезе существуют конвекционные течения мантии. Восходящие потоки вещества разрывают литосферные плиты и раздвигают их, наращивая площадь земной коры в зоне океанических рифтов. В зонах глубоководных желобов происходит поглощение океанической литосферной плиты. Она подныривает под континентальную плиту.

Гипотезу глобальной тектоники литосферных плит подтверждают многие факты: планетарная рифтовая зона, сегментное растяжение земной коры и смещение сегментов рифта по трансформным разломам, молодой возраст осадков океана, омоложение осадков к центру рифтовой зоны, полосовые



Рисунок 1.17 – Механизм процесса глобальной тектоники плит

магнитные аномалии морского дна, мелкофокусный вулканизм в зонах срединных хребтов, глубокофокусный – в зонах подныривания океанических плит и мелкофокусный – во внутренних зонах глубоководных желобов, линейный характер горных систем, рифтов, желобов и других структур.

2 ЛИТОЛОГИЯ ПОРОД КОЛЛЕКТОРОВ

Литология – наука о составе, структурах, текстурах и происхождении осадочных горных пород. Литология включает и петрографию (науку, изучающую горные породы с точки зрения их минерального и химического состава, геологических особенностей). Слово «литология» произошло от латинского «литос» – камень, «логос» – наука.

Основными понятиями в нефтепромысловой геологии являются коллектор и флюидоупор. **Коллектор** – горная порода, обладающая способностью вмещать нефть и газ и отдавать их при разработке. Противоположность коллектору – **флюидоупор (покрышка)** – порода, непроницаемая при данных термобарических условиях для пластового флюида.

В данном разделе основное внимание уделяется литологии осадочных пород, с которыми связаны коллекторы для нефти и газа. Изучение этих природных резервуаров нефти (Н) и газа (Г) позволяет решать практические задачи, связанные с разработкой соответствующих месторождений: формирование залежей, разведки месторождений, подсчета запасов, обоснования способа разработки залежей.

Для исследования нефтегазосодержащих пород используются методы:

- изучение состава пород,
- изучение коллекторских свойств,
- изучение взаимодействия флюидов с породой.

Изучение состава пород включает определение минералогического состава, степени кристаллизации, удельного веса, плотности и др. Для решения этих вопросов используют микроскопические, химические, лабораторные методы, а также методы геофизических исследований горных пород.

Для изучения коллекторских свойств (пористости; проницаемости) используют геофизические методы – боковой электрокаротажа (БК), боковое каротажное зондирование (БКЗ), микрозондирование, нейтронный гамма-каротаж (НГК), нейтрон-нейтронный каротаж (ННК), акустический каротаж (АК), гамма-гамма каротаж (ГГК), гамма-каротаж (ГК).

Изучение взаимодействия флюидов между собой и с породой проводят в лабораторных условиях, на основании теоретических разработок, геофизическими методами. Решаются вопросы смачивания стенок пор, вязкости флюидов, упругости породы, пор, структуры пористого пространства, флюидов, растворимости флюидов, фазовых превращений, капиллярных процессов, адсорбции.

2.1 Осадочные горные породы

Подавляющее большинство залежей нефти приурочено к породам осадочного происхождения, и лишь незначительное количество – к изверженным.

Образование осадочных горных пород проходит ряд этапов:

- образование осадочного материала (разрушение магматических, метаморфических и осадочных пород);
- перенос осадочного материала;
- накопление осадков (**седиментогенез**);
- преобразование осадков в породу (**диагенез**);
- постепенная метаморфизация породы (**катагенез**).

Образование осадочного материала происходит под действием процессов выветривания: механического раздробления, химического разложения, жизнедеятельности животных и растений. Все эти процессы проходят на суше и в водоемах и приводят к разрушению магматических, метаморфических и ранее образованных осадочных пород.

Под действием силы тяжести, ветра, водного потока, ледников осадочный материал транспортируется. При этом происходит дифференциация материала, его сортировка по размерам.

Осадочный материал скапливается в определенных зонах, в зависимости от транспортирующих сред (водной, ветра, воды). При осаждении материала продолжается его дифференциация, сортировка, ориентация зерен. В результате этого процесса образуются осадочные толщи определенной степени однородности. Изменение

условий транспортировки и осадконакопления приводит к изменению свойств осадочной толщи, возникновению обособленных слоев, горизонтов.

Дифференциация осадочного материала имеет различные типы: механический, биогенный, химический, физико-химический. В результате дифференциации и изменения условий транспортировки образуются пористые породы, которые могут скапливать флюиды, и непроницаемые породы – флюидоупоры.

В отложившемся осадке происходят процессы взаимодействия, приводящие к уплотнению, обезвоживанию, перекристаллизации, растворению и удалению отдельных компонентов, формированию новых минералов. Основными факторами диагенеза являются: сила тяжести, вода, микроорганизмы, окислительно-восстановительные процессы.

Погружение осадочной породы, увеличение ее температуры, воздействие водных растворов приводит к постепенной метаморфизации породы, уплотнению, растворению неустойчивых соединений, привнесу и отложению новых компонентов, перекристаллизации, обезвоживанию. Скорость метаморфизации зависит от скорости погружения породы, времени (возраста породы) и влияния тектонических сил.

Под **структурой** горной породы понимают совокупность ее признаков, определяемых морфологическими особенностями отдельных составных частей и их пространственными взаимоотношениями. Определение структурного типа породы сводится к выяснению размера и формы слагающих ее зерен.

Текстура горной породы характеризуется расположением и распределением ее составных частей. Основным текстурным признаком осадочных пород является их слоистость, которая связана как с накоплением осадка, так и с процессом литификации.

Характер слоистости влияет на фильтрационные свойства пород в вертикальном и горизонтальном направлениях. Он сказывается также при инженерном воздействии на пласт, например при гидроразрыве. Характер расположения и размещения пор является текстурным признаком. В то же время пористость зависит и от структуры породы.

Размеры и форма пор в значительной степени определяют размер и формой слагающих породу минеральных зерен. По-

этому различают так же и структуру порового пространства. Структурные и текстурные особенности пород влияют на их емкостные и фильтрационные свойства.

Коллекторские свойства пород в известной степени определяются условиями образования, составом и структурой цементирующих веществ, но главным образом они зависят от характера, взаиморасположения и количественного соотношения цемента и обломочных зерен. Минеральные вещества, заполняющие в породе промежутки между крупными зернами и обломками и связывающие последние между собой, называются цементами.

Влияние цемента на коллекторские свойства пород не только связано с уменьшением просветности поровых каналов и их объема, но и определяется сорбционными свойствами минералов цемента и степенью гидрофильности или гидрофобности последних. Особенно большое значение при оценке пород-коллекторов, с точки зрения их емкостных и фильтрационных свойств, а также величины их остаточной водонасыщенности, имеет сорбционная способность и текстура цементов, которые определяются взаиморасположением и количественным соотношением цементирующего и обломочного материалов в породах.

Поровое пространство (пустотность, полостность) пород определяется не только размерами и конфигурацией зерен, но и наличием трещин, плоскостей напластования и присутствием в порах цементирующих веществ. Пористость пород может обуславливаться как процессами седиментации, так и процессами химического растворения. В большинстве карбонатных коллекторов пористость является следствием растворения кальцита пластовыми водами, содержащими растворенную углекислоту. Пустотное пространство таких пород представлено обычно каналами и кавернами, порами, стиллолитами.

В осадочных породах пористость обуславливается наличием промежутков между отдельными зернами породы (межзерновая пористость). Пory подразделяются на **макропоры** (> 1 мм) и **микропоры** (< 1 мм). Среди микропор выделяют поры ультракапиллярные (**субкапиллярные**) с размерами менее 0.1 мк. Величина капиллярных пор колеблется от $0,0002$ до $0,1$ мм. Жидкости в этих порах движутся вследствие действия капиллярных сил, преодолевая силу тяжести. В субкапиллярных порах передвижение воды под

действием капиллярных сил затруднено или совсем отсутствует, т.к. поры сечением $0,1 \text{ мк}$ при смачивании полностью заполняются водой, которая прочно связана поверхностно-молекулярными силами со стенками пор.

Величина пор песчаных пород сильно колеблется в зависимости от величины и формы зерен, плотности укладки и сцементированности. При ромбоидальной упаковке зерен одинакового размера и идеальной формы наблюдается наиболее плотная укладка.

Величина пористости различных пород изменяется в широких пределах (от долей процента до нескольких десятков процентов). Чем больше поверхность соприкосновения между зернами породы, тем меньше пористость. Породы с пористостью меньше 5%, лишенные трещин, разломов и каверн, считаются обычно непромышленными коллекторами. Для накопления нефти и газа в породе и извлечения их имеет значение не только относительное количество пор, но и их абсолютные размеры. Так, при одинаковой величине пористости глинистые породы будут непроницаемы для флюидов, тогда как пески и песчаники, породы с большим диаметром пор будут представлять хорошо проницаемые среды, способные аккумулировать углеводороды.

Трещиноватость горных пород рассматривается как своеобразная пористость, при которой роль зерен играют блоки (не трещиноватые массивные породы), а роль пор – трещины. Трещиновидные поры подразделяются на **микротрещины** с раскрытостью от $0,01$ до $0,1 \text{ мм}$ и **макротрещины** с раскрытостью больше $0,1 \text{ мм}$. Последние хорошо видны невооруженным глазом. В карбонатных породах может быть развит не только межзерновой и трещинный тип пористости, но и карстовый, благодаря которому возникают крупные полости (мегапоры) изменчивых конфигураций.

Характерной чертой залежей нефти и газа, приуроченных к карстовым зонам, является резкое различие дебитов даже в соседних скважинах. В карстовых коллекторах может также отсутствовать гидродинамическая связь между участками, и каждая из карстовых систем может иметь свою газогидродинамическую характеристику. Карстовые пустоты приурочены к карбонатным отложениям с низким процентом нерастворимого остатка и довольно часто наблюдаются вдоль тектонических трещин, являющихся первичными путями фильтрации карстовых вод.

Наиболее трещиноватыми являются доломитизированные известняки, затем следуют чистые известняки, доломиты, аргиллиты, песчано-алевритовые породы, соли, ангидрито-доломитовые породы и ангидриты. Трещиноватость – это следствие воздействия тектонических сил, минералообразования с изменением объема среды, изменения температур и давлений

2.2 Карбонатные коллекторы

Существуют два основных типа коллекторов: карбонатные и терригенные. Помимо этих двух групп выделяют нетрадиционные коллекторы.

Основными составными частями **карбонатных** пород являются кальцит CaCO_3 и доломит $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$, а в виде примесей присутствуют глинистые, обломочные частицы, окислы и сульфиды железа, органические остатки. Наиболее распространенными образованиями карбонатных пород являются биогенные, хемогенные и обломочные известняки и доломиты. Известняки со значительным содержанием глиен называют **мергелями**. Карбонатные породы образуются в водной среде. Начало их образования относится к докембрийскому времени. Отмечены эпохи интенсивного образования карбонатов. С карбонатными коллекторами связано 42 % скоплений углеводородов. В Припятском прогибе 95% коллекторов эксплуатируемых месторождений – карбонатные трещинно-поровые.

В карбонатных породах имеются различные пустоты: карсты, трещины, каверны, поры. Они бывают первичными и вторичными. **Первичные** пустоты обусловлены упаковкой зерен породы при их отложении, наличием пустотелых компонентов (раковины). **Вторичные** пустоты образовались в результате растворения (выщелачивания), перекристаллизации, изменения объема при замещении одних минералов другими, трещинообразования под действием тектонических процессов.

Карбонатные породы в большинстве случаев трещиноватые. Коллекторы порового типа, где межзерновые пустоты образованы в результате первичной седиментационной укладки минерального скелета горной породы, встречаются редко. Емкость в них чаще

всего образуется в результате постседиментационных процессов: выщелачивания, перекристаллизации, доломитизации.

Выщелачивание известняковых пород может быть связано с региональным подъемом горизонтов в зону активного водообмена, а также с опусканием горизонтов и изменением гидрогеологических условий. Выщелачивание приводит к образованию карстовых полостей. В зоне тектонических нарушений и образующейся трещиноватости растворение пород достигает глубин в тысячи метров.

На больших глубинах при активизации тектонических процессов происходит раскрытие трещин, возрастает поступление CO_2 , что приводит к усиленному растворению и образованию глубинных карстовых полостей.

Карстообразование может развиваться в связи с разрушением нефтяной залежи и образованием углекислоты, а также в связи с развитием микрофлоры, создающей кислую среду на водонефтяном контакте. Эти явления могут быть как локальными, так и региональными и носят название **хемобиогенной коррозии**. Рассматриваемые явления приводят к переотложению карбоната кальция и возникновению непроницаемых частей пласта. В Припятском прогибе указанное явление встречено на Речицком месторождении, где в семилукских отложениях зона ВНК явилась зоной кольматации, препятствующей разработке месторождения. Таким образом, в карбонатных породах формирование коллектора происходит как на стадии накопления осадочного материала, так и на стадиях диагенеза, катагенеза, тектогенеза.

Крупнокаверзные карбонатные коллекторы широко распространены в геологических провинциях Ближнего и Среднего Востока (Ирак, Кувейт, Аравия), Северной и Латинской Америки, Юго-Восточной Азии, Европы.

Общая классификация карбонатных пород-коллекторов составлена И. А. Конуховым и приводится ниже (таблица 2.1). Данная классификация основана на проницаемости и эффективной пористости коллекторов и отражает их фильтрационно-ёмкостные характеристики.

Таблица 2.1 - Классификация карбонатных коллекторов
(по И.А. Конухову)

Группы	Классы	Литологические разности
А — высшая емкость	I проницаемость 1000 мД эффект. порист. 25%	Известняки биоморфные, рифовые, крупнокавернозные
	II прониц. 1000 -500мД эффект. порист 25 - 20%	Известняки биоморфные, кавернозные
	III прониц. 500 - 300мД эффект. порист. 20 -15%	Известняки кавернозные и органично-обломочные
Б — средняя емкость	IV прониц. 300 - 100мД эффект. порист. 15 - 10%	Известняки крупнозернистые порово-кавернозные, крупнооолитовые
	V прониц. 100 - 50мД эффект. порист. 15 - 10%	Известняки, доломиты, оолиты средне- и мелкозернистые, порово-кавернозные
В — малая емкость	VI прониц. 50 - 25мД	Известняки оолитовые, биоморфные
	VI1 прониц. 25 - 10мД	
	VI11 прониц. 10 - 1мД	

Рифовые известняки. В прибрежных морских зонах при тенденции непрерывного, медленного погружения морского дна возникают рифовые сооружения, мощность которых может достигать километров. Рифовые структуры образуются не изолированно, а на огромном протяжении прибрежной зоны континентов или островов. С рифовыми отложениями могут быть связаны зоны нефтенакпления. Они характеризуются хорошими коллекторскими свойствами, высокой продуктивностью, хорошей нефтеотдачей. Пористость рифовых известняков может достигать 60 %. Рифовые известняки могут быть сложены кораллами, мшанками, брахиоподами, водорослями. Разные части рифовых построек имеют различную пористость. Поэтому рифовые залежи характеризуются массивностью и значительной неоднородностью распределения пористого пространства как по площади, так и по высоте залежи.

Органо-обломочные известняки. Обломочные известняки образуются из обломков более древних известковых пород в зоне водной подвижной среды, вблизи источников разрушения. Биогенные известняки образуются в водной среде из продуктов жизнедеятельности организмов. Органо-обломочные известняки сцементированы, поэтому обладают меньшей пористостью.

Хемотропные известняки. Образуются при осаждении кальцита в водах морских или континентальных бассейнов в обстановке малой подвижности среды. К хемотропным известнякам принадлежат оолиты, как обломки пленок кальцита в условиях подвижной водной среды, или выпадающий в осадок кальцит в пресыщенной морской воде. Увеличение размера частиц приводит к увеличению их веса и переходу в осадок. Оолиты имеют зональное строение. Оолитовые известняки могут быть сцементированными и в виде песков. В зависимости от этого они обладают различной пористостью. В кристаллических известняках коллекторы представлены кавернами растворения, тектонической трещиноватостью и межзерновой пористостью. Пелитоморфные известняки, в связи с условиями образования из гелей и коллоидов и дальнейшим обезвоживанием, обладают повышенной трещиноватостью и являются хорошими коллекторами. Неравномерное растворение известняков под давлением обуславливает появление зон глинистого нерастворимого остатка породы, который в дальнейшем вымывается, образуя пустое пространство. Такие зоны носят название стилолитовых швов. С этими зонами связаны наиболее продуктивные части нефтяной залежи.

Воздействие на пласты. Для воздействия на пласты карбонатных коллекторов применяют **соляную кислоту**, которая способна активно растворять карбонатные породы и образовывать пустоты, увеличивая проницаемость породы. Воздействуя на пласт, глубина проникновения кислоты определяется химическим составом пород, температурой, давлением и объемом реагента на единицу поверхности пор. Повышение температуры среды в 2–3 раза увеличивает во столько же раз скорость реакции воздействия. Увеличение давления в пласте замедляет скорость реакции. Так, изменение давления с 2 до 6 МПа уменьшает скорость реакции в 60–80 раз. Соляную кислоту используют в различной концентрации (от 10 до 25 %). Уменьшение концентрации кислоты требует нагнетания в пласт

большого объема воды, а увеличение ведет к образованию высоковязких растворов хлористого кальция и магния, увеличивается коррозия бурового оборудования. Большая концентрация соляной кислоты будет растворять не только известняки и доломиты, но и гипс, выпадающий в осадок, что приводит к закупориванию пористого пространства. Регулируя давление в пласте и температуру закачиваемого раствора, можно варьировать концентрацией соляной кислоты и планировать расстояние проникновения раствора в пласт без возникновения негативных последствий. На скорость реакции также можно влиять добавлением в раствор специальных реагентов замедлителей. Хорошим регулятором скорости реакции служит уксусная кислота в количестве 4–5 % от объема соляной кислоты. Уксусная кислота также предупреждает выпадение в осадок гидрата окиси железа.

Карбонатные породы могут служить покрышками карбонатных и терригенных коллекторов. Покрышками являются монолитные, однородные, тонкокристаллические карбонатные породы: известняки, доломиты, мергели, аргиллиты. Границы между коллекторами и покрышками имеют сложную поверхность, обусловленную различными факторами: от условий и времени образования до условий диагенеза и катагенеза, тектонического воздействия.

2.3 Терригенные коллекторы

К терригенным породам относятся обломочные и глинистые. Обломочные породы могут быть как рыхлыми, так сцементированными. Обломки могут быть окатанные и не окатанные, с размерами зерен от 0,1 до 200 и более миллиметров. Это грубообломочные, песчаные и алевроитовые породы. Глинистые породы широко распространены и имеют размер частиц 0,01–0,0001 мм. Глинистые породы образуются за счет химического выветривания других типов пород. Продукты выветривания могут накапливаться на месте возникновения, чаще переносятся водами и откладываются в водоемах. Глины обладают пластичностью, способностью поглощать воду и увеличиваться в объеме до 45 %, слабой водопроницаемостью. В составе глин обнаруживаются минералы: каолинит, монтмориллонит, гидрослюда и др., а также зерна минералов кварца,

полевых шпатов, слюд, вкраплений гидроокислов железа, карбонатов, сульфатов. В глинах присутствует органическое вещество. Уплотненные сцементированные глинистые породы называют **аргиллитами**.

Обломочные породы представляют собой хорошие коллекторы, глинистые – покрышки, водо-, нефте- и газопоры.

Из терригенных пород-коллекторов наиболее распространены являются пески и песчаники. Для коллекторских свойств большое значение имеет структура породы: зазубренность зерен, ступенчатая поверхность граней. Перенос обломков породы приводит к их дроблению, окатыванию, растворению, рассортировке по размеру и плотности, изменению состава минералов. Породы из более крупнозернистых и окатанных зерен будут обладать высокими коллекторскими свойствами.

После отложения осадка дальнейший процесс диагенеза и катагенеза приводит к сокращению порового пространства, идут процессы уплотнения, цементации, растворения, разложения минералов, новое минералообразование, перекристаллизация.

Цементация может происходить на любом этапе формирования породы. Цемент может быть представлен глинистыми минералами, железистыми веществами (глауконит, пирит, гематит), карбонатами (кальцит, доломит), кремнистыми веществами (опал, халцедон, кварц), сульфатами (гипс, ангидрит, барит), фосфатами. Цемент поступает в пористые породы с водой при уплотнении глин. Различное соотношение в отложениях глин и песков приводит к различной степени цементации песчаных пластов до полной сливной их цементации.

Осаждение из растворов минералов определяется минерализацией вод, их химическим составом. С погружением глинистых пород происходят направленные изменения их минерального состава. Монтмориллонит ниже 1500–1600 м замещается гидрослюдистыми минералами, до глубины 3000–3300 м полностью замещается каолинит, увеличивается содержание хлорита.

Классификация терригенных коллекторов отражает фильтрационно-ёмкостные свойства коллекторов (таблица 2.2).

Выделяются три типа порового пространства терригенных пород: коллекторы свободно-поровые, цементно-поровые, реликтовопоровые.

Таблица 2.2 - Классификация песчано-алевритовых коллекторов (по А.А.Ханину)

Порода	Эффективная пористость, %	Проницаемость по газу, мД	Характеристика коллектора по проницаемости
1.Песчаник среднезернистый Песчаник мелкозернистый Алевролит крупнозернистый Алевролит мелкозернистый	Высокая	1000	Очень высокая
2.Песчаник среднезернистый Песчаник мелкозернистый Алевролит крупнозернистый Алевролит мелкозернистый	Средняя	500-1000	
3.Песчаник среднезернистый Песчаник мелкозернистый Алевролит крупнозернистый Алевролит мелкозернистый	11-15 14-18 16,8-21,5 20,5-26,5	100-500	
4.Песчаник среднезернистый Песчаник мелкозернистый Алевролит крупнозернистый Алевролит мелкозернистый	5,8-11 8-14 10-16,8 12-20,5	10-100	Пониженная
5.Песчаник среднезернистый Песчаник мелкозернистый Алевролит крупнозернистый Алевролит мелкозернистый	0,5-5,8 2-8 3,3-10 3,6-12	1-10	Низкая
6.Песчаник среднезернистый Песчаник мелкозернистый Алевролит крупнозернистый Алевролит мелкозернистый	> 0,5 > 2 > 3,3 > 3,6	< 1	Не имеет промышленного значения

Свободно-поровые коллекторы находятся на небольших глубинах, процессы переуплотнения, отжатия вод незначительны. Породы обладают высокой пористостью и проницаемостью.

Цементно-поровые коллекторы образуются при средней и глубокой стадии преобразования породы. Поровое пространство в значительной степени занято цементом, поры мелкие.

Реликтивно-поровые коллекторы развиты в нижней зоне катагенеза. В связи с большим давлением минеральный скелет породы перестраивается, начинает развиваться мелкая трещиноватость на фоне уничтожения межзерновой пористости. Большое значение приобретает формирование вторичной пористости вследствие процессов растворения и перекристаллизации. Выделяются зоны оптимальных свойств коллекторов, с которыми связывают основные скопления углеводородов.

Кальцит становится неустойчив и подвержен растворению, а глинистые минералы – разбуханию. Глины преобразуются, происходит выделение связанной воды, которая, переходя в коллекторы, растворяет карбонатный, сульфатный и другие цементы. Этот процесс наблюдается на глубинах 2–2,5 км.

Самыми распространенными терригенными коллекторами являются породы с межзерновым поровым пространством, но выделяются достаточно часто трещинно-поровые и кавернозно-поровые. В Припятском прогибе имеют распространение все виды коллекторов.

2.4 Нетрадиционные коллекторы

Вулканогенные и вулканогенно-осадочные коллекторы. Вулканогенно-эффузионные породы базальты, порфириды, андезиты в результате физического и химического выветривания могут приобретать значительную пористость, до 25 %. Эффузивные коллекторы характеризуются значительной неоднородностью по площади. Наиболее высокая пористость приурочена к верхней эффузивной толще.

В Днепровско-Донецкой впадине выделены трещинные, трещинно-поровые и трещинно-кавернозные вулканогенные коллекторы. Полости в этих породах образуются во время остывания магмы

(первичные) и после застывания (вторичные), как результат дробления, гидротермального воздействия и др. процессов.

Коллекторами бывают вулканогенно-обломочные и вулканогенно-осадочные породы. Такие коллекторы могут иметь значительное распространение в областях широкого развития вулканизма одновременно с формированием нефтегазоносных толщ. Пористость в этих породах образуется за счет межзерновых пор, трещин и каверн.

Особенностью рассматриваемых коллекторов является значительная анизотропия, широкие пределы изменения коллекторских свойств, высокая пористость со сравнительно низкой проницаемостью, в связи с резкой изменчивостью пор и наличием большого содержания высокодисперсных компонентов. Породы обладают зональной неоднородностью, резким изменением мощности, чередованием проницаемых и непроницаемых зон. Большое значение для коллекторских свойств приобретают трещины, обусловленные тектоническими факторами при структурообразовании, а также процессами на стадии катагенеза.

Глинистые коллекторы. Порово-пустотное пространство в глинистых породах обусловлено обезвоживанием глин в процессе метаморфизации, разьединением участков глин разной текстуры, т.е. микротекстурная неоднородность, приводящая к дроблению пород. Процесс образования пустотного пространства активизируется в тектонически активных зонах. Глинистые коллекторы встречаются в Калифорнии, Западной Сибири.

Коллекторы кор выветривания. Нефтеносные коры выветривания встречаются в Предкавказье, Западной Сибири, Днепровско-Донецкой впадине. Нефтедержащие коры выветривания могут достигать больших мощностей (десятки метров). В корях выветривания выделяются зоны гидролиза, выщелачивания, дезинтеграции, в связи с различием протекающих геохимических процессов по глубине. Зона дезинтеграции характеризуется значительной пористостью, достигающей 15 %. Средняя зона выщелачивания также обладает высокой пористостью до 20 %, в связи с растворением и выносом водами легко растворимых соединений. В верхней зоне гидролиза происходят процессы преобразования минерального состава и структуры первичных пород. Основой породы являются гидрослюды и каолинит. Зона гидролиза может под действием сил

уплотнения преобразоваться в зону покрышек.

2.5 Природные резервуары нефти и газа

Типы природных резервуаров. Природные резервуары углеводородов состоят из коллектора и покрышки. Покрышка является верхней ограничивающей поверхностью. Нижней поверхностью является вода или вода и ограничивающая непроницаемая толща. Природный резервуар углеводородов характеризуется типом коллектора, соотношением его с непроницаемыми водоупорными породами, емкостью резервуара, условиями его залегания.

Отношение коллектора с ограничивающими его непроницаемыми породами соответствуют трем основным типам: пластовым резервуаром, массивным и литологически ограниченным.

Пластовый резервуар – это коллектор, ограниченный в кровле и подошве непроницаемыми породами на значительной площади. Литология коллектора выдержана и может быть представлена переслаивающимися различной площади распространения горизонтами, как коллекторами, так и водоупорами. В региональном плане коллектор находится в единой гидродинамической системе. Мощность коллектора может быть слабаварьирующей, выклинивающейся.

Массивный резервуар образован толщей проницаемых пород большой мощности, ограниченной с боков плохо проницаемыми породами. Массивные резервуары создаются карбонатными, метаморфическими и изверженными породами (риффы, батолиты).

Резервуары (литологически ограниченные) неправильной формы связаны с местными, локальными зонами изменения литологического, петрографического строения. Движение жидкостей и газов этих резервуаров ограничено размерами резервуара.

Покрышки. Покрышками для природных резервуаров углеводородов являются различные породы: глинистые, карбонатные, гидрохимические (соли).

Глинистые покрышки. Глины представляют собой полиминеральные полидисперсные образования. Породообразующими минералами являются кварц, ортоклаз, олигоклаз, лабрадор, мусковит, хлорит. В глинах присутствуют терригенные минералы, опреде-

ляющие текстуру породы, ухудшающую водоупорные свойства глинистых пород. В соответствии с минеральным составом глин находится их емкость поглощения, которая формирует их экранирующие свойства. С емкостью поглощения связана пластичность глин, набухаемость, пористость, проницаемость. Максимальной емкостью поглощения обладает монтмориллонит, вермикулит; минимальной – каолинит, хлорит. Вода и органические вещества входят в межслоевое пространство минералов глин, что приводит к увеличению объема, снижает проницаемость и повышает экранирующие свойства породы. Интенсивность указанного процесса зависит от свойств ионов (валентности, радиуса, поляризации). Совместное нахождение в одной породе частиц разного минерального и гранулометрического состава обуславливает сложные мезо- и микротекстуры породы, влияющие на проницаемость глин со слоистыми мезотекстурами в 3–5 раз выше, чем с беспорядочными. Слоистые текстуры обладают значительной анизотропностью. После отложения глины проходят длительную стадию уплотнения под действием вышележащих пород. Уменьшается их влажность от 80–90 до 5–10 %, уменьшается пористость и величина поровых каналов.

Глинистые покрышки обладают высокой диффузионно-адсорбционной активностью, низким удельным электрическим сопротивлением, повышенной гамма-активностью, исчезающе малым ядерным магнитным резонансом, высокими скоростями упругих волн.

Карбонатные породы-покрышки – это микро- и тонкослоистые известняки массивной или слоистой мезотекстуры, глинистые известняки и известковые глины. Все известняки в разной степени доломитизированы. Карбонатные материалы обладают невысокой сорбционной емкостью. Сорбция карбонатными минералами органического вещества повышает их пластичность. Карбонатные породы с погружением и повышением температуры среды претерпевают изменения, могущие приводить как к увеличению непроницаемости, так и к уменьшению, в зависимости от присутствия глинистых и органических веществ, зернистости и других условий. Так, у тонкозернистых без примесей известняков до глубин 5 км происходит уменьшение пористости. Однако значительные повы-

шения температуры приводят к трещинообразованию и превращению породы в коллектор.

Карбонатные породы с примесями глинистых и органических веществ имеют близкую к слоистой текстуру. Они более пластичны, анизотропны. Зоны сочленения глинистых и карбонатных минералов ослаблены, что обуславливает возможность потери экраняющих свойств, возникновению пор и трещин при изменениях термодинамических условий.

Гидрохимические породы-покрышки представлены каменной солью, гипсами и ангидритами. Эти породы при всесторонних давлениях деформируются без потери пластичности и образования трещин. Галит более пластичен, чем ангидрит. Рост пластичности гидрохимических пород обусловлен отсутствием в них поровой воды. Ангидритовые покрышки являются более надежными экранами, чем галитовые и гипсовые. При одностороннем давлении ангидрит ведет себя как хрупкое тело. Это необходимо учитывать при анализе геологического строения залежей углеводородов. Включение газов, а также глинистых и алевроитовых частиц в соленосные породы улучшает их фильтрационные показатели, увеличивает проницаемость.

2.6 Понятие о фациях и формациях

Залежи углеводородов в большинстве случаев находятся в осадочных породах. Толщи осадочных пород, содержащие пласты с углеводородами, называются **нефтегазоносными свитами**.

Фации — это конкретные определенные свойства, признаки, облик пород, обусловленных едиными условиями формирования. Термин «фации» употребляется для обозначения физико-географической среды, в которой формировалась осадочная порода. Фации разнообразны: континентальные, абиссальные, барьерные, батинальные, лагунные; фации болот, вулканогенные, геосинклинальные, геохимические, метаморфические, метасоматические и т.д.

В нефтегазоносных породах различают литологические фации: известняки, доломиты, глины, пески и песчаники. Для разработки месторождений пользуются литофациальными картами, на которых

нанесена информация о типах пород, мощностях, процентное содержание каждого типа пород.

Формации – это совокупность геологических тел (горизонтов, пластов), объединенных единым признаком. Различают литологические формации, петрографические, вулканогенные, рудные, нефтематеринские формации, которые объединяют магматические. Для решения вопросов нефтяной геологии выделены различные нефтегазоносные фации. Так, можно сказать, что основные нефтеносные формации Припятского прогиба представлены межсолевыми отложениями, ограниченными сверху и снизу галитовыми формациями.

3 НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВАЯ ГИДРОГЕОЛОГИЯ

3.1 Общая гидрогеология

Гидрогеология – наука о происхождении, распространении, физико-химических свойствах и законах движения подземных вод в земной коре.

Вода является активным постоянным и необходимым спутником углеводородов в формировании залежей. В месторождениях углеводородов вода находится в тех же пластах-коллекторах.

Основы гидрохимии. Химически чистые воды ($H^1_2O^{16}$) в природе не встречаются. В состав вод входят раствор солей, газов, органические вещества, дисперсные взвешенные частицы. Водород и кислород, составляющие молекулы воды, могут быть представлены изотопами: $O^{14} \div O^{18}$, H (протий), D (дейтерий), T (тритий). Часть изотопов радиоактивна: O^{14} , O^{15} , O^{19} и T.

Минеральные вещества в воде представлены анионами и катионами Cl^- , SO_4^{2-} , HCO_3^- , CO_3^{2-} , Na^+ , Ca^{2+} , Mg^{2+} и многими другими. Содержание солей в граммах на литр воды (г/л) называется **минерализацией**. В природных водах всегда присутствуют растворенные в них соли. Минерализация вод меняется в широких пределах: до 1 г/л – **пресные** воды, **солончатые** – 1-10 г/л, **соленые** – 10-50 г/л, **рассолы** – более 50 г/л. Максимальная минерализация может достигать 500-600 г/л.

По химическому составу растворенных солей воды подразделяются по присутствию анионов на гидрокарбонатные (HCO_3^-), сульфатные (SO_4^{2-}), хлоридные (Cl^-), сложного состава. Наиболее распространенным типом вод нефтяных месторождений является гидрокарбонатно-натриевый и хлоридно-кальциевый.

В природных водах нефтяных месторождений также содержится некоторое количество органических веществ и газов. **Органические вещества** представлены органическими кислотами, эфирами, смолами, фенолами, спиртами, углеводородами и др. Они поступают от иловых растворов. **Газы** представлены в воде азотом, углекислым газом, метаном, кислородом, сероводородом, водородом, аргоном, гелием и др.

Запись состава вод производят **формулой Курлова** – дробью, в числителе указывают содержание анионов, в знаменателе – катионов; слева – минерализацию, содержание газов, радиоактивность, справа – температуру, дебит:

$M_{1,0} CO^2_{1,2}, Ra (HCO^3_{57} SO^4_{31} Cl_{12} / Ca_{59} Mg_{27} Na_{14}) T70^\circ, D1000 \text{ л/ч}$

Жесткость воды определяются суммарным содержанием ионов кальция и магния. Различают общую жесткость, которая состоит из устранимой (той, которая выпадает в осадок), и постоянной.

Показатель реакции воды – это преобладание иона H^+ или OH^- . Одинаковая концентрация ионов равна 10^{-7} . Увеличение числа ионов H^+ в воде придает ей кислотные свойства, уменьшение H^+ и соответственно увеличение OH^- – щелочные свойства. Реакцию воды определяют по водородному показателю ρH , равному десятичному логарифму молярной концентрации водородных ионов, взятому с обратным знаком:

$\rho H = - \lg [H^+]$, ρH больше 7 – кислотная,
 ρH меньше 7 – щелочная.

Воды нефтяных месторождений могут содержать многие химические элементы, которые являются нефтепоисковыми индикаторными показателями: барий, стронций, ртуть и другие, хотя прямым показателем нефтеносности является наличие растворенных углеводородов. Минерализация вод нефтепродуктивных горизонтов может находиться в очень широких пределах (от пресных до рассолов концентрации 550 г/л).

Вода в горных породах. Форма присутствия воды в горных породах разнообразна:

- Химически связанная вода – входит в состав минералов и является составной частью структуры кристаллических решеток. Она подразделяется на **цесолитную** (входит в состав минерала в постоянном количестве: $SiO_2 \cdot nH_2O$ – опал), **кристаллизационную** (при её извлечении один минерал преобразуется в другой: гипс и безводный гипс – ангидрит) и **конституционную** (при изъятии воды минерал разрушается).
- Физически связанная вода – удерживается силами притяжения породы. Подразделяется на **гигроскопическую**, т. е. адсорби-

рованную породами и прочно с ними связанную, и **пленочную**, обволакивающую частицу горной породы поверх гигроскопической и слабосвязанной;

- Свободная вода – представлена **капиллярной** водой, удерживаемой капиллярными силами, и **гравитационной** (свободной), способной свободно передвигаться по порам и пустотам породы под действием силы тяжести;
- Вода в виде пара;
- Вода в твердом состоянии (лёд).

В рыхлых породах, ниже уровня грунтовых вод, все поры заполнены водой (зона насыщения), выше – капиллярная зона (аэрации). По условиям образования подземные воды подразделяются на почвенные, верховодку, грунтовые, межпластовые. **Грунтовые** воды залегают на первом водоупоре. Их режим и химический состав зависят от свойств грунтов и поверхностных осадков. С грунтовыми водами связано водоснабжение колодцами в сельской местности. **Почвенные** воды насыщают зону аэрации. **Верховодкой** называют временное или сезонное скопление подземных вод в зоне аэрации над линзами непроницаемых пород. **Межпластовые** воды залегают между двумя водоупорными толщами. Область их питания находится в районе выклинивания верхнего водоупорного горизонта. Межпластовые воды, находящиеся под давлением, называются **артезианскими**. Пьезометрический уровень, который устанавливается в скважине, вскрывшей такие воды, значительно выше кровли водоносного горизонта. Бассейны, содержащие артезианские воды, называются артезианскими. Например: Припятский, Днепровско-Донецкий артезианские бассейны.

Водонапорные системы. Совокупность комплексов подземных вод осадочных бассейнов образуют водонапорные системы. По условиям фильтрации (движению воды в горных породах) они подразделяются на инфильтрационные и элизионные водонапорные системы. Эти водонапорные системы различаются расположением областей питания, стока и разгрузки.

Инфильтрационная система «открывается», сообщается с дневной поверхностью в зонах питания и разгрузки, которые находятся на противоположных периферийных частях. Область питания располагается гипсометрически выше области разгрузки, и движе-

ние вод происходит благодаря разности гипсометрического уровня. Пьезометрическая поверхность системы – наклонная плоскость. Пластовое давление в инфильтрационной системе пропорционально глубине залегания пластов – коллекторов и поддерживается на постоянном уровне за счет активной области питания (рисунок 3.1).

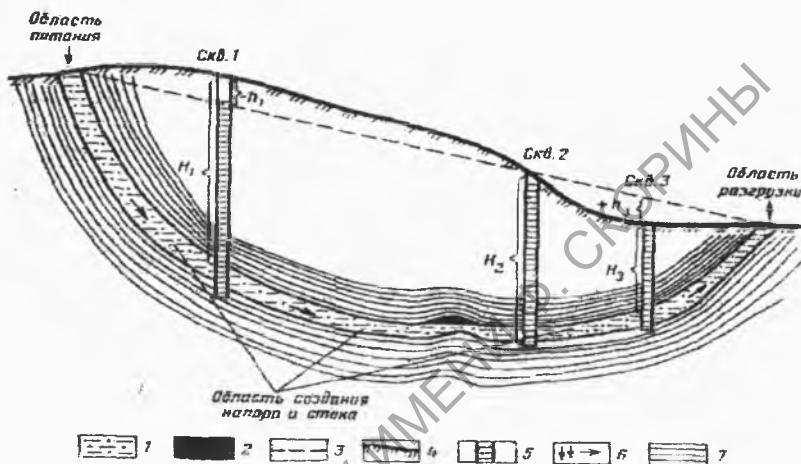


Рисунок 3.1 – Схема инфильтрационной водонапорной системы

1 — водонасыщенный пласт-коллектор; 2 — залежь нефти; 3 — пьезометрическая поверхность; 4 — земная поверхность; 5 — скважина со столбом пластовой воды, уравнивающим начальное пластовое давление; 6 — направление движения жидкости; 7 — водоупорные породы

Элизионная водонапорная система – «закрытая» система. Область питания находится в центре бассейна, а область разгрузки – на периферии. Система может сообщаться с дневной поверхностью в областях разгрузки. Движение вод осуществляется силами давления вышележащих пород. Направление движения вод идет от центра элизионного бассейна к периферии (рисунок 3.2).

В инфильтрационных и элизионных системах подземные воды находятся под давлением. В скважинах, вскрывших пласт, уровень вод поднимается выше верхней границы пласта. Эта поверхность

вод называется **пьезометрической**. Геологические водонапорные системы называются **артезианскими бассейнами**.

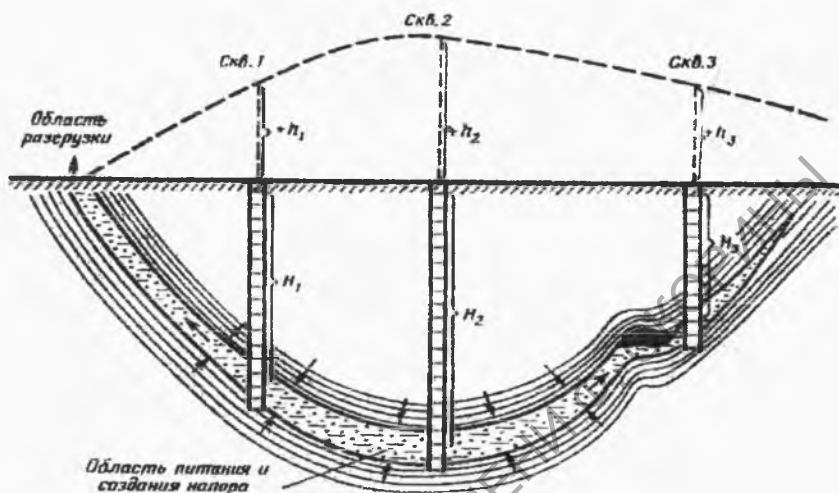


Рисунок 3.2 — Схема элизионной водонапорной системы
Условные обозначения см. рисунок 3.1

Пластовое давление залежей (рисунок 3.3). Пластовое давление залежей определяет энергетические возможности продуктивного пласта. Это давление, при котором флюиды (углеводороды и вода) находятся в пустотах пластов-коллекторов. Величина пластового давления $p_{пл}$ определяется по высоте столба жидкости H , установившейся в скважине при вскрытии пласта. Пластовое давление $p_{пл}$ равно произведению высоты H столба жидкости, его уравнивающей; плотности жидкости в скважине ρ и ускорению свободного падения g :

$$p_{пл} = H \rho g.$$

Установившийся в скважине уровень жидкости называется **пьезометрическим**. Через пьезометрические уровни скважин, вскрывших пласт, проходит **пьезометрическая поверхность**. Высоту столба жидкости H определяют от отметки пьезометрического уровня до середины пласта коллектора. Расстояние от пьезомет-

рического уровня до условно принятой горизонтальной поверхности называют пьезометрическим напором H_2

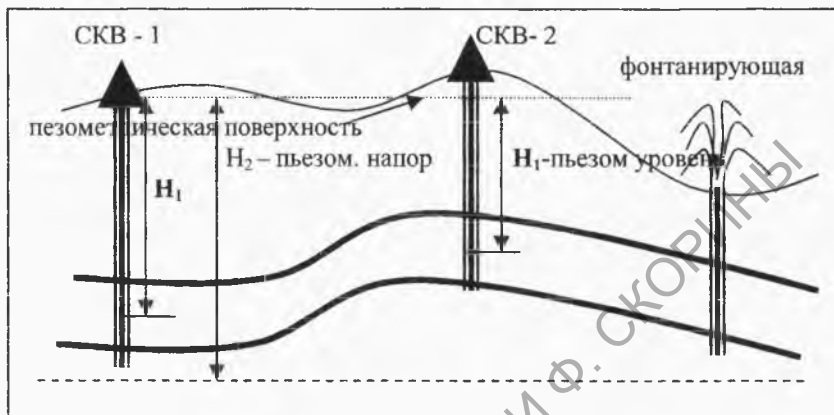


Рисунок 3.3 — Пьезометрическая высота и напор

Пьезометрическая поверхность может устанавливаться выше и ниже дневной поверхности (скважина фонтанирует).

Давление столба жидкости в скважине называется **гидростатическим**. Начальное пластовое давление соответствует гидростатическому, если оно возникает под действием гидростатической нагрузки перемещающихся в пласте вод. Давление в эксплуатируемом пласте может быть выше гидростатического (аномальное, сверхгидростатическое). Оно характерно для элизионных систем, закрытых систем или участков пласта.

Начальное пластовое давление определяет начальную энергетическую характеристику залежи. По нему определяют закономерность падения пластового давления при разработке залежи.

Для сравнения давления в разных скважинах пользуются **приведенным** пластовым давлением. Это давление, замеренное в скважине и пересчитанное на условно принятую горизонтальную плоскость (обычно средняя абсолютная отметка начального ВНК или ГВК):

$$P_{пл.пр} = P_{пл.з} \pm h_n \rho g, \text{ где}$$

$P_{пл.пр}$ – приведенное пластовое давление;

$P_{пл.з}$ – замеренное пластовое давление в скважине;

h_n – расстояние между точкой замера и условной поверхностью;

ρ – плотность флюида, заполняющего расстояние h_n .

Формула вычисляется со знаком «плюс», если точка замера находится выше условной плоскости, и «минус» – если ниже.

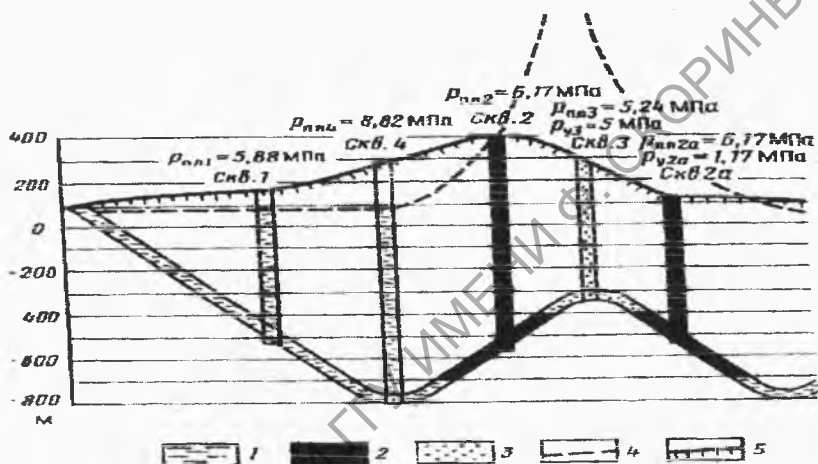


Рисунок 3.4 — Схема распределения пластового давления и пьезометрических высот в районе расположения нефтегазовой залежи: 1 – вода, 2 – нефть, 3 – газ, 4 – пьезометрическая, 5 – земная поверхность, P_y – давление на устье скважины.

Давление в пласте, у забоя скважины, при установившемся режиме работы называют **забойным** давлением ($p_{заб.}$), при остановке скважины на длительное время – **пластовым** давлением. При этом давление восстанавливается до уровня динамического пластового. Для анализа состояния разработки всей залежи строят карты изобар – приведенных или истинных пластовых давлений (рисунок 3.4).

Такие карты составляют раз в квартал или полугодие. Карты изобар дают возможность изучать связь залежи с контурной зоной, определять фильтрационную характеристику пластов, энерге-

тические возможности залежи в целом и ее отдельных частей. Последовательное изучение карт изобар позволяет определить эффективность системы разработки, прогнозировать перемещение контура нефтеносности.

Особенности перемещения закачиваемых в пласт вод могут быть определены по геотермическим данным.

Температура углеводородных залежей. Начальная температура пласта влияет на фазовое состояние углеводородов, их вязкость, условия фильтрации. При разработке залежи ее температурные условия изменяются, т.к. сказываются различные воздействия на пласт. Изменение термодинамики пластов может существенно повлиять на условия разработки залежи. Естественные температурные условия в скважинах могут быть изучены только в длительно простаивающих скважинах (наблюдательных). По температурным замерам в скважинах строят карты температур по поверхностям горизонта, по глубинам и сопоставляют их с литологическим разрезом. Определяют **геотермические градиенты**, характеризующие изменение температуры при изменении глубины на 100 м. Геотермические градиенты наблюдались в пределах 1 – 12 °C/100 м.

Динамика подземных вод. **Фильтрация** – это движение жидкости (подземных вод) в порах, трещинах, кавернах. Различают ламинарное движение (параллельно-струйное) и турбулентное (вихревое), установившееся и неуставившееся во времени.

Ламинарное движение подчиняется линейному закону фильтрации, закону Дарси. Количество воды, протекающее через данное сечение в единицу времени Q (расход), равно произведению коэффициента фильтрации K , градиенту напора J и поперечному сечению потока w :

$$Q = K J w, \text{ где } J = (H_1 - H_2) / l$$

Коэффициент фильтрации численно равен скорости фильтрации при градиенте напора равным единице 1 м. Так как движение воды идет через поры, т.е. часть площади породы, то действительная скорость движения U выше, чем скорость фильтрации и определяется с учетом пористости пород n :

$$V = n U$$

Направление и скорость движения подземных вод определяется индикаторами при наличии нескольких скважин: опытной и наблюдательных. Индикаторы могут быть химическими (ион хлора), калориметрическими, изотопными.

Пьезометрический уровень подземных вод характеризует потенциал гравитационной силы их движения, давление в пласте (напор). Для вычисления движущей силы водного потока на участке его пути необходимо сравнить пьезометрические уровни приведенные к единой горизонтальной поверхности.

Фильтрация подземных вод может существенно измениться в пределах одного водонапорного комплекса. Коэффициент фильтрации жидкости зависит от ее физических свойств, поэтому при расчетах используют **коэффициент проницаемости** $K_{пр}$. Скорость фильтрации пресных вод значительно выше, чем минерализованных:

$$V = K_{пр} (\gamma / \mu) J, \text{ где}$$

V – скорость фильтрации, $K_{пр}$ – коэффициент проницаемости, γ – удельный вес, μ – коэффициент динамической вязкости.

Химический состав подземных вод формируется в результате взаимодействия различных факторов: с породой, атмосферой, при химических реакциях. Существует зональность изменения подземных вод артезианских бассейнов по вертикали и площади.

Верхняя зона **активного** водообмена – воды пресные или умеренной минерализации, невысокой температуры, значительной концентрации кислорода, углекислого газа, pH 4,2-8. Воды обладают большими окисляющими и растворяющими свойствами. Химический состав вод зависит от литологического и минерального состава пород. Скорости движения вод в этой зоне измеряются метрами и сотнями метров в сутки.

Зона **затрудненного** водообмена. Температура вод высокая. Воды имеют высокую концентрацию солей и химических элементов: бор, йод, бром, мышьяк, уран, радий. Обстановка в основном восстановительная. Воды содержат сероводород. Движение вод активизирует их взаимодействие с вмещающими породами и изменение химического состава. Наблюдается гидрохимическая зональ-

ность и по площади распространения пласта. Климатические факторы не оказывают никакого влияния.

Зона затрудненного водообмена подразделяется на верхнюю, среднюю и нижнюю (весьма затруднительного). В нижней зоне распространены высоко-минерализованные воды седиментационные, древние инфильтрационные и глубинные эндогенные. По химическому составу это воды хлоркальциевого или гидрокарбонатно-натриевого типа с минерализацией до 600-700 г/л. Пополнение вод происходит за счет выделения из глинистых пород водоупоров. Минерализация вод возрастает с глубиной. Подземные воды нефтяных и газовых залежей имеют характерные признаки в результате воздействия углеводородов.

Химическая зональность подземных вод сменяется от областей питания к областям разгрузки.

3.2 Нефтегазовая гидрогеология

К водам нефтегазовых месторождений относят воды, заполняющие породы – коллекторы, принимающие участие в строении углеводородного месторождения и прилегающих участков земной коры.

Промысловая классификация пластовых вод. В промысловой классификации воды делятся по пространственно-геологическому отношению к залежам углеводородов (рисунок 3.5).

Контурные воды (нижние краевые) залегают в пласте, содержащем не полностью «водоплавающую» залежь.

Подошвенные воды подпирают «водоплавающую» залежь.

Промежуточные воды находятся в пластах и пропластках между нефтегазоносными горизонтами.

Верхние краевые воды бывают, когда нефтяная часть пласта выведена на дневную поверхность. Встречаются редко.

Верхние воды заполняют водоносные пласты, залегающие выше нефтегазового горизонта.

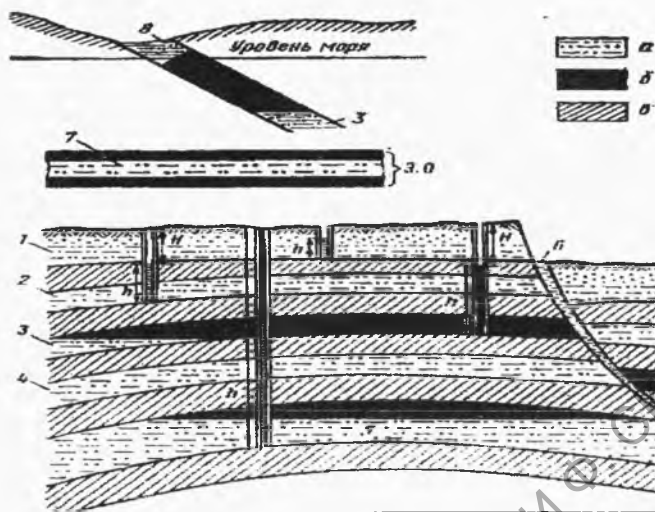


Рисунок 3.5 — Пластовые воды

а — вода, *б* — нефть, *в* — глины.

Вода: 1 — со свободной поверхностью (ненапорная), 2 — верхняя напорная,

3 — нижняя краевая напорная, 4 — нижняя напорная, 5 — подошвенная, 6 — глубинная, восходящая по сбросу, 7 — промежуточная (э.о. — эксплуатационный объект), в — верхняя краевая; *Н* — глубина уровня; *h* — напор

Нижние воды заполняют водоносные пласты, залегающие ниже нефтегазового горизонта.

Тектонические воды циркулируют по тектоническим нарушениям, секущим продуктивные пласты, в том числе из больших глубин.

Связанные (остаточные) — это капиллярные и защемленные внутри нефтегазового пласта воды.

Роль подземных вод в формировании и разрушении залежей углеводородов. Подземные воды нефтепродуктивного пласта играют важную роль в образовании месторождения нефти, накопления ее в

ловушках. Движущаяся вода как вытесняет нефть и газ из пласта и заставляет их передвигаться, так и переносит фракции нефти и газа в виде пузырьков или растворенном состоянии. Фракции нефти и газа скапливаются в ловушках, куполообразных структурах, ограниченных сверху водоупорами, или в ловушках более сложного образования: стратиграфических, тектонических, литологических и т. д.

Подземная вода, залегающая совместно с углеводородами, непрерывно воздействует на них, приводя к количественным и качественным изменениям.

Углеводороды образуются в материнских свитах пород, мигрируют и аккумулируются на верхней границе пласта на значительном протяжении в условиях застойного водного режима. Для образования залежей углеводородов необходима их миграция в структурные формы (ловушки). Миграция может проходить по восстанию пласта в связи с меньшим удельным весом углеводородов, чем воды. Таким образом, для образования залежей углеводородов необходимы орогенические движения, приводящие к наклонам пластов-коллекторов. Залежи углеводородов с течением времени и воздействием тектонических процессов получают связь с дневной поверхностью и могут быть разрушены. Может происходить усложнение структурных форм, возникновение новых. Происходит перераспределение нефтегазоносных залежей, изменение потоков движения подземных вод. В местах разгрузки появляются утечки газа и нефти. Динамика подземных вод оказывает существенное влияние на формирование и распределение углеводородных залежей. Движущиеся воды увлекают за собой и растворяют частицы углеводородов и могут перемещать залежь и выводить ее на дневную поверхность. Процесс разрушения залежей замедляется при низкой проницаемости коллекторов, вода обходит залежь, т.к. силы сцепления нефти и породы достаточно велики. Залежи нефти могут дегазироваться. Газ проходит в контурные воды и выносятся. Нефть и газ могут выноситься водами и по тектоническим нарушениям, образуя асфальтовые озера. Возможно смещение залежей в результате напора, создаваемого движущейся водой. При интенсивном движении подземных вод газовые залежи могут быть разрушены в результате постепенного растворения и выноса газа.

Разрушение углеводородных залежей может происходить и в результате окисления кислородом и сульфатами, содержащимися в пластовых водах. Этот процесс ярко выражен в залежах, близко расположенных к зонам инфильтрации. В разрушении углеводородов принимают участие микроорганизмы, которые развиваются при pH от 6 до 10, минерализации до 70 г/л. Окисление углеводородов происходит и молекулярным кислородом.

Нефтепромысловая гидрогеология. При бурении скважин в обязательном порядке исследуются подземные воды: их пьезометрический уровень, химический состав, пластовое давление, дебиты. По этим данным судят о проницаемости пород-коллекторов, влиянии вод на буровой раствор, возможном режиме залежи.

Гидрогеологические наблюдения продолжают и при разработке залежей: изменение давления, нефте- и водонасыщенность пород, перемещение ВНК, ГНК, изменение химического состава, степени обводненности, дебитов. Это позволяет контролировать и регулировать режим эксплуатации залежей углеводородов. Контрольные, наблюдательные и пьезометрические скважины должны равномерно освещать все части залежи: нефтяную, газовую, водонефтяную, газонефтяную, участки у контуров нефтегазоносности. Количество контрольно-наблюдательных скважин планируют исходя из геологической неоднородности, условий залегания углеводородов и воды, состояния системы разработки. Число таких опорных скважин может достигать до 40 % всего числа действующих скважин. Минимальное количество опорных скважин составляет 2–5 %.

На месторождениях непрерывно проводятся работы по определению детального геологического строения объекта, динамики коэффициента продуктивности скважин, динамики пластового давления, а также по охвату объекта разработкой, характеру и динамике обводнения залежей, изменению коэффициента нефте- и газоотдачи.

Гидрогеологические основы подземного хранения нефти и газа. Подземными хранилищами углеводородов могут служить: истощенные нефтяные и газовые пласты, водоносные пласты, искусственные емкости внутри толщи и массивов водоупорных пород. Для организации подземных хранилищ углеводородов знание гидрогеологических условий необходимо, т. к. такие хранилища – искусст-

венные залежи углеводородов. При сооружении хранилищ нефти и газа необходимо исследовать степень герметичности покрышки над резервуаром. С этой целью проводят изучение химического состава вод под и над покрышкой. Различный состав вод свидетельствует о наличии непроницаемого экрана. Следует учитывать, что газопроницаемость пород выше, чем водопроницаемость. Кроме гидрохимического метода используют гидродинамический метод по определению пьезометрических поверхностей горизонтов. Если пьезометрическая поверхность проектного горизонта располагается ниже пьезометрической поверхности вышележащего горизонта, то вероятность перетока в верхний горизонт из проектного отсутствует. При опытной и опытно-промышленной закачке углеводородов все наблюдения по составу вод и пьезометрическим поверхностям проверяются. Также уточняются площадные гидродинамические характеристики пласта-коллектора, определяется содержание растворенных углеводородов в верхних гидрогеологических горизонтах. Во время промышленной закачки углеводородов и эксплуатации хранилища наблюдают за изменениями параметров пласта, фиксируют утечки углеводородов, «расползание» их по пласту. Для таких исследований хорошо зарекомендовали себя геотермические методы.

При искусственном заводнении залежей, контроль за гидрогеологическими показателями пластовых вод очень важен для изучения динамического состояния залежи.

В зонах свободного и активного водообмена, залежей большого промышленного значения не бывает. В зонах затрудненного водообмена располагаются крупные залежи углеводородов, обычно с упруговодонапорным режимом.

4 НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВАЯ ГЕОЛОГИЯ

Нефтегазопромысловая геология – наука, занимающаяся изучением залежей углеводородов в статическом и динамическом состоянии.

Для рациональной и эффективной добычи углеводородов необходимо тщательное геологическое изучение залежей углеводородов. Следует изучить внутреннюю структуру залежей, прогнозировать и контролировать ее изменение в период разработки. Геологотехнический комплекс разработки залежи предполагает наличие двух компонент: геологической и технической (эксплуатационной). Для того чтобы эффективно решить задачу эксплуатации залежи, необходимо выполнить первую задачу, которая разбивается на ряд вопросов: подсчет запасов углеводородов, составление геологического обоснования системы разработки, обеспечение повышения эффективности разработки, обоснование сети наблюдений и эксплуатации. При этом следует предусматривать охрану труда и окружающей среды, сведя негативные явления к минимуму.

4.1 Изучение залежей в статическом состоянии

Изучение формы залежей. В залежи углеводородов различают общий и эффективный объемы. В **общий** объем включают все породы коллекторы и неколлекторы продуктивного горизонта выше газо- или водонефтяного контакта, а в **эффективный** – только углеводородонасыщенные коллекторы. Залежь ограничена различными поверхностями, определяющими ее положение в пространстве. Это поверхности **ВНК** (водонефтяной контакт), **ГВК** (газоводяной контакт), **ГНК** (газонефтяной контакт), поверхности раздела коллекторов и неколлекторов, дизъюнктивные поверхности, структурные поверхности (рисунок 4.1).

Форму залежей в основном определяет тектоническая структура, являющаяся складкой, куполом, поднятием, рифом и т.д.

Верхней границей залежи принимается верхняя поверхность коллектора или кровля продуктивного горизонта, перекрытая горизонтом-покрышкой. Продуктивный горизонт в верхней части распространения коллекторов может иметь прерывистый характер,

тогда граница залежи не будет совпадать с поверхностью коллектора.

За нижнюю границу залежи углеводородов принимают подошву продуктивного горизонта в пределах внутреннего контура залежи и поверхности коллектора.

Положение верхней и нижней границ залежи изучается при помощи структурных карт – графических изображений рельефа поверхности в изогипсах. Сечение между изогипсами определяется углом падения пластов, высоты структуры, объема исходной информации.

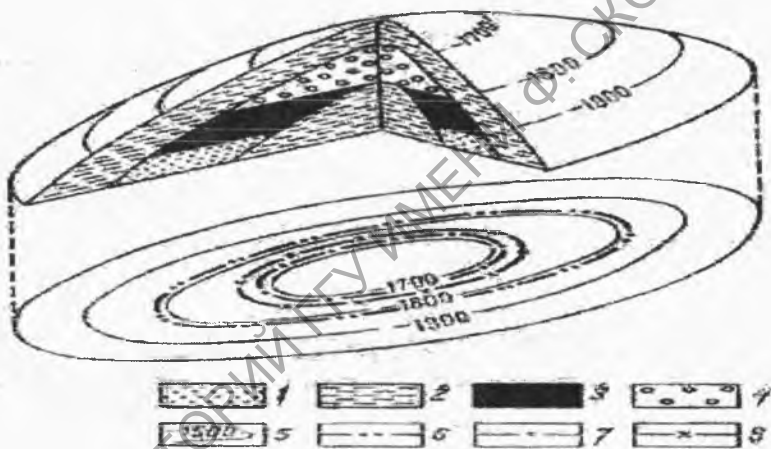


Рисунок 4.1 - Модель пластово-сводовой залежи

1 — водонасыщенный коллектор; 2 — непроницаемая покрывка; 3 — нефть; 4 — газ; 5 — изогипсы структурной поверхности в м; 6 — внешний контур нефтеносности; 7, 8 — поверхности ВНК и ГНК

Изучение дизъюнктивных нарушений. Углеводородная залежь может быть разрезана тектоническими нарушениями, которые могут быть **проводящими и экранирующими**. Экранирующие нарушения разделяют залежь на изолированные участки, гидравлически не связанные между собой. Этот факт устанавливают, сопос-

тавляя абсолютные отметки контакта углеводородов между собой и с водой. При совпадении таких отметок – залежь единая, при несовпадении – разные участки залежи. Наличие или отсутствие гидравлической связи между блоками залежи определяют гидропрослушиванием, т. к. изменение режима работы скважины будет сказываться или нет на скважинах другого участка. Отсутствие взаимосвязи свидетельствует об экранирующем тектоническом нарушении.

По структурным картам определяется амплитуда нарушения при сравнении абсолютных отметок одноименных изогипс, обрывающихся у тектонического нарушения с обеих сторон. Разница между ними равна амплитуде нарушения.

При наклонной поверхности нарушения его положение на карте отображается двумя линиями, одна из которых граница приподнятого блока, другая – опущенного. При этом может быть ситуация взброса или сброса, перекрытия горизонтов и границ поверхностей или отсутствие горизонтов. Видимые (сверху) границы отмечаются сплошными линиями, невидимые – штрихами. Такое же правило применяют и к изображению изогипс.

Границы залежей с литологической изменчивостью пластов и стратиграфическим несогласием. В пределах продуктивного горизонта коллекторы могут быть замещены непроницаемыми породами. В этом случае границы залежи проводят вдоль зоны проницаемых и непроницаемых пород. Потеря пластом коллекторских свойств называется **замещением** коллектора, а связанная с этим экранирующая граница – **линией фациального замещения** коллекторов. Положение этой линии определяется по данным керна, геофизики, проницаемости пласта в скважинах. При вклинивании или размыве продуктивных отложений образуются линии выклинивания и размыва, ограничивающие залежь.

Границы залежей, связанные с нефтегазоводонасыщенностью коллекторов. Газ, нефть и вода, находящиеся в продуктивном пласте, располагаются последовательно по высоте, в соответствии с действием гравитационного поля. Однако действие молекулярно-поверхностных сил пористых сред нарушает строгое соответствие распределения газа, нефти и воды по плотностям. В продуктивных пластах содержится определенное количество воды. В зоне контакта нефти и воды, нефти и газа вода и нефть поднимаются по капил-

лярам выше уровня гравитационного распределения. Уровень подъема зависит от многих факторов: радиусов капилляров, разности плотностей флюидов, вязкости подвижных сред, поверхностного натяжения, смачиваемости, минерализации и т.д. Образуется переходная зона с меняющейся мощностью в широких пределах (от сантиметров до десятков метров). Этот фактор усложняет определение границ залежи. Переходную зону от нефти к воде можно разделить на три подзоны: **нижнюю** (вода с небольшим количеством нефти неподвижна), **среднюю** (неподвижная нефть и вода), **верхнюю** (неподвижная вода и подвижная нефть). Выбор границы залежи проводят исходя из анализа мощности и изменения переходной зоны. Подошву переходной зоны уверенно выделяют по резкому изменению кажущегося сопротивления в методах электрокаротажа (ρ_k воды мало, нефти велико), нейтронному гамма-каротажу (нефть – устойчивый замедлитель нейтронов).

Контуры нефтегазоносности определяют по пересечению поверхностей контакта флюидов с кровлей (внешней) и подошвой (внутренней) пласта. В пределах внутреннего контура находится чисто нефтяная или газовая части залежи, между внутренним и внешним контурами – водонефтяная, нефтегазовая или водогазовая. При небольшой мощности переходной зоны границей ВНК, ГВК, ГНК принимается нижняя граница зоны. При большой мощности зоны границу контакта определяют по результатам опробования. Ее устанавливают между интервалами притока чистой нефти и чистой воды.

4.2 Внутреннее строение залежей

Геолого-геофизическое строение залежей. Коллектором называют горную породу, по которой возможна физическая подвижность флюидов. Коллекторы, отдающие нефть или газ, называют **продуктивными**, не отдающие – **непродуктивными**. Отнесение коллекторов к той или другой категории зависит от уровня технологии добычи углеводородов. Неколлекторы могут содержать углеводороды в рассеянном состоянии, но движение углеводородов в неколлекторах невозможно.

Внутреннее строение залежи определяется размещением неколлекторов, продуктивных и непродуктивных коллекторов, располо-

жением и видами различных границ внутри залежи. Границы разделяют пространство залежи на области достаточно однородные по определенному (выбранному) параметру: пористости, проницаемости, литологии, экранированности, нефте-, водо- и газонасыщенности, трещиноватости и др. Граничными поверхностями выделяются геологические тела. Геологические тела, внутри которых по изменению изучаемых свойств нельзя провести ни одной границы, называются простыми, в другом случае – сложными.

Наиболее важными характеристиками коллекторов являются: пористость (полная, открытая, закрытая, эффективная, динамическая); проницаемость (абсолютная, эффективная (фазовая), относительная); удельная поверхность; трещиноватость и кавернозность; нефте-, газо- и водонасыщенность; состав флюидов; глинистость.

По характерным параметрам залежей внутреннее их строение неоднородно. Выделяют пять типов неоднородности залежи: ультра-, микро-, мезо-, макро- и метанеоднородность. Под **геологической неоднородностью** понимают изменение геологических свойств пород за пределами выбранных величин средних параметров (базисных).

Ультрамикрон неоднородность структуры породы определяется гранулометрическим составом. Степень неоднородности определяется коэффициентом, равным отношению диаметров частиц α_{60}/α_{10} , при которых определена сумма масс фракций диаметром от нуля до диаметра 60 и 10 % массы фракций. Коэффициент неоднородности залежи колеблется от 1,1 до 20. Результаты ультрамикрон неоднородности используют для подбора фильтров нефтяных скважин, чтобы предотвратить поступление песка. Результаты учитываются в изучении процессов вытеснения нефти с коллектора. От этого параметра зависит количество остающейся нефти.

Микрон неоднородность характеризует распределение коллекторских свойств в пласте. Количество исследуемых образцов или параметров на коллекторские свойства пласта ограничено. Важно знать достаточное количество параметров по пласту, уверенно определяющее средние значения и степень разброса величин изученного параметра. Такую возможность дает изучение статистических распределений свойств пласта. Значение микрон неоднородности позволяет определить кондиционные пределы параметров продуктив-

ных пород, выделять тела различного структурного уровня, прогнозировать темпы обводнения и возможный коэффициент заводнения.

Мезонеоднородность определяет структуру пласта, выделение прослоев коллекторов и неколлекторов. Для решения такой задачи используются данные промысловой геофизики (корреляция разреза). Залежь расчленяется по разрезу и площади на тела разной продуктивности, коллекторских и других свойств. Решаются задачи выделения работающих и неработающих частей разреза, определения местоположения добывающих и нагнетательных скважин, контроля продвижения ВНК, выявления тупиковых зон, прогнозирования степени охвата залежи разработкой.

Макронеоднородность выявляет более общие закономерности распространения коллекторов и неколлекторов в пределах залежи. Определяют коэффициенты расчлененности разреза, песчанистости, выдержанности пластов. Изучение макронеоднородности позволяет решать задачи, сходные с рассмотренными выше, в разделе мезонеоднородность.

Метанеоднородность определяет крупные элементы структуры залежи, различающиеся по свойствам насыщения, литологии, нефтеотдачи. Решаются задачи определения целесообразности объединения горизонтов в один эксплуатационный объект, выбора системы разработки и заводнения, оценки энергетической характеристики залежей и ее частей, организации контроля за выработкой объекта, обоснования целесообразности одновременной эксплуатации залежей многопластового месторождения.

Корреляция разрезов скважин. Для корреляции разрезов скважин используют данные промысловой геофизики. Корреляция заключается в определении одинаковых закономерностей, величин, параметров геофизических данных по скважинам исследуемой толщи (пласта). При этом распределения геофизических параметров интерпретируются как соответствующие параметры пласта (литология, пористость, водонасыщенность и т.д.). Использование корреляции разрезов дает возможность выделять одноименные горизонты и пласты, проследивать по площади вариацию их мощности, выяснять условия залегания и другие характеристики (рисунок 4.2).

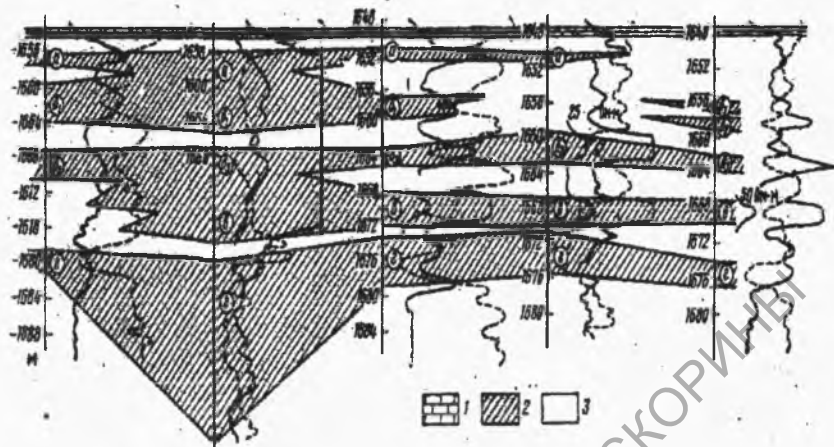


Рисунок 4.2 – Корреляция разрезов:
1 – известняк (репер), 2 – песчаник, 3 – глина

Корреляция разрезов подразделяется на детальную и региональную. **Региональная** корреляция дает возможность составить общее представление о геологическом строении региона: стратиграфии, последовательности напластования, перерывов в осадконакоплении, тектонике, мощностях горизонтов и комплексов. Важным результатом региональной корреляции является выделение **опорных, маркирующих** горизонтов.

Детальная корреляция проводится для продуктивной части разреза. Она необходима для решения задач: построения модели залежи, горизонта; подготовки залежи к разработке; контроля за разработкой и т.д. На основе детальной корреляции разреза составляются все необходимые геологические карты, схемы, профили по данному месторождению. При детальной корреляции выделяют **реперные** горизонты, границы. Это достаточно выдержанные по площади элементы какого-либо горизонта с четко и повсеместно фиксируемыми параметрами, отличающимися по величине от параметров выше и ниже лежащих горизонтов. При интерпретации разреза любой скважины первоначально выделяют опорные горизонты, границы, а затем уже приступают к идентификации остальных горизонтов. По реперным горизонтам, распространении их по

площади выбирают для данного геологического объекта опорный эталонный разрез, на котором выделены все реперные горизонты, даны пределы вариации параметров остальных горизонтов. С таким разрезом сравнивают любые другие разрезы на данном объекте.

Основные показатели, характеризующие процесс разработки залежи. Для характеристики месторождений и залежей необходима оценка основных свойств нефтегазонасыщенных пород, чтобы решить вопрос о возможности эффективной добычи углеводородов. Следует установить минимальные значения параметров пород и пластов, ниже которых их относят к противоположной категории. Например, коллекторы и неколлекторы, извлекаемые и неизвлекаемые углеводороды и т. д. Такие нижние пределы значений свойств коллекторов называют **кондиционными**.

Нефтегазоконденсатоотдача – способность углеводородонасыщенных коллекторов отдавать углеводороды при изменении начальных термодинамических условий залежи. Количественно отдача породой углеводородов характеризуется **коэффициентами извлечения** $K_{изв.Н_2}$, $K_{изв.Г}$, $K_{изв.К}$.

Коэффициент извлечения углеводородов равен отношению объема добытых углеводородов Q_d в течение времени t к балансовым запасам $Q_б$:

$$K = Q_d / Q_б$$

Различают проектный коэффициент извлечения углеводородов и фактический, текущий и конечный. Проектный коэффициент вычисляют гидродинамическими методами с учетом параметров системы или предсказывают по геолого-промысловым данным. Фактический коэффициент вычисляется по приведенной выше формуле с использованием полученных показателей.

При применении системы заводнения пласта используются понятия коэффициента вытеснения, заводнения и охвата пласта процессом вытеснения.

Коэффициент вытеснения K_{em} характеризует отношение объема вытесненных углеводородов проникшим в пласт рабочим агентом к начальному количеству углеводорода в том же объеме пласта. K_{em} определяется экспериментально на образцах пород.

Коэффициент заводнения K , определяется отношением объема нефти, вытесненной из пласта (до заданной обводненности) закачиваемой водой, к объему нефти, вытесненной в том же объеме пла-

ста при полной его промывке. Полная промывка пласта при применяемой технологии невозможна. Коэффициент K , определяют гидродинамическими расчетами.

Коэффициент охвата пласта процессом вытеснения $K_{охв.выт}$ определяется отношением объема коллекторов, охваченных процессом вытеснения углеводородов, к общему объему нефтесодержащих коллекторов. Коэффициент $K_{охв.выт}$ трудно определяем, принимают аналогично соседним пластам.

Коэффициент извлечения углеводородов является произведением коэффициентов вытеснения, заводнения и охвата:

$$K_{изв} = K_{вт} \cdot K \cdot K_{охв.выт}$$

Коэффициент извлечения углеводородов прогнозируют по аналогии с другими залежами.

Конечный коэффициент извлечения углеводородов определяется режимом работы пласта, геологическими и технологическими факторами и может быть от сотых долей единиц до 0,8, от нескольких процентов до 80 %. Среднее значение этого коэффициента равно 0,35, а с учетом режима работы, при водонапорном режиме – 0,7, смешанном – 0,45, растворенного газа – 0,27.

Условия достижения коэффициента охвата вытеснением, равным единице на данном этапе технологии, недостижимы, поэтому неизбежны «потери» углеводородов, наличия остаточного объема углеводородов.

4.3 Классификация ловушек, залежей и месторождений нефти и газа

В природных резервуарах углеводороды находятся в рассеянном состоянии и в движении. Участок резервуара с застойными гидродинамическими условиями образует **ловушку**. В ловушке при благоприятных условиях может образоваться скопление углеводородов. Гравитационные силы приводят к распределению в ловушке газа, нефти и воды соответственно их плотностям. Но такое распределение флюидов в ловушке может быть нарушено действием капиллярных сил, литологическим фактором или распределением пластовых давлений.

Классификаций ловушек много. Так, Н. Б. Вассоевич подразделил ловушки на три основных типа: замкнутые, полузамкнутые и

незамкнутые. Первые два типа ловушек связаны с выклиниванием коллекторов. В незамкнутых ловушках нефть и газ удерживаются существованием антиклинальных изгибов слоев или выступов. Так как ведущую роль в образовании ловушек играет тектонический фактор, а другие являются производными, то по условиям образования (генезиса) ловушки подразделяются на: структурные, литологические, стратиграфические, рифогенные и смешанные.

Структурные ловушки чаще всего связаны с антиклинальными изгибами слоев, тектоническими нарушениями или сочетанием указанных факторов (рисунок 4.3).

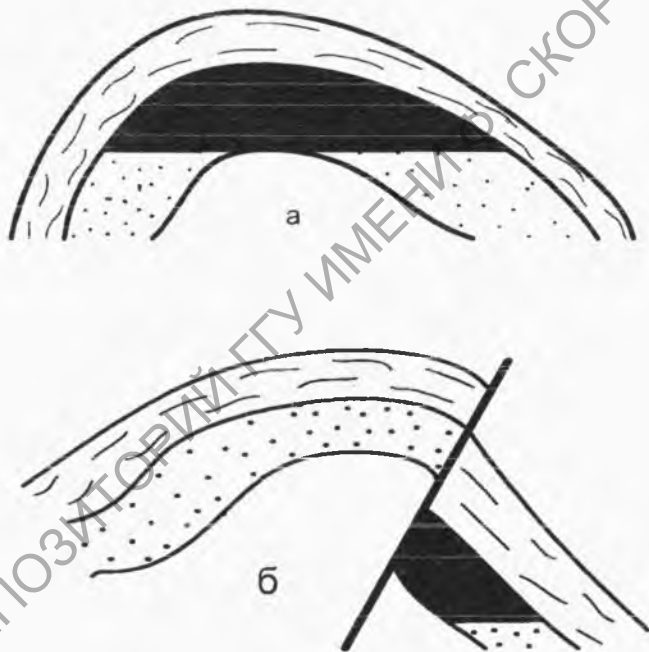
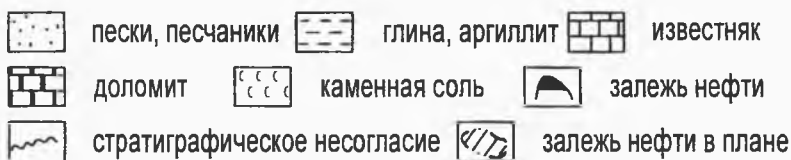


Рисунок 4.3 – Схема структурных ловушек:
а – сводовая, б – тектонически экранированная.

Условные обозначения ко всем рисункам данного подпункта:



Образование **литологических ловушек** обусловлено литологической изменчивостью пород: выклинивание пород-коллекторов или замещение их непроницаемыми породами (рисунок 4.4).

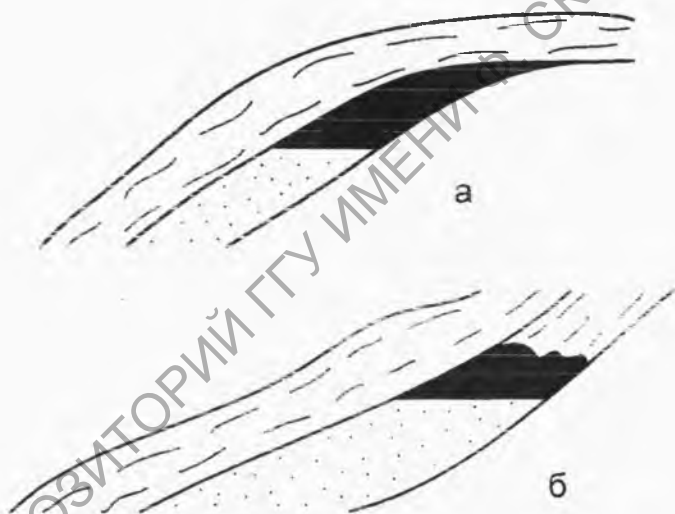


Рисунок 4.4 – Схема литологических ловушек:

а – выклинивание коллектора, б – замещение коллектора непроницаемыми слоями

Стратиграфические ловушки связаны с поверхностями стратиграфического несогласия (рисунок 4.5).



Рисунок 4.5 – Стратиграфическая ловушка

Рифогенные ловушки связаны с рифогенными и биогермными массивами, возникшими в прошлые геологические эпохи (рисунок 4.6).

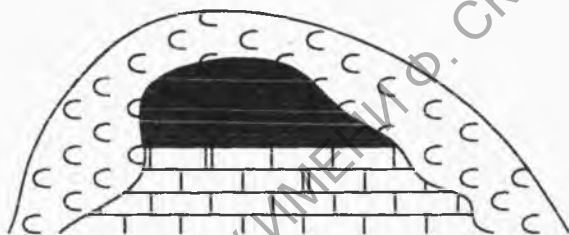


Рисунок 4.6 – Рифогенная ловушка

Смешанные ловушки представляют собой сочетание нескольких описанных выше генезисных элементов. Например, на рисунке 4.7 показана литолого-стратиграфическая ловушка.

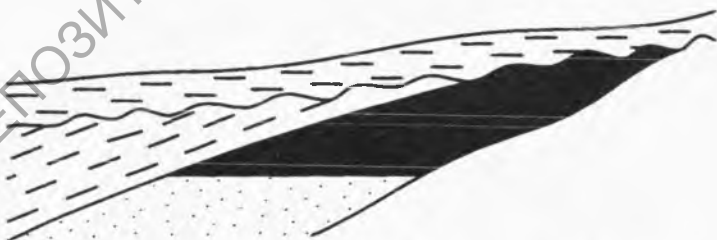


Рисунок 4.7 – Литолого-стратиграфическая ловушка

Наличие ловушки предопределяет возможность формирования в ней залежи нефти и газа. Под **залежью** понимают единичное скопление нефти и газа.

Форма залежи обуславливается образованием ловушки; соотношением в залежи нефти, газа и воды. Существует много различных классификаций залежей. Принимая за основу классификации условия образования природных резервуаров, можно выделить три основных типа залежей:

- **пластовые залежи нефти и газа, сводовые и экранированные,**
- **массивные залежи,**
- **литологически ограниченные залежи.**

Пластовые залежи нефти и газа. В пластовом резервуаре движение воды происходит в пласте-коллекторе, ограниченном в кровле и подошве слабопроницаемыми породами. Ловушка в таком резервуаре образуется вследствие структурного изгиба или наличия экранирующей поверхности по восстанию пласта. Нефть и газ скапливаются, если залегающая под ними вода замыкает залежь.

Массивные залежи нефти и газа. Скопление нефти и газа происходит в массивных резервуарах, ограниченных в кровле и подошве непроницаемыми породами. Формирование залежей происходит в результате вертикальной миграции. Типичным примером пластовой залежи могут служить рифогенные массивы или тектонические выступы.

Литологически ограниченные залежи нефти и газа. Резервуаром литологически ограниченных залежей является коллектор, окруженный со всех сторон непроницаемыми и слабопроницаемыми породами. В таких залежах могут быть аномальные давления по отношению к пластовому для данной глубины. Литологически ограниченные залежи могут возникать и в зонах резко повышенной проницаемости под действием капиллярных сил. Нефть и газ выталкиваются водой из мелких капилляров в зону повышенной пористости. Литологически ограниченные залежи имеют ограниченный объем скопления нефти и газа.

По генезису ловушки типы залежей подразделяются на структурные, литологические, стратиграфические, рифогенные и смешанные.

Структурные залежи. Связаны с антиклиналями, куполами, моноклиналями. Среди них выделяют сводовые, висячие, тектонически экранированные, блоковые и приконтактные.

Сводовые залежи возникают в сводовых частях антиклиналей и куполов. Причем, они могут быть как простыми, так и осложненными тектоническими нарушениями (рисунок 4.8 а).

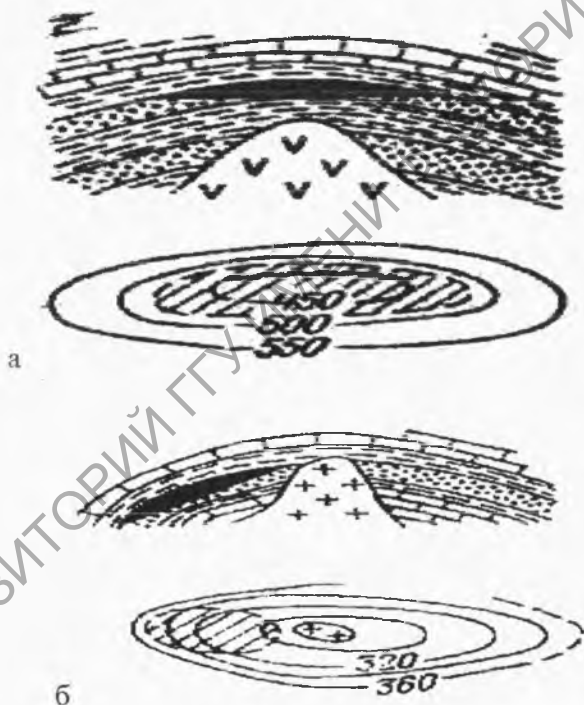


Рисунок 4.8 – Залежи антиклинальной структуры
а – сводовая, б -- висячая

Висячие залежи распространены в районах с большим напором пластовых вод. Они возникают под действием гидродинамических

сил – движущиеся воды вызывают смещение залежи в сторону меньшего напора (рисунок 4.8 б).

Тектонически экранированные залежи – залежи, одна из границ которых представлена тектоническим нарушением (рисунок 4.9).

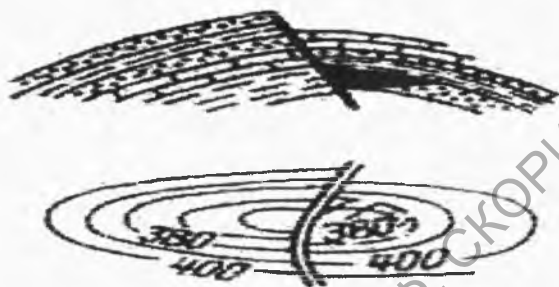


Рисунок 4.9 – Тектонически экранированная залежь

Блочные залежи – залежи, разбитые тектоническими нарушениями на блоки, причем амплитуда смещения по вертикали превышает мощность продуктивного пласта (рисунок 4.10).

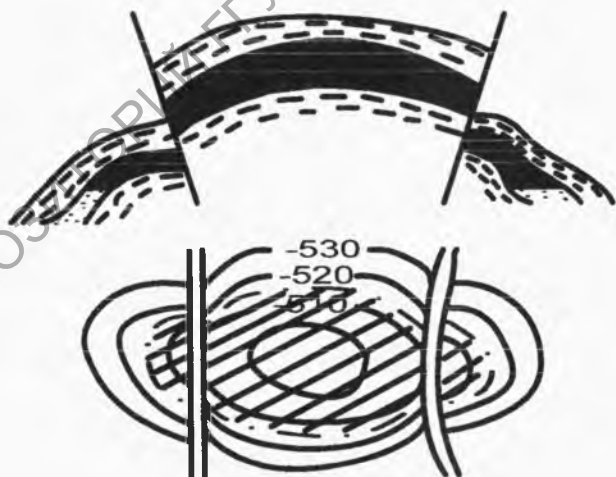


Рисунок 4.10 – Блочная залежь

Приконтактные залежи экранированы соляными штоками, диапирами, вулканогенными образованиями (рисунок 4.11).

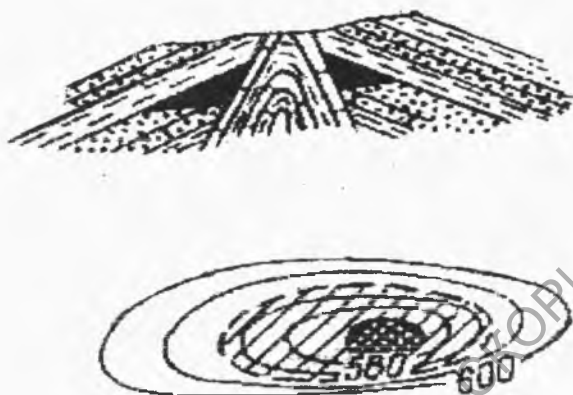


Рисунок 4.11 – Приконтактная залежь

Залежи на моноклиналиях могут быть связаны со структурными осложнениями, такими как флексуры и структурные носы (рисунок 4.12), или тектоническими нарушениями.

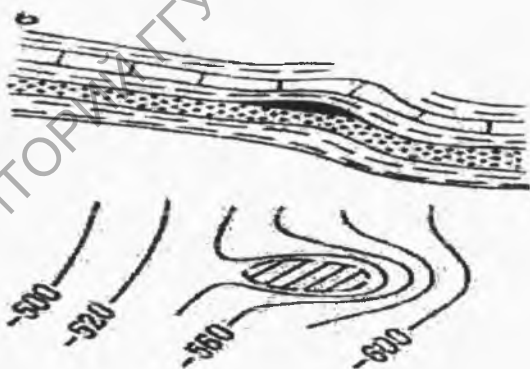


Рисунок 4.12 – Залежь моноклинальной структуры

Литологические залежи. Бывают литологически экранированные (рисунок 4.13), которые образовались в результате выклинивания или замещения коллектора, и литологически ограничен-

ные, приуроченные к песчаным коллекторам ископаемых русел или дельт палсореков (рисунок 4.14).

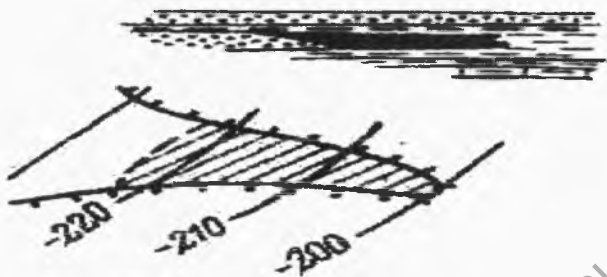


Рисунок 4.13 – Литологически экранированная залежь

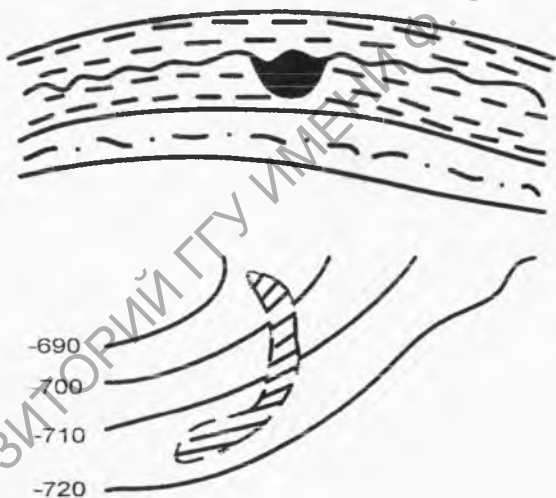


Рисунок 4.14 – Литологически ограниченная залежь

Стратиграфические залежи. Залежи данного типа связаны со стратиграфическим несогласным залеганием пород (рисунок 4.15 а), погребенными останцами палеорельефа или погребенными выступами кристаллических пород.

Рифогенные залежи. Связаны с погребенными рифовыми массивами (рисунок 4.15 б).

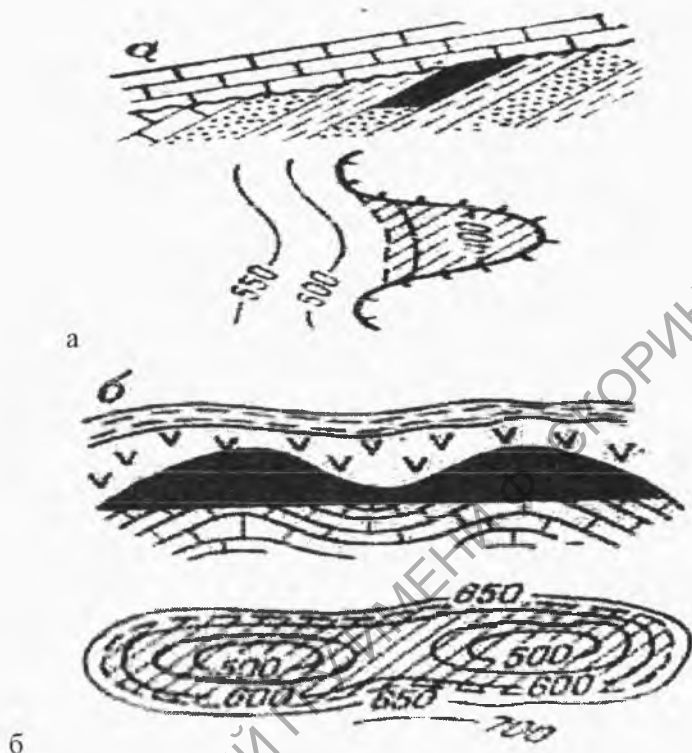


Рис. 4.15. -- Залежь стратиграфического (а) и рифогенного (б) типов

Залежи **смешанного типа** образовались под воздействием нескольких факторов. Например, на рисунке 4.7 показана литолого-стратиграфическая ловушка с залежью.

По соотношению подвижных веществ залежи классифицируют на:

- нефтяные, малонасыщенные газом. Давление насыщения значительно ниже пластового;
- нефтяные, недонасыщенные газом. Давление насыщения несколько ниже пластового;

- нефтяные, насыщенные газом. Давление насыщения близко к пластовому давлению;
- нефтяные с газовой шапкой и конденсатом;
- газовые с конденсатом и нефтяной оторочкой;
- газоконденсатные;
- газовые

Под **месторождением** или **местоскоплением** нефти и газа следует понимать участок земной коры с совокупностью залежей в недрах одной и той же площади и приуроченных к единому структурному элементу. Для формирования месторождений решающее значение имеет тектонический фактор на фоне развития крупного геоструктурного элемента.

В одном и том же месторождении могут присутствовать залежи различного типа (массивные и пластовые, пластовые и литологические).

Месторождения разделяют на два основных класса: геосинклинальные и платформенные. Углеводородные месторождения отсутствуют или редко встречаются в горных странах. Они приурочиваются к краевым частям горных сооружений, к предгорным прогибам и областям погружения складчатых систем, межгорным впадинам.

Месторождения, сформированные в складчатых областях, разделяют на две группы: связанные с антиклинальными складками и связанные с моноклинальным залеганием слоев.

Месторождения, сформированные в платформенных областях, разделяют на четыре группы: связанные с куполовидными и брахиантеклинальными поднятиями, месторождения эрозионных и рифовых массивов, месторождения гомоклинали, месторождения синклинальных прогибов.

Месторождения складчатых областей, связанные с антиклинальными складками. Наиболее распространенной формой этих месторождений является брахиантеклиналь. Они могут быть разнообразными по структуре: вытянутыми, куполовидными; крылья могут быть наклонены под одинаковыми или разными углами; брахиантеклиналь может быть осложнена дизъюнктивными нару-

шениями, диапиризмом, соляной тектоникой и интрузиями изверженных пород.

Месторождения складчатых областей, связанные с моноклинальным залеганием слоев. Данная группа месторождений зачастую осложнена разломами или связана с зонами выклинивания и стратиграфического несогласия.

Месторождения платформенных областей, связанные с куполовидными и брахиантиклинальными поднятиями. Наиболее распространенной структурной формой этих месторождений является антиклинальная. Но она отличается от антиклинальных складок геосинклинальных областей. Для нее характерно отсутствие веерообразных, изоклинальных или сундучных форм, сложных изгибов шарнира. Данные антиклинали характеризуются слабопуклой формой и связаны с возрожденными или погребенными платформенными поднятиями. Своеобразный тип представляют собой месторождения солянокупольных поднятий, приуроченных в основном к краевым частям платформ.

Месторождения платформенных областей, связанные с эрозионными и рифовыми массивами. Рифогенные массивы располагаются вдоль крупных дизъюнктивных нарушений или вдоль структурных выступов и приурочены к краевым частям платформ. Эрозионные выступы образуются при эрозии рифогенных массивов.

Месторождения платформенных областей, связанные с гомоклиналями. Это месторождения, приуроченные к моноклинально падающим пластам, где падение пластов не превышает 1-2 м на 1 км. Месторождения могут быть связаны с зонами разломов и других структурных осложнений, а также с зонами выклинивания и несогласий.

Месторождения платформенных областей, связанные с гомоклиналями. Залежи этих месторождений образовались под действием гравитационных сил. Нефть скапливается в синклиналях только в том случае, если жидкие углеводороды оказываются в сухом, безводном пласте. Такие условия встречаются редко.

В классификационной схеме месторождений невозможно учесть все тонкости сложного и специфического строения тектонических структур различного порядка и различного взаимоотношения. Сложность классификации определяется и тем, что не все тек-

тони́сты придержи́ваются еди́ной систе́мы класси́фикации геос-
структур и еди́ных призна́ков, положе́нных в осно́ву класси́фика-
ции месторожде́ний нефти и газа.

В заклю́чение приве́дим не́сколько разре́зов крупне́йших ме-
сторожде́ний мира (рисуно́к 4.16 – 4.19).

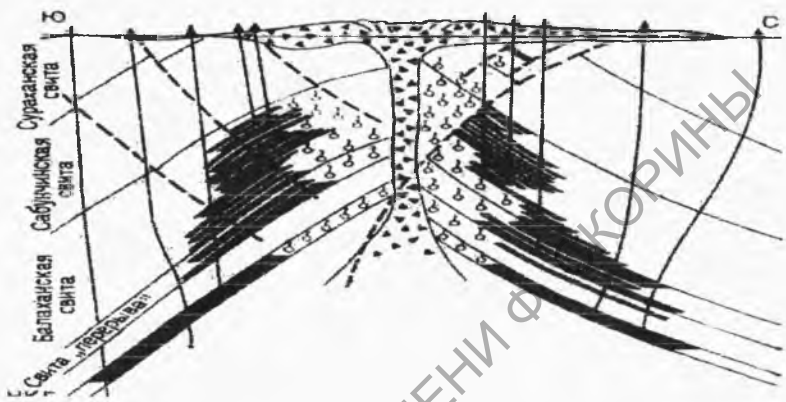


Рисунок 4.16 – Месторождение Локбатан (Апшеронский полуостров)

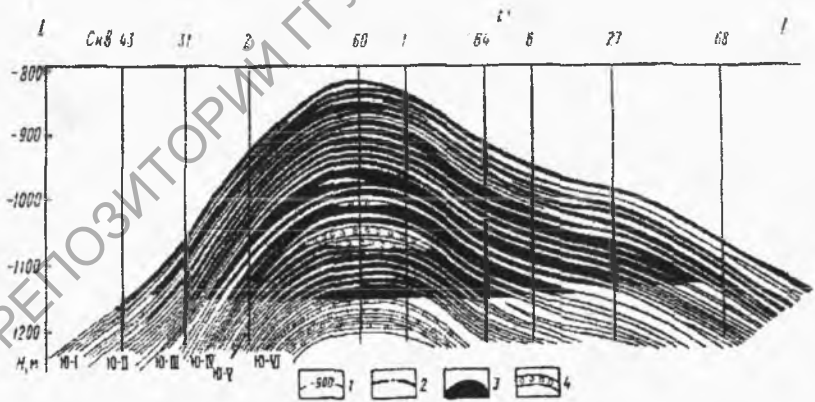


Рисунок 4.17 - Узеньское месторождение (Мангышлак):
1 — изогипсы; 2 — контур нефтеносности; 3 — нефть; 4 — газ

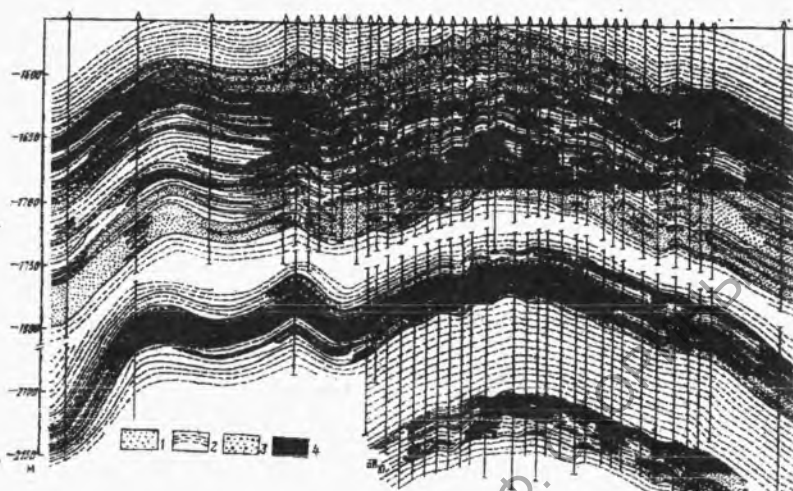


Рисунок 4.18 – Самотлорское месторождение (Татария)

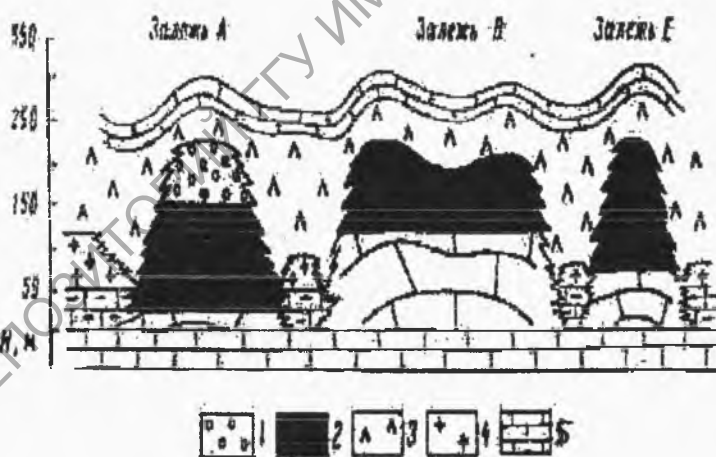


Рисунок 4.19 – Месторождение Рейнбоу

1 — газ; 2 — нефть; 3 — ангидриты; 4 — соль; 5 — известняки

4.4 Энергетические характеристики залежей нефти и газа

Природные упругие режимы залежей нефти и газа – это естественные силы, обеспечивающие перемещение углеводородов к забоям добывающих скважин. К этим силам относятся: напор контурной воды, создающейся ее массой и упругим расширением, упругое расширение породы, давление газа в газовой шапке, упругость выделяющегося растворенного в нефти газа, сила тяжести нефти.

Вид режима нефтяной залежи определяют по преобладающей энергии: водонапорной, упруговодонапорной, газонапорной, растворенного газа, гравитационной.

Источниками энергии газовых и газоконденсатных залежей является давление газа в пласте и напор краевых вод: газовый и упруговодонапорный режимы.

От природного режима залежи зависит система ее разработки, темпы падения пластового давления при разработке, а соответственно темп изменения энергетического состояния.

Режимы нефтяных залежей

Водонапорный режим обусловлен напором краевой воды всей гидродинамической системы, компенсирующим отбираемый объем нефти, ВНК поднимается с сокращением объема залежи. Текущее пластовое давление в процессе разработки превышает давление насыщения. При постоянном отборе динамическое давление снижается, но поддерживается на одном уровне (рисунок 4.20). Водонапорный режим обеспечивает высокий коэффициент извлечения нефти – 0,6 – 0,85, т.к. вода хорошо отмывает нефть и вытесняет ее из породы-коллектора. К концу разработки увеличивается количество попутно извлекаемой воды. Водонапорный фактор может достигать величины 0,5 – 1. Число встречающихся месторождений с водонапорным режимом относительно мало.

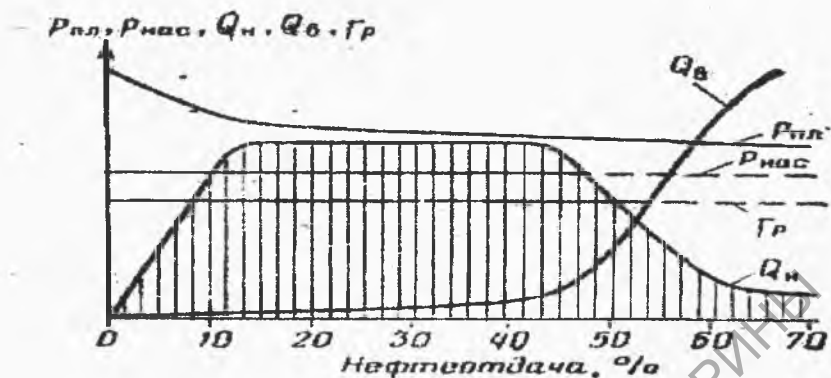


Рисунок 4.20 – График эксплуатации пласта при водонапорном режиме

Кривые: Q_n — добычи нефти, Q_v — добычи воды, $P_{пл}$ — пластового давления; Γ_r — газового фактора, $P_{нас}$ — давления насыщения

Упруговодонапорный режим обусловлен силами напора краевых вод, который создается за счет упругости пород-коллекторов и насыщающих их нефти и воды. Отбор нефти не может полностью компенсироваться внедряющейся водой. Давление в залежи снижается и распространяется за ее пределы. Упругая энергия сжимаемости единицы объема воды и породы невелика, но при больших размерах динамической области изменения давления суммарное количество энергии может быть значительным (рисунок 4.21).

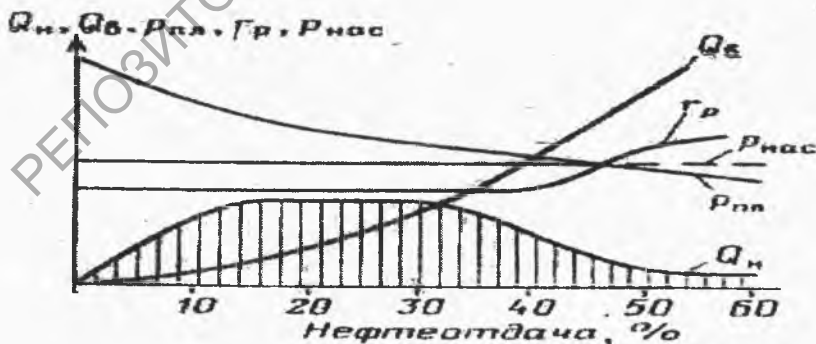


Рисунок 4.21 – График эксплуатации пласта при упруговодонапорном режиме

Упруговодонапорным режимом характеризуются залежи с повышенной вязкостью нефти, пониженной проницаемостью пластов. Такой режим залежи характерен для элизионных водонапорных систем. Сходство показателей такого режима залежей с залежами водонапорного режима в том, что у них пластовое давление превышает давление насыщения газом, и промысловый газовый фактор остается постоянным на протяжении всего периода разработки. Отличие заключается в том, что при упруговодонапорном режиме пластовое давление уменьшается по мере отбора нефти в первый период значительно, постепенно замедляясь. Темп снижения давления зависит от размеров законтурной области залежи: чем меньше эти размеры, тем выше темп снижения давления.

Коэффициент извлечения нефти при упруговодонапорном режиме не превышает 0,5 – 0,55.

Газонапорный режим обуславливает вытеснение из пласта нефти напором газа газовой шапки. При разработке залежи снижается пластовое давление, и газовая шапка расширяется, смещая вниз ГНК. Пополнение газа в газовой шапке происходит за счет выделения из нефти растворенного газа. Газонапорный режим устанавливается при условиях большой газовой шапки залежи, значительной высоты нефтяной части, высокой проницаемости пласта по вертикали, малой вязкости нефти.

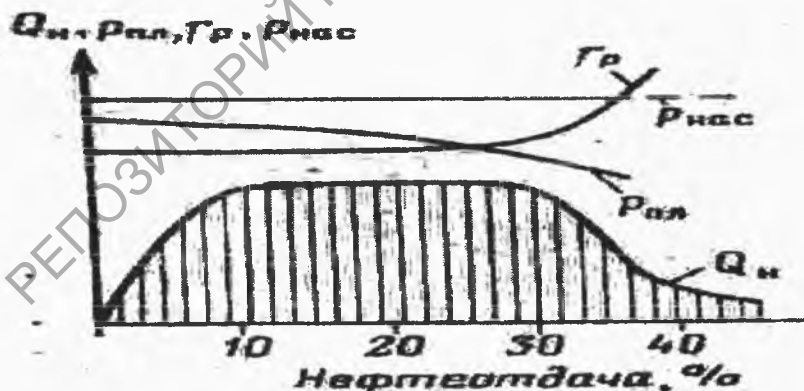


Рисунок 4.22 - График эксплуатации пласта при газонапорном режиме

При разработке залежи пластовое давление снижается, скорость снижения зависит от соотношения объемов газовой и нефтяной части залежи и темпа отбора нефти (рисунок 4.22). При газонапорном режиме коэффициент извлечения нефти не превышает 0,4 – 0,5. Невысокое значение коэффициента извлечения объясняется пониженной вытесняющей способностью газа по сравнению с водой, значительным объемом невыработанной нижней части залежи, занимающей большую площадь.

Режим **растворенного газа** проявляется при отсутствии влияния законтурной области и повышенном газосодержании пластовой нефти, близких или равных значениях пластового давления и давления насыщения. Падение давления пласта при разработке залежи приводит к выделению растворенного газа, который, расширяясь, вытесняет нефть к скважинам (рисунок 4.23). Дегазация нефти приводит к повышению ее вязкости, и величина промыслового газового фактора увеличивается в 4 – 5 раз. При отборе нефти возле каждой скважины образуется воронка депрессии. Конечный коэффициент извлечения нефти не превышает 0,2 – 0,3 и может быть значительно меньше.

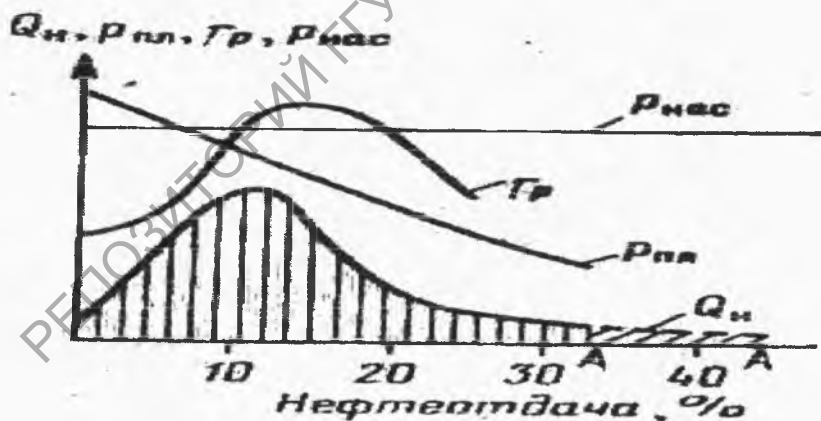


Рисунок 4.23 – График эксплуатации пласта в режиме
растворенного газа

A—A — гравитационный режим

Гравитационный режим. Нефть перемещается к скважинам только под действием силы тяжести (рисунки 4.24).

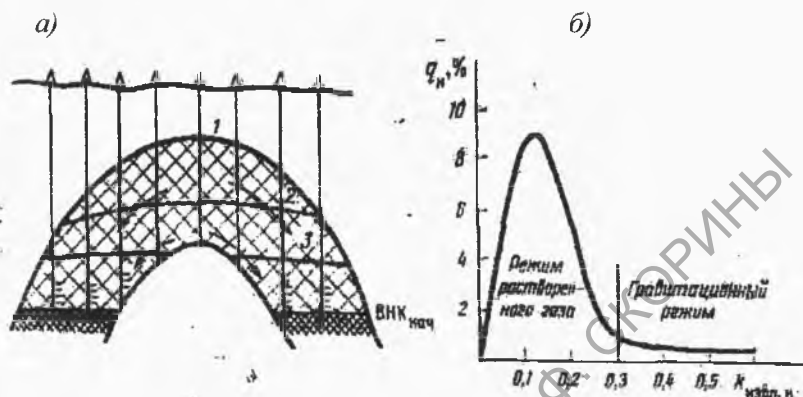


Рисунок 4.24 – Разработка нефтяной залежи при гравитационном режиме

а—изменение объема залежи в процессе разработки; *б*—динамика основных показателей разработки; 1—3 — последовательные границы нефтенасыщения пласта

В природных условиях такой режим наблюдается в залежах, расположенных на малых глубинах или после расходования залежью энергии растворенного газа, т.е. после дегазации нефти. Для рассматриваемого режима необходима значительная высота залежи. Нефть стекает в пониженные части. Дебит скважин возрастает с понижением гипсометрических отметок интервала вскрытия пласта, но с выработкой пласта постепенно уменьшается.

Коэффициент извлечения нефти при гравитационном режиме составляет 0,5 – 0,6.

Режимы газовых и газоконденсатных залежей

Газовый режим обеспечивается за счет энергии давления расширяющегося газа. Режим формируется при отсутствии влияния законтурной области вследствие низкой проницаемости пород, препятствующей движению воды; наличием экранирующего слоя в

основании залежи; удаленности залежи от области питания и другими факторами. В процессе разработки объем залежи почти не меняется; пластовое давление непрерывно уменьшается. Коэффициент извлечения газа $0,9 - 0,97$.

Упруговодонапорный режим (газоводонапорный) наблюдается параллельно с газовым режимом. В процессе разработки залежи отмечается подъем ГВК. Пластовое давление в процессе разработки снижается медленнее, чем при газовом режиме. Действие упруговодонапорного режима сопровождается постепенным обводнением скважин, выводя их из эксплуатации. Коэффициент извлечения газа принимает широкие пределы ($0,5 - 0,95$), в зависимости от сложности строения продуктивных горизонтов.

Смешанные режимы залежей. В природных условиях залежей действуют различные силы. На начальном этапе разработки преобладает один режим залежи, который в дальнейшем может смениться другим. В самом начале разработки залежи начальный режим преобразуют, по возможности, в более эффективный искусственным воздействием на пласт. Для установления энергетического режима залежи используют непродолжительную (пробную) эксплуатацию, устанавливая связь залежи с законтурной областью, величину промыслового газового фактора, обводненности скважин, их продуктивность.

4.5 Запасы углеводородов и их подсчет

Классификация запасов углеводородов. Количество углеводородов, содержащееся в породах-коллекторах залежи, структуре, называют **запасами** углеводородов. Различают **балансовые** запасы, разработка которых в настоящее время экономически целесообразна, и **забалансовые**, разработка которых не рентабельна. В балансовых запасах определяют **извлекаемые** запасы, которые можно извлечь при использовании современной техники и технологии. Различают **начальные** извлекаемые запасы – это запасы до начала разработки и **текущие** (остаточные) – это разница между начальными запасами и добытыми.

Запасы углеводородов подразделяются на категории: **разведанные** – А, В, С₁; **предварительно оцененные** – С₂; **перспективные** – С₃; **прогнозные** Д₁ и Д₂.

Категория А: запасы углеводородов изучены максимально полно.

Детально определены форма и размеры залежи, эффективная мощность, нефтегазонасыщенность, коллекторские свойства, состав и свойства нефти и газа, особенность геологического строения, режим работы залежи, давления, продуктивность скважин. По этой категории запасы можно подсчитать только в процессе разработки залежи.

Категория В: нефтегазоносность установлена по промышленному притоку или данным керна. Изучены приблизительно, но в достаточной степени для разработки форма, размеры залежи, эффективная мощность, коллекторские свойства и др. Детально изучен состав углеводородов в пластовых и поверхностных условиях. Проведена пробная эксплуатация.

Категория С₁: нефтегазоносность установлена в одних скважинах по промышленным притокам, а в других – по геофизическим данным. Условия залегания углеводородов установлены геологическими и геофизическими методами. Коллекторские свойства продуктивных пластов и другие параметры изучены по отдельным скважинам или взяты по аналогии с изученными частями залежи.

Категория С₂: запасы углеводородов предполагаются на основании благоприятных геолого-геофизических данных разведанных новых структур в известном нефтегазоносном районе.

Категория С₃: предполагаемые запасы на разведанных и разрабатываемых месторождениях по аналогии с изученными.

Категория Д₁: предполагаемые залежи в комплексах с промышленной нефтегазоносностью, доказанной в пределах крупных региональных структур (1 порядка).

Категория Д₂: предполагаемые залежи в районах, чья промышленная нефтегазоносность не доказана, но прогнозируется геофизическими методами.

Подсчетный план является основой для подсчета запасов, его составляют по структурным картам поверхности продуктивных пластов-коллекторов. На карту наносятся внешний и внутренний

контуры залежи, все пробуренные скважины, границы категории запасов. По испытанным скважинам приводится глубина и абсолютные отметки кровли и подошвы пласта-коллектора, интервалы перфорации, начальные и текущие дебиты углеводородов. По добывающим скважинам приводят начальный и текущий дебиты, пластовое давление, добытый объем углеводородов, водосодержание.

Методы подсчета запасов. Запасы углеводородов определяют по отдельному слою, пласту, интервалу, блоку, залежи, месторождению, группе месторождений, региону и т. д. Процедуру определения запасов УВ называют **подсчетом запасов**, а объект, в пределах которого ведут подсчет запасов, — подсчетным объектом.

Система классификации запасов, методика подсчета, отнесение запасов к определенной категории стандартизировано.

Объемный метод подсчета запасов нефти основан на определении геометрических размеров нефтяного пласта и пористости слагающих его пород. Применяют зависимость извлекаемого запаса нефти Q от площади F , нефтенасыщенной мощности пласта h , коэффициента его открытой пористости m , нефтенасыщенности β , нефтеотдачи K_n , плотности нефти на поверхности ρ , пересчетный коэффициент, который учитывает усадку нефти θ :

$$Q = F h m \beta K_n \rho \theta$$

Подсчетные параметры тщательно анализируются и обосновываются по данным изучения методами геофизического исследования в скважинах, лабораторным исследованием. Для подсчета запасов нефти строят карты структурного плана кровли нефтеносного горизонта, карты изопахит. Часть нефти, до 20% от объема пор, является неизвлекаемой. Отношение объема нефти, которую можно извлечь на поверхность, к первоначальному объему нефти называют **коэффициентом нефтеотдачи** K_n . Он зависит от свойств нефти и параметров пористого пласта, а также от плотности сетки добывающих скважин, способа разработки залежи, интенсивности разработки, режима пласта. По опыту разработки месторождений коэффициент нефтеотдачи находится в пределах: при водонапорном режиме — 0,6 — 0,5, газовой шапке — 0,4 — 0,7, растворенного газа — 0,2 — 0,4, гравитационной — 0,1 — 0,2.

Метод материального баланса основан на изучении изменения параметров углеводородов пласта в зависимости от изменения давления при эксплуатации пласта. Данный метод требует тщательного изучения пласта.

Подсчет запасов газа применяют по объемному методу и по падению давления. Объемный метод аналогичен методу подсчета запасов нефти. Необходимо только учесть абсолютное давление газа в залежи на время расчета и остаточное – после извлечения газа, поправки на отклонение зависимости объема газа от давления (отклонение от закона Бойля-Мариота).

Метод подсчета запасов газа по падению давления применяют для значений, в которых первоначальный объем пористого пространства залежи не изменяется в процессе разработок. Этот метод неприменим для водонапорного режима. Метод основан на допущении постоянства количества извлекаемого газа при падении давления на 1 кг/см^2 за весь период разработки залежи.

Подсчет запасов газоконденсата производят также объемным методом и по падению давления.

4.6 Геологические основы разработки залежей углеводородов

Выбор системы разработки залежей. Система разработки месторождения – это совокупность технологических мероприятий для извлечения углеводородов из пласта и управление этим процессом. Для разработки месторождения могут быть выделены различные объекты, разрабатываемые одновременно или поочередно. Для каждого из объектов обосновывается своя система разработки, увязанная с общей рациональной системой, обеспечивающей наиболее полное и эффективное извлечение углеводородов (рисунок 4.10). Такая система разработки предусматривает охрану окружающей среды и учет всех особенностей района работ, применение при необходимости методов воздействия на пласт. В настоящее время широко используют метод заводнения, который обеспечивает наибольший эффект при разработке залежей маловязкой нефти с высокой проницаемостью пластов-коллекторов. Заводнение эффективно и в более сложных геологических условиях месторождения. Однако заводнение малоэффективно при высокой вязкости нефти 30 – 40

мПа с. В пласте не создается устойчивый фронт вытеснения нефти водой. Заводнение неэффективно и при низкой проницаемости пластов.

Выбор системы разработки месторождений углеводородов проводится исходя из необходимости:

- выделения эксплуатационных объектов на многопластовом месторождении,
- применения методов искусственного воздействия на залежь или использования природной энергии,
- плотности сети скважин нагнетательных и добывающих,
- исходя из градиента давления в эксплуатируемом объекте,
- применения комплекса мероприятий по контролю и регулированию процесса разработки.

Выделение эксплуатационных объектов и оптимальных вариантов системы их разработки основывается на геологической модели залежи и месторождения. Геологическая модель отражается системой промыслово-геофизических карт и схем, графиков, цифровых данных, характеризующих зависимости между различными параметрами залежей. При этом обязательны графические материалы: сводный литолого-стратиграфический разрез месторождения, схемы детальной корреляции, структурно-тектонические карты, карты поверхностей коллекторов с начальными контурами залежей, геологические профили по эксплуатационному объекту, карты распространения коллекторов и изменения их пористости, карты положения ВНК, ГВК, карты температур и т.д.

Цифровые данные характеризуют пористость, проницаемость, углеводородонасыщенность, мощность непроницаемых разделов между коллекторами, физико-химические свойства углеводородов и воды и другие параметры. Важнейшими цифровыми данными являются балансовые и извлекаемые запасы углеводородов, размеры площади продуктивных горизонтов и другие. Из графических зависимостей приводят зависимости физических свойств углеводородов от давления и температуры, характеристику фазовых проницаемостей, зависимости коэффициента вытеснения от проницаемости.

Текстовая часть геологической модели залежи описывает ее природный режим и основные геолого-геофизические особенности залежи, определяющие выбор системы разработки и другие технологические решения.

Система разработки углеводородных залежей

Система разработки с использованием **напора краевых вод**. Эта система применима для нефтяных пластовых залежей с природным водонапорным или упруговодонапорным режимом. Добывающие скважины располагают в чисто нефтяной части залежи замкнутыми кольцевыми рядами, параллельно внутреннему контуру нефтеносности, соблюдая шахматный порядок расположения скважин. Во внешнем ряду скважин нижнюю часть нефтенасыщенной мощности залежи не перфорируют, для продления безводного периода эксплуатации. Водонефтяная зона залежи перемещается, нефть вытесняется водой, контур залежи стягивается, и размер залежи уменьшается, внешний ряд скважин выходит из эксплуатации, затем последующие ряды.

Система разработки с использованием **напора подошвенных вод**. Эта система применяется в залежах массивного типа, обладающих водонапорным или активным упруговодонапорным режимом. Вытеснение нефти сопровождается по всей площади залежи подъемом ВНК и последовательным обводнением нижних интервалов всех скважин, расположенных на одном гипсометрическом уровне. При большой высоте залежи, скважины располагают равномерно с перфорацией отстоящей от ВНК на несколько метров. Сеть скважин сгущается к центру залежи.

Система разработки с использованием **энергии, выделяющейся из нефти газа**, применяется при режиме растворенного газа. Скважины размещают по равномерной сети с перфорацией по всей нефтенасыщенной мощности.

Система разработки с использованием **напора пластовых вод и газа газовой шапки**. При этой системе скважины располагают по равномерной сетке с перфорацией в них части нефтенасыщенной мощности с большим отступлением от контактов ВНК и ГНК. Система более эффективна при разработке залежей с относительно небольшой газовой шапкой.

Система использования **напора пластовых вод при неподвижном ГНК**. Стабилизация положения ГНК обеспечивается регу-

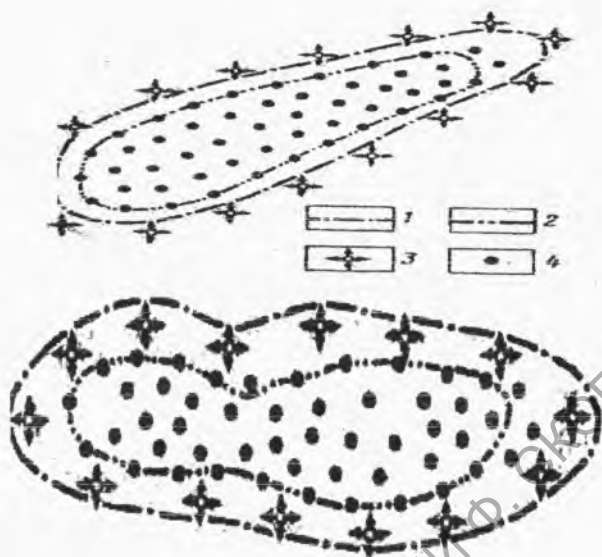
лированием давления в газовой шапке отбором из нее расчетных объемов газа через специальные скважины. Интервал перфорации скважин располагают ближе к ГНК.

Заводнение залежей – это один из основных способов поддержания пластового давления. Выбор вида заводнения определяется типом залежи, размером её водонефтяной зоны, вязкостью нефти, типом породы-коллектора и ее проницаемостью, степенью неоднородности пластов, наличием тектонических нарушений, строением залежи в зоне ВНК.

Закачиваемая в пласт вода может содержать механические взвеси и эмульсии, различные соли, кислород, сульфат-редуцирующие бактерии, низкие температуры. Вода смешивается с подземной пластовой и вступает с ней в физическое и химическое взаимодействие. Морские воды по своему солевому составу и количеству растворенных солей обладают более близкими характеристиками к нефтяным пластовым и поэтому более совместимы с подземными водами. В связи с заводнением могут возникнуть различные положительные и отрицательные последствия: изменение пластовой температуры и давления; выпадение осадков из закачиваемых вод в связи с изменением физических и химических условий; выпадение осадков в результате химического взаимодействия растворенных веществ и образования новых соединений; разбухание глинистых компонентов пород при контакте с закачиваемой водой; образование сероводорода, асфальта, нефтяных эмульсий; бактериальное заражение пластовых вод и нефтей, разрушение залежи, выделение газов и твердых частиц.

✦ **Законтурное заводнение** (рисунок 4.25а).

Вода нагнетается в законтурную водоносную часть продуктивного горизонта. Скважины располагают максимально близко к внешнему контуру нефтяной залежи. Метод эффективен при небольшой ширине залежи (до 6 км), малой вязкости нефти (до 3 мПа·с), высокой проницаемости коллектора – более 0,5 мкм², достаточно однородном строении пласта, хорошей взаимосвязи залежи и законтурной области.



а)

б)

Рисунок 4.25 - Разработка нефтяной залежи с законтурным и приконтурным заводнениями

Контуры нефтеносности: 1 — внешний, 2 — внутренний;
скважины: 3 — нагнетательные, 4 — добывающие

Приконтурные заводнения применяют при значительной ширине залежи и плохой гидродинамической связи залежи с законтурной зоной. Скважины располагают дальше от внешнего контура залежи (рисунок 4.8б).

Внутриконтурные заводнения применяют для разрезания эксплуатационного объекта на самостоятельные части. Залежь разрезают на объекты, значительно различающиеся по геолого-промысловым характеристикам. Различают заводнение блоковое, площадное, избирательное, очаговое, головное, барьерное.

При **блоковом** заводнении залежь разрезают рядами нагнетательных скважин на полосы, в которых размещают добывающие скважины.

Площадное заводнение: нагнетательные и добывающие скважины чередуются в строгой закономерности с различным соотно-

шением. Различают системы размещения скважины: линейные, пятиточечные, семиточечные, девятиточечные, ячеистые (рисунок 4.26).

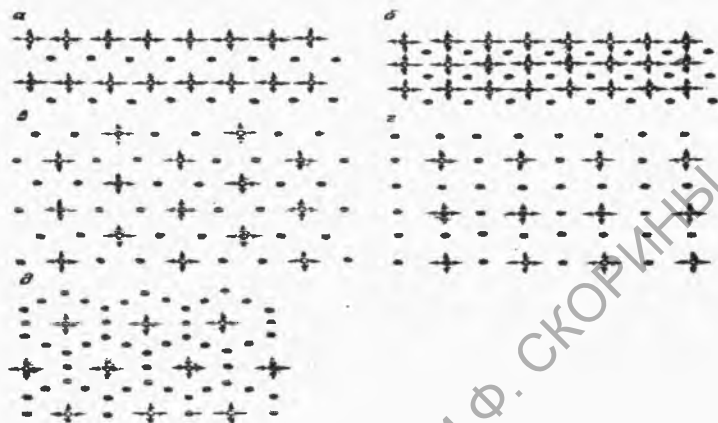


Рисунок 4.26 - Системы разработки с площадным заводнением

Сетки скважин: а — линейная; б — пятиточечная; в — семиточечная обращенная; г — девятиточечная обращенная; д — ячеистая.

Избирательное заводнение применяют с учетом изменчивости параметров строения геологического объекта.

Очаговое заводнение является избирательным заводнением в дополнение к применяемым основным видам заводнения. Нагнетательные скважины выбирают из числа добывающих, выполнивших свою технологическую задачу.

Головное заводнение. Вода нагнетается в наиболее повышенные участки залежи, тектонически или литологически экранированные в сводовых частях (рисунок 4.27).

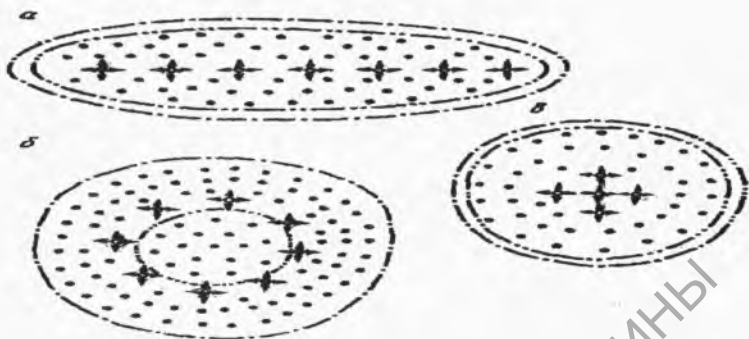


Рисунок 4.27 - Системы разработки нефтяных залежей со сводовым заводнением

Заводнение: а — осевое, б — кольцевое, в — центральное

Барьерное заводнение. Это разновидность внутриконтурного заводнения применяется для изоляции газовой или газоконденсатной части залежи от нефтяной. Нагнетательные скважины располагают в газонефтяной зоне, вблизи внутреннего контура газоносности. Нагнетательная вода образует водяной барьер, отделяющий разные фазы углеводородов. Эксплуатация залежи может проводиться одновременно, но раздельно для газа и нефти.

Другие методы воздействия на пласт можно подразделить на:

- физико-химические: водные растворы реагентов;
- теплофизические: нагнетание теплоносителей (воды, пара);
- термохимические: внутрипластовое горение;
- растворяющие нефть: нагнетание углеводородных газов под высоким давлением.

Регулирование процесса разработки залежей. Степень вовлечения объема залежи углеводородов в разработку называется *коэффициентом охвата залежи разработкой* $K_{охв.р.}$. Коэффициент $K_{охв.р.}$ характеризует отношение части объема залежи включенной в процесс дренирования $V_{охв.р.}$, к общему объему залежи $V_{общ}$:

$$K_{охв.р.} = V_{охв.р.} / V_{общ}$$

При разработке газовых и газоконденсатных залежей $K_{охв.р.}$ равен единице. Весь объем залежи включается в дренирование. Для нефтяных месторождений $K_{охв.р.}$ часто бывает меньше единицы. Отдельные части залежи имеют слабую гидродинамическую связь между собой.

Коэффициент охвата вытеснением $K_{охв.выт.}$ характеризует отношение части объема залежи вытесняемой агентом $V_{охв.выт.}$ к общему объему залежи $V_{общ.}$

$$K_{охв.выт.} = V_{охв.выт.} / V_{общ.}$$

При расчете коэффициента охвата вытеснением по мощности $K_{охв.выт.}$ в нагнетательных скважинах считают мощности пластов и прослоев объекта, подвергающиеся воздействию при поступлении воды, а в добывающих – пласты и прослои, активно отдающие углеводороды.

При расчете коэффициента охвата вытеснением по площади $K_{охв.выт.} S$ для каждого пласта подсчитывают площади залежи, охваченные процессом вытеснения, и общую площадь залежи.

Величины рассматриваемых коэффициентов зависят от системы разработки залежи и подвижности нефти или проводимости пласта, которая характеризуется отношением коэффициента проницаемости $K_{пр}$ к коэффициенту вязкости μ_n .

При пониженной подвижности нефти влияние нагнетающих скважин распространяется до 1 – 1,5 км, при высокой подвижности нефти влияние нагнетаемой воды распространяется на более значительные расстояния.

Регулирование процессов разработки углеводородов. При разработке и эксплуатации месторождений необходимо регулировать этот процесс.

Основными принципами регулирования разработки **нефтяных** месторождений являются:

- равномерное перемещение фронта закачиваемой воды к центральному ряду добывающих скважин;
- ускоренная выработка наиболее продуктивных участков;
- равноскоростная выработка всех пластов по разрезу;
- ускоренная выработка каждого нижележащего пласта;

- опережающая выработка наиболее продуктивного пласта, содержащего основные запасы;
- максимально возможное вовлечение в работу всех пластов;
- равномерный подъем ВНК по всей площади залежи.
- Для **газонефтяных** месторождений:
- обеспечение неподвижности ГНК, равномерного подъема ВНК, равномерного продвижения контуров нефтеносности;
- создание сплошного водяного барьера между нефте- и газонасыщенными частями пласта.

Методы регулирования:

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

Контроль процессов разработки углеводородов. При разработке залежей необходимо контролировать дебит скважин по нефти, газу и воде, обводненность скважин, газовый фактор, приемистость нагнетательных скважин.

Для получения необходимой информации применяют методы геофизических исследований, радиоактивных изотопов, термометрии, фотоколориметрии, механической притокометрии.

Характер вытеснения нефти водой. Форма поверхности ВНК может перемещаться параллельно первоначальному положению, наклонно к нему, приобретать волнистую, вогнутую (чашеобразную), выпуклую и неправильную формы. Форма ВНК определяется вязкостью нефти и воды, геологической неоднородностью продуктивного пласта, размерами водонефтяных зон, создаваемыми давлением в нагнетательных и добывающих скважинах.

Параллельное перемещение ВНК наблюдается в однородных монолитных пластах, одинаковой вязкости нефти и воды, равномерном дренировании всего объема залежи. Такие условия на практике встречаются редко.

При соотношении вязкостей нефти и воды меньше единицы в процессе разработки происходит более быстрое перемещение внешнего контура ВНК. Поверхность ВНК наклоняется к центру залежи и приобретает форму воронки, площадь ВНК сокращается и при небольшой ширине залежи положение ВНК может стать близким к вертикальному. Чем меньше соотношение вязкостей нефти и воды, тем больше наклон поверхности ВНК, создаются благоприятные условия для охвата продуктивных пластов заводнением. Наблюдается длительный, безводный период работы скважины и короткий водный. Неоднородность пласта не оказывает существенного влияния на характер перемещения ВНК.

При соотношении вязкостей 2–2,5 в монолитных пластах характер перемещения ВНК сходен с описанным выше. При соотношении вязкостей 2 – 3 на форму поверхности ВНК сказывается неоднородность пласта, она приобретает волнообразную форму, и степень охвата залежи заводнением снижается, остаются невыработанные целики нефти.

При соотношении вязкостей нефти и воды более 3, в монолитном пласте происходит наклон ВНК в сторону внешнего контура, ширина водонефтяной зоны увеличивается. Поверхность ВНК становится волнообразной, если проницаемость пласта неоднородна. Снижается охват залежи заводнением, ухудшается вытеснение нефти из водонефтяных зон, требуется дополнительное разбуривание залежи.

При соотношении вязкостей нефти и воды более 5 происходит опережающее движение воды по более проницаемым прослоям пласта, проявляется влияние неоднородности фильтрационных свойств по мощности пласта на движение поверхности фронта воды. Охват залежи заводнением резко снижается, добывающие скважины характеризуются непродолжительным безводным периодом и основную часть добычи получают в водный период эксплуатации. В каждом слое закачиваемая вода занимает разное положение. При значительном различии коллекторских свойств пластов в менее проницаемые пласты вода совсем не поступает и вытеснение

нефти не происходит. Следует объединить пласты с близкими коллекторскими свойствами в один объект разработки.

При соотношении вязкости нефти и воды меньше 3 происходит фронтальное вытеснение нефти водой с высоким охватом заводнения пласта по мощности, однако, значительно сказывается влияние неоднородности фильтрационных свойств пласта по площади, что приводит к неравномерности заводнения пласта по площади.

Контроль за заводнением продуктивных пластов. К задачам контроля за заводнением относятся: определение текущего положения ВНК, контуров нефтеносности, определение скорости перемещения воды, определение нефтеотдачи. Применяются методы контроля обводнения добывающих скважин, определения химсостава попутных вод, закачки воды с изотопами в оставленные скважины. При наличии заколонной циркуляции часть воды будет поступать в неперфорированный пласт. Применяя импульсное нейтронное просвечивание после закачки пресной воды можно выделить пути поступления воды в другие горизонты (заколонную циркуляцию).

Нефтеотдача. При разработке месторождения определяют текущий коэффициент нефтеотдачи по площади заводненного участка и площади охваченной заводнением. По заводненному участку коэффициент нефтеотдачи η равен отношению объема добытой нефти $Q_{доб}$ к объему начальных балансовых запасов $Q_{ист}$:

$$\eta = Q_{доб} / Q_{ист}$$

Текущий коэффициент нефтеотдачи для площади, охваченной заводнением, определяется произведением коэффициентов вытеснения K_e , охвата заводнением площади $K_{охв.п.}$, охвата заводнением мощности $K_{охв.м.}$:

$$\eta = K_e \cdot K_{охв.м.} \cdot K_{охв.п.}$$

Естественная нефтеотдача пластов разрабатываемых месторождений низкая и редко превосходит величину коэффициента 0,3, по многим месторождениям – 0,12-0,15. Для месторождений России средний коэффициент нефтеотдачи 0,35 – 0,5, США – 0,325, Ирака – 0,3, Саудовской Аравии – 0,2, Франции – 0,45, Кувейта – 0,45.

Для увеличения коэффициента нефтеотдачи используют специальные методы. В результате этого удается повысить коэффициент нефтеотдачи в среднем на 20%.

5 ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ ПРИПЯТСКОГО ПРОГИБА

Нефтеносность. На территории Беларуси к геологическим структурам с возможными или выявленными нефтегазопроявлениями относятся следующие структуры:

- Припятский прогиб – с промышленными запасами нефти. Перспективны смежные структуры Городецко-Хотецкая ступень и Брагинско-Лоевский выступ;
- Брестско-Подлясская впадина – выявлены нефтепроявления, а в польской части и промышленные залежи;
- Оршанская впадина – изучена недостаточно. Впадина является внутренней структурой Московской синеклизы, в которой имеются нефтяные месторождения, поэтому Оршанская впадина может быть перспективной на наличие углеводородов.

В Припятском прогибе открыто 64 месторождения углеводородов со 185 залежами. Из разведанных месторождений наиболее крупные Речицкое, Осташковичское Ю-Осташковичское, Ю-Сосновское и Вишанское, которые дают в год около 70% всей добываемой нефти. Открыто одно газоконденсатное Красносельское месторождение. Основное количество месторождений нефти приурочено к Северной зоне Припятского прогиба, единичное – к Центральной, не открыто ни одного месторождения в Южной зоне впадины, хотя из межсолевых отложений получены притоки густой тяжелой нефти. Месторождения в Припятском прогибе приурочены к верхнесолевым, межсолевым и подсолевым отложениям. Представляется возможным открытие залежей и в надсолевых отложениях. К настоящему времени добыто более 105 млн. т нефти, среднегодовая добыча составляет около 1,8 млн. т Разведанные ресурсы углеводородов составляют менее 50%, запасы выработаны на 68 – 86%, добываемая продукция значительно обводнена 56-85%. Подъем жидкости на поверхность составляет около 6.215.000 т в год. Эксплуатационный фонд скважин – 637.

Припятский прогиб – это крупная отрицательная структура субширотной протяженности до 280 км и шириной до 150 км с мощностью осадочной толщи до 6,5 км. С севера эта структура

ПРИПЯТСКИЙ ПРОГИБ

ОБЗОРНАЯ КАРТА

С ЭЛЕМЕНТАМИ ТЕКТОНИКИ



МЕСТОРОЖДЕНИЯ:

1. РЕЧИЦКОЕ
2. ВИШИНСКОЕ
3. ОСТАШКОВИНСКОЕ
4. ДАВЫДОВСКОЕ
5. ТИШКОВСКОЕ
6. ЮЖНО-ОСТАШКОВИНСКОЕ
7. СОЛОТУХИНСКОЕ
8. ВОСТОЧНО-ПЕРВОМАЙСКОЕ
9. БАРСУКОВСКОЕ
10. МАРМОВИНСКОЕ
11. БЕРЕЗНИНСКОЕ
12. МАЛОДУШИНСКОЕ
13. ДНЕПРОВСКОЕ
14. ПЕРВОМАЙСКОЕ
15. БЕТКИНСКОЕ
16. ЗАПАДНО-ТИШКОВСКОЕ
17. КРАСНОСЕЛЬСКОЕ
18. НАХВИНСКОЕ
19. АЛЕКСАНДРОВСКОЕ
20. ДУБРОВСКОЕ
21. ОЗЕРЩИНСКОЕ
22. БОРИЩЕВСКОЕ
23. СОСНОВСКОЕ
24. ЮЖНО-СОСНОВСКОЕ
25. ХУТОРСКОЕ
26. ОБЕМЛИНСКОЕ
27. ПОЛЕССКОЕ
28. СУДОВИНСКОЕ
29. СЛАВЯНСКОЕ

ограничена Белорусской, Воронежской антеклизми и Жлобинской седловиной, с юга – Украинским щитом, с востока – Брагинско-Лоевской седловиной, а с запада – Полесской седловиной с Микашевичско-Житковичским выступом. В пределах прогиба на кристаллическом фундаменте архейского возраста залегает мощная толща осадочных пород, представленная верхнепротерозойскими, палеозойскими, мезозойскими и кайнозойскими образованиями. Накопление осадочной толщи и формирование ее структурных и гидрогеологических особенностей происходило во время байкальского, герцинского и альпийского тектонических циклов. Вся осадочная толща по отношению к солевым отложениям подразделяется на подсолевую терригенную и карбонатную, нижнесоленосную, межсолевую, верхнесоленосную и надсолевую.

5.1 Литолого-стратиграфическое строение

Архейская и нижнепротерозойская группа

Самыми древними породами, установленными в пределах Припятского прогиба, являются верхнеархейские и нижнепротерозойские. Верхнеархейские породы, возраст которых более 1900 млн. лет, встречены на Червоно-Слободской площади, а нижнепротерозойские породы в прогибе имеют широкое распространение. Верхнеархейская и нижнепротерозойская группы пород представляют кристаллическое основание Припятского прогиба, в строении которого принимают участие породы метаморфические (восточная часть прогиба), магматические и метасоматические (западная и центральная часть прогиба) пород. Магматические породы представлены диоритами, гранитодиоритами, гранитами, амфиболитами, а метаморфические – гнейсами и парагнейсами.

Верхнепротерозойская группа

В составе этой группы отложений выделяются породы рифейского комплекса – оршанская и пинская свиты, и вендского – вильчанская и волынская серии. Наибольшую мощность имеют верхнепротерозойские отложения в западной и северо-западной частях прогиба, достигая 417 м, и уменьшаясь на северо-восток.

Отложения оршанской свиты представлены гравийными породами и разнозернистыми песчаниками, пинской свиты – мелкозер-

нистыми песчаниками с прослоями глин и глинистых алевролитов. Из вильчанской серии развиты отложения глусской свиты в западной и северо-восточной части Припятского прогиба, мощностью до 195 м. Породы представлены песчаниками, глинами, алевролитами, красноцветными тиллитами. Отложения волинской серии в нижней части представлены песчаниками с прослоями алевролитов и глин, в верхней части – вулканогенно-осадочными туфами, туфопесчаниками, туфоалевролитами, туфогенными песчано-алевролитовыми, алевролитовыми и алевроито-глинистыми породами.

Палеозойская группа

Девонская система

Девонские отложения широко распространены по всей площади Припятского прогиба и составляют большую часть всей мощности осадочных отложений, достигая 4500 м.

Подсолевой терригенный комплекс. Породы данного комплекса отложений распространены в Припятском прогибе повсеместно. Они представлены витебским, пярнуским, наровским горизонтами эйфельского яруса, старооскольским горизонтом живетского яруса, ланским горизонтом франского яруса.

Основным типом пород комплекса являются разномерные песчаники с глинисто-доломитовым и сульфатным цементом, алевролиты, глины, доломиты, доломитовые мергели. В составе пярнуско-наровского горизонта выделяются карбонатно-глинисто-песчаная, сульфатно-глинисто-карбонатная и карбонатно-глинистая; в старооскольском горизонте – алевролитово-песчаная и песчано-глинистая; в пашийско-кыновском – алевролитово-песчаная и глинистая пачки пород.

Общая мощность рассматриваемого терригенного комплекса отложений колеблется от 130 м в восточной и до 300 м в северо-западной части Припятского прогиба.

Подсолевой карбонатный комплекс. Отложения подсолевого карбонатного комплекса пород в Припятском прогибе распространены повсеместно. Они представлены саргаевским, семилукским, речицким, воронежским и евлановским горизонтами франского яруса.

На большей части прогиба комплекс карбонатных подсолевых пород имеет деление на нижнюю и верхнюю подтолщи по веществ-

венному составу пород. Нижняя подтолща представлена в основном карбонатными породами: доломитами, известняками с прослоями глин и мергелей. Карбонатные породы составляют более 80% разреза этой подтолщи. В верхней подтолще наблюдается переслаивание карбонатных пород с прослоями песчаника и алевролитов. В этой подтолще карбонатные породы составляют менее 80% разреза.

Мощность нижней подтолщи карбонатного комплекса подсолевых пород составляет 60–90 м, верхнего – до 200 м. Наименьшая мощность всего комплекса пород наблюдается на северо-западе (63 м) и максимальная – на востоке (250 м) прогиба.

Нижнесолевая толща. Девонская нижнесолевая толща, представленная породами анисимовских слоев евлановского горизонта, ливенского и домановичского горизонтов франского яруса, имеет широкое распространение на всей площади прогиба. Толща сложена в основном каменной солью с частыми прослоями негалогенных пород: мергелей, известняков, доломитов, ангидритов. Терригенные породы, песчаники и алевролиты, встречаются тонкими прослоями, не выдержаны по простираанию. В западной части прогиба галогенные породы замещены глинисто-карбонатными и сульфатными, в южной (Ельск, Новая Рудня) – песчано-глинистыми и карбонатными породами, в восточной – частично вулканогенными и вулканогенно-осадочными породами.

Широкое распространение вулканогенных и эффузивных пород в восточной части прогиба свидетельствует об активной вулканической деятельности этого времени осадконакопления. Наибольшее количество прослоев негалогенных пород отмечается в нижней части комплекса отложений, а верхней преобладают галогенные породы.

Общая мощность нижнесолевого комплекса отложений варьирует от 140 м (Глуск) до 1150 м (Ельск). Наблюдается закономерное уменьшение мощности комплекса в северо-восточном направлении.

Межсолевая толща. Межсолевая толща представлена задонским, елецким и петриковским горизонтами фаменского яруса. В задонском горизонте преобладают известняки и доломиты с прослоями мергелей, глин, песчаников, алевролитов и ангидритов. Елецкий горизонт имеет меньшее площадное распространение и представлен карбонатными, терригенными и вулканогенными по-

родами.

В межсолевой толще в южной части прогиба (Ельск, Заозерное, Стреличево) преобладают терригенно-карбонатные породы. Количество их увеличивается к югу от Ельска. В межсолевых отложениях Петриковской, Шестовичской и Копаткевичской площадей терригенные породы отсутствуют, а преобладают карбонатные. Карбонатные породы межсолевых отложений развиты в западной и северной части Припятского прогиба. В зоне сочленения Припятского прогиба с Днепровско-Донецкой впадиной распространены вулканогенные породы (Борщевка, Шарпиловка, Вышемир).

Межсолевой комплекс пород не покрывает весь прогиб сплошной толщей. В сводах валообразных поднятий мощность межсолевых отложений уменьшается и прерывается, а в сторону депрессий – увеличивается. Таким образом, межсолевой комплекс отложений представляет вытянутые вдоль прогиба, разобренные прослои варьирующей мощности.

Наибольшая мощность комплекса межсолевых отложений до 800 – 1000 м отмечается в зонах краевых разломов в южной части прогиба.

Верхнесолевая толща. Верхнесолевая толща отложений представлена лебедянским, оресским, стрешинским и нижнеполесским горизонтами фаменского яруса и распространена почти по всей площади Припятского прогиба. Особенностью рассматриваемых отложений является различный период ритмичности их строения, особенно в нижней части горизонта.

В восточной части прогиба соленосные образования замещены туфогенными и эффузивными отложениями, а в западной – глинистыми, мергелевыми. Замещающие породы представлены прослоями карбонатных, мергелевых, глинистых, терригенных и вулканогенно-осадочных отложений. Негалогенные прослои пород на Заозерной, Первомайской, Ельской, Ново-Рудненской, Восточно-Выступовичской площадях составляют мощные пласты. Однако для всех отложений терригенные породы встречаются в незначительном количестве, образуя маломощные прослои. Весь разрез пород верхнесолевой толщи можно рассматривать как закономерное чередование пачек пород с определенным соотношением солевых и несолевых отложений. Выделяются две подтолщи, характеризующие различные циклы особенностей осадконакопления. Нижняя га-

литовая подтолща содержит примерно 16% несолевых пород, а в верхней, глинисто-галитовой, преобладают несолевые породы.

Особенностью накопления отложений верхней подтолщи явилось то, что оно происходило в условиях активизации вулканической деятельности и максимального распространения соленосного бассейна на всей площади Припятского прогиба.

Глубина залегания кровли верхнесолевых отложений колеблется от 300 до 2500 м, увеличиваясь в юго-западном направлении. Максимальная мощность отложений (3259 м) вскрыта на Первомайской площади. На валообразных поднятиях, куполах структур, мощность отложений верхнесоленосной толщи значительно выше, чем в депрессионных зонах.

Надсолевая девонская толща. Рассматриваемая толща представлена верхнеполесским горизонтом фаменского яруса. Надсолевые отложения верхнего девона широко развиты по всей территории Припятского прогиба. Породы верхнего девона залегают на отложениях верхнесоленосной толщи, а в западной части прогиба на замещающих галитовые породы глинисто-мергельных отложениях.

Породы надсолевой девонской толщи представлены глинами, мергелями, доломитами, известняками, песчаниками, алевролитами, гипсами, ангидритами, туффитами. Глинисто-мергелевые и карбонатные породы распространены преимущественно в западной части прогиба, терригенные — в юго-восточной, сульфатные — по всей площади прогиба, туфогенно-осадочные — в восточной части прогиба.

Терригенные породы обладают хорошими коллекторскими свойствами. Карбонатные породы в зонах тектонических нарушений сильно трещиноватые и характеризуются удовлетворительными коллекторскими свойствами.

Мощность надсолевой толщи девонских пород в западной части прогиба составляет 250–300 м, возрастая к юго-востоку до 700–1000 м, причем, в сводовых частях соляных поднятий мощность отложений надсолевого девона резко сокращается.

Каменноугольная система

Отложения каменноугольной системы развиты в основном в центральной и южной частях Припятского прогиба. В северной части они присутствуют в виде отдельных пятен, а на северо-западе не установлены.

Каменноугольные отложения представлены песчано-глинистой толщей с прослоями известняков, мергелей, песчаников, алевролитов. В прогибе установлены породы нижнего и среднего каменноугольного отделов, верхний отдел условно выделен на Осташковичской и Южно-домановичских площадях мощностью до 36 м. На куполах структур, как правило, имеется только нижний карбон. В северной части впадины он представлен толщей глин и мергелей, сходной с нижележащими отложениями верхнего девона, а в южной – песчано-глинистой толщей, отличающейся от пород девона.

Общая мощность каменноугольных отложений увеличивается с северо-запада на юго-восток, варьируя от 0 до 736 м, причем, наибольшая мощность приурочена к межкупольным зонам, а наименьшая – к зонам соляных структур.

Пермская система

Отложения пермского комплекса пород распространены в центральной и юго-восточной части прогиба и представлены нижнепермскими и верхнепермскими породами. Нижнепермские отложения содержат глинистые породы с прослоями песчаников, алевролитов, ангидритов и карбонатных пород; верхнепермские – пески, песчаники и тонкие прослои глин и алевролитов.

Кровля пермских отложений отбивается на глубине 132-900 м, а мощность их увеличивается от периферии к центру Припятского прогиба, достигая 500 м.

Мезозойская группа

Триасовая система

Комплекс триасовых отложений представлен нижним и средним отделами. Нижний отдел триаса представлен выступовичской, корневской и мозырской свитами, имеющими различное распространение. Среднетриасовый отдел представлен широко распространенной калинковичской и наровлянской свитами, имеющими сплошное распространение в южной части прогиба и в межкупольных зонах в центральной и северной зонах. Верхний отдел имеет незначительное островное распространение только в южной части прогиба, примыкающей к Украинскому щиту. Во всех триасовых отложениях увеличение глинистого материала происходит от 10% на периферии до 75% в центре прогиба.

Мощность триасовых отложений в Припятском прогибе достигает 300–400 м, увеличение ее наблюдается от периферии к центру прогиба. В западных, северо-западных и северных частях прогиба характерны небольшие мощности нижнетриасовых отложений до 10–60 м, в юго-восточной – увеличиваются до 100–180 м, а на западе в районе Старобина, Петрикова – отсутствуют. Уменьшение мощности отложений отмечается на участках солянокупольных структур.

Юрская система.

Отложения юрского комплекса в Припятском прогибе развиты повсеместно. Отложения средней юры в верхней части представлены тонкослоистыми глинами, песчаниками и алевролитами, в нижней части – известняками, глинами. Отложения верхней юры представлены известняками, мергелями, глинами. Породы верхней юры на западе и юге прогиба обогащены песчанистым материалом.

Суммарная мощность отложений юры достигает 200 м.

Меловая система

Отложения меловой системы представлены породами нижнего и верхнего мела. Нижнемеловые отложения распространены в крайней юго-восточной части прогиба за исключением отдельных небольших участков локальных положительных структур. Верхнемеловые отложения наблюдаются на всей территории прогиба.

Отложения верхнего мела представлены песками, мергелями, мелом, известняками и четко разделяются на две толщи: нижнюю – песчаную и верхнюю – мергельно-меловую. Нижнемеловые отложения состоят из песчано-глинистых пород. Наибольшая мощность отложений отмечается в депрессионных зонах прогиба, достигая 170 м. Мощность нижнемеловой толщи увеличивается в восточном направлении до 180 м.

Суммарная мощность отложений меловой системы достигает 350 м.

Кайнозойская группа

Палеоген-неогеновая система

Отложения палеоген-неогеновой системы распространены повсеместно. Отложения представлены преимущественно глауконито-кварцевыми песками, мергелями и глинами с прослоями алевролитов. Граница между палеогеновыми и неогеновыми отложениями

четкая, так как верхняя граница палеогеновых отложений представлена породами морского происхождения, а неогеновые породы – континентальные образования, накопившиеся в долинах рек, озер, заболоченных участков.

Наибольшая мощность палеоген-неогеновых отложений до 80 м отмечается в южной части прогиба.

Четвертичная система

Отложения четвертичной системы покрывают сплошным чехлом более древние породы всего Припятского прогиба. Породы этого комплекса представлены ледниковыми и водно-ледниковыми отложениями моренных суглинков и супесей, песков, глин, алевролитов. Отложения отличаются чередованием различных фаций в разрезе и по площади.

Мощность четвертичных отложений достигает 65 м.

5.2 Тектоническое строение прогиба

Припятский прогиб – составная часть Припятско-Днепровско-Донецкого авлакогена. С юга и севера прогиб отделен от граничащих с ним структур краевыми глубинными разломами амплитудой до 5 и более км.

Припятско-Днепровско-Донецкий авлакоген – это часть суперрегиональной рифтовой структуры, продолжение которой отчетливо прослеживается на запад, через Полесскую седловину в Подляско-Брестскую впадину и на восток, через Донецкий кряж на гряде Карпинского и далее через Каспийское море в Мангышлакско-Устьуртский желоб.

Припятский прогиб имеет северное и южное плечи: это Городокско-Хатецкая ступень и Овручская грабен-синклиналь шириной до 40 км, протягивающаяся вдоль южного борта прогиба.

Припятский прогиб с севера и юга ограничен листрическими глубинными разломами, субвертикально уходящими в мантию и постепенно выполаживающимися (рисунок 1.13). Указанным разломам сопутствуют региональные разломы, соединяющиеся с листрическими в пределах мантии и делящие Припятский прогиб на региональные блоки субширотного простираения. Если на юге прогиб ограничен одним Южно-Припятским бортовым листрическим разломом, то в северной части картируются три листрических разлома,

которые и выделяют в особую структуру Северную зону ступеней.

В соответствии с глубинным строением Припятского прогиба, тектоническое строение его осадочной толщи следует подразделить на Северную зону ступеней, отделяющуюся от внутренней – Червоно-Слободско-Малодушинским листрическим разломом, и внутреннюю зону, состоящую из Центральной и Южной. Соответственно можно выделить основные мантийные разломы в северной зоне: Северо-Припятский, с сопутствующим Оземлинско-Первомайским, Речицко-Вишанский, Червоно-Слободско-Малодушинский, во внутренней зоне – Южно-Припятский бортовой. Субпараллельно названным мантийным разломам проходят многочисленные тектонические нарушения, заканчивающиеся в верхней зоне земной коры Припятского прогиба, и не имеющие сквозной протяженности от западной до восточной границ. Система субширотных разломов прогиба пересекается субмеридиональными разломами в основном ограниченной протяженности. Однако имеются два региональных разлома, пересекающих весь Припятский прогиб в северо-восточном направлении и выходящих за его бортовые зоны. Это Малыньско-Туровский и Первомайско-Заозерный. С востока прогиб отделен от Брагинско-Лоевской седловины Лоевским разломом. Таким образом, системой мантийных разломов субширотного направления, прогиб разбит на протяженные блоковые структуры второго порядка. Субмеридиональные и оперяющие их разломы еще более осложнили тектонику прогиба и определили развитие структур третьего и более высоких порядков.

В целом Припятский прогиб характеризуется по подсолевым отложениям дизъюнктивно-пликативной тектоникой, по межсолевым – пликтивно-дизъюнктивной и по верхнесолевым – пликтивной. Структуры второго порядка, выявленные в Припятском прогибе по кристаллическому фундаменту и осадочным отложениям, имеют субширотное простирание и осложнены структурами третьего и более высоких порядков.

Кристаллический фундамент прогиба постепенно погружается в северо-восточном направлении, и мощность осадочного чехла увеличивается.

В геологическом разрезе Припятского прогиба выделяются байкальский, герцинский и альпийский структурные комплексы, внутри которых установлены, по условиям развития литолого-

формационных рядов, более мелкие составные части – ярусы и горизонты.

5.3 Гидрогеологические условия

Припятский прогиб – крупный нефтегазоносный артезианский бассейн. Накопление осадочной толщи прогиба, согласно структурно-формационным периодам, обусловило этапы формирования подземных вод и выделение гидрогеологических комплексов по различию динамики потоков вод, гидрохимической и гидрогеологической обстановок, степени изоляции.

В гидрогеологическом разрезе Припятского прогиба выделяется ряд гидрогеологических комплексов. Это верхний надсолевой – приурочен к отложениям антропогена, неогена, палеогена, мела и юры; нижний надсолевой – триаса, перми, карбона, верхнего девона (полесский горизонт); верхнесоленосный – лебедянский горизонт верхнего девона; межсолевой – задонско-елецкие и петриковские отложения верхнего девона; подсолевой – карбонатные и терригенные отложения верхнего и среднего девона и терригенные отложения протерозоя. Верхний гидродинамический этаж включает в себя два комплекса, верхний и нижний надсолевой. Нижний гидродинамический этаж включает верхнесоленосный, межсолевой и подсолевой гидрогеологические комплексы.

Верхний гидродинамический этаж

Верхний надсолевой комплекс характеризуется активным водообменом с инфильтрационным типом гидродинамического режима. Поступление вод происходит с запада, севера и юга, окружающих Припятский прогиб структур, а разгрузка – в речные долины и Днепровско-Донецкую впадину. Максимальное значение гидропъез на северо-западе прогиба – 200–220 м, минимальное – в восточной части прогиба 120–14 м над уровнем моря. Питание системы со стороны Белорусского массива и Украинского кристаллического щита ограничено. На отдельных площадях прогиба наблюдается подток глубинных вод: Речицкой, Хойникской, Наровлянской, Первомайской. На движение вод этой системы большое влияние оказывают бассейны рек, дренирующие водоносные горизонты Припяти и Днепра. Скорости движения подземных вод верхнего надсолевого гидрогеологического комплекса составляют 10–146

м/год и колеблются в течение года. Минерализация вод указанного комплекса составляет не более 1 г/л.

Водоупором для рассматриваемого гидрогеологического комплекса являются в различной степени водоупорные отложения юры, триаса, перми, карбона, мощность которых в пределах солянокупольных структур резко сокращается.

Нижний надсолевой гидрогеологический комплекс отложений от триаса до верхней соленосной толщи представлен в основном глинисто-мергельными и карбонатными породами. Однако, в районе Ельской, Наровлянской и Ново-Рудненской площадей в разрезе всего надсолевого комплекса отложений существенное место занимают песчаные породы. Коллекторские свойства пород системы изменяются по разрезу и по площади. Пористость водовмещающих пород на северо-востоке — 5–24%, увеличиваясь в южной части прогиба до 37%, проницаемость соответственно — 29–40 мД и 1025–7330 мД. В общем коллекторские свойства и водообильность пород комплекса увеличиваются с севера на юг прогиба. Область питания системы расположена на западе и северо-западе прогиба. На отдельных площадях происходит подток вод из более глубоких горизонтов. Пьезометрическая поверхность системы повторяет картину верхнего комплекса с максимальными значениями на северо-западе — 210–220 м и минимальными на юго-востоке прогиба — 80 м. Основное направление движения вод юго-восточное. Минерализация вод гидрогеологического комплекса от 1–10 до 300 г/л и более, а скорость движения от 1–10 м/год в верхней части комплекса, до 0,5–0,6 м/год и менее в нижней части. Водоупором рассматриваемого гидрогеологического комплекса является верхняя соленосная толща, мощностью 1000–2000 м и более, которая постепенно выклинивается на западе прогиба. Глубина залегания этого водоупора составляет 300–400 м на западе и 2000 и более на юге и юго-востоке прогиба.

Пластовые давления верхнего и нижнего надсолевого комплексов увеличиваются с глубиной по закону прямолинейной зависимости. Верхний гидродинамический этаж имеет значительные участки "гидрогеологических окон" и зон активного проявления тектонических подвижек, что обуславливает широкое развитие "распыленной разгрузки" подземных вод. Это проявляется в наблюдении гидрохимических аномалий в вышележащих гидрогеологических гори-

зонтах и грунтовых водах.

Нижний гидродинамический этаж

Нижний гидродинамический этаж включает верхнесоленосный, межсолевой и подсолевой гидрогеологические комплексы и характеризуется элизионным типом гидродинамического режима. Движение вод характеризуется застойным типом, поэтому отсутствуют региональные области питания и разгрузки подземных вод. Однако в отдельных зонах наблюдаются движение вод по восстанию пластов под действием геостатических напоров и вертикальная разгрузка по активным тектоническим нарушениям и полупроницаемым "гидрогеологическим окнам". Нижний этаж характеризуется инверсионным распределением давлений, уменьшающимся по разрезу при одинаковых глубинах комплексов. Пластовые давления часто ниже гидростатических. Однако в рассматриваемых комплексах отмечаются как аномально высокие, так и аномально низкие пластовые давления. Застойный гидродинамический режим нижнего гидродинамического комплекса обуславливает высокую минерализацию подземных вод, достигающую 550 г/л.

Верхнесоленосный водоносно-водоупорный комплекс разделяет гидродинамические этажи прогиба, характеризуется в основном замкнутыми разобщенными гидрогеологическими горизонтами, имеющими пятнистое локальное распространение, обусловленное терригенно-карбонатными пропластками, включенными в верхнесоленосные отложения.

Гидрогеологический комплекс **межсолевых** отложений ограничен двумя мощными водоупорными толщами. Комплекс включает не только межсолевые отложения, но и прослои верхней и нижней соли. Минерализация вод межсолевого гидрогеологического комплекса составляет 300-350 г/л. Пористость отложений системы в северо-восточной части прогиба – 5-10%, южной – 20-30%. Проницаемость отложений описываемой системы составляет первые единицы мД, возрастая на юге прогиба до первых единиц дарси (Ельск, Выступовичи). Межсолевые отложения разбиты на отдельные блоки субширотного простирания, так как в меридиональном направлении большинство южных частей структур нарушено сбросами, а в сводах межсолевых структур отложения уменьшаются по мощности и выклиниваются. Субширотная ориентация гидроизопьез и высокая степень закрытости отложений комплекса, по-

видимому, исключают материальное движение подземных вод межсолевой гидродинамической системы с запада на восток. Важное значение в динамике вод этой системы имеют процессы отжатия поровых вод и их перемещение к ослабленным зонам тектонических нарушений. В северной зоне отмечаются многочисленные зоны аномально высоких давлений, приуроченных к локальным структурам. Однако в Речицко-Вишанской зоне аномально высокие пластовые давления наблюдаются и в южных опущенных крыльях структур. Аномально низкие пластовые давления отмечены на Березинской и Александровской площадях. Инверсионный характер распределения давлений в нижнем гидродинамическом этаже обуславливает переход подземных вод из межсолевого в подсолевой гидрогеологический комплекс, зафиксированный на Бобровицкой, Копаткевичской, Барсуковской и других площадях.

Подсолевой гидрогеологический комплекс включает две толщи пород: карбонатную и терригенную. Мощность карбонатной толщи изменяется от 90–140 до 320 м, уменьшаясь к востоку и западу, пористость пород в южной части прогиба не превышает 6%, а на северо-востоке – 5–10%. Мощность терригенной толщи варьирует от 63 до 439 м, средняя пористость в восточной части прогиба – 5–10%, западной – 10–15%. Наиболее высокая проницаемость пород системы отмечается на Ельской и Туровской площадях – 254–381 мД, Ново-Рудненской – до 8558 мД. В крайне западных и юго-восточных участках прогиба пластовые давления в подсолевом комплексе близки к гидростатическим, а в центральной части они значительно превышают гидростатические. Распределение пластовых давлений комплекса и резкие перепады приведенных напоров по соседним площадям характеризуют отсутствие регионального движения подземных вод.

Гидродинамические условия Припятского прогиба изменяются с глубиной. Происходит увеличение минерализации подземных вод, плотности пород. Скорость движения подземных вод с глубиной быстро уменьшается и в межсолевых и подсолевых обусловлена отжимом поровых вод. Формирование Припятского прогиба характеризуется соответствующими тектоническими циклами, обуславливающими цикличное изменение гидрогеологической обстановки, формирование новых условий в гидрогеологических комплексах.

Вопросы для самоконтроля

Вопросы по общей и исторической геологии

1. Минералы, процессы образования, классы.
2. Горные породы, подразделение по генезису.
3. Континентальный и океанический типы строения земной коры, мощности горизонтов.
4. Гипотезы тектоники земной коры.
5. Оболочки Земли, их особенности, температура, плотности, химсостав.
6. Слой (пласт), его параметры: мощности, линии и углы падения, простираия. Выклинивание горизонтов, стратиграфическое и угловое несогласие.
7. Пликативные дислокации, элементы складки: свод, ядро, высота, ширина. Антиклиналь, синклиналь, купол, мульда, брахискладка, линейная складка.
8. Дизъюнктивные дислокации: сброс, взброс, сдвиг, надвиг; их элементы: сместитель, крылья, амплитуда.
9. Экзогенные геологические процессы: выветривание (его виды), деятельность поверхностных текущих вод, моря, водоемов, подземных вод, ветра, многолетней мерзлоты.
10. Вулканизм и магматизм, метаморфизм. — — — —
11. Тектонические движения: современные, новейшие, древние.
12. Землетрясения, зональность, глубины очагов, магнитуда, бальность.
13. Геологические структуры континентальной земной коры: геосинклинальные области, платформы, краевые прогибы, глубинные разломы, щиты, плиты, антеклизы, синеклизы, прогибы, впадины, рифты.
14. Геологические структуры океанической земной коры: котловины, рифты, глубоководные желоба, хребты, микроконтиненты, трансформные разломы, окраинные моря.
15. Геологическая документация: карта, разрез, стратиграфическая колонка. Масштабы карт и разрезов, изображение геологических тел. Корреляция разрезов скважин.

Вопросы по литологии пород-коллекторов

1. Этапы и процессы образования осадочных пород (седиментогенез, диагенез и катагенез). Основные группы осадочных пород и их характеристика.
2. Карбонатные коллекторы.
3. Терригенные коллекторы.
4. Нетрадиционные коллекторы (вулканогенные, глинистые, коры выветривания).

Вопросы по нефтегазопромысловой гидрогеологии

1. Типы водонапорных систем.
2. Формы присутствия воды в горных породах. Гидрохимия пластовых вод, классификация.
3. Фильтрации подземных вод. Характеристика вод зоны активного и затрудненного водообмена.
4. Роль подземных вод в формировании и разрушении залежей. Промысловая классификация пластовых вод.

Вопросы по нефтегазопромысловой геологии

1. Месторождения, залежи, ловушки и резервуары углеводородов.
2. Эксплуатационные параметры: углеводородоотдача пластов, коэффициенты извлечения, заводнения, охвата пласта вытеснением.
3. Пластовое давление в залежи (геостатическое, гидростатическое, пластовое, текущее и приведенное).
4. Режимы залежей нефти.
5. Классификация и подсчет запасов углеводородов.
6. Системы разработки залежей и регулирование процесса разработки.
7. Типы заводнения залежей и форма поверхности ВНК.

Литература

- Абрикосов, И.Х. Общая, нефтяная и нефтепромысловая геология / И.Х.Абрикосов, И.С. Гутман. – М.: Недра, 1974. – 360 с.
- Аллисон, А., Геология / Айра Аллисон, Дональд Палмер: пер с англ. – М.: Мир, 1984. – 568 с.
- Бескопыйный, В.Н. Геологические основы разработки нефтяных и газовых месторождений: учеб. пособие / В.Н. Бескопыйный. – Ч.2. – Гомель: ГПИ, 1998 – 120с.
- Борголов, И.Б. Курс геологии (с основами минералогии и петрографии) / И.Б.Борголов. – М.: Агропромиздат, 1989. – 216 с.
- Брэдшоу, М. Дж. Современная геология / М. Дж. Брэдшоу, пер. с англ. – Л.: Недра, 1977. – 279 с.
- Бурлин, Ю.К. Природные резервуары нефти и газа / Ю.К. Бурлин. – М.: Изд-во Московского университета, 1976. – 136 с.
- Васильев, Ю.М. Общая и историческая геология: учебник / Ю.М. Васильев, В.С.Мильничук, М.С. Арабаджи. – М.: Недра, 1977. – 214 с.
- Габриэлянц, Г.А. Геология нефтяных и газовых месторождений / Г.А. Габриэлянц. – М.: Недра, 1984. – 285 с.
- Геология и геохимия нефти и газа / ред. А.А. Бакирова и З.А. Табасаранского. – М.: Недра, 1982. – 288с.
- Геология нефти и газа / под ред. А.А. Бакирова – М.: Недра, 1990. – 240 с.
- Гутман, И.С. Методы подсчета запасов нефти и газа / И.С.Гутман. – М.: Недра, 1985. – 73 с.
- Еременко, Н.А. Геология нефти и газа / Н.А.Еременко. – М.: Недра, 1968. – 385 с.
- Жданов, М.А. Нефтегазопромысловая геология и подсчет запасов нефти и газа: учебное пособие / М.А.Жданов. – М.: Недра, 1981. – 453 с.
- Залежи углеводородов неантиклинального типа Припятско-Донецкого авлакогена/ И.М. Шахновский, В.И. Довганюк, Н.К. Карташ, М.Ф. Кибаш, В.Д. Порошин, И.С. Романович, В.М. Салажев, Н.Н. Чайко – М.: Наука, 1986. – 79 с.
- Иванова, М.М. Нефтепромысловая геология и геологические основы разработки месторождений нефти и газа / М.М. Иванова. – М.: Недра, 1985. – 422 с.

- Каналин, В.Г. Нефтегазопромысловая геология и гидрогеология / В.Г. Каналин, М.Г. Ованестов, В.П. Шугрин. – М.: Недра, 1985. – 247 с.
- Капченко, Л.Н. Гидрогеологические основы теории нефтегазонакопления / Л.Н. Капченко. – Л.: Недра, 1983. – 263 с.
- Карцев, А.А. Гидрогеология нефтяных и газовых месторождений / А.А. Карцев. – М.: Недра, 1972. – 280 с.
- Карцев, А.А. Гидрогеология нефтегазоносных бассейнов / А.А. Карцев, С.Б. Вагин, В.М. Матусевич. – М.: Недра, 1986. – 224 с.
- Комплексная оценка перспективности локальных структур на нефть и газ / А.В. Кончиц, М.А. Рынский, Н.П. Заикин, В.Д. Порошин; под ред. М.Ф. Кибаша – Гомель: БелНИПИнефть, 1997. – 64 с.
- Короновский, Н. В. Основы геологии / Н.В. Короновский, А.Ф. Якушова. – М.: Высш. шк., 1991. – 416 с.
- Лапинская, Т.А. Основы петрографии / Т.А. Лапинская, Б.К. Прошляков. – М.: Недра, 1981. – 240 с.
- Мильничук, В.С. Общая и историческая геология: учебник / В.С. Мильничук, М.С. Арабаджи. – М.: Недра, 1979. – 195 с.
- Мстиславская, Л.П. Геология, поиски и разведка нефти и газа: учеб. пособие / Л.П. Мстиславская, В.П. Филиппов. – М.: ООО «ЦентрЛитНефтеГаз», 2005. – 199 с.
- Общая геология / ред. Г.Д. Ажгирей и др. – М.: Просвещение, 1974. – 479 с.
- Пермяков, И.Г. Геологические основы поисков, разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений / И.Г. Пермяков, Е.П. Шевкунов. – М.: Недра, 1971. – 344 с.
- Пермяков, И.Г. Нефтегазопромысловая геология и геофизика / И.Г. Пермяков, Н.Ш. Хайредин, Е.Н. Шевкунов. – М.: Недра, 1986. – 269 с.
- Справочник по геологии нефти и газа / под ред. Н.А. Еременко. – М.: Недра, 1984. – 480 с.
- Спутник нефтепромыслового геолога / под ред. И.П. Чоловского. – М.: Недра, 1989. – 376 с.
- Стратегия развития нефтедобывающей промышленности Респуб-

лики Беларусь на 2000–2015 годы: матер.практич.конф. (14-17 сентября 1999 г.). – Гомель: ПО «Белоруснефть», 1999.– 448 с.

Сухарев, Г.М. Гидрогеология нефтяных и газовых месторождений / Г.М.Сухарев. – М.: Недра, 1971.-304 с.

Чоловский, И.П. Нефтегазопромысловая геология и гидрогеология залежей углеводородов: учебник для вузов / И.П. Чоловский, М.М. Иванова, И.С.Гутман, С.В.Вагин, Ю.И. Брагин. – М.: ГУП «Нефть и газ» РГУ нефти и газа

им. И.М.Губкина, 2002.– 456 с.



РЕПОЗИТОРИЙ ГГУ ИМЕНИ Ф. СКОРИНЫ

ПИНЧУК Адам Петрович
ПИНЧУК Елена Адамовна

НЕФТЕПРОМЫСЛОВАЯ ГЕОЛОГИЯ И ГИДРОГЕОЛОГИЯ

Редактор Е.Ф.Зайцева
Корректор В.В.Калугина

Лицензия № 02330/0133208 от 30.04.04, Подписано в печать
05.11.05, Формат 60/84 1/16. Бумага офсетная. Гарнитура Таймс.
Усл. печ. л. 5,81. Уч.-изд. л. 6,63. Тираж 80 экз. Заказ № 90

1588-00

Отпечатано на ризографе с оригинала-макета в учреждении
образования «Гомельский государственный университет
имени Франциска Скорины»,
Лицензия № 02330/0056611 от 16.02.04.

246019, г. Гомель, ул. Советская, 104