

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Е. Ю. Туманова, М. П. Голованов

ГЕОЛОГИЯ И ГЕОХИМИЯ НЕФТИ И ГАЗА

КУРС ЛЕКЦИИ

Специальность 21.05.02. Прикладная геология
Специализация «Геология нефти и газа»
Квалификация выпускника – горный инженер-геолог

Ставрополь
2018

УДК 553.981/.982.061.12/.17 (075.8)

ББК 26.343 я73

Т 83

Печатается по решению
редакционно-издательского совета
Северо-Кавказского федерального
университета

Рецензенты:

канд. техн. наук **А. Ю. Калинин**,
канд. геол.-наук **Д. В. Томашев** (НК «Роснефть-НТЦ»)

Туманова Е. Ю. Голованов М. П.

Т 83 Геология и геохимия нефти и газа: курс лекций. – Ставрополь: Изд-во СКФУ, 2018. – 215 с.

В пособии представлены лекции, в которых рассматривается эволюция природных углеродистых соединений от живого вещества до горючих полезных ископаемых, пути и механизмы превращения биологических систем в геологические объекты, определяются основные признаки, по которым происходит разделение исходного органического вещества (ОВ) для образования твердых, жидких и газообразных горючих ископаемых, стадии преобразования ОВ, кратко излагаются особенности состава каустобиолитов, основные генетические типы рассеянного органического вещества, рассматриваются условия залегания скоплений УВ, рассматриваются теоретические основы генерации, миграции и аккумуляции углеводородов в виде залежей и месторождений с целью выработки геологических критериев, контролирующих пространственное распространение скоплений нефти и газа на Земле.

Предназначено для студентов, обучающихся по специальности 21.05.02. Прикладная геология.

УДК 553.981/.982.061.12/.17 (075.8)

ББК 26.343 я73

© ФГАОУ ВО «Северо-Кавказский
федеральный университет», 2018

СОДЕРЖАНИЕ

Предисловие	4
1. Роль нефти и газа в мировом хозяйстве. Природные горючие ископаемые	7
2. Геохимия углерода	18
3. Состав и физико-химические свойства нефтей	24
4. Состав и физико-химические свойства газов	44
5. Понятие о газовых гидратах и газоконденсатах	53
6. Происхождение нефти и горючих газов	63
7. Состав ОВ. Основные принципы классификации ОВ ..	78
8. Литогенез ОВ	88
9. Породы-коллектора и породы-флюидоупоры	99
10. Понятие о природных резервуарах и ловушках нефти и газа	110
11. Залежи нефти и газа	119
12. Процессы нефтегазообразования и нефтегазонакоп- ления	132
13. Эмиграция и миграция УВ	138
14. Термобарические условия природных резервуаров ..	150
15. Закономерности пространственного размещения скоплений нефти и газа в земной коре	157
16. Преобразование нефтей и газов в недрах. Зависимость состава нефтей от геолого-геохимических условий	167
17. Формирования зон концентрации наибольших ре- сурсов нефти и газа	183
18. Геохимические методы поисков нефти и газа	193
Заключение	212
Литература	214

ПРЕДИСЛОВИЕ

Курс «Геология и геохимия нефти и газа» опирается, с одной стороны, на знание геологических закономерностей размещения месторождений нефти и газа в земной коре, а с другой – на достижения в области органической геохимии, рассматривающей весь путь преобразования исходного органического вещества в литосфере и формирования состава нефти и газа. Этот курс является одной из главнейших профилирующих дисциплин высшего нефтегазogeологического образования, именно поэтому данное учебное пособие представляет научно-методическую и практическую ценность. Необходимость его издания обусловливается недостаточным методическим обеспечением дисциплины.

Учебное пособие предназначено для студентов очной и заочной форм обучения. Материал изложен с привлечением базовых терминов и понятий, что упрощает студентам выполнение лабораторных и самостоятельных работ.

Целью данной дисциплины является изучение условий образования и закономерностей размещения горючих полезных ископаемых (угля, нефти, газа, торфа, горючих сланцев), их состава и свойств. Рассматривается эволюция природных углеродистых соединений от живого вещества до горючих полезных ископаемых, пути и механизмы превращения биологических систем в геологические объекты, определяются основные признаки, по которым происходит разделение исходного органического вещества (ОВ) для образования твердых, жидких и газообразных горючих ископаемых, стадии преобразования ОВ.

Задачей дисциплины является создание базы понятий и определений, образующих фундаментальную науку. Она определяется основами знаний о свойствах и составе углеводородов, их классификации, о происхождении углеводородов, о процессах формирования и закономерностях размещения месторождений нефти и газа.

Дисциплина относится к профессиональному циклу Б1.Б.28 (базовая часть). Ее освоение происходит в 5 семестре. Дисциплина «Геология и геохимия нефти и газа» базируется на знаниях дисци-

плин: Общая геология; Литология; Петрография; Структурная геология, и обеспечивает успешное изучение дисциплин: Нефтегазопромысловая геология; Теоретические основы поисков и разведки месторождений нефти и газа.

При освоении дисциплины большое значение приобретает самостоятельная работа студента, так как речь идет о подготовке специалистов завтрашнего дня, конкурентоспособных в мировом масштабе, умеющих творчески, оперативно решать нестандартные производственные, научные, учебные задачи с максимально значимым эффектом, как для себя, так и в целом для общества. Данный курс лекций позволит студентам при проведении самостоятельной работы:

- составить представления об условиях залегания нефти и газа в земной коре, о типах коллекторов и покрышек, природных резервуарах, пластовых давлениях и температурах, ловушках нефти и газа, об условиях формирования и разрушения залежей, о локальных и региональных скоплениях нефти и газа, о региональных нефтегазоносных комплексах;

- узнать принципы классификации природных резервуаров, ловушек, залежей, месторождений нефти и газа, зон нефтегазонакопления;

- составить представления о принципах нефтегазогеологического районирования и закономерностях пространственного размещения нефти и газа в земной коре;

- изучить вопросы геохимии нефти и газа; иметь представления о геохимии углерода, природных горючих ископаемых, особенностях накопления, особенностях накопления и преобразования органических соединений при литогенезе осадочных пород;

- познакомиться с составом и физико-химическими свойствами нефтей и газов, характером их изменения в зависимости от влияния различных природных факторов;

- узнать проблемы происхождения нефти и газа, миграции углеводородов, формирования залежей, особенности зональности процессов нефтегазообразования и нефтегазонакопления, законо-

мерности пространственного размещения скоплений нефти и газа в земной коре;

Самостоятельная работа студента и использование курса лекций способствует формированию у обучающегося набора компетенций и способности к самообразованию.

При изучении дисциплины формируются следующие компетенции:

- готовность осуществлять поиск и разведку месторождений нефти, газа, газового конденсата (ПСК-3.1);
- способность выделять породы-коллекторы и флюидоупоры во вскрытых скважинами разрезах, на сеймопрофилях, картировать природные резервуары и ловушки нефти и газа (ПСК-3.4).

Предложенный курс лекций служит практической основой для выполнения курсовых проектов и является подспорьем при выполнении дипломных проектов. При написании пособия была использована отечественная литература, имеющаяся в наличии, а также материалы периодических изданий и Интернета.

1. РОЛЬ НЕФТИ И ГАЗА В МИРОВОМ ХОЗЯЙСТВЕ. ПРИРОДНЫЕ ГОРЮЧИЕ ИСКОПАЕМЫЕ

План

- 1.1. Роль нефти и газа в мировом хозяйстве.
- 1.2. Природные горючие ископаемые.
- 1.3. Общие признаки и свойства всех каустобиолитов.
- 1.4. Отличия каустобиолитов.
- 1.5. Образование каустобиолитов.

1.1. Роль нефти и газа в мировом хозяйстве

Нефть человеком используется очень давно. Её добывали и использовали ещё за 5–6 тыс. лет до н. э. Вначале нефть применялась в медицине, строительном деле, для освещения и в военном деле в виде зажигательного средства. До второй половины XIX столетия нефть в очень небольшом количестве в естественных выходах её на дневную поверхность. Глубина колодцев редко достигала нескольких десятков метров. В Китае ещё за 200 лет до н.э. бурились скважины при помощи бамбуковых штанг.

Бурение скважин при помощи буровых станков началось в середине XIX столетия. Первые нефтяные скважины ручными буровыми станками были пробурены в Баку, на Северном Кавказе, в Прикаспийской низменности. Первые скважины, глубиной до 70 м, давшие фонтаны нефти, были пробурены на Кубани (1864 г.) и на Апшеронском полуострове (1869 г., Балаханы). Официальная дата возникновения нефтяной промышленности в России – 1871 г. Росту добычи нефти способствовало освоение способов переработки нефти. В начале XIX века появились первые нефтеперегонные установки для получения керосина. Большой вклад в развитие нефтеперерабатывающего производства и использования нефти и продуктов её переработки внёс великий русский ученый Д. И. Менделеев. Под его наблюдением строились в России первые нефтеперегонные заводы, он предложил перевести морской флот на нефтяное топливо.

Решающим толчком к бурному росту добычи нефти и её переработки послужило появление в конце XIX столетия двигателей внутреннего сгорания. Если до 60-х годов XIX столетия в мире добывалось до 5 тыс. т нефти в год, то к началу XX столетия объем годовой добычи нефти достигал уже 20 млн т.

К началу XX столетия нефть добывалась в 19 государствах. В 1940 г. нефть добывалась в 39 странах, в 1973 г. – 63, в 1980 г. – 68 странах мира.

Ни одна отрасль промышленности в мире по добыче полезных ископаемых в XX веке не знала таких быстрых темпов роста, как нефте- и газодобывающие. Это обусловлено тем, что нефть и газ не только эффективное топливо, но и тем, что нефть и газ ценнейшие исходные продукты для химической и биохимической промышленности.

В топливном балансе стран мира в 1910 г. на долю нефти приходилось всего 3 % (природный газ не применялся), основная доля (65 %) приходилась на каменный уголь. В 1970 г. в топливном балансе стран мира нефть занимала уже 34 %, газ – 18 %, каменный уголь – 32 %. В 1992 г.: нефть – 40 %, газ – 22 %, уголь – 27 %.

В современном мире все большее значение приобретает природный газ. В конце XX столетия газ превратился в существенный фактор экономического развития. Особое внимание уделяется сжиженному природному газу, состоящему из этан-бутанов, пентана и гексана. Эти компоненты почти нацело извлекаются из природного газа на газоперерабатывающих заводах, а затем используются как сырье для получения пластмасс, в виде топлива. Кроме того, применяется технология по превращению метана в жидкие углеводороды. Такой завод работает в Новой Зеландии, где производимый на нем бензин на 1/3 покрывает потребности этого государства.

Широко известно высказывание Д. И. Менделеева о том, что сжигать нефть в топке – это всё равно, что растапливать печь асигнациями. С середины 40-х годов XX столетия в мире интенсивно начинает развиваться нефтехимическая промышленность. Один из основных продуктов переработки синтетический каучук.

Основной потребитель синтетического каучука автомобильная промышленность. Например, на шины большегрузного самосвала идёт около 3 т каучука. Из нефти получают широкий спектр пластмасс, синтетических волокон. Полиэтилен – продукт полимеризации газообразного этилена. Путём биохимической переработки нефтяных углеводородов получают белковые вещества. В настоящее время синтетический белок идет в сельское хозяйство на откорм животных и птиц. В меню человека также уже входят продукты, приготовленные из нефти. Например, масло в шпротах – это продукт нефтехимии. Эксперты Всемирной организации здравоохранения предполагают, что к началу третьего тысячелетия в рационе человека в значительном количестве будут присутствовать заменители мяса и молока.

В XX веке нефть стала фактором военной мощи государств. Вторая мировая война стала войной моторов. Ударная сила современных армий почти целиком зависит от топлива, начиная от бронемашин до ракет. Значимость нефти как стратегического сырья можно продемонстрировать на примере нефтяного кризиса 1970-х годов. В 1973 г. страны ОПЕК (страны экспортеры нефти Ближнего и Среднего Востока) наряду с требованием повышения цен на экспортируемую нефть, выдвинули ряд политических требований, в связи с агрессией Израиля на Ближнем Востоке. Разразился нефтяной кризис, в результате которого в мире резко подскочили цены на нефть, кризис затронул во многих странах отрасли машиностроения и транспорта. Оккупация Кувейта Ираком в 1991 г. и последующая военная операция США и западных партнеров «Буря в пустыне» напрямую связаны с тем, что Кувейт обладает огромными запасами нефти.

Нефть и газ исключительный фактор экономического развития государств. Яркий тому пример страны Персидского залива, которые благодаря огромным запасам нефти превратились в богатейшие страны мира.

В настоящее время в мире насчитывается более 210 государств, среди которых около половины располагают запасами нефти и газа и добывают их на своей территории или в пределах

входящих в их состав акваторий. Причем выгодна не добыча и продажа нефти и газа, а производство и продажа получаемых из них моторного топлива, масел, пластмасс и др. материалов. Так, в США в начале 90-х годов XX столетия мощность нефтеперерабатывающих заводов составляла около 2 млн т нефти в сутки (США добывали около 350 млн т) при глубине переработки около 80 %. Кроме моторного топлива и масел, эти заводы дают сырье для нефтехимического синтеза (выпускается около 1000 наименований – пластмассы, каучук и др.).

1.2. Природные горючие ископаемые

Термин «каустобиолиты» в переводе означает: горючий камень биогенного происхождения. Этот термин был предложен в 1908 г. немецким ученым Г. Потонье для углей и горючих сланцев, которые им подразделялись на:

- гуммиты, образовавшиеся из остатков высших, преимущественно болотных растений (бурый, каменный уголь);
- сапропелиты, образовавшиеся в результате захоронения на дне водоемов низших организмов, в основном планктонных водорослей (кероген горючих сланцев, богхед);
- липтобиолиты – угли, обогащенные наиболее стойкими к разложению компонентами растительного вещества – восками, ископаемыми смолами и др.

В дальнейшем общепринятым стало каустобиолиты подразделять на два основных ряда:

- каустобиолиты угольного ряда – сапропели, торф, бурые угли, каменные угли, антрацит.
- каустобиолиты нефтяного ряда – углеводородные газы, нефти, мальты, асфальты, озокериты и другие природные битумы. Некоторые исследователи сюда же относят *битумоиды*.

К *битумоидам* относятся вещества, рассеянные в осадках и осадочных горных породах и растворимые в нейтральных органических растворителях: петролейном эфире (легкой фракции нефти, состоящей преимущественно из пентанов и гексанов и выкипающей при температуре 35–70 °C), бензоле C₆H₆, спирто-бензоле, со-

стоящем из равных объемов бензола и этилового спирта, хлороформе CHCl_3 . На стадиях диагенеза и седиментогенеза битумоиды образуются биогенным путем непосредственно из первичного ОВ, содержащегося в осадке, а на стадии катагенеза они образуются уже абиогенным путем за счет термоллиза и термокатализа преобразованного ОВ.

Наиболее легкая нефтеподобная и миграционноспособная часть битумоидов называется *микронефтью* или *протонефтью*. Микронефть также, как и материнское ОВ, рассеяна в нефтепроизводящих породах, поэтому формирование месторождений нефти и газа связано с концентрацией микронефти или газа, которая осуществляется посредством их миграции в пористой и трещиноватой водонасыщенной среде земной коры, и последующей аккумуляции в ловушках у непроницаемых экранов.

Наиболее полная классификация каустобиолитов, в основу которой положен генетический принцип – геологические условия образования горючих ископаемых, была предложена в 1961 г. В. А. Успенским и О. А. Радченко.

Предложенная классификация представляет собой блок – диаграмму, состоящую из двух ветвей, которые соответствуют различным генетическим типам каустобиолитов. Левая ветвь представляет собой образование и последующие изменения горючих ископаемых угольного ряда, правая – каустобиолитов нефтяного ряда. В основании левой ветви показаны исходные продукты образования каустобиолитов: высшие растения и низшие организмы. На основании расположены блоки, торцевая часть которых характеризует геохимические и фациальные условия преобразования ОВ. Крайняя левая ветвь показывает, что в зоне субаэрального выветривания образуются выветреловые угли. Стрелки, направленные от правого блока угольной ветви к нефтяной, указывают на генетические связи каустобиолитов нефтяного ряда с морскими и пресноводными сапропелями, минеральными осадками, обогащенными ОВ отложений озер и морских водоемов.

Ряд каустобиолитов угольного ряда начинается с практически неизмененного растительного вещества – сапропелей и сапропели-

тов, а также торфа. Для образования торфа необходимо накопление и сохранение большого количества остатков высших растений, причем здесь главную роль играют климат и тектоника. Понятно, что скорость роста растений во многом зависит от температурных условий и влажности, однако в тропических болотах торф встречается очень редко. Это происходит потому, что в тропических болотах происходит ускоренное гниение растительных остатков и торф не образуется. Благодаря нисходящим тектоническим движениям скорость накопления растительных остатков увеличивается и органические остатки, находящиеся в стоячей воде, перекрываются органическими остатками и минеральным обломочным материалом, образовавшимся позднее.

Микроорганизмы играют активную роль в процессе образования торфа. На это указывает наличие в глубоководных торфяных залежах углеводов, аминокислот, аминокислот и липидных компонентов, образование которых связывается с деятельностью микроорганизмов.

Процессы углефикации торфа приводят к образованию бурых углей, которые подразделяют на гумусовые и сапропелевые.

***Углефикация** – процесс химического и физического изменения ОВ, прошедших стадию торфообразования под действием температуры, давления и геологического времени.*

Главным компонентом гумусовых бурых углей является вещество, образующееся в результате гумификации древесных тканей.

Сапропелевые угли образуются из тонкозернистых органических илов, образующихся в мелководных водоемах: озерах, прудах и лагунах. Они, как правило, не проходят через стадию торфообразования и связаны с диагенетическими изменениями осадков, обогащенных высокими концентрациями ОВ.

По мере увеличения интенсивности катагенетических преобразований бурых углей происходит образование каменных углей. Главными компонентами углей высоких марок являются лейптинит, витринит, интертинит. Наиболее распространены в углях твердые, богатые углеродом и хрупкие частицы витринита. Этот ***мацерал*** широко используют в геохимических исследованиях.

***Мацералы** – определяемые под микроскопом компоненты угля (название дано по аналогии с названием «минералы»).*

Правая ветвь диаграммы В. А. Успенского представляет схему образования и последующего изменения каустобиолитов нефтяного ряда.

В основании нижнего правого бока расположены нефть и продукты ее изменения в результате различных процессов: слева миграционных – газы и легкие нефти, справа – продукты, образующиеся в результате выветривания легких парафинистых нефтей (вещества группы озокерита).

На блоках, расположенных выше, показан переход от метановых нефтей к нафтоновым, а затем к нафтоново-ароматическим. Это происходит в результате гипергенных процессов, при которых происходит обогащение нефтей тяжелыми смолистыми компонентами и постепенное преобразование их в мальты, асфальты, а потом в асфальтиты и кериты.

Классификационная схема показывает, что в процессе литогенеза при погружении горных пород и росте литостатического давления и пластовой температуры физико-химические свойства каустобиолитов угольного и битумного рядов сближаются. В результате керитам по степени метаморфизма соответствуют каменные угли, а антраксолитам – антрациты. В конце катагенеза – начале метаморфизма, при температуре свыше 300 °С горючие ископаемые обоих рядов превращаются в органический графит. Происходит это в результате карбонизации, углефикации, или обуглероженного ОВ. Под этими процессами понимается преобразование ОВ, которое ведет к увеличению содержания углерода за счет уменьшения количества водорода и других гетероатомов.

Общими признаками и свойствами всех каустобиолитов являются:

1) горючесть; 2) биогенное происхождение; 3) образование в осадках и осадочных горных породах из ОВ в процессе литогенеза; 4) преобразование в результате изменения геохимических условий, температур и давлений; 5) преобладание в элементном составе углерода, который образует различные по сложности и молекуляр-

ной массе соединения с водородом; 6) присутствие гетероатомных кислород-, серо- и азотсодержащих соединений.

Кроме общих свойств каустобиолиты обоих рядов имеют отличительные признаки и свойства, главными из которых являются:

1. Отношение залежей к вмещающей породе: каустобиолиты угольного ряда сингенетичны, а каустобиолиты нефтяного ряда эпигенетичны; 2. Генетический тип исходного вещества: для каустобиолитов угольного ряда исходным в основном ОВ высших растений, а для каустобиолитов битумного ряда – ОВ низших организмов (планктона, бентоса); 3. Концентрация исходного вещества в осадках и осадочных породах: каустобиолиты угольного ряда связаны с концентрированным ОВ, а каустобиолиты битумного ряда в основном с рассеянным ОВ; 4. Место образования: большая часть углей образуется не в морских условиях, а большинство нефтематеринских пород – это морские отложения.

1.3. Образование каустобиолитов

В случае генерации нефти из сапропелевого РОВ образуются метаново-нафтеновые нефти, а при преобразовании лейптинитовой составляющей высшей растительности – высокопарафинистые нефти. Процесс нефтеобразования сопровождается газообразованием углеводородных и неуглеводородных газов. Этан, пропан и бутан образуются, также как и нефть, на стадиях МК1-МК3 преимущественно из сапропелевого ОВ.

При миграции нефтей с большим содержанием парафинов, в том числе и фильтрованных нефтей, происходит физическое высаживание твердых парафинов с образованием озокерита и гатгетита. Быстрое перемещение парафинистой нефти вверх приводит к ее дегазации и понижению температуры, при этом твердые парафины кристаллизуются и отделяются от смолисто-асфальтовых компонентов нефти. Вдоль трещин и в прилегающей части порового пространства коллекторов могут создаваться очаги **озокеритообразования**. При наличии густой сети трещин они сливаются и образуют скопления пластового типа. Дальнейшее гипер-

генное изменение и выветривание озокерита и гаттетитов ведет к формированию альгарита и битумов хорсанов.

Миграционные процессы несомненно влияют на изменение химического и физического состава первичных залежей нефти. Однако наиболее серьезное влияние оказывают гипергенез и катагенез. Гипергенные процессы действуют в пределах воздымающихся территорий. В этой зоне происходит химическое бактериальное окисление нефтей как за счет свободного кислорода, т.е. аэробное окисление, так и за счет связанного кислорода сульфатов. Процессы окисления дополняются осернением, а также физическим улутучиванием легких фракций. На первой стадии гипергенного превращения нефти непосредственно в залежи начинается абиогенное восстановление сульфатов, связанное с окислением нефти в первую очередь в зоне ВНК, в водах появляется сероводород. Наиболее активно микроорганизмы потребляют метановые УВ. В результате анаэробного окисления происходит остаточное накопление ароматических и нафтеновых УВ, возрастание количества смол. Метановая нефть преобразуется в тяжелую, высокосмолистую вязкую нефть. Этап гипергенеза без доступа свободного кислорода назван криптогипергенной фазой. Следующий идеогипергенный аэробный этап осуществляется в условиях максимальной гидрогеологической раскрытости, а завершается на открытой земной поверхности. В этих условиях процессам окисления сопутствует физикохимическая дифференциация, состоящая в уходе (улутучивании) легких фракций нефти, и образуются вязкие полутвердые и твердые продукты: мальты, асфальтиты и продукты их выветривания окси- и гуминокериты.

Эти продукты могут формироваться непосредственно как в разрушающихся залежах, так и при излиянии нефтей по трещинам и жилам. Интенсивное излияние мальт на поверхность может приводить к появлению кировых покровов. При значительных масштабах этих процессов возникают целые асфальтовые озера (например, в Венесуэле, на Сахалине, на о. Тринидат), с постепенными переходами от мальт к асфальтам и асфальтитам.

При срезании кирового покрова в породах остаются его жильные корни, связанные с маточной нормальной парафинистой нефтью. При этом поверхность жильных корней также закируется. В случае закирования мы имеем дело с субэральным окислением в условиях воздействия всех факторов земной поверхности. В жильных залежах битумов происходит замедленное преобразование нефти под действием мигрирующих по трещинам газов и вод. Поэтому при диагностике погребенных асфальтоподобных битумов закирования и кировые покровы можно отличить от жильных битумов по более высокому содержанию кислорода и наличию остатков фауны и флоры. Проявление природных битумов следует рассматривать как прямые признаки нефтеносности.

По мере погружения залежей в катагенетической зоне также происходит изменение нефтей. Нефти метанизируются, облегаются. В позднем апокатагенезе при температуре $>200\text{ }^{\circ}\text{C}$ начинается деструкция легких нефтей и одновременная карбонизация выпавших и сорбированных в породах асфальто-смолистых компонентов. Крупные молекулы в легких нефтях разрушаются и дают начало углеводородным и неуглеводородным газам. Дальнейший рост давления и температуры ведет в конце концов к наиболее устойчивым формам – метану и твердым минералам углеводорода (графиту).

Вывод. Подводя итог всему вышесказанному, можно сделать вывод, что нефть и газ играют и будут играть важную роль в жизни человека. Несмотря на расширение применения нетрадиционных возобновляемых источников энергии, в обозримой перспективе нефть и газ останутся основными энергоносителями во всех странах мира. Другое дело, что будет происходить некоторое перераспределение ролей между ними: моторные топлива, получаемые из нефти, будут постепенно заменяться сжатым или сжиженным газами.

Невозможно представить себе современную цивилизацию без продуктов переработки нефти и газа. Это направление их использования со временем также будет все более и более развиваться.

Вопросы для самопроверки

1. Расскажите об основных этапах становления нефтяной промышленности.
2. Что вы знаете о роли нефти и газа в мировом хозяйстве?
3. Что такое каустобиолиты?
4. Какая классификация каустобиолитов была предложена В. А. Успенским и О. А. Радченко?
5. В чем сходство и отличие различных типов каустобиолитов?
6. Что такое витринит?
7. Что вы знаете об образовании каустобиолитов?

2. ГЕОХИМИЯ УГЛЕРОДА

П л а н

- 2.1. Модификации углерода.
- 2.2. Круговорот углерода в природе.
- 2.3. Круговорот углерода в природе.

2.1. Модификации углерода

Углерод имеет 6 порядковый номер в таблице Менделеева, атомная масса 12,011. Атом углерода имеет два внутренних электрона и четыре электрона на внешней оболочке, которая может содержать восемь электронов. Это приводит к тому, углерод при высоких температурах легко соединяется с различными элементами и образует огромное количество соединений. Соединения углерода играют ведущую роль в жизнедеятельности растительных и животных организмов.

При низком общем содержании углерода в литосфере, наблюдаются его высокие концентрации в осадочных породах, илах и почвах где он содержится в виде органических и неорганических соединений. Органический углерод находится как в рассеянных, так и в концентрированных формах, которые представляют собой преобразованный и законсервированный углекислый газ древних биосфер. При этом основная часть органического углерода находится в рассеянных формах.

В метаморфических и магматических породах углерод присутствует в виде карбонатов (мраморов и т.д.), графита и углекислого газа. Графит чаще находится в рассеянной форме и реже – в жильной.

Достаточно много углерода в виде углекислого газа в атмосфере и гидросфере.

Горит углерод при T^0 300–500. При сгорании образуется углекислый газ CO_2 и угарный газ CO . CO_2 хорошо растворяется в воде с образованием угольной кислоты.

По данным А. П. Виноградова, в Мировом океане суммарное содержание углекислого газа и анионов HCO_3^- и CO_3^{2-} почти в 60

раз больше, чем в атмосфере. Кроме того, в воде растворено большое количество органического вещества. Главным источником органического углерода в океане является фитопланктон.

Углерод и его соединения широко распространены в космосе. В межзвездном пространстве он занимает третье место после водорода и гелия и четвертое место среди химических элементов Солнца, после H, He, и O.

2.2. Модификации углерода

В свободном состоянии до недавнего времени углерод был известен в трех видах: угля, графита и алмаза. В составе антрацита содержание чистого углерода в среднем 96 %.

Однако в конце 60-х годов прошлого века советские химики синтезировали новое видоизменение углерода, которое называли карбин. В нем атомы углерода связаны чередующимися тройными и одинарными связями: $C \equiv C - C \equiv C$. Карбин обладает полупроводниковыми свойствами. Электропроводность в нем увеличивается под действием света. При соприкосновении карбина с кровью не образуется тромбов.

В начале 70-х годов японский физико-химик Е. Осава предположил существование необычной формы углерода, со структурой, похожей на футбольный мяч. В 1985 г. в Германии группа химиков при лазерном облучении образца графита получила предсказанное Осавой вещество, за что им в 1996 г. была присуждена Нобелевская премия в области химии. Это вещество называли фуллерен. В молекулах фуллерена атомы углерода расположены в вершинах правильных шести- и пятиугольников, которые образуют сферу, напоминающую футбольный мяч. В 1992 г. природные фуллерены были обнаружены в шунгите, а затем и в метеоритах.

Главная особенность фуллеренов заключается в том, что «пустоту», которая имеется в середине «мяча» можно заполнить чем угодно – вплоть до генетического кода. Физики – для создания химических лазеров и «молекулярных компьютеров». Химики – для создания новых продуктов, фармакологи – для доставки в клетки различных веществ и т.д. Такие перспективы практического ис-

пользования стимулировали исследователей, и уже через несколько лет был разработан метод промышленного получения фуллеренов из сажи, образовавшейся при сгорании тяжелых УВ.

В 2004 г. группой ученых была получена двумерная форма углерода – графен.

Графит представляет чередование плоских слоев, внутри которых соединения атомов углерода похожи на пчелиные соты. Однако считалось, что «отщипнуть» одну атомную плоскость от этих слоев невозможно. Все попытки получить графен в лабораторных условиях не удавались. Поэтому для мировой научной общественности была полной неожиданностью статья, опубликованная в 2004 г. Андреем Гейманом и Константином Новоселовым (Манчестерский университет). В ней была описана методика получения графена и его идентификация, как единичного слоя графита. Удивительно, но факт, что молекулярный слой графена они получили с помощью обыкновенной ленты-скотча. Эти исследователи методично раз за разом наклеивали скотч на поверхность пластинки пиролитического графита и затем переносили содержимое на подложку из окисленного кремния. Эта процедура повторялась бесконечное число раз, пока пластинка графита стала совсем тонкой. Изучение этой пластинки показало, что в ее «рельефе» наконец оказался участок толщиной ровно в один слой атомов углерода. За новаторские эксперименты с графеном ученым в 2010 г. была присуждена Нобелевская премия в области физики.

В природных соединениях встречаются три изотопа углерода: ^{12}C , ^{13}C , ^{14}C . При этом резко преобладает изотоп ^{12}C .

Отличительными чертами углерода являются его подвижность, в основном в виде углекислого газа и метана и участие в многочисленных химических превращениях. Вместе с другими элементами и веществами углерод участвует в круговороте – повторяющихся процессах перемещения и превращения на Земле, которые имеют циклический характер. Главными движущими силами миграции углерода являются геохимическая деятельность живого вещества в биосфере и глубинная геотектоническая активность Земли. Биосфера – это не совокупность живых организмов,

а область жизни организмов, которая охватывает тропосферу, гидросферу и верхнюю часть литосферы (до 3 км. для суши и 0,5 км от морского дна).

Основная масса углерода биосферы сосредоточена в углекислом газе. Этот газ играет большую роль в круговороте углерода потому, что обладает хорошей растворимостью в воде и большой подвижностью в природе. Кроме того, он является начальным и конечным продуктом многочисленных преобразований углерода.

2.3. Круговорот углерода в природе

В. А. Успенский, рассматривая круговорот углерода в природе, выделяет пять циклов.

Первый включает в себя деятельность автотрофных организмов. Происходит интенсивное поглощение углекислого газа автотрофами из атмосферы и преобразование его в результате процессов биосинтеза во все необходимые компоненты для существования растительных организмов. В результате накапливается значительная масса органического вещества и биохимической энергии, что, по сути, имеет решающее значение для существования жизни на Земле.

В гетеротрофном цикле часть созданного в предыдущий период ОВ расходуется гетеротрофными организмами для создания их биомассы.

Заканчивается гетеротрофный цикл тем, что все ОВ находится в составе минерального осадка и претерпевает вместе с ним дальнейшее преобразование (седиментация, диагенез, катагенез), вступая в «метаморфический» (по В. А. Успенскому) цикл.

Поступление ОВ в «м...» цикл сопровождается частичным разрушением ОВ с CO_2 , CH_4 и других компонентов, часть которых пополняют резерв атмосферы. Большая часть ОВ (65 % и выше) остается во вмещающей породе и претерпевает дальнейшее преобразование благодаря перемещению пород на глубины с более жесткой термобарической обстановкой. Частично отложения, содержащие преобразованное ОВ, благодаря восходящим тектониче-

ским движениям попадают в эрозионный цикл, где происходит их окисление.

Под воздействием солнечных лучей из атмосферного углекислого газа в результате процесса фотосинтеза с помощью хлорофилла развиваются растения, образуя сложные органические соединения.

Травоядные животные поедают растения для того, чтобы с помощью биосинтеза получать из них нужные его организму белки, жиры и углеводы.

Плотоядные животные поедают травоядных, и этот процесс повторяется снова.

Фотосинтез – превращение зелеными растениями и фотосинтезирующими микроорганизмами лучистой энергии солнца в энергию химических связей органических веществ, происходящих с участием поглощения световых пигментов.

Биосинтез – процесс образования необходимых организму веществ, протекающий в живых клетках с участием биокатализаторов- ферментов.

И под землей идет интенсивный процесс окисления органического вещества, в том числе с помощью микроорганизмов, благодаря которым атмосфера пополняется углекислым газом. Проведенные исследования показывают, что в результате процесса фотосинтеза с помощью зеленых растений ежегодно ассимилируется около 100 млрд т углекислого газа, и жизнь на земле давно бы прекратилась, если бы не постоянное возобновление углекислого газа в атмосфере, а это во многом зависит от интенсивности накопления органического вещества и его дальнейшего преобразования.

Запасы свободного углекислого газа пополняются в биосфере за счет тления, гниения и горения биопродукции, дыхания гетеротрофов, выветриваемого ископаемого рассеянного ОВ и залежей каустобиолитов, а также за счет растворения карбонатов в зоне гипергенеза.

В зону гипергенеза карбонаты и ОВ поступают в результате восходящих тектонических движений и денудации пород.

Большое количество углекислого газа и метана выделяется при диагенезе и катагенезе ОВ. В нисходящих областях земной коры, в условиях высоких температур и давлений происходит метаморфизм ОВ и карбонатов, а затем и термическое разложение карбонатов на окись кальция и углекислый газ.

В результате метаморфизма ОВ превращается в графит, метан и углекислый газ. Освободившиеся газы по разломам поступают с флюидами и газовыми струями в биосферу и пополняют подвижный углерод.

В результате вулканической деятельности в биосферу поступают ювенильный углекислый газ, окись углерода и метан.

По расчетам Г. И. Войтова, основная масса глубинного углерода поступает в биосферу в виде метана. В атмосфере метан не накапливается, т.к. время жизни его молекул в среднем около 5 лет. По цепочке реакций метан разрушается свободным кислородом, серой и сульфат-ионом. При этом в атмосфере образуется значительное количество углекислого газа и воды.

Вывод. Таким образом, миграция углерода на Земле происходит в основном в форме углекислого газа и метана и распадается на несколько малых циклов, охватывающих разные интервалы времени и пространства.

Вопросы для самопроверки

1. В каких породах наиболее распространен углерод?
2. Какие модификации углерода вы знаете?
3. Назовите основные отличительные черты углерода
4. Какие циклы в круговороте углерода в природе выделял В. А. Успенский

3. СОСТАВ И ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА НЕФТЕЙ

План

- 3.1. Элементный, изотопный и фракционный состав нефти.
- 3.2. УВ компоненты, входящие в состав нефти.
- 3.3. Неуглеводородные компоненты, входящие в состав нефти.
- 3.4. Физико-химические свойства нефтей.
- 3.5. Принципы классификации нефтей.

3.1. Элементный, изотопный и фракционный состав нефти

Термин «*нефть*» охватывает сложные природные подвижные смеси, состоящие в основном из УВ. Дать этой смеси строгое химическое определение невозможно, так как не существует двух совершенно одинаковых нефтей. Однако все нефти содержат один и тот же ряд соединений и различаются по относительному содержанию отдельных компонентов. Термин «нефть» обозначает «*протаскиваться*». Этому термину около пяти тысяч лет.

Долгое время нефть использовалась в строительстве и медицине. Гиппократ, Ибн-Сина описывали много рецептов лекарств, в состав которых входит нефть.

Нефть – природная горючая маслянистая жидкость, состоящая из смеси жидких и газообразных УВ, содержащая в растворенном состоянии твердые **битумы**, а также примесь небольшого количества органических кислородных, сернистых и азотистых соединений. В ее состав входят УВ метанового, нафтенового и ароматического рядов. В природе нефти очень разнообразны по консистенции – от жидких до густых, смолообразных.

Изучение химического и изотопного составов нефтей имеет большое значение для понимания геохимических процессов превращения нефтей в земной коре. При исследовании нефтей определяют их элементный, групповой, групповой углеводородный и фракционный состав.

В *элементном составе* нефти преобладают пять химических элементов – углерод, водород, кислород, сера и азот, при разном преобладании углерода и водорода.

С точки зрения химического состава нефть представляет собой смесь УВ, содержащую кислородные, сернистые и азотистые соединения. Основные элементы нефтей – углерод (83–89 %) и водород (12–14 %). Максимальное содержание остальных трех элементов, часто объединяющихся под названием «кислородной группировки», в сумме может достигать 5–8 % (за счет серы), но обычно оно гораздо меньше. Кроме того, в нефтях содержатся многочисленные микроэлементы.

Отношение углерода к водороду (C / H) для нефтей колеблется от 5,8 до 8, в то время как для горючих ископаемых угольного ряда оно значительно больше, поэтому соотношение C / H – весьма характерный показатель для отнесения горючего ископаемого к нефтяному или угольному ряду.

Большой интерес для выяснения геохимической истории нефтей представляет *изотопный состав* нефтей, т. е. соотношение в них различных изотопов углерода, водорода, серы и азота. Наиболее изучены соотношения стабильных изотопов углерода ^{12}C и ^{13}C , водорода ^1H и ^2H , серы ^{32}S и ^{34}S , азота ^{14}N и ^{15}N . По имеющимся данным, количественные соотношения различных изотопов в нефтях составляют: $^{12}\text{C}/^{13}\text{C}$ от 91 до 94; $^1\text{H}/^2\text{H}$ от 3895 до 4436; $^{32}\text{S}/^{34}\text{S}$ от 22,0 до 22,5; $^{14}\text{N}/^{15}\text{N}$ от 273 до 277.

Фракционный состав нефти определяется в процессе *крекинга* нефти. Фракции нефтей, выкипающие при температуре 60 °C, называются петролейным эфиром, до 200 °C – бензином; от 200 до 300 °C – керосином; от 300 до 400 °C – газойлями; от 400 до 500 °C – смазочными маслами, свыше 500 °C – асфальтами.

3.2. УВ компоненты, входящие в состав нефти

Благодаря современным аналитическим методам наука обладает достаточно глубокими знаниями о составе нефти, конденсатов и природных газов. Каждый из этапов освоения УВ флюидов, а именно: поиски – разведка – разработка – транспорт – хранение –

переработка и потребление конечного продукта предъявляет свои специфические требования к типизации нефтей, которые могли бы наиболее полно удовлетворить исследования, проводящиеся по каждому из них.

Универсальной классификации, отвечающей потребностям всех, не существует, хотя попытки ее создать предпринимались некоторыми исследователями. Наиболее полная формально-логическая классификация нефтей была разработана академиком А. Э. Канторовичем, который все нефти подразделил на 180 классов. Однако из-за своей сложности эта классификация имеет в основном теоретическое значение.

В настоящее время имеются многочисленные специализированные химические и технологические классификации нефтей, в той или иной мере удовлетворяющие решению задач, стоящих перед исследователями разных конкретных специальностей, в том числе и геологов-нефтяников. Однако классификации, позволяющей с максимальной доступностью рассказать о составе нефтей с точки зрения применения тех или иных геохимических показателей при поисках и разведке нефтяных и газовых месторождений, не существует.

Какие же вопросы решаются с помощью изучения компонентного состава нефтей?

Прежде всего, это проведение корреляции в системах нефть-нефть в одновозрастных и разновозрастных отложениях. Для этого нужно детально изучить и сопоставить углеводородный и неуглеводородный состав нефтей. Но для такого сравнения необходимо из огромного набора компонентов выбрать наиболее информативные, и здесь не обойтись без глубоких знаний об их молекулярном строении и физико-химических свойствах. Более 300 УВ, входящих в состав нефти хранят информацию о составе исходного ОВ. А. А. Петров из всех УВ нефти выделил две группы: УВ, утратившие черты строения исходных биоорганических молекул и УВ их сохранившие. УВ и неуглеводородные компоненты, сохранившие ископаемые биомолекулы (или их опознаваемые фрагменты), называют биомаркерами.

В геологической литературе достаточно часто употребляется и другое теперь уже общепринятое название – «хемофоссилии». Хемофоссилии чаще всего используются как важнейшие геохимические критерии при корреляциях нефть–нефть и нефть–органическое вещество пород.

Например, если мы изучаем нефти многопластового месторождения, то в случае однотипности нефтей можно предположить, что месторождение образовалось в результате вертикальной миграции УВ и с помощью комплекса геолого-геохимических исследований, в том числе и ОВ пород, выявить источник генерации УВ. Если нефти будут отличаться друг от друга по составу, то необходимо ответить на вопрос, эти отличия являются генетическими или нет. Иными словами, в геологическом разрезе имеются несколько источников генерации УВ или выявленные отличия связаны со специфической литохимической или термобарической обстановкой в различных залежах. Может быть, эти изменения обусловлены вертикальной миграцией нефти из нижележащей залежи?

Предположим, мы изучаем нефти в регионально продуктивном горизонте. Сопоставляя состав нефтей из разных месторождений, можно в первом приближении ответить на вопрос о возможности наличия одного или нескольких источников поступления УВ в продуктивные отложения. В комплексе с результатами детальных геологических исследований, в том числе истории геологического развития территории и времени образования замкнутых ловушек, нам необходимо провести корреляцию в системах нефть–органическое вещество предполагаемых нефтематеринских пород. Для этого по составу нефтей и ОВ нужно идентифицировать нефтематеринскую породу, реконструировать тип исходного ОВ для данных нефтей, выявить условия его накопления, определить фациальную обстановку и окислительно-восстановительные условия среды. С помощью соответствующих геохимических показателей выяснить интенсивность микробиологической трансформации ОВ в диагенезе, а также степень катагенетического преобразования ОВ пород. Результаты исследований помогут определить «геологический возраст» нефти и, сопоставив его с результатами

палеорекострукции территории и конкретных ловушек, установить время возможного формирования тех или иных месторождений УВ. Полученные результаты лягут в основу оценки перспектив нефтегазоносности и определяют стратегию поисков новых скоплений УВ, а в конечном итоге позволяют выбрать наиболее рациональные и экономически выгодные направления поисково-разведочных работ.

С позиции органической химии УВ нефтей подразделяются по своему строению на две большие группы: УВ, в молекулах которых атомы углерода образуют открытые («линейные») или разветвленные цепи и УВ, в молекулах которых атомы углерода образуют кольца.

Углеводороды, в молекулах которых атомы углерода соединены простыми связями (C-C) называются метановыми углеводородами. В литературе существуют различные названия метановых углеводородов: алканы, алифатические, парафиновые, насыщенные или предельные УВ. Все это одни и те же УВ с формулой C_nH_{2n+2} .

Алканы образуют гомологический ряд, в котором каждый следующий углеводород имеет на один атом углерода и на два атома водорода больше, чем предыдущий.

Гомологический ряд – группы органических соединений, отдельные члены которых отличаются друг от друга на одну или больше метиленовых групп CH_2 .

Алканы могут представлять собой линейные или разветвленные цепочки атомов углерода. Углеводороды, образованные линейными цепочками, называются нормальными алканами, а с разветвленными цепочками – изоалканами.

«Изо...греч. – равный, подобный. Термин «изомеры» впервые ввел в 1830г. известный химик Й. Я. Берцелиус после того, как было установлено, что циановая кислота($HOCN$) идентична по составу гремучей кислоте ($CNOH$). Это явление он сформулировал очень четко: «Соединения, у которых один и тот же состав, но различный порядок связи атомов в молекуле, называются изомерами».

Простейший представитель алканов – метан. Его молекула имеет один атом углерода и четыре атома водорода. Следующие простейшие по строению алканы это – этан и пропан.

Начиная с бутана (C_4H_{10}), углеводороды могут иметь нормальное строение (линейная цепочка) и изостроение (разветвленная цепочка).

Углеводороды нормального и их изомеры имеют одинаковую формулу (и одинаковую молекулярную массу), но отличаются друг от друга строением и физико- химическими свойствами.

Алканы легче воды, их плотность не превышает $0,8 \text{ гсм}^3$. Они практически не растворимы в воде, но хорошо растворимы в органических растворителях. Алканы содержатся практически во всех нефтях. Если их концентрация превышает 50 %, то такие нефти называются метановыми. Они чаще всего распространены в отложениях, характеризующихся достаточно жесткой термобарической обстановкой.

Итак, мы рассмотрели достаточно большую группу насыщенных УВ, содержащие простые связи С-С.

Теперь рассмотрим группу ненасыщенных УВ, содержащих кратные связи С-С, С-С. Это – алифатические УВ. Они могут содержать разное количество двойных или тройных связей, или и тех и других одновременно. Наибольший интерес представляют алкены или олефины. Они содержат одну двойную связь С-С. Первый член гомологического ряда олефинов – этилен; далее пропилен и бутен. Олефины – ценнейшее сырье для нефтехимической промышленности. Они образуются в продуктах переработки нефти в результате реакций дегидрирования алканов. В связи с тем, что олефины не идентифицируются в нефтях стандартными методами, до недавнего времени исследователи полагали, что они отсутствуют в природной нефти.

Только совсем недавно Е. Б. Фролов и М. Б. Смирнова (1990) разработали экспресс-метод для определения содержания олефинов в природных нефтях. По мнению этих ученых олефины нефтей образуются под воздействием тепла в результате радиоак-

тивного природного излучения. Дальнейшие исследования подтвердили эти предположения.

Поэтому, если в нефтях обнаружены олефины, необходимо детально изучить геологическое строение месторождения с позиции наличия в породах источников радиоактивного распада.

Следующая большая группа углеводородов нефти – это УВ, в молекулах которых атомы углерода образуют замкнутые цепикольца (циклы), состоящие из трех и более атомов углерода. Их общая формула C_nH_{2n} .

В нефтях цикланы представлены в основном углеводородами, содержащими пять или шесть циклов. В геохимии для их обозначения применяется термин нафтены или нафтеновые УВ.

Содержание нафтеновых УВ в нефтях колеблется в достаточно широких пределах от 25 % до 75 %. По физическим свойствам нафтеновые УВ занимают промежуточное положение между метановыми и ароматическими УВ.

Следующим большим классом УВ являются ненасыщенные циклические УВ – арены или ароматические УВ.

Арены содержат в молекуле особую циклическую группировку из шести атомов углерода, которая называется бензольной (бензольное ядро). Общая формула моноциклических Аренов C_nH_{2n-6} . Первый из наиболее важных представителей гомологического ряда одноядерных углеводородов – бензол C_6H_6 .

В нефтях встречаются моноароматические соединения с одной бензольной группой в молекуле (бензол и его гомологи), бициклические структуры – две бензольные группы в молекуле (нафталин), а также три-, тетра- и пентациклические соединения (пирен, хризен...).

Как правило, общее содержание ароматических УВ в нефтях – 10–20 %, а в нефтях ароматического типа до 35 %. Наибольшая концентрация ароматических УВ установлена в нефтях молодого возраста. Нафтенно-ароматические соединения широко распространены в молодых или неглубоко залегающих нефтях. Ароматические структуры начинают преобладать в нефтях после термической эволюции.

3.3. Неуглеводородные компоненты, входящие в состав нефти

В состав нефтей кроме УВ компонентов входят соединения, содержащие серу, азот и кислород, а также металлы и минеральные компоненты.

Происхождение сернистых соединений в нефтях может быть различным. Наиболее вероятно, что сернистые соединения образовались в результате окислительно-восстановительных процессов, происходящих между сульфатами и углеводородами в течение геологического времени. Процесс осернения нефтей происходит в несколько этапов. Сначала происходит окисление УВ сульфатами металлов, присутствующими в подземных водах, которые при этом восстанавливаются в сульфиды и гидросульфиды.

Образующиеся сульфиды и гидросульфиды разлагаются с образованием сероводорода.

Свободная сера может образоваться за счет окисления сероводорода оксидами металлов, присутствующими в отложениях или же растворенными в водах сульфатами. Часть сернистых соединений может быть унаследована от исходного ОВ.

Сера встречается в нефтях в виде растворенной элементарной серы, сероводорода, сульфидов и дисульфидов, меркаптанов, а также более сложных соединений, содержащих одновременно в различных сочетаниях атомы серы, кислорода и азота.

Содержание азота в нефтях, как правило, не превышает 0,5 %. Однако в высокосмолистых нефтях содержание азотистых соединений иногда достигает 10 %. В легких фракциях нефтей азотистые соединения как правило отсутствуют. С увеличением температуры кипения фракций содержание азотистых соединений в них возрастает и максимальные их концентрации сосредоточены в основном в ее смолисто-асфальтеновой части. Наиболее значимыми компонентами азотосодержащих соединений являются порфирины, их содержание в некоторых нефтях достигает 0,1 %. Порфирины могут находиться в нефтях как в свободном состоянии, так и в виде комплексных соединений с металлами г.о. с никелем и ванадием. Большое содержание порфиринов характерно для сернистых

нефтей. Порфирины являются представителями хемофоссилий и их содержание в нефтях используется при геохимических обобщениях. Порфириновые комплексы нефти оптически активны. Они способны ускорять окислительно-восстановительные реакции, поэтому, как предполагают, они принимают активное участие в процессах преобразования нефтей.

Кислородосодержащие соединения представлены кислотами, эфирами, фенолами и др., из них до 90–95 % кислородосодержащих компонентов приходится на смолы и асфальтены.

Смолисто-асфальтеновые вещества – сложная смесь наиболее молекулярных компонентов нефти, содержание которых достигает иногда 10–50 % масс. На долю углеводородной части приходится 80–95 % всех молекул, слагающих эти структуры. В целом смолисто-асфальтеновые вещества – это гетероорганические соединения, включающие в состав молекул кроме УВ азот, серу, кислород и некоторые металлы. Наиболее богаты смолисто-асфальтеновыми веществами нефти ароматического основания. Нефти алканового основания содержат смолисто-асфальтеновых веществ намного меньше. Смолисто-асфальтеновые вещества объединяют две большие группы высокомолекулярных соединений – смолы и асфальтены. Они сконцентрированы в наиболее высококипящих фракциях нефтей.

Смолы представляют собой очень вязкие малоподвижные жидкости, а иногда и твердые аморфные вещества. Плотность близка к 1,1 г/мл. Содержание углерода 79–87 %, водорода – 9–11 %. Кроме того, смолы содержат гетероатомы: кислорода 1–7 %, серы от десятых долей процента до 7–9 %. В некоторых смолах содержится азот. Смолы хорошо растворяются в органических растворителях. Для аналитических целей смолы экстрагируют из нефтей бензолом, спиртобензолом, петролейным эфиром и т.д.

В соответствии с этим в нефтях выделяются бензольные, спиртобензольные и петролейно-эфирные смолы.

Асфальтены являются более высокомолекулярными соединениями, чем смолы. При нормальных условиях асфальтены – аморфные твердые вещества, плотностью выше 1,14. Асфальтены

легко растворяются в хлороформе, бензоле и т.д. При нагревании асфальтены размягчаются, но не плавятся; при температуре выше 300 °С они переходят в кокс и газ. Асфальтены химически активны, легко вступают в реакции окисления, сульфирования, нитрирования, несколько труднее гидрируются. Последним достижением науки в области изучения асфальтенов было обнаружение в составе их фракций, осаждаемых из нефтей пентаном или гептаном фуллеренов (2002).

В 1991 г. было совершено мировое открытие, пока не имевшее отношение к нефтям. Японский ученый Суцмио Иидзима обнаружил цилиндрическую форму нанотрубокарбона, которую впоследствии назвали «нанотрубка». Отличается она от фуллеренов тем, что ее поверхность образует только правильные шестиугольники. Нанотрубки могут состоять из нескольких слоев и иметь открытые или закрытые концы.

А уже в 2003 г. исследования образцов асфальтенов с помощью просвечивающей электронной микроскопии из нефти, отобранной с глубины 5600 м из скважины, находящейся в Мексиканском заливе, показало наличие в них пучка нанотрубок с внешним диаметром от нескольких единиц до нескольких десятков микрон.

С момента открытия нанотрубок их промышленное производство в мире достигло объема более 300 тонн в год.

Для чего же они нужны? Прежде всего, из-за своей прочности и легкости для космической, авиационной и автомобильной промышленности. «Сверхпроводимость» электрического тока позволяет использовать их при производстве мощных аккумуляторов, эмиттеров(излучателей) при производстве сверхплоских экранов, осветительных ламп и т.д.

Строительным материалом для фуллеренов, нанотрубок и графита является графен. До 2004 г. не удавалось получить графен в чистом виде т.к., из-за стремления минимизировать свою поверхностную энергию, он ведет себя как свернутый в рулон лист ватмана, стремясь трансформироваться в более энергетически стабильные формы углерода – нанотрубки, графит и фуллерен. (Т.о.,

Гейм и Новоселов пытались предотвратить трансформацию молекулярного слоя графена в другие формы углерода).

В статье ученых, получивших графен, говорилось, что возможность графена, как полупроводника в 100 раз больше, чем у кремния и в 20 раз больше, чем у арсенида галлия. Теплопроводность графена в 10 раз выше, чем у меди и в 1,5 раз выше, чем у нанотрубки. А по прочности у графена пока нет конкурентов.

В статье приведен забавный пример. Если бы мы смогли изготовить гипотетический гамак из графена площадью 1 м^2 , то он весил бы всего 0,77 миллиграмм, и в нем без риска мог бы качаться взрослый кот весом 4 кг.

А если бы мы изготовили такой же гамак из стали, то он бы выдержал вес в 40 г.

Кроме смол и асфальтенов в состав нефти входят микроэлементы (более 60), содержание которых обычно не превышает 10^{-8} – 10^{-2} %. Это ванадий, никель, металлы подгруппы меди, цинка, бора, ртути, вольфрама, урана и др.

К минеральным компонентам нефтей относятся, содержащиеся в ней соли, образованные металлами и кислотами, металлодержавшие комплексы, а также коллоидно-диспергированные минеральные вещества.

Основная часть металлов связана со смолами и асфальтенами. Содержание металлоорганических соединений в нефтях с высоким содержанием смол и асфальтенов на 2–3 порядка выше, чем в малосернистых нефтях с низким содержанием асфальто-смолистых веществ.

Определение состава и концентрации металлов и их соединений в нефтях проводятся главным образом спектральным анализом золы, полученной при сжигании нефти.

3.4. Физико-химические свойства нефтей

Плотность нефти. Единица плотности в СИ – кг/м^3 . На практике пользуются относительной плотностью, которая представляет собой отношение плотности нефти при температуре $20\text{ }^{\circ}\text{C}$ к плотности воды при $4\text{ }^{\circ}\text{C}$. Относительная плотность нефти чаще всего

колеблется в пределах 0,82–0,92. Как исключение, встречается нефть плотностью меньше 0,77 (дистилляты естественного фракционирования нефти), а также тяжелые, густые асфальтоподобные нефти, плотность которых превышает 1 (остатки естественного фракционирования). Различия в плотности нефти связаны с количественными соотношениями углеводородов отдельных классов. Нефть с преобладанием метановых углеводородов легче нефти, обогащенной ароматическими углеводородами. Плотность смолистых веществ нефти выше 1, поэтому чем больше их в составе нефти, тем выше ее плотность.

Плотность нефти зависит от соотношения количеств легкокипящих и тяжелых фракций. Как правило, в легкой нефти преобладают легкокипящие компоненты (бензин, керосин), а в тяжелых – тяжелые (масла, смолы), поэтому плотность нефти дает приближенное представление о ее составе.

В пластовых условиях плотность нефти меньше, чем на земной поверхности, так как в пластовых условиях нефть содержит растворенные газы.

Плотность используется при расчете массы продукта, занимающего данный объем, и, наоборот, объема продукта, имеющего определенную массу. Вследствие этого, данный показатель имеет особое значение при проведении операций купли-продажи для определения количества продукта на всем пути следования нефти и нефтепродуктов от места добычи до места переработки и от места переработки до потребителей.

Вязкость – способность оказывать сопротивление действующей силе. Чем больше в нефтях ароматических и нафтеновых циклов, тем больше ее вязкость. При нормальном давлении с повышением температуры вязкость нефти уменьшается. Вязкость является важнейшей свойством, характеризующим эксплуатационные свойства котельных, дизельных топлив и других нефтепродуктов. Вязкостью жидкости называется ее способность оказывать сопротивление перемещению ее частиц относительно друг друга под влиянием действующих на них сил.

Вязкостью определяются масштабы перемещения нефти и газа в природных условиях, ее необходимо учитывать в расчетах, связанных с добычей этих полезных ископаемых.

Особенно важна эта характеристика для определения качества масляных фракций, получаемых при переработке нефти и качества стандартных смазочных масел. По значению вязкости судят о возможности распыления и перекачивания нефтепродуктов при транспортировке нефти по трубопроводам, топлив в двигателях и т.д.

Среди различных групп углеводородов наименьшую вязкость имеют парафиновые, а наибольшую – нафтеновые углеводороды. Чем больше вязкость нефтяных фракций, тем больше температура их вскипания.

Различают динамическую (абсолютную), кинематическую и относительную (удельную) вязкость нефти.

Динамическая вязкость выражается величиной сопротивления в Па к взаимному перемещению двух слоев жидкости с поверхностью 1 м^2 , при относительной скорости перемещения 1 м/с под действием приложенной силы в 1 Н . По динамической вязкости расчетным путем определяют значения рациональных дебитов скважин.

Кинематическая вязкость представляет собой отношение динамической вязкости к ее плотности при той же температуре. Единица кинематической вязкости в СИ – $\text{м}^2/\text{с}$. Данные о кинематической вязкости используются в технологических расчетах.

При исследовании нефти обычно определяют относительную вязкость. Относительная (удельная) вязкость выражается отношением абсолютной вязкости нефти к вязкости воды.

Температура кипения углеводорода зависит от его строения. Чем больше атомов углерода входит в состав молекулы, тем выше температура кипения. У нафтеновых и ароматических углеводородов, у которых атомы углерода соединены в циклы (кольца), температура кипения выше, чем у метановых, при одинаковом количестве атомов углерода. Природная нефть содержит компоненты, выкипающие в широком интервале температур – от 30 до 600°C .

Из нефти путем разгонки получают большое количество товарной продукции.

Температура застывания и плавления различных видов нефти неодинакова. Обычно нефти в природе в жидком состоянии, однако некоторые из них загустевают при незначительном охлаждении. Температура застывания нефти зависит от ее состава. Чем больше в ней твердых парафинов, тем выше температура ее застывания. Смолистые вещества оказывают противоположное влияние – с повышением их содержания температура застывания понижается.

Поверхностное натяжение определяется работой, которую нужно произвести, чтобы увеличить свободную поверхность жидкости на 1 см^2 , не меняя ее температуры. Выражается в СИ – Дж/м².

Поверхностное натяжение является результатом действия молекулярных сил, которые у разных веществ разные. Силы сцепления молекул жидкости с молекулами твердого тела могут быть больше, чем силы сцепления между молекулами жидкости. Молекулярные силы сцепления между водой и породой больше, чем между нефтью и породой. Это может привести к вытеснению нефти водой из мелких пустот породы в более крупные, т.е. к миграции нефти в горных породах.

Добавляя в жидкость поверхностно-активные вещества, можно изменять ее поверхностное натяжение.

Теплота сгорания – количество теплоты, выделяемое при сгорании 1 кг топлива. Зависит от состава нефти.

Люминесценция – холодное свечение веществ под действием различных факторов. Различают **флюоресценцию** и **фосфоресценцию**. В ультрафиолетовых лучах легкие нефти флюоресцируют интенсивно голубым цветом, тяжелые – желто-бурым и бурым цветом. Так, Бакинская нефть, рассматриваемая при дневном свете, характеризуется синеватым свечением, а грозненская – зеленоватым.

Электропроводимость. Электрические свойства нефти играют особую роль. Нефть не проводит электрический ток, поэтому для обнаружения в разрезах скважин нефтеносных пластов используют электрические методы. Нефтепродукты используются в промышленности для изготовления различных изоляторов.

Оптическая активность. Нефть содержит оптически активные вещества. При прохождении через них поляризованного луча плоскость поляризации смещается (почти всегда вправо по ходу луча). Угол смещения колеблется в пределах от 0,1 градуса до нескольких градусов. Носителями оптической активности нефти служат преимущественно полициклические нафтенy. Нефть из более древних отложений менее оптически активна, нежели нефть из молодых отложений.

Молекулярная масса сырой нефти колеблется в пределах 240–290. Наиболее тяжелые фракции нефтей – смолы и асфальтены, имеют высокую молекулярную массу от 700 до 2000.

Коэффициент теплового расширения нефти характеризует ее способность увеличивать объем при нагревании и зависит от состава нефти.

В природных условиях нефти не всегда полностью насыщены газом. Давление (при постоянной температуре), при котором из нефти начинает выделяться растворенный в ней газ, называется *давлением насыщения*.

Обратная (ретроградная) растворимость – растворимость нефтей в газах. В области повышенных давлений при достаточно большом объеме газовой фазы жидкие углеводороды растворяются в газе, переходя в парообразное состояние. Образуется газоконденсатная смесь (залежь). Нефть меньше всего растворяется в метане. Добавка к метану предельных газообразных УВ увеличивает его растворяющую способность. С повышением давления при постоянной температуре и с повышением температуры при постоянном давлении растворимость жидких УВ в газах увеличивается. Она падает с повышением молекулярной массы УВ. Хуже всего растворяются смолы и асфальтены.

Газонасыщенность нефти определяется количеством газа, растворенного в нефти в условиях залежи. Измеряется как отношение 1 м³ газа к 1 м³ нефти.

Содержание воды. При добыче и переработке нефть дважды смешивается с водой: при выходе с большой скоростью из скважины вместе с сопутствующей ей пластовой водой и в процессе обес-

соливания, т.е. промывки пресной водой для удаления хлористых солей.

В нефти и нефтепродуктах вода может содержаться в виде простой взвеси, тогда она легко отстаивается при хранении, либо в виде стойкой эмульсии, тогда прибегают к особым приемам обезвоживания нефти.

Образование устойчивых нефтяных эмульсий приводит к большим финансовым потерям. При небольшом содержании пластовой воды в нефти удорожается транспортировка ее по трубопроводам из-за увеличения вязкости. После отделения воды от нефти в отстойниках и резервуарах, часть нефти сбрасывается вместе с водой в виде эмульсии и загрязняет сточные воды.

Часть эмульсии улавливается ловушками, собирается и накапливается в земляных амбарах и нефтяных прудах, где из эмульсии испаряются легкие фракции, и она загрязняется механическими примесями. Такая нефть получила название "амбарной нефти". Она является высоко обводненной, смолистой, с большим содержанием механических примесей и тяжело обезвоживаемой.

Вода, присутствующая в нефти, особенно с растворенными в ней хлористыми солями, осложняет ее переработку, вызывая коррозию аппаратуры.

Попадая в карбюраторное и дизельное топливо, вода снижает их теплотворную способность, вызывает закупорку распыляющих форсунок.

При уменьшении температуры кристаллики льда засоряют фильтры, что может служить причиной аварий при эксплуатации авиационных двигателей.

Содержание воды в масле усиливает его склонность к окислению, ускоряет процесс коррозии металлических деталей, соприкасающихся с маслом.

Следовательно, вода оказывает негативное влияние, как на процесс переработки нефти, так и на эксплуатационные свойства нефтепродуктов и количество ее должно строго нормироваться.

Содержание механических примесей. Присутствие механических примесей объясняется условиями залегания нефти и способами ее добычи.

Механические примеси нефти состоят из взвешенных в ней высокодисперсных частиц твердых пород, которые, адсорбируясь на поверхности воды, способствуют стабилизации нефтяной эмульсии. При перегонке нефти примеси могут частично оседать на стенках труб, аппаратуры и трубчатых печей, что приводит к ускорению процесса износа аппаратуры.

При подогреве нефти в отстойниках, резервуарах и трубах часть высокодисперсных механических примесей выпадает на дно и отлагается на стенках, образуя слой грязи и твердого осадка. При этом уменьшается производительность аппаратов, а при отложении осадка на стенках труб уменьшается их теплопроводность.

Содержание серы. Сера и ее соединения являются постоянными составляющими частями сырой нефти. По химической природе это соединения сульфидов, гомологов тиофана и тиофена. Кроме указанных соединений, в нефти встречаются сероводород, меркаптаны и дисульфиды.

Меркаптаны или тиоспирты – легколетучие жидкости с чрезвычайно отвратительным запахом; сульфиды или тиоэфиры – нейтральные вещества, которые не растворяются в воде, но растворяются в нефтепродуктах; дисульфиды или полисульфиды – тяжелые жидкости с неприятным запахом, легко растворяющиеся в нефтепродуктах и очень мало – в воде; тиофен – жидкость, не растворяющаяся в воде.

Соединения серы в нефти, как правило, являются вредной примесью. Они токсичны, имеют неприятный запах, способствуют отложению смол, в соединениях с водой вызывают интенсивную коррозию металла. Особенно в этом отношении опасны сероводород и меркаптаны. Они обладают высокой коррозионной способностью, разрушают цветные металлы и железо. Поэтому их присутствие в товарной нефти недопустимо.

Наличие хлористых и других минеральных солей. Перегонка нефти, содержащей соли, становится невозможной из-за интен-

сивной коррозии аппаратуры, а также из-за отложения солей в трубах печей и теплообменниках.

Из содержащихся в нефти хлоридов наиболее легко гидролизуется хлористый магний, за ним следует хлористый кальций и труднее всех гидролизуется хлористый натрий.

При перегонке сернистой нефти сероводород реагирует с железом и образует не растворяемый в воде сульфид железа, который в виде тонкой пленки покрывает стенки аппаратов и, таким образом, защищает аппаратуру от дальнейшего воздействия коррозии. Но выделившийся хлористый водород разлагает эту защитную пленку, при этом выделяются новые порции сероводорода, и образуется нерастворимое в воде хлористое железо. В результате обнажается поверхность металла и протекает интенсивная сопряженная коррозия сероводородом и хлористым водородом.

Наличие значительного количества минеральных солей в мазутах, которые представляют собой остаток при перегонке нефти и используются в качестве котельного топлива, приводит к отложению солей в топках, на наружных стенках нагревательных труб. Это приводит к снижению теплоотдачи и, следовательно, к снижению коэффициента полезного действия печи.

Переработка такой нефти может осуществляться только после обязательного обессоливания и обезвоживания.

Содержание парафина. При транспортировке парафинсодержащей нефти, на стенках трубопроводов, а также на деталях оборудования часто откладывается парафин. Это объясняется тем, что температура стенок трубопровода может быть ниже, чем у перекачиваемой жидкости, а также тем, что частицы парафина, выделившиеся из нефти, вследствие высокой концентрации или колебания температуры на различных участках трубопровода, прилипают к его стенкам. Это приводит к уменьшению эффективного сечения труб и оборудования, что в свою очередь требует повышения давления для поддержания необходимого расхода (объема протекающей жидкости) и может привести к снижению производительности всей системы.

Таким образом, знание содержания в нефти и нефтепродуктах количества парафина и температуры его массовой кристаллизации позволяет определить технологический режим эксплуатации магистральных трубопроводов.

3.5. Принципы классификации нефтей

Классификация нефтей по групповому составу:

- а) метановый тип;
- б) нафтеновый тип;
- в) ароматический тип;
- г) смешанный тип.

Нефть относится к одному из первых трех типов, если содержит более 50 % УВ этого типа.

Классификация нефтей по содержанию асфальтено-смолистых веществ ($A + C$):

- а) малосмолистые $A + C < 5 \%$;
- б) смолистые $A + C = 6 - 15 \%$;
- в) высокосмолистые $A + C > 15 \%$.

Классификация нефтей по содержанию парафинов (Π):

- а) беспарафинистые $\Pi < 0,5 \%$;
- б) малопарафинистые $\Pi = 0,5 - 1,0 \%$;
- в) парафинистые $\Pi = 1,0 - 2,0 \%$;
- г) высокопарафинистые $\Pi > 2,0 \%$.

Классификация нефтей по содержанию серы (S):

- а) малосернистые $S < 0,5 \%$;
- б) среднесернистые $S = 0,5 - 1,0 \%$;
- в) сернистые $S = 1,0 - 2,0 \%$;
- г) высокосернистые $S > 2,0 \%$.

Вывод. Таким образом, нашей задачей является не только перечисление свойств различных нефтей, но главным образом раскрытие тех закономерностей, которые связывают отдельные свойства между собой. У нефти нет «случайных» свойств: все они тесно связаны между собой, так как нефть в природе постоянно изменяется, как и всякие другие природные объекты, и каждый прове-

денный анализ нефти в действительности соответствует лишь какому-то определенному этапу превращения нефти.

Вопросы для самопроверки

1. Что такое нефть?
2. Каков элементный и фракционный состав нефти?
3. Что входит в углеводородный состав нефти?
4. Что вы знаете об изотопном составе нефтей?
5. Какие неуглеводородные компоненты входят в состав нефти?
6. Какие физико-химические свойства нефтей вы знаете?

4. СОСТАВ И ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ГАЗОВ

План

4.1. Состав и физико-химические свойства углеводородных газов.

4.2. Типизация газов.

4.1. Состав и физико-химические свойства углеводородных газов

Свойства газов. Состояние газа определяется тремя параметрами: давлением, температурой и плотностью. В качестве стандартных условий при термодинамических расчетах принимают температуру, равную 0 °С и давление 0,1 МПа. При прочих расчетах температуру газов принимают равной 20 °С.

Плотность газа (ρ) – это отношение массы сухого газа (m) к его объему (v)

$$\rho = m/v \text{ (кг/м}^3\text{, г/см}^3\text{)} \quad (4.1)$$

или отношением молекулярной массы газа (M) к объему моля (V)

$$\rho = M/V = M/22,4 \quad (4.2)$$

Молекулярная масса вещества – это безразмерная величина. Она определяется отношением массы молекулы данного вещества к 1/12 массы атома изотопа углерода ^{12}C . Количество вещества в граммах, равное молекулярной массе, называется молем. Объем моля для всех газов постоянен и равен при стандартных условиях (температура 0 °С) 22,412 литра, т.е. в 1 м³ любого газа содержится 44,6 моля.

Обычно используется понятие об относительной плотности природных газов. Это отношение плотности газа к плотности воздуха, которое является безразмерной величиной.

В общем, плотность газа зависит от его состава (CO_2 – 1,519; H_2S – 1,118; N – 0,967; гелия – 0,138).

Относительная плотность природных углеводородных газов зависит от их молекулярной массы и увеличивается от метана (0,554) к бутану (2,006).

Кроме того, плотность газа зависит от давления и температуры. Она уменьшается с ростом температуры и растет с повышением давления и молекулярной массы.

Критические параметры и состояние. *Критическая температура ($T_{кр}$)* – это температура при которой исчезают все различия между жидкостью и ее паром, т.е. их плотности становятся одинаковыми. При температуре выше критической вещество может существовать только в газообразном состоянии и в этом случае газ нельзя превратить в жидкость никаким увеличением давления без снижения температуры.

Таким образом, **газом** называется вещество, которое находится в газообразном состоянии при температуре *выше критической*, а **паром** – вещество, находящееся в газообразном состоянии при температуре *ниже критической*. Следовательно, пар можно превратить в жидкость увеличением давления, а газ – нельзя.

Критическое давление ($P_{кр}$). Это давление вещества, соответствующее критической температуре.

Состояние вещества называют **критическим**, если оно находится при критической температуре и критическом давлении.

Объем, занимаемый веществом при критическом состоянии, называется **критическим объемом (V)**. Такой объем является наибольшим, который может занимать имеющаяся масса вещества в жидком состоянии.

Значения $T_{кр}$, $P_{кр}$ и $V_{кр}$ называются критическими параметрами вещества.

Метан (-82,5), азот (-147,1), водород (-239,9), кислород (-118,8) и инертные газы (гелий -267,8; аргон -122,4) находятся в недрах при температуре выше критической, поэтому они не могут превращаться в жидкость.

Пропан (96,7), бутан (152), этан (32,2), углекислый газ (31,1) и сероводород (101,5), находятся в пластовых условиях при температурах ниже критической. Поэтому они могут превращаться в жидкость. Жидкий углекислый газ был обнаружен во включениях в минералы.

Верхние границы нахождения жидких УВГ могут лежать на глубинах от первых десятков метров до 500 м. Нижние границы обусловлены Ткр. УВГ, находящиеся в жидком состоянии обладают очень низкой вязкостью. При большой газонасыщенности вязкость может быть в 10 или даже 100 раз меньше вязкости воды. Это создает трудности для обнаружения залежей жидких газов при бурении скважин.

Давление насыщения – это пластовое давление, при котором жидкие флюиды полностью насыщены газом. При его снижении газ начинает выделяться в свободную фазу.

Растворимость газа в жидкостях. В пластовой нефти и воде растворено огромное количество газа. Растворимость зависит от состава и соотношения флюидных систем, т.е. жидкости и газа, а также давления и температуры. Поэтому коэффициент растворимости реальных газов – величина не постоянная.

Широко распространено мнение о том, что растворимость газа подчиняется з-ну Генри, по которому количество газа, растворенное при данной температуре в единице объема жидкости, прямо пропорционально давлению газа.

Работы А. Ю. Намиота показали, что з-н Генри для нефтяных систем выполняется до давлений около 25 МПа, а для водоуглеродных систем до 100 МПа и температуры до 250 °С. При более высоких давлениях и неоднородном составе газа характер растворимости становится более сложным.

Объем газа, растворенный в пластовых условиях в единице объема или массе жидкости и измеренный в нормальных условиях, называют **газонасыщенностью (G)**, (см³/л; см³/см³).

Газонасыщенность, выраженная в кубических метрах газа, содержащегося в 1 м³ или 1 т. жидкости (м³/м³; м³/т) называют также **газовым фактором (G_{ϕ})**

Растворимость газа в нефти. От количества газа, растворенного в пластовой нефти, зависят ее плотность, вязкость, сжимаемость, термическое расширение.

Различные газы обладают разной растворимостью в нефтях. Особенно плохо растворяются азот, а затем метан. Хорошо раство-

ряются в нефтях углекислый газ, этан и пропан. Большое значение для растворимости имеет состав нефтей. В легких метановых нефтях лучше растворяются гомологи метана, а в тяжелых нефтях лучше растворяется метан. УВГ с повышением температуры хуже растворяются в нефти.

Растворимость газа в воде. Растворимость газовых компонентов в воде намного ниже, чем в нефти и зависит от состава газа, температуры, давления и минерализации воды. Наибольшей растворимостью обладают кислые газы (сероводород и углекислый газ), взаимодействующие с водой и образующие при растворении слабые кислоты – сероводородную и угольную.

Наименьшую растворимость имеют инертные газы, азот и УВГ. Растворимость УВГ в воде при температуре 0 °С и давлении 0,1 МПа в несколько десятков раз меньше, чем растворимость сероводорода.

С повышением температуры растворимость газов в воде сначала падает, достигая минимума у разных газов при температуре 60–100 °С, а затем быстро растет, особенно при увеличении давления. С ростом минерализации растворимость газов уменьшается. При высоких давлениях и температурах растворимость газа уменьшается от метана к бутану, т.е. зависит от молекулярной массы газа.

Высокая газонасыщенность (2–4 м³/м³) вод наблюдается вблизи контуров газовых и газоконденсатных залежей. В некоторых нефтегазовых бассейнах газонасыщенность достигает 8–10 м³/м³ и более. Она резко увеличивается в условиях аномально высоких давлений и температур. Т.о., газонасыщенность вод является важным показателем газонасыщенности недр.

Растворимость воды в УВГ (влажность природных газов). В условиях залежи газ насыщен водяными парами внутренних, подошвенных или контурных вод. По данным Р. Олдса и др., содержание воды в газе зависит в основном от температуры. При давлениях менее 15–20 МПа и температурах ниже 50 °С растворимость воды в метан незначительная. Смеси метана с гомологами содержат несколько меньше воды, чем чистый метан. Растворимость воды в газе снижается с ростом минерализации. При давлении

нии 20–30 МПа и температуре 70–100 °С, которые типичны для глубин залегания многих скоплений газа, в 1 м³ газа растворяется до 0,4 до 1,3 кг воды.

Влажность природных газов является важным параметром, определяющим технологический процесс сбора и подготовки газа на газовом промысле к дальнейшему транспорту.

Газосодержание горных пород. Горные породы имеют $\Gamma_{\text{ф}}$ от тысячи долей кубического метра в магматических породах, до десятков метров кубических газа на 1 тонну в осадочных породах. Наибольшей газоносностью характеризуются ископаемые угли. Их газоносность повышается с глубиной и ростом степени метаморфизма углей, за исключением антрацитов (!) и лежит в пределах от 6 до 50 м³/т.

Вязкость нефти – это внутреннее трение, возникающее при его движении.

В отличие от жидкости вязкость газа растет с уменьшением молекулярной массы и увеличением температуры и давления. Это объясняется увеличением скорости движения и силы соударения молекул.

Газы имеют очень низкую вязкость, например, вязкость метана при стандартных условиях (!) составляют около 0,01 мПа · с, что в сто раз ниже вязкости воды. УВГ при одинаковых условиях имеют меньшую вязкость, чем углеводородные. Низкая вязкость газа обуславливает его способность относительно быстро перемещаться в пористых и трещиноватых горных породах при перепаде давления.

Сорбционная способность газа – это способность газа поглощаться твердыми телами и жидкостями. Различают адсорбцию и абсорбцию.

Адсорбция – это поглощение газов, паров поверхностью твердого тела или их поглощение на границах раздела жидкость – жидкость и жидкость – газ.

Абсорбция – это поглощение вещества всем объемом твердого тела или жидкости.

Сорбционная способность горных пород растет с повышением их удельной поверхности, содержания рассеянного ОВ и давления до 10–15 МПа.

Высокой сорбционной способностью обладают угли. Влажные породы сорбируют газа хуже, чем сухие. Разные газы сорбируются неодинаково. Лучше всего сорбируются окись углерода, углекислый газ, далее следуют бутан, пропан, этан, азот, метан и водород. Сорбция УВГ растет с увеличением их молекулярной массы.

Диффузия газа или проникновение его молекул в другие вещества возможна практически в любой среде и подчиняется закону Фика: диффузия происходит в направлении убывания концентрации вещества. Она обусловлена тепловым движением молекул и является одним из механизмов переноса вещества, в результате которого происходит естественное выравнивание его концентрации в пространстве.

Скорость диффузии газа зависит от его свойств и концентрации, а также от свойств проницаемой среды: пористости, проницаемости, влагонасыщенности, структуры порового пространства и размеров пор.

Диффузия растет с повышением температуры и уменьшается с ростом молекулярной массы газа. Диффузия играет существенную роль при эмиграции УВ из нефтепроизводящих пород в коллектор и обуславливает значительные потери газа из залежей, вплоть до их полного разрушения. В вышележащих комплексах пород, при наличии надежного флюидоупора, за счет диффузии иногда возможно образование вторичных залежей газа.

Фильтрация газа или эффузия – это движение газа через пористую среду под влиянием перепада давления. Фильтрация газа подчиняется закону Дарси.

Основным законом, которому подчиняется движение подземных вод, является закон Дарси. Следуя закону Дарси можно определить количество воды, проходящей через породу в единицу времени, которое будет прямо пропорционально площади поперечного сечения потока и величине напора, и обратно пропорционально длине пути фильтрации:

$$Q = k F \frac{\Delta H}{L}, \quad (4.3)$$

где Q – объемный расход фильтрующейся жидкости, м³/сут; k – коэффициент фильтрации, который зависит от физических свойств породы и фильтрующейся жидкости, м/сут; F – площадь поперечного сечения потока, м²; ΔH – разность напоров в двух сечениях, м; L – расстояния между двумя сечениями, м.

В отличие от жидкостей, для газов в формулу вместо перепада давлений входит разность квадратов давлений, поэтому формула Дарси имеет следующий вид:

$$Q = K S / m h * (P_2^2 - P_1^2) / 2 \quad (4.4)$$

где Q – Количество газа, см³, проходящее в единицу времени через породу- коллектор с поперечным сечением S , см²;

K – коэффициент проницаемости породы 10⁻¹² м²;

m – вязкость газа, Па · с;

h – длина пути фильтрации, см;

$(P_2^2 - P_1^2)$ – разность квадратов давлений, МПа.

В естественных условиях фильтрация газа происходит вместе с водой и нефтью. При этом проявляются ретроградные явления, усложняющие процессы фильтрации.

Всплывание газа. Масса газа, при давлении 10 МПа, составляет всего около 0,1 массы воды такого же объема. Разница плотностей воды и газа составляет подъемную силу газа, которая служит причиной всплывания свободного газа в порах или трещинах пород, заполненных нефтью или водой. Это свойство газов имеет значение при формировании залежей УВ. При миграции больших объемов газа, он вытесняет нефть из занятых ею ловушек.

4.2. Типизация газов

Одной из первых классификаций природных газов является классификация В. И. Вернадского (1912), согласно которой газы подразделяются по разным принципам:

1. По форме нахождения: свободные, жидкие и твердые растворы.
2. По источникам образования: газы земной поверхности, газы глубоких частей литосферы, газы, проникающие из мантии.

3. По химическому составу: азотные, углекислые, метановые, водородные, сероводородные.

Белоусов В. В. предложил генетическую классификацию природных газов, подразделив газы по происхождению. Им выделены газы биохимического, воздушного, химического и радиоактивного происхождения.

Генетическая классификация И. В. Высоцкого включает характеристику исходного материала газов, форму нахождения и химический состав. Выделены следующие типы газов: биохимический, литохимический, радиоактивный (в земной коре), атмосферный и космический (реликтовые газы).

Химическая классификация природных газов разработана Н. А. Еременко и С. П. Максимовым. Выделены десять классов газов: I – углеводородные газы; II – углеводородно-углекисло-азотные газы; III – углеводородно-азотные газы; IV – углеводородно-углекислые газы; V – азотные газы; VI – азотно-углеводородно-углекислые газы; VII – азотно-углекислые газы; VIII – углекислые газы; IX – углекисло-углеводородно-азотные газы; X – равносмешанные углеводородно-углекисло-азотные газы.

Типизация газов проведена также И. С. Старобинцем (1986), основой которой является содержание отдельных компонентов (табл.).

Таблица

Типизация углеводородных газов

Тип газов	Показатель	Индекс
1	2	3
Коэффициент жирности газов ($a = C_{2+высш} \cdot 100 / CH_4$), д. ед.		
Сухие	0,3 – 8,0	a_1
Полужирные	8,0 – 20,0	a_2
Жирные	21,0 – 30,0	a_3
Высокожирные	>30,0	a_4
Содержание азота, %		
Низкоазотные	< 5,0	$[N_2]_1$
Азотные	5,0 – 15,0	$[N_2]_2$
Высокоазотные	15,0 – 30,0	$[N_2]_3$
Аномально азотные	> 30,0	$[N_2]_4$
Содержание сероводорода, %		
Низкосернистые	< 0,5	$[H_2S]_1$

Сернистые	0,5 – 2,0	[H ₂ S] ₂
Высокосернистые	3,0 – 6,0	[H ₂ S] ₃
Аномально сернистые	> 6,0	[H ₂ S] ₄
Содержание углекислого газа, %		
Низкоуглекислые	< 2,0	[CO ₂] ₁
Углекислые	2,0 – 10,0	[CO ₂] ₂
Высокоуглекислые	10,0 – 20,0	[CO ₂] ₃
Аномально углекислые	> 20,0	[CO ₂] ₄
Содержание гелия, %		
Низкогелиеносные	< 0,1	[He] ₁
Гелиеносные	0,1 – 1,0	[He] ₂
Высокогелиеносные	> 1,0	[He] ₃
Содержание газового конденсата, г/м ³ (для газа из газоконденсатных залежей)		
Низкоконденсатные	< 50,0	КГ ₁
Конденсатные	50,0 – 200,0	КГ ₂
Высококонденсатные	> 200,0	КГ ₃
Содержание газового бензина, г/м ³ (для попутного газа из нефтяных залежей) 1 % C ₅₊ высшие = 36 г/м ³		
Низкобензиновые	< 50,0	БГ ₁
Бензиновые	50,0 – 200,0	БГ ₂
Высокобензиновые	> 200,0	БГ ₃

Вывод. Знание свойств и особенностей состава газа способствует более глубокому пониманию процессов, приводящих к образованию УВ скоплений, или их разрушению, которые могут быть обусловлены именно свойствами газов (диффузия, сорбция, растворимость).

Вопросы для самопроверки

1. От чего зависит плотность газа?
2. Какое вещество называется газом, а какое паром?
3. Что такое газовый фактор?
4. Какие газы хуже растворяются в нефтях, какие лучше?
5. Что влияет на растворимость газа в воде?
6. Что такое сорбция? Назовите породы с лучшими и худшими сорбционными способностями.
7. Что такое диффузия?

5. ПОНЯТИЕ О ГАЗОВЫХ ГИДРАТАХ И ГАЗОКОНДЕНСАТАХ

П л а н

5.1. Газоконденсаты.

5.2. Газогидраты.

5.1. Газоконденсаты

Генезис газоконденсатов или «газорастворенных нефтей» пока еще недостаточно изучен. От нефтей газоконденсаты отличаются тем, что в них практически отсутствуют тяжелые фракции. Газоконденсаты в природе не образуют самостоятельных скоплений, а содержатся в свободном газе газоконденсатных и газоконденсатнонефтяных залежей. Это выделение обусловлено следующими причинами. Во-первых, они распределены в недрах почти столь же широко, как углеводородные газы. Во-вторых, газоконденсаты представляют собой группу веществ, переходных между нефтью и природным газом, количество и состав которых зависят как от количественных соотношений нефти и газа и их состава, так и от термобарических условий залегания. В-третьих, газоконденсаты как нефтехимическое сырье более ценные, чем нефть или природный газ. По этой причине разработка методов прогнозирования содержания и состава газоконденсата имеет большое практическое значение. В-четвертых, рациональная разработка газоконденсатных залежей должна проектироваться и проводиться таким образом, чтобы извлекались максимальные количества газоконденсата, поскольку это будет способствовать и более полному извлечению газа, так как выпадающий в пласте конденсат препятствует поступлению газа в скважины.

Образование природных многокомпонентных газоконденсатных систем (ГКС) тесно связано с явлениями перехода жидких УВ в газовую фазу при давлении и температуре выше критических. Для каждой системы имеются максимальное давление – криптоденбара, при котором еще существует газовая фаза, и максималь-

ная температура – криптодентерма, при которой еще сохраняется жидкая фаза.

Процессы надкритических фазовых переходов протекают в сравнительно узких и специфических интервалах давления и температуры и по отношению к прямым процессам испарения и конденсации являются обратными или ретроградными. Ретроградные явления испарения и конденсации происходят в узкой термобарической области между критической точкой и криптодентермой с одной стороны и криптоденбарой с другой.

Различают *сырой газоконденсат* и *стабильный*. Первый состоит из жидких УВ, когда он извлечен на поверхность. В этом случае в жидких углеводородах растворены газообразные компоненты. Сырой газоконденсат получают непосредственно в промысловых сепараторах при давлениях и температурах сепарации. Стабильный газоконденсат получают из сырого путем его дегазации, он состоит только из жидких УВ – пентана и высших.

Газоконденсаты в стандартных условиях представляют собой жидкости, обычно прозрачные, бесцветные или слабоокрашенные в коричневатый, иногда зеленоватый цвет, плотности их колеблются в пределах 0,67–0,81 г/см³. Как правило, газоконденсаты характеризуются низкой температурой начала кипения (24–92°C). Большую часть газоконденсатов составляют фракции, выкипающие до 250 °C, реже до 300 °C и лишь незначительная их часть выкипает при температуре свыше 300 °C.

Газоконденсаты более чем на 90 % состоят из УВ, нередко в них содержатся силикагелевые смолы – до 3,7 %; асфальтены обычно отсутствуют, но иногда обнаруживаются в количестве 0,02–0,06 %, как исключение до 0,3 %. В некоторых газоконденсатах содержится парафин – до 4 %. Молекулярная масса 109–170.

В бензиновой фракции газоконденсатов обычно преобладают метановые УВ, несколько реже метановые и нафтеновые, которые содержатся примерно в равных количествах. Встречаются конденсаты, где преобладают ароматические и нафтеновые УВ.

С увеличением глубины залегания, т.е. с ростом давлений и температур, обычно возрастает количество ароматических УВ. Ко-

личество и состав смол в газоконденсатах, как правило, зависят от многих факторов, в первую очередь от генетического типа конденсата и наличия в газоконденсатных залежах нефтяной оторочки.

Газоконденсаты нередко содержат серу. Существует тесная зависимость между содержанием серы в газоконденсатах и содержанием сероводорода в газе.

По соотношению отдельных индивидуальных компонентов конденсаты несколько отличаются от нефтей. Конденсаты состоят из более простых нефтяных компонентов, это обусловлено растворяющей способностью газов. В нефтях преобладают циклопентановые углеводороды, в конденсатах – циклогексановые. Ароматические углеводороды в нефтях обычно сосредоточены в высококипящих фракциях, в конденсатах, наоборот, ароматические углеводороды преобладают в низкокипящих фракциях.

Одной из основных трудностей характеристики химического состава конденсатов является то, что на их фазовое состояние влияет режим пласта. При разработке и отборе проб часто наблюдается выпадение нефтяных компонентов из газовой фазы в жидкую.

По данным В. А. Чахмахчева, на формирование химического состава конденсатов сильно влияет состав родоначальных нефтей, соотношения масс нефтей и газов, термобарические условия в пластах.

В процессе разработки газоконденсатных залежей меняется состав конденсатов. В процессе разработки нефтяной залежи, как правило, плотность нефти увеличивается. При разработке газоконденсатной залежи плотность конденсата уменьшается. Падение пластового давления ниже давления начала конденсации вызывает в этой залежи явление ретроградной конденсации, в результате чего часть высококипящих УВ выделяется из газа в жидкую фазу. По мере продолжающегося снижения пластового давления в жидкую фазу начинают переходить низкокипящие УВ. Этот процесс сопровождается ростом газоконденсатного фактора, уменьшением выхода конденсата и снижением его плотности.

С самого начала возникновения явлений ретроградной конденсации часть конденсата выносится на поверхность, а часть выпадает в порах пласта и в основном уже не извлекается на поверх-

ность. Естественно, что изменение свойств конденсатов в результате эксплуатации местоскопления связано с изменением его группового углеводородного состава.

5.2. Газогидраты

Большинство газов, кроме гелия и водорода образуют с водой при низкой температуре и значительном давлении так называемые кристаллогидраты, представляет собой твердые вещества.

Впервые гидраты газов (сернистого газа и хлора) наблюдали ещё в конце XVIII века Дж. Пристли, Б. Пелетье и В. Карстен. Первые описания газовых гидратов были приведены Г. Дэви в 1810 году (гидрат хлора). В 1823 г. Фарадей приближённо определил состав гидрата хлора, в 1829 г. Левит обнаружил гидрат брома, а в 1840 г. Вёлер получит гидрат H_2S . К 1888 году П. Виллар получает гидраты CH_4 , C_2H_6 , C_2H_4 , C_2H_2 и N_2O .

Клатратная природа газовых гидратов подтверждена в 1950-е гг. после рентгеноструктурных исследований Штакельберга и Мюллера, работ Полинга, Клауссена.

В 1940-е годы советские учёные высказывают гипотезу о наличии залежей газовых гидратов в зоне вечной мерзлоты (Стрижов, Мохнаткин, Черский). В 1960-е годы они же обнаруживают первые месторождения газовых гидратов на севере СССР. Одновременно с этим возможность образования и существования гидратов в природных условиях находит лабораторное подтверждение (Макогон).

С этого момента газовые гидраты начинают рассматриваться как потенциальный источник топлива. По различным оценкам, запасы углеводородов в гидратах составляют от 1.8×10^{14} до $7.6 \times 10^{18} \text{ м}^3$. Выясняется их широкое распространение в океанах и криолитозоне материков, нестабильность при повышении температуры и понижении давления.

Свойства гидратов. Газовые гидраты – это клатраты (соединения включения), состоящие из молекул воды и газа и напоминающие по внешнему виду лед. Их кристаллическая ячейка содержит до восьми молекул газа на 46 молекул воды. Например, сероводород образует кристаллогидраты при температуре от 0 до 15°C

и давлении от 0,1 до 0,5 МПа. Н-Бутан и пентаны не образуют гидратов, поскольку диаметры их молекул слишком велики. В природе кристаллогидраты встречаются в осадках глубоководных акваторий и в недрах суши с мощной вечной мерзлотой.

Чаще всего кристаллическая ячейка природного "горючего льда" состоит всего из шести молекул воды и одной молекулы газа, находящегося там в сильно сжатом состоянии (до 250 МПа), в результате чего 1 м³ гидрата содержит примерно 200 м³ газа. Кристаллогидраты встречаются в основном в верхней зоне земной коры, ниже пот глубине их практически не бывает из-за возрастающей температуры.

Морфология газогидратов весьма разнообразна. В настоящее время выделяют три основных типа кристаллов:

- Массивные кристаллы. Формируются за счёт сорбции газа и воды на всей поверхности непрерывно растущего кристалла.
- Вискерные кристаллы. Возникают при туннельной сорбции молекул к основанию растущего кристалла.
- Гель-кристаллы. Образуются в объёме воды из растворённого в ней газа при достижении условий гидратообразования.

В пластах горных пород гидраты могут быть как распределены в виде микроскопических включений, так и образовывать крупные частицы, вплоть до протяжённых пластов многометровой толщины.

Залежи газовых гидратов в донных осадках выявлены геофизическими методами или бурением в Атлантике у побережья Северной и Южной Каролины (США); в Тихом океане у берегов Панама и Мексики, а также в Аляскинском заливе; в Северном Ледовитом океане у побережья Аляски и в Мексиканском заливе у берегов Техаса, Луизианы и Флориды. В недрах заполярной территории Тюменской области разведаны запасы газа, и часть их сосредоточена в 30 газогидратных месторождениях, среди которых находится и давно разрабатываемое Мессояхское.

Власти Китая недавно объявили об «историческом прорыве» в добыче углеводородов, китайские специалисты наладили полноценную добычу газогидратов с подводного морского месторождения. В официальном сообщении случившееся названо «историче-

ским прорывом», который повлияет на развитие всей энергетики. Аналитики отмечают, что подобные эксперименты уже проводились другими странами и пока никто из них не начал промышленную добычу.

Эксперимент по добыче газовых гидратов с месторождения на дне Южно-Китайского моря закончился «полным успехом», сообщает Геологическая служба Министерства земельных и природных ресурсов Китая. Разработка месторождения так называемого горючего льда (внешне газовые гидраты напоминают снег или рыхлый лед) началась 10 мая и продолжалась восемь дней подряд. За это время с месторождения, расположенного на глубине свыше 1200 м от поверхности моря и еще около 200 м от поверхности дна, было получено более 120 тыс. куб. м газа с содержанием метана до 99,5 %.

В сообщении Геологической службы успех эксперимента назван историческим прорывом, достигнутым «под твердым руководством ЦК Коммунистической партии Китая».

Особо подчеркивается, что эксперимент, ставший первым успешным примером промышленной морской добычи газогидратов, был достигнут с опорой исключительно на собственные силы и будет иметь «далеко идущие последствия». В сообщении Центрального телевидения Китая (ЦТК) отмечается, что в других странах попытки наладить бесперебойную добычу газогидратов со дна моря по разным причинам не привели к успеху, что доказывает достижение китайскими специалистами «высшего мирового уровня». «Первая успешная демонстрация означает, что освоение месторождений «горючего льда» вступило в новую фазу развития и может изменить ситуацию в глобальной отрасли добычи энергоресурсов», – подчеркивается в сообщении ЦТК.

«Газпром» не смог оценить риски от освоения Китаем технологии добычи газовых гидратов. «Никаких данных, по которым можно было бы сделать хоть какие-то выводы о перспективах этой технологии не опубликовано и нам неизвестно», – сообщил РБК пресс-секретарь председателя правления газовой монополии

Китай присоединился к экспериментам в газогидратной добыче, которые ранее осуществляли некоторые страны, отмечает аналитик Vygon Consulting Мария Белова. Так, в 2008 году тестовая добыча газогидратов проводилась на канадском месторождении Маллик (в течение шести дней было добыто 13 тыс. куб. м газа), а в 2013 году в течение шести дней тест делала Япония, которая продолжает дорабатывать технологию, перечисляет Белова. «О прорыве можно будет заявить тогда, когда мы увидим, что какая-то из стран начала промышленную добычу газогидратов. У той же Японии, которая планирует начать промдобычу в 2018–2019 годах, с момента первого теста уйдет порядка семи лет, так что это небыстрый процесс», – полагает аналитик Vygon Consulting. К тому же Китай ничего не сообщил об экономике добычи. У Японии себестоимость добычи газогидратов варьируется в интервале \$ 8–30 за МБТЕ, в то время как текущая и среднесрочная прогнозная цена газа в Азиатско-Тихоокеанском регионе находится ниже этого уровня (\$ 5–7 МБТЕ), добавила она. Это перспективная разработка, отдачу от которой можно ожидать через десятки лет, считает замдиректора Фонда национальной энергетической безопасности Алексей Гривач. «Сегодня технологии не позволяют эффективно извлекать газовые гидраты. Мало того, что дорогая добыча, но еще же нужно доставить такое топливо до потребителя, а все это стоит баснословных денег. В свете этих заявлений от Китая я бы сделал вывод, что сланцевая добыча у них не прижилась», – сказал он. Акватория Южно-Китайского моря, в которой начата добыча гидратов, является предметом территориальных споров между целым рядом стран. Настаивая на своих претензиях, китайцы укрепляют спорные архипелаги Спратли и Парасельские острова, на шельфе которых, по данным исследований, сосредоточены большие запасы нефти, газа и тех же гидратов.

Из 1 куб. м «горючего льда» можно получить более 160 куб. м метана. По некоторым оценкам, мировые запасы газогидратов на порядок превышают запасы «обычного» природного газа, однако точный объем этих запасов ученые оценивают по-разному, оценки колеблются от 2,5 тыс. до 20 тыс. трлн куб. м. К настоящему

времени месторождения газогидратов обнаружены вблизи берегов США, Канады, Коста-Рики, Гватемалы, Мексики, Японии, Южной Кореи, Индии и Китая, а также в Средиземном, Черном, Каспийском и Южно-Китайском морях.

Однако освоение газогидратных месторождений осложняется высокой стоимостью добычи.

В начале 2000-х годов реализацию государственной программы по освоению газогидратных месторождений начала Япония, где был создан исследовательский консорциум МН21. В феврале 2012 года Японская национальная корпорация по нефти, газу и металлам (JOGMEC) провела пробное бурение скважин в Тихом океане, а в марте 2013-го первой в мире приступила к тестовому извлечению метана из газогидратов в открытом море. В течение шести дней было получено порядка 120 тыс. куб. м метана. Следующий тест запланирован на ближайшее время, сообщало в апреле 2017 г. агентство Reuters. Полномасштабное освоение месторождения страна планирует начать в 2018 году после разработки пригодной для промышленного использования технологии добычи.

По оценке JOGMEC, с имеющимися запасами метангидратов на шельфе страны Япония может покрыть свои потребности в природном газе на 100 лет вперед.

На территории России наличие месторождений газогидратов подтверждено на дне озера Байкал, Черного, Каспийского и Охотского морей, однако разработка газогидратов на этих месторождениях пока не велась. Предварительные оценки компании «Газпром ВНИИГАЗ» указывают на наличие в стране ресурсов газогидратов в 1100 трлн куб. м. В середине 2013 года сообщалось, что Дальневосточный геологический институт РАН предложил «Роснефти» изучить возможность добычи газовых гидратов на шельфе Курил, оценивая их потенциал в 87 трлн куб. м. Геологические процессы, связанные с современной тектонической активностью подводных недр, периодически разрушают газогидратные залежи, под которыми залегает обычный природный газ в донных осадках Мексиканского залива. В результате возникают неистово мощные газовые фонтаны, образующие на поверхности

моря кипящий газом водяной купол или колоссальные сводообразные объемы воды и газа, которые могли быть причиной появления загадочных "островов" на экранах судовых радаров в разные времена в районе Бермудского треугольника. Эти купола и "острова" исчезают сами. Разрушение гидратов сопровождается резким понижением температуры в пласте, в результате чего создаются условия для образования нового гидратного льда, который запечатывает газоносные отложения на глубине в 300–700 м под дном моря или океана.

Вывод. Таким образом, в формировании скоплений горючих газов в ряде случаев принимают участие процессы, не связанные с нефтеобразованием. Следовательно, геохимию углеводородных газов следует рассматривать в тесной связи с нефтью, но на фоне общей геохимии газов Земли. Газообразное состояние вещества вообще характерно для нашей планеты. Основная масса свободных газов находится в атмосфере и в залежах газа в литосфере. Газ может быть сорбирован породами и растворен в гидросфере Земли, образовывать газогидратные и газоконденсатные залежи.

Технологические предложения по хранению и транспорту природного газа в гидратном состоянии появились ещё в 40-х годах XX-го века. Свойство газовых гидратов при относительно небольших давлениях концентрировать значительные объёмы газа привлекает внимание специалистов длительное время. Предварительные экономические расчеты показали, что наиболее эффективным оказывается морской транспорт газа в гидратном состоянии, причем дополнительный экономический эффект может быть достигнут при одновременной реализации потребителям транспортируемого газа и чистой воды, остающейся после разложения гидрата (при образовании газогидратов вода очищается от примесей). В настоящее время рассматриваются концепции морского транспорта природного газа в гидратном состоянии при равновесных условиях, особенно при планировании разработки глубоководных газовых (в том числе и гидратных) месторождений, удаленных от потребителя.

Вопросы для самопроверки

1. Что такое газоконденсаты? Как они образуются?
2. Каков может быть состав газоконденсатов? Как он может изменяться и с какими процессами это связано?
3. Что такое газогидраты? Как они образуются?
4. От чего зависят условия образования гидратов?
5. Где в настоящее время выявлены запасы газогидратов?
6. Какие страны пытаются вести разработку газогидратных месторождений?

6. ПРОИСХОЖДЕНИЕ НЕФТИ И ГОРЮЧИХ ГАЗОВ

План

- 6.1. Нефтеобразование – это фундаментальная проблема естествознания.
- 6.2. Карбидная теория происхождения нефти.
- 6.3. Вулканическая и космическая теории происхождения нефти.
- 6.4. Теории органического происхождения нефти.

6.1. Нефтеобразование – это фундаментальная проблема естествознания

Процесс нефтеобразования представляет собой сложный автоколебательный механизм, сопровождающий образование осадочных пород. Этот процесс саморазвивающийся. Он обеспечен как энергией, заложенной в самом ОВ, так и внутренним теплом Земли.

О происхождении нефти впервые задумался М. В. Ломоносов, который на целое столетие раньше европейских ученых создал свою знаменитую *органическую теорию происхождения* нефти. После М. В. Ломоносова было предложено более 30 различных теорий и гипотез о происхождении нефти, причем если учесть еще и различные воззрения на миграцию нефти, то общее число их возрастет еще более. Все они обычно подразделяются на теории *неорганического* происхождения нефти и теории *органического* происхождения. Среди первой группы различают карбидную, вулканическую и космическую, а среди второй группы выделяют теории животного, растительного и смешанного (растительно-животного) происхождения. Преимущественным распространением среди геологов-нефтяников пользуется в настоящее время теория растительно-животного (смешанного) происхождения нефти, развитая в ее основных положениях И. М. Губкиным.

В связи с тем, что для образования УВ из нефтематеринского ОВ, накопленного в прибрежных зонах морского бассейна, необходимо в процессе его превращения удаление из образующихся соединений (органических кислот, жиров и др.) молекул кислорода, азота, фосфора и серы, а теоретически, как известно, это способны осуществить

различие формы энергии, как-то: тепло, свет, химическая энергия (в том числе и биохимические процессы), энергия радиоактивного излучения (радиохимические процессы) и т.д., то и было предложено несколько вариантов теории растительно-животного происхождения нефти, которые мы рассмотрим ниже.

Переходя к краткому рассмотрению существующих теорий и гипотез происхождения нефти, необходимо, прежде всего, указать, что все они, за исключением теории происхождения нефти из морского смешанного растительно-животного органического материала, характеризуются основным и главнейшим недостатком, делающим их неприемлемыми. В них, как правило, отсутствуют:

1) элементы широкой региональности процесса нефтеобразования как в пространстве – в пределах всего земного шара, так и во времени – с точки зрения периодической повторяемости накопления органического нефтематеринского вещества в течение всех геологических эпох;

2) связь с развитием Земли, с периодичностью тектогенеза земной коры, с ходом и характером развития геотектонических процессов.

Во всех этих гипотезах и теориях возникновение нефти и газа, формирование и разрушение их залежей не рассматривается как единый, целостный, непрерывно развивающийся процесс.

Все эти гипотезы и теории в то же время не отвечают геологическим условиям нефтеобразования и формирования залежей нефти и газа и не увязываются с рассмотренными нами выше закономерностями в отношении распространения залежей нефти и газа в земной коре.

Таким образом, все существующие гипотезы и теории, за исключением теории происхождения нефти из морского смешанного растительно-животного органического материала, рассматривают процесс образования нефти и газа и формирование залежей их как результат односторонних отношений, и по этой причине не отвечают действительности.

6.2. Карбидная теория происхождения нефти

Рассмотрим знаменитую карбидную теорию, созданную в 1877 г. Менделеевым Д. И., гениальным творцом периодической системы элементов. Суть этой теории, как это хорошо известно, состоит в том, что Д. И. Менделеев допускает, что вода по трещинам в земной коре, образовавшимся во время горообразовательных процессов, проникает во внутренние части Земли, состоящие, по его мнению, из расплавленных металлов (по преимуществу железа), содержащих некоторое количество углерода (карбиды), и, действуя на карбидные металлы, образует УВ и окислы железа.

Образовавшиеся в газообразном состоянии углеводороды поднимались, по Д. И. Менделееву, в верхние, холодные, части земной коры, где они, скапливаясь и конденсируясь в различного рода пустотах (в порах, трещинах и кавернах осадочных пород), и образовали залежи нефти.

В этой связи следует отметить, что первые представления об условиях нахождения и распределения нефтяных месторождений по лику Земли, в частности, о приуроченности их к окраинам горных хребтов, возникли в нашей стране задолго до того времени, когда Делонэ высказал свою гипотезу. Так, на приуроченность нефтяных месторождений к окраинам горных хребтов первым в мире обратил внимание Д. И. Менделеев, причем это обстоятельство вместе с наличием в зонах горных хребтов трещин и нарушений и послужили ему основой для создания карбидной теории происхождения нефти.

С химической точки зрения карбидная теория, как будто является весьма простой и понятной; по этой теории, действительно, могла возникнуть сложная смесь углеводородов, являющихся главной составной частью современных нефтей. Однако оказывается, что все нефти, полученные в результате неорганического синтеза, являются оптически неактивными, в то время как все природные нефти являются оптически активными. Следовательно, уже в этом отношении карбидная теория встречает сильное препятствие своему распространению и не соответствует одному из важнейших фактов. Самые же главные возражения, подчеркнул

еще И. М. Губкин, она встречается со стороны геологии, как не отвечающая основным данным геологического характера.

Оказывается, что с геологической точки зрения возникновение газообразных УВ в земном ядре и подъем их в верхние горизонты земной коры исключается, так как и проникновение воды до земного ядра и подъем обратно газообразных углеводородов совершенно не могли иметь места, принимая во внимание внутреннее строение Земли.

Далее, согласно карбидной теории Д. И. Менделеева нефтяные месторождения должны были бы приурочиваться непосредственно к центральным зонам складчатых хребтов, характеризующихся максимальным проявлением сложной дизъюнктивной тектоники при наличии всякого рода трещин и разломов. В действительности же, как мы видели, нефтяные месторождения располагаются далеко на склонах горных хребтов и главное в пределах равнинных просторов платформенных областей, совершенно непригодных с геологической точки зрения для нефтеобразования по Д. И. Менделееву.

Поэтому, несмотря на большую заслугу Д. И. Менделеева в установлении параллелизма месторождений нефти с горными кряжами, его карбидная теория должна быть признана несостоятельной, как построенная на совершенно недоказанных предположениях и допущениях, не отвечающих геологическим условиям нефтеобразования и установленным закономерностям распространения залежей нефти и газа в земной коре.

6.3. Вулканическая и космическая теории происхождения нефти

Подобными же тяжелыми погрешностями против геологии характеризуется и вулканическая теория, имевшая горячего защитника в лице Юджина Коста. Эта теория допускает возможность образования газообразных УВ в магматических очагах, залегающих в основании ныне действующих и потухших вулканов. Согласно этой теории считается, что эти газообразные углеводороды вместе с другими выделяющимися из магмы газами поднимаются (как и по карбидной теории) в верхние горизонты земной коры,

скопляются и конденсируются здесь в трещинах, кавернах и порах осадочных пород. Вулканическая теория допускает также возможность образования продуктов перегонки или дистилляции из битуминозных пород (угли или сланцы) путем воздействия на них изверженных огненно-жидких масс при пересечении последними битуминозных пород во время подъема.

Спрашивается, отвечает ли в какой-либо мере вулканическая теория действительности и геологическим условиям нефтеобразования, а также установленным закономерностям распределения залежей нефти и газа в земной коре? Нет, совершенно не отвечает, за исключением разве известных случаев, когда констатировалось наличие небольших включений нефти в изверженных породах, не имеющих ничего общего с промышленными нефтяными скоплениями.

Далее, если бы вулканические очаги являлись источником промышленных скоплений нефти, то и максимальные нефтепроявления и максимальные скопления нефти должны были бы находиться в области максимального развития вулканической деятельности, как в прошлом, так и в настоящем, чего в действительности не имеется.

Другой неорганической теорией происхождения нефти и газа является космическая теория В. Д. Соколова, выдвинутая в 1892 г.

Как известно, В. Д. Соколов, учитывая факты нахождения битумов в метеоритах и наличие углеводородов в хвосте некоторых комет, пришел к заключению, что во время звездного периода существования нашей Земли УВ находились в ее газовой оболочке. Когда Земля охладилась и стала огненно-жидкой, УВ были поглощены из газовой оболочки и растворились в жидкой расплавленной магме, а впоследствии, когда уже образовалась земная кора, заключенная под ней магма, продолжая застывать, начала обратно выделяться растворенные в ней УВ, которые по трещинам в земной коре поднимались (в соответствии с карбидной и вулканической теориями) в верхние ее части, где сгустились и образовали различные залежи нефти.

Выше мы уже подчеркивали, что весьма небольшие скопления нефти действительно могли возникнуть в результате чрезвычайно

небольших выделений из магмы, т.е. в очень редких случаях и в весьма ограниченных количествах, видимо, может иметь место неорганическое происхождение нефти, однако эти количества не могут иметь практического значения. Собственно, только с этой точки зрения космическая теория и может заслуживать того, чтобы о ней упоминали. Если же исходить из того, что эта теория претендует на универсальность, то согласно оценке, которую ей дал И. М. Губкин, она должна быть признана несостоятельной и фантастической.

Несмотря на отрицательную характеристику космической теории И. М. Губкиным, Кудрявцев Н. А. предложил возродить космическую теорию В. Д. Соколова под видом «теории» магматического происхождения нефти. Согласно этой теории, нефть образуется неорганическим путем в недрах земной коры в массовых масштабах и именно такого происхождения нефть создает те многочисленные скопления, которые так широко в наше время разрабатываются. Образование нефти, считает Н. А. Кудрявцев, следует связывать с синтезом УВ при медленном остывании магмы, в которой необходимые для того химические элементы растворены с раннего периода жизни Земли.

«Теория» Н. А. Кудрявцева вызвала резкую критику со стороны А. А. Бакирова, Б. Ф. Дьякова, М. П. Толстого и др. Так, Б. Ф. Дьяков отмечает, что выводы Н. А. Кудрявцева о магматическом (неорганическом) происхождении нефти являются лженаучными и выражают его полную растерянность, беспомощность и научное банкротство.

Таким образом, все теории и гипотезы неорганического происхождения нефти – карбидная, вулканическая, космическая и ее разновидность – магматическая – не отвечают фактам и геологическим условиям нефтеобразования, связанным с развитием Земли, не учитывают существующих закономерностей в распространении нефтяных и газовых залежей в земной коре и построены на догадках, предположениях и теоретических рассуждениях, оторванных от действительности и не могущих быть доказанными с геологической точки зрения. Поэтому от них совершенно отказались не

только почти все геологи, но и подавляющее большинство геохимиков и химиков, которым лабораторные данные неорганического синтеза нефти длительное время мешали оценить вескость фактов и возражений, которые приводились в этом отношении геологами.

6.4. Теории органического происхождения нефти

Теория животного происхождения нефти была создана Энглера совместно с Гёффером, причем последний подвел под нее геологическое обоснование. Оба они были горячими защитниками этой теории.

Теория животного происхождения нефти была создана на базе органического синтеза нефти, причем особенно замечательными являлись опыты Энглера и его учеников, проведенные в 1888 г. Исходным материалом для этих опытов служили различного рода животные и растительные жиры, в результате перегонки которых и получались нефтеобразные продукты.

Необходимо отметить, что опыты по органическому синтезу нефти представляли собою крупный шаг вперед на пути разрешения сложной проблемы происхождения нефти. В целенаправленности этих опытов в сравнении с опытами неорганического синтеза нефти можно уже наблюдать в какой-то мере стремление:

а) отразить сущность геологических фактов, наблюдаемых в отношении связи залежей нефти с особенностями и характером вмещающих их пород и условиями их отложения;

б) на сколько возможно приблизиться в разрешении указанной проблемы к уяснению процесса нефтеобразования с точки зрения условий, отвечающих как геологической действительности, почерпнутой из полевых наблюдений, так и констатируемому распространению нефтяных месторождений на земном шаре.

Сущность теории животного происхождения нефти. Согласно этой теории, нефть образовалась из жиров погибших животных – рыб, рептилий и низших организмов: фораминифер, радиолярий и пр. Жирам растительных организмов теория Энглера – Гёффера отводила подчиненную роль. Допускалось, что превращение жиров в нефть протекало в различных условиях температуры и давления,

как следствие, этот процесс мог совершаться в одних случаях быстро, в других – крайне медленно. Считалось, что в конечном результате после ряда превращений из исходного животного материала получались насыщенные УВ метанового ряда, нафтенy, **олефины**, **терпены**, кислородные соединения и небольшое количество сернистых и азотистых соединений. Предположительно принималось, что подобный процесс нефтеобразования происходил во все геологические эпохи, в которых отлагались осадки, причем различные условия, в которых протекал процесс нефтеобразования (изменение температуры, давления), приводили к изменению количественных соотношений составных частей и соответственно к возникновению различных нефтей.

Такова в основных чертах сущность теории животного происхождения нефти.

Губкин И. М., критически оценивая эту теорию с различных точек зрения и, в частности, исходя, во-первых, из возможности накопления больших количеств животного материала в порядке регионального и постоянного явления, во-вторых, из факта появления рыб только в девоне, в-третьих, из степени участия фораминифер в нефтеобразовании и т.д., указывал, что теория животного происхождения, как бы она ни была обоснована с химической точки зрения, с геологической точки зрения не может быть признана универсальной, потому что она не в состоянии объяснить все случаи происхождения нефти, имевшие место в течение всех геологических эпох.

Теории животного происхождения нефти делались серьезные возражения со стороны Г. Л. Стадникова и главным образом со стороны К. Крэга, который оспаривал тот процесс изменения животного вещества и превращения его в нефть, который допускали Энглер и Гефер.

Указывая еще и на другое с химической точки зрения затруднение в допускаемом теорией Энглера и Гефера превращении животного вещества в нефть, а именно на исчезновение фосфора, содержащегося в животных организмах и отсутствующего, как мы видели выше, в нефтях, К. Крэг отмечает, что для объяснения этой

теории необходимо призвать на помощь такие способы накопления органического материала, существование которых в природе по меньшей мере сомнительно.

Таким образом, несмотря на то, что в теории животного происхождения нефти было заложено какое-то стремление приблизиться к геологическим условиям нефтеобразования в природе, – в этом отношении рассматриваемая теория происхождения нефти является определенным шагом вперед на пути к разрешению указанной проблемы в сравнении с теориями неорганического происхождения нефти, – она не удовлетворяет основному условию залегания нефти в земной коре, а именно – ее региональности.

Теория животного происхождения нефти Энглера – Гефера не удовлетворяет не только факту широкой региональности наличия залежей нефти в земной коре, но она не удовлетворяет также и установленной закономерности периодически повторяющихся благоприятных условий нефтеобразования в течение всех геологических эпох находящейся в связи с диалектическим развитием геотектонической жизни Земли.

Следовательно, с геологической точки зрения теория животного происхождения нефти является неприемлемой, не отвечающей действительности. Неприемлемой и не отвечающей действительности эта теория представляется и с химической точки зрения.

В этом отношении растительные теории происхождения нефти являются еще более неприемлемыми, еще более не отвечающими геологической действительности.

Сущность теории растительного происхождения нефти. Теории растительного происхождения нефти опираются в своей основе на установленное генетическое родство углей и нефти. С этой точки зрения, действительно, казалось бы, что нет ничего неестественного в предположении образования нефти из растительного материала, поскольку твердо доказано, что угли образовались из растений. Поэтому и был предложен, начиная с гипотезы Ломоносова М. В., о которой упоминалось выше, ряд гипотез растительного происхождения нефти, отличающихся одна от другой только различным исходным материнским материалом раститель-

ного происхождения, из которого предполагалось образование нефти. Вообще же допускалось, что нефть могла произойти: а) из ископаемых углей; б) из наземных растений; в) из морских водорослей и других морских растений; г) из диатомовых водорослей.

Теория происхождения нефти из ископаемых углей основывается на том факте, что нефть образовалась под влиянием подземной перегонки углей наподобие того, как они перегоняются в ретортах и кубах в лабораторных и заводских условиях.

Эта теория наиболее полно и обстоятельно была развита К. Крэгом в его работе «Поиски нефти». Крэг К. пришел к выводу, что единственным источником происхождения нефти, который представляется в то же время достаточным по объему и допустимым с точки зрения как физической, так и химической возможности, является наземная растительность. Основное условие, при котором, по К. Крэгу, наземная растительность превращается в нефть, состоит в следующем. Изменение наземного растительного материала должно происходить при наличии практически непроницаемого перекрытия, давления отложившихся пород и образующегося газа. Таким образом, в случае если пласт, содержащий наземную растительность, подвергся закупорке и высокому давлению, то наземная растительность превращается в нефть, независимо от характера и состава органического растительного материала. Если же непроницаемое перекрытие не имело места и вследствие этого газообразные продукты улетучивались и, следовательно, давление не достигало необходимой для превращения наземной растительности в нефть величины, то процесс нефтеобразования мог замедлиться или же совершенно прекратиться. В последнем случае остатки наземной растительности могут дать угли, лигниты или углистые сланцы.

По своему существу теория К. Крэга допускает, что исходный материал для образования углей и нефти один и тот же и что условия и формы его накопления тоже одни и те же. Если это так, то должна быть связь между угольными и нефтяными месторождениями. В действительности же в подавляющей своей массе нефтяные месторождения совершенно не связаны с угольными место-

рождениями, располагаются от последних на многие сотни километров, и, наоборот, близость нефтяных месторождений к угольным является сравнительной редкостью, объясняющейся при этом совершенно другими причинами, отличными от тех, которые приводит для этого случая К. Крэг.

Теория К. Крэга совершенно не в состоянии объяснить и установленную закономерность в распределении нефтяных месторождений на земном шаре. Она является также неудовлетворительной и с точки зрения химизма самого процесса, поскольку совершенно не доказана возможность превращения в природных условиях целлюлозы или клетчатки, играющей доминирующую роль в составе наземного растительного материала, в сложную смесь УВ, называемую нефтью.

В тоже время, Г. Потонье показал, что наземные и болотные растения при недостаточном или полном прекращении доступа кислорода подвергаются гумификации и торфообразованию, что приводит только к процессу углеобразования, а не к процессу нефтеобразования. К процессу битуминизации и нефтеобразования приводят изменения только тех ОВ, из которых образуется сапропель. Поэтому от процесса углеобразования надо отличать процесс битуминизации, в котором принимают участие остатки животных и настоящих водяных растений, в том числе и содержащих масло водорослей; последние благодаря высокому содержанию жиров и протеинов приближаются в химическом отношении к животным.

Считается, что если бы К. Крэг включил в сферу своих научных исследований и другую огромную часть растительно-животных остатков водного происхождения, т. е. сапропелитовые и сапропелито-гумусовые отложения, то в этом случае его теория могла бы в определенной степени претендовать на универсальность.

Теории смешанного растительно-животного происхождения нефти. И. М. Губкин указывал, что теорию смешанного (растительно-животного) происхождения нефти называют также сапропелевой или сапропелитовой потому, что за материнскую породу, послужившую для образования нефти, признают сапропель и образовавшиеся из него сапропелиты.

По Г. Потонье, *сапропелитами* называются все горные породы (включая и чистый сапропель), настолько богатые сапропелем, что они приобрели его специфические характерные черты. При этом совершенно безразлично, согласно указанию Г. Потонье, находятся ли сапропелиты в стадии полуископаемого (субфоссильного) студенистого или же в виде ископаемого, вполне отвердевшего вещества.

Смешанной эта теория называется потому, что в образовании сапропеля принимают участие остатки как животного, так и растительного происхождения, а именно: остатки зоо- и фитоорганизмов планктона, водной растительности, зоо- и фитоорганизмов бентоса, а также остатки высших береговых растений и организмов (с минеральными веществами), принесенных с суши (аллохтонного происхождения).

Первым, кто указал на сапропель или на сапропелиты как на материнский материал для нефти, был именно Г. Потонье. Он отмечал, что как животные, так и растения, включая и широко распространенные маслянистые водоросли, содержат первичный материал нефти. Поэтому сапропелевые породы бывают и фитогенными и зоогенными, являясь материнской породой нефтей.

Сапропель представляет собой мутную желатинообразную массу, при затвердении приобретающую тонкослоистое листовое строение. Он обладает восстанавливающей способностью. В присутствии серной кислоты или ее солей сапропель дает сернистые соединения – сероводород и сернистые металлы, из которых мельниковит придает сапропелю сине-черный цвет. При сухой перегонке сапропель дает до 25 % (по весу) жирных, похожих на нефть масел. Он характеризуется бесцветной щелочной (аммиак) вытяжкой и богат золой (ОВ в сапропеле содержится не более 67 %).

Как известно, академик Н. Д. Зелинский исследовал балхашский сапропель и путем дистилляции получил из него бензинокеросиноподобные продукты.

Однако правильно указав на материнский для нефти материал, Г. Потонье допустил ошибочную точку зрения по вопросу о возможных изменениях сапропеля или сапропелитов при превра-

щении в нефть, совершенно неправильно считая, что естественная нефть представляет собой продукт перегонки из сапропелевых горных пород.

Мнение Г. Потонье о том, что природная нефть представляет собой дестиллат сапропеля, является неприемлемым, во-первых, потому, что сухая перегонка дает продукты, резко отличающиеся от природной нефти, и, во-вторых, потому, что при такой перегонке должны были бы получаться кокс и вообще угольные остатки, чего ни в одном из нефтяных месторождений и ни в одной из нефтеносных провинций на земном шаре до настоящего времени не обнаружено.

Поэтому подавляющая масса сторонников сапропелевой теории считает, что природная нефть представляет собой не дестиллат сапропеля, а продукт процесса постепенного разложения его при сравнительно низкой температуре и высоком давлении.

В соответствии с этой последней точкой зрения суть сапропелевой теории Губкин И. М. видел в том, что она за исходный материал принимается сапропель или сапропелит смешанного растительно-животного происхождения, который после своего отложения подвергается непрерывному процессу изменения вплоть до превращения сапропелевого вещества в нефть.

Таким образом, основой сапропелевой теории является взгляд на процесс изменения сапропеля при превращении его в нефть, как на непрерывный процесс вплоть до образования диффузно-рассеянной нефти.

Между тем имелись и продолжают еще попытки рассматривать процесс превращения сапропеля в природную нефть протекавшим прерывисто, в несколько стадий, из которых основной стадией допускается стадия образования так называемой *первичной нефти*, или *протонефти*.

Такие попытки имели место в теории Г. Л. Стадникова, которую, несмотря на это, И. М. Губкин считал наиболее обоснованной теорией не только с химической, но и с геологической точек зрения вследствие того, что она базируется на тщательном химическом изучении как всех веществ, входящих в состав материнского материала, так и всех процессов, которые происходят в них.

Стадников Г. Л. допускал, что скопления в солоноводных бассейнах богатых жирами, так называемых сапропелитовых отложений и скопления гумусового и сапропелитового материала приводили при изменении ОВ в анаэробных условиях к образованию не природной нефти, а к образованию *первичной нефти* (протонефти). Эта первичная нефть, по его мнению, представляла собой однородную густую смолоподобную массу, обладавшую большой вязкостью и высоким удельным весом. Благодаря высокому удельному весу первичная нефть удерживалась на дне солоноводного бассейна и не всплывала на поверхность воды. В дальнейшем она подвергалась очень медленным изменениям до тех пор, пока не была перекрыта мощными отложениями осадков. Последующее превращение первичной нефти в природную, естественную нефть, добываемую нами в настоящее время, произошло, по мнению Г. Л. Стадникова, благодаря тому, что с первичной нефтью пришли в соприкосновение газы, образовавшиеся в глубоких недрах Земли при действии воды на раскаленный раствор карбидов в ферромангане, как это допускает карбидная теория Д. И. Менделеева.

Вот это допущение гидрогенизации первичной нефти за счет газов, образовавшихся в глубоких недрах Земли, является, вероятно, ошибочным положением теории Стадникова. Все это дало полное право И. М. Губкину сказать, что и первичная нефть и все рассуждения и выводы, связанные с ней, оказываются построенными даже не на песке, а прямо-таки в воздухе.

Давно преданные забвению взгляды о «первичной нефти» в последнее время возродил А. Ф. Добрянский под видом «гипотезы превращения».

А. Ф. Добрянский, так же как и Г. Л. Стадников, в истории нефтеобразования различает несколько последовательных стадий, а именно:

- 1) накопление исходного материала в виде сапропеля и его первичные превращения бактериально-химического характера;
- 2) превращение сапропеля в сапропелитовые производные, а затем в продукты типа смолистых нефтей или малът, под которыми и понимается «первичная нефть», или протонефть; это пре-

вращение происходит главным образом за счет температурных и химических влияний;

3) превращение малът в нефти или нефтеобразные вещества в результате химических контактных влияний.

Допущение стадии «первичной нефти» в процессе нефтеобразования является глубоко гипотетичным, т. к. ни в одном из нефтяных месторождений и ни в одной из нефтеносных провинций на всем земном шаре не обнаружено залежей «первичной нефти».

Отметим, что Г. Л. Стадников при изложении своей теории базировался на условиях первичного залегания нефти – *in situ*.

Вывод. Так из года в год ученые задаются вопросами: через какие же стадии изменения прошло органическое нефтематеринское вещество, чтобы стать, в конце концов, природной нефтью? Как и под влиянием каких факторов протекал процесс образования нефти? Отвечая на этот вопрос, И. М. Губкин, прежде всего, подчеркивал, что процесс нефтеобразования был непрерывным, и далее указывал, что, хотя химическая сторона этого процесса нам мало известна, однако общее направление его можно считать более или менее установленным.

Вопросы для самопроверки

1. Какие ученые были сторонниками неорганической теории происхождения нефти?
2. В чем суть карбидной теории происхождения нефти?
3. В чем суть вулканической и космической теорий?
4. Какие ученые были сторонниками органической теории происхождения нефти?
5. В чем суть теории Энглера – Гефера?
6. Какая теория была развита К. Крэгом?
7. Каковы взгляды И. М. Губкина?

7. СОСТАВ ОВ. ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ КЛАССИФИКАЦИИ ОВ

План

7.1. Состав живого вещества.

7.2. Геохимия дисперсных ОВ.

7.3. Состав осадочных органических веществ.

7.4. Состав дисперсных органических веществ.

7.5. Органическое вещество осадочных пород.

7.6. Классификация О.В. осадочных пород.

7.1. Состав живого вещества

ОВ в различных концентрациях присутствует практически во всех типах осадочных пород от архей-протерозойских до современных. В докембрийских отложениях (около 2 млрд лет назад), главными продуцентами Сорг были сине-зеленые водоросли и фотосинтезирующие бактерии. Эти живые существа практически не имели конкурентов в процессе образования Сорг на протяжении кембрия, ордовика и силура. Однако уже и в то время на Земле начинают распространяться граптолиты, трилобиты и другие беспозвоночные. Начиная с девона, появляются высшие наземные растения. В позднедевонскую эпоху по каким-то причинам биопродуктивность фитопланктона резко сократилась.

В каменноугольный, пермский и триасовый период она оставалась низкой (в поздней юре и в меловое время резко возросла популяция планктона, затем снизилась и возросла в четвертичный период). Постепенно высокие концентрации биологической продукции смещаются из морских обстановок в прибрежные и внутриконтинентальные. В этот период формируются позднепалеозойские угленосные отложения.

С появлением в конце палеозоя голосемянных растений, а в раннемеловую эпоху – покрытосемянных, способствовали интенсивному накоплению ОВ преимущественно растительного происхождения. Это привело к широкому распространению во внутри-

континентальных бассейнах угленосных отложений мелового и кайнозойского возраста.

По данным В. А. Успенского, Н. Б. Вассоевича, С. Г. Неручева и многих других ученых, основными поставщиками ОВ в осадки являются бактерии, фитопланктон, зоопланктон и высшие растения. Фитопланктон и наземные растения производят примерно равное количество ОВ, а высокоорганизованные животные, например, рыбы, поставляют мизер. Высокие концентрации зоопланктона распространены там, где наблюдается высокая продуктивность фитопланктона, а гетеротрофные бактерии – где имеются органические остатки. Понятно, что сообщества живых организмов в различные геологические периоды и в различных условиях обитания отличаются друг от друга. Отличаются и фациальные условия их захоронения. Эти и многие другие факторы предопределяют состав и тип ОВ, отлагающегося и накапливающегося в осадках. Следует учитывать, что химический состав организмов, попадающих в осадок, постоянно меняется. Однако ткани во всех организмах состоят приблизительно из одних и тех же классов химических соединений. Это белки, углеводы, липиды и липоиды.

В растениях в наибольших концентрациях присутствуют углеводы и лигнин. Белки преобладают в бактериях и зоопланктоне. Фитопланктон, зоопланктон, бактерии и споры обогащены липидами и липоидами.

Только в белках присутствует азот и сера. В углеводах содержится значительно больше кислорода, чем в других компонентах ЖВ. Липиды и липоиды наиболее обогащены углеродом и водородом.

Белки – составляют более 50 % клеточного материала живых организмов. Белки – не стойкие соединения и под воздействием ферментов растений распадаются на хорошо растворимые в воде аминокислоты. Кроме аминокислот при разложении белков образуется вода, аммиак, азотистые соединения и т.д.

Углеводы – составляют основную массу высших растений. Есть они и в составе животных. Углеводы являются первичными продуктами фотосинтеза. Среди углеводов наибольший интерес

представляют целлюлоза, пектин, альгиновая кислота и хитин. Это объясняется тем, что древесина на 40–60 % состоит из целлюлозы и лигнина. В целлюлозе находится около 50 % углерода, содержащегося в растениях. Лигнин находится в клеточных стенках и межклеточном пространстве высших растений и скрепляет целлюлозные волокна. Образуя каркасную (скелетную) ткань растений, он придает им жесткость. Содержание лигнина в травах и мхах от 8 до 20 %, в лиственных древесных породах 20–30 %, в хвойных породах – 50 %. Пектин широко распространен в составе высших растений и бактерий. Альгиновая кислота входит в состав некоторых водорослей. Хитин – основной компонент наружного скелета насекомых, ракообразных и др. членистоногих. У грибов он заменяет целлюлозу.

Липиды – это вещества, которые состоят из жировых веществ (животный жир, растительные масла), а также восков.

Липоиды – это стероиды, сложные жиры (фосфолипиды), пигменты и т.д.

Пигменты – это окрашенные соединения, которые содержатся в живом веществе в небольших количествах, но играют значительную роль в его существовании. Среди них выделяют две группы – каротиноиды и порфирины.

С геохимических позиций интересны желтые пигменты – каротиноиды, окрашивающие желтые листья и плоды, зеленые – хлорофиллы, участвующие в процессе фотосинтеза и красные – гемоглобины, играющие роль переносчиков кислорода в организмах животных. Эти пигменты сохраняют основные черты своей молекулярной структуры при преобразовании ОВ в процессе литогенеза и обнаруживаются в нефти. *Таким образом, они представляют собой хеомфоссилии.*

Устойчивость различных компонентов ОВ к биохимическому разложению следующая: белки – целлюлоза – лигнин – воски – смолы.

Первыми разлагаются белки и углеводы с образованием аминокислот, сахаров, фенолов и их производных; в результате гумификации ОВ появляются гуминовые и фульвовые кислоты. Большая

часть УВ и белков переходит в Водорастворимые соединения гидролизуются. В результате содержание всех фракций ОВ во взвеси сокращается, но происходит накопление липидной фракции (от 11 до 64 %), как наиболее устойчивой к биохимическому разложению.

Липиды и липоиды преобладают в живых организмах и, соответственно в составе ОВ, распространенного в субаквальных отложениях. В континентальном биоте содержатся углеводы, лигнин и в значительно меньшей мере липоиды. Первая группа отличается от второй тем, что содержит в себе значительно больший водородный потенциал, необходимый для образования жидких УВ.

Липиды и липоиды являются соединениями стойкими к процессам разложения, поэтому некоторые соединения или их фрагменты присутствуют в нефтях и битумоидах. По этим соединениям (или их фрагментам) можно судить о типе ОВ.

Присутствуют в подчиненных количествах, но имеют существенное значение также пигменты, витамины, смолы. Из геохимических органических новообразований наибольшее значение имеют полимерные вещества, называемые гуминовыми и сапропелевыми, а также битумоидные вещества, включающие углеводороды, смолы, асфальтены и др.

Важнейшей группой природных органических веществ являются *гуминовые вещества*. Это специфические органические компоненты почв, торфов, углей, осадков, пород, не содержащиеся в живых тканях, но образующиеся путем вторичного синтеза из относительно простых продуктов распада последних.

Гуминовые вещества подразделяются на гумусовые кислоты (гуминовые кислоты и гиматомелановые кислоты), фульвокислоты и гумины. Подразделение это базируется на признаке растворимости, который довольно условно и неточно отражает особенности химического состава. К гуминовым кислотам относят фракцию, растворимую в щелочах и осаждаемую из щелочного экстракта кислотами, к фульвокислотам – фракцию, растворимую и в щелочах, и в кислотах, наконец, к гуминам – нерастворимый остаток.

Гуминовые кислоты и родственные им вещества получают главным образом из продуктов распада лигнина (полифенолов и

др). В результате дальнейших преобразований они образуют главные компоненты органических веществ осадочных пород.

7.2. Геохимия дисперсных ОВ

Органические вещества присутствуют практически во всех осадочных образованиях – от только что отложившихся осадков до древних сланцев, подвергшихся значительному метаморфизму.

Сингенетичными органическими компонентами называются ОВ отложившиеся вместе с вмещающими их слоями. Эпигенетичными – ОВ проникшие в эти слои извне, после их образования. Различают также автохтонные органические вещества, находящиеся в первичном залегании, и аллохтонные, переместившиеся из места своего первоначального нахождения; среди последних могут быть как сингенетичные по отношению к вмещающему слою (т.е. переместившиеся лишь в узких пределах данного слоя), паравтохтонные, так и эпигенетичные. Нефти и их производные относятся к аллохтонным образованиям.

Органические вещества в осадочных образованиях находятся как в дисперсной (рассеянной), так и в концентрированной формах, между которыми есть и переходы. Дисперсное органическое вещество содержится почти во всех осадочных породах. Концентрированные формы автохтонного органического вещества представлены углями и горючими сланцами, аллохтонного – залежами нефтей и скоплениями продуктов превращения последних (асфальтами, асфальтитами и др.)

Количество дисперсного органического вещества в различных осадочных породах неодинаково. Среднее содержание органического углерода ($C_{\text{орг}}$) в обычных осадочных породах составляет около 0,6 %. Содержание $C_{\text{орг}}$ определяется по продуктам сжигания. Содержание органического вещества в осадочных породах падает по мере уменьшения в них количества глинистых частиц и увеличения как песчано-алевритового, так и карбонатного материала. Кроме того, имеет значение и степень катагенеза отложений.

7.3. Состав осадочных органических веществ

По составу исходного материала, во многом определяющего тип ОВ, различают два основных класса – гумолиты и сапролиты (сапропелиты). Третий класс – липтобиолиты – играет гораздо меньшую роль; угли этого типа тяготеют по ряду свойств к сапролитам. Существуют и смешанные типы углей – гумусово-сапропелитовые.

Гумолиты обязаны своим происхождением высшим растениям (главным образом, лигнину) и формировались в условиях болот, паралического или лимнического типа. Сапропелитовые ОВ формируются в основном за счет низших растений, главным образом низших (планктонных) водорослей, в озерных условиях (главным образом липидов).

По химическому составу гумолиты существенно отличаются от сапролитов. Сапролиты гораздо богаче продуктами превращения (полимеризации) липидов и поэтому содержат больше водорода. При перегонке до 500 °С (швелевании) они дают много жидких горючих продуктов (именуемых первичным дегтем), внешне похожих на нефть.

Наиболее удобным и объективным показателем степени катагенетического преобразования органического вещества в осадочной толще оказалась отражательная способность одного из главных петрографических компонентов углистого вещества (мацералов) – витринита.

7.4. Состав дисперсных органических веществ

Обычно изучают при помощи разделения их на фракции, но важное значение имеют химические методы и петрографические исследования органического вещества в целом.

Состав дисперсных органических веществ изучается главным образом путем разделения их на следующие фракции:

- 1) битумоиды, растворимые в нейтральных органических растворителях;
- 2) гуминовые кислоты, извлекаемые (после кислотной обработки) водной щелочью;
- 3) нерастворимое остаточное вещество (подавляющая часть всего органического вещества в осадках).

7.5. Органическое вещество осадочных пород

В осадочных породах углерод присутствует в виде карбонатов (4/5) и органического вещества (1/5) и находится как в рассеянной форме, так и в концентрированной, в том числе в виде залежей горючих полезных ископаемых. В гидросфере немногим более 90 % углерода представлено в карбонатной форме, около 9 % в виде растворенного ОВ.

Органическое вещество (ОВ) является обязательным компонентом практических всех осадочных образований, начиная с конца архея.

Среднее содержание органического (С_{орг}) или некарбонатного углерода, составляет для осадочных пород около 0,5–0,6 %, что соответствует 13–15 кг С_{орг} на 1 м³. Средние величины содержания того или иного элемента (кларковые значения) варьируют в зависимости от региона и возраста отложений. П. Траском на большом фактическом материале было показано, что присутствие С_{орг} свойственно всем современным и ископаемым осадкам. Его содержание колеблется по стратиграфическому разрезу, достигая максимума в кайнозое; в глинистых породах содержание С_{орг} в два раза больше, чем в алевритовых, в последних – в два раза больше, чем в песчаных. Установленная зависимость содержания С_{орг} от типа осадка была названа Н. Б. Вассоевичем «закономерностью Траска», она неоднократно подтверждалась для различных регионов мира.

Таблица

Классификация осадочных пород по содержанию ОВ (С_{орг})

Группа	Под-группа	Содержание С _{орг} , %	Характеристика		Преобладаю- щий тип ОВ
Рассеянное ОВ (РОВ)	1	≤0,61 (кларк 0,6)	Сильно рассеянное ОВ		Сапропеле- вый
	2	0,62–2,5	Умеренно рассеянное ОВ		
Концентри- рованное ОВ (КОВ)	3	2,51–10	Слабо концен- трированное ОВ	Доманики- ты Бажено- виты	Гумусовый
	4	10,01–40	Умеренно концен- трированное ОВ	Каустобио- литы	
	5	>40	Значительно концентриро- ванное ОВ		

Распределено ОВ в осадочных породах крайне неравномерно. Прежде всего выделяются две основные группы: рассеянное ОВ – РОВ и концентрированное ОВ – КОВ. Граница между ними проведена условно по содержанию $C_{орг} = 2,5 \%$.

Форма нахождения и морфология ОВ в осадочных породах также различна. Выделяются следующие формы: 1) морфологически оформленный растительный детрит; 2) бесструктурные включения гидрофобного ОВ в виде капель или комочков; 3) сорбированное на поверхности минеральных частиц породы; 4) растворенное, содержащее ОВ в форме солей; 5) ОВ, входящее в состав кристаллической решетки минералов.

Прочность и форма связи ОВ с минеральной матрицей породы зависит от генетического типа ОВ, в значительной степени определяющего его состав, гранулометрического и минерального состава матрицы породы, Р-Т условий в недрах и т.д. Наиболее распространенная форма нахождения ОВ – сорбированная (РОВ), причем, чем больше поверхность минеральных зерен, тем больше ОВ сорбируется. Именно поэтому глины наиболее обогащены ОВ.

Автохтонными называют органические вещества, находящиеся в первичном залегании. Аллохтонные – вещества, переместившиеся из места своего первоначального нахождения; среди которых могут быть как сингенетичные по отношению к вмещающему слою, паравтохтонные, так и эпигенетичные. Нефти и их производные производные относятся к аллохтонным образованиям.

7.6. Классификация ОВ осадочных пород

Фациальный генетический тип ОВ предопределяет тип летучих полезных ископаемых (торф, уголь, сланцы, нефть и газ). Потонье концентрированное органическое вещество (уголь) по типам образовавших его организмов и с учетом химической структуры тканей разделил на 3 группы:

1 – Сапропеллиты образуются за счет фито- и зоопланктона. Состав: жиры, белки и хитин.

2 – Гумусовые формируются из остатков высшей наземной растительности (углеводы, лигнин).

3 – Липтобиолиты с исходным материалом, образованным к наиболее стойким к разложению тканями высших растений (воски, смолы).

Со временем стало употребление О.В. на две группы: сапропеллевые – низшие растения и животный планктон и гумусовая – высшие растения в целом. Таким образом, термин липтобиолиты оказался забыт, а понятие гумусового О.В. расширилось. Однако липтобиолиты по Потонье ближе к сапропеллитам.

Вывод. Таким образом, органическое вещество – комплекс соединений, возникших прямо или косвенно из живого вещества или продуктов его жизнедеятельности; присутствует в качестве обязательного компонента в атмосфере, поверхностных и подземных водах, осадках, почвах и горных породах.

Органическое вещество находится в твёрдом (уголь, сланцы, твёрдые битумы), жидком (нефть, жидкие битумы) и газообразном (парообразном) состоянии (газ и газоконденсат). Концентрация (% по массе) рассеянного органического вещества в горных породах обычно не превышает 1–5, концентрированного органического вещества в каустобиолитах – в угле 50–100, углистых и горючих сланцах 20–50; нефтяных и газоконденсатных скоплениях 5–8 (относительно массы породы-коллектора). В горных породах содержание органического вещества составляет (субкларки): в глинистых 0,9 %, алевролитистых 0,45 %, карбонатных и песчаных породах 0,2 %; в атмосфере и гидросфере до 0,1 %. В горных породах органическое вещество находится в виде: автономных, обладающих собственной формой и размерами включений диаметром 0,001–0,01 мм (дисперсное органическое вещество), 0,01–1 мм (микродетрит) и свыше 1 мм (макродетрит); автономных включений жидкой, полужидкой и твёрдой консистенции, форма и размер которых зависят от параметров межзернового пространства; в сорбированном состоянии на поверхности и внутри кристаллической решётки минеральных компонентов пород; в химической связи с последними.

Вопросы для самопроверки

1. Каков состав живого вещества?

2. Каков состав осадочных органических веществ?
3. Каким образом изучается состав дисперсных органических веществ?
4. Как классифицируется ОВ осадочных пород?
5. Как и под действием каких процессов происходит преобразование ОВ?

8. ЛИТОГЕНЕЗ ОВ

П л а н

- 8.1. Стадия седиментогенеза ОВ.
- 8.2. Стадия диагенеза ОВ.
- 8.3. Стадия катагенеза ОВ.
- 8.4 . Факторы катагенез.
- 8.5. Шкала катагенеза.
- 8.6. Зональность нефтегазообразования.

8.1. Стадия седиментогенеза ОВ

Наиболее благоприятные условия для накопления и дальнейшего преобразования ОВ существует в мелководных водоемах, где его накопление происходит как в рассеянной, так и концентрированной форме. Прежде чем попасть в осадок, химические остатки живого вещества минерализуются и растворяются в воде, проходят по сложным пищевым цепям, перерабатываются бентосом и микроорганизмами.

(Бентос – совокупность организмов, обитающих на грунте и в грунте дна водоёмов.)

Накопление ОВ контролируется фациальными условиями бассейнов седиментации морских и континентальных областей.

В областях морской седиментации исходное автохтонное ОВ, (Первичное органическое вещество может быть синтезировано внутри самого водоема за счет фотосинтетической активности зеленых растений или хемосинтеза бактерий. Это автохтонное органическое вещество. Органические вещества, поступающие в водоем извне, с площади его водосбора, называют аллохтонными) представлено в основном фитопланктоном.

(Фитопланктон (от греч. φυτόν – растение и πλάνκτον – блуждающий, странствующий) – часть планктона, которая может осуществлять процесс фотосинтеза. К фитопланктону относятся протококковые водоросли, диатомовые водоросли, дино-

флагелляты, кокколитофориды, и другие одноклеточные водоросли (часто колониальные), а также цианобактерии).

Обитает в фотической зоне водоёмов (Поверхностная зона океана или любого иного водоема, в которую проникает достаточное количество солнечного света для поддержания фотосинтеза), населяя толщу воды. Фитопланктон является первичным продуцентом органического вещества в водоёме и служит пищей для зоопланктона и зообентоса.)

Отмирая, фитопланктон находится во взвешенном и в растворенном состоянии и постепенно опускается на дно.

Седиментогенез осуществляется тремя путями:

1. Новообразованием агрегатов из растворенного ОВ (фоссилизация – процесс превращения остатков вымерших животных и растений в окаменелости путем замещения органических веществ минеральными)

2. Пассивным осаждением взвешенных частиц.

3. Прохождение по пищевым путям гетеротрофов (Организмы, использующие в качестве источника питания органические вещества, произведенные другими организмами.)

Накопление ОВ здесь происходит преимущественно в *рассеянном состоянии*.

Органическим веществом обогащены осадки полуизолированных заливов морей (типа Черного моря). В придонной толще таких бассейнов существует анаэробная среда, часто с сероводородным заражением, которая препятствует полному разложению ОВ еще до его осаждения.

Коэффициент фоссилизации 1–4 %. (Коэффициент фоссилизации – процентное отношение кол-ва углерода, захороненного в осадках, к кол-ву углерода в суммарной годовой продукции живого вещества. Величина К. ф. зависит от фациальной обстановки и варьирует от нескольких % для болотных отложений, до сотых долей % для океанических отложений. Средний для биосферы К. ф. составляет 0,8 %.)

Причиной накопления большого количества ОВ сапропелевого типа является также высокая продуктивность планктона, в частности, экологически устойчивых сине-зеленых водорослей.

Наиболее характерные условия для формирования потенциально нефтематеринских осадков в морских областях находятся на шельфе и континентальном склоне. Именно здесь отлагается основная доля ОВ сапропелевого типа.

К областям континентальной седиментации относятся гидрофации болот, озер, речных долин, где биомасса, произведенная высшей растительностью, накапливается преимущественно в концентрированной форме. Продукция планктона здесь имеет резко подчиненное значение. К. ф. в болотах – 8,7; озерах – 3–5, т.е. во много раз выше, чем в морских условиях

Неживое ОВ, в континентальных водоемах делится на три фракции:

1. Взвешенное ОВ, которое представлено отмершим планктоном, детритом и биоорганическими остатками, разрушенными физико-химическими и бактериальными процессами.

2. Растворенное и коллоидное ОВ, состоящее из водного гумуса, устойчивого к дальнейшему разрушению, и продуктов распада биоорганического вещества, легкоусвояемых микроорганизмами.

3. ОВ иловых отложений, которое представлено:

- а) легко разрушаемыми веществами отмерших организмов – углеводородами, жирами, протеинами;

- б) «озерным гумусом», состоящим из весьма устойчивых к дальнейшему разложению веществ – лигнина, продуктов его преобразования и т.д.

Процесс седиментогенеза завершается образованием свежего обводненного осадка, содержащего определенное количество ОВ, которое находится в химически неустойчивом состоянии. В ходе погружения осадка начинается следующая, диагенетическая стадия эволюции его компонентов

Таким образом, количество накопившегося в осадке ОВ зависит от многих факторов: продуктивности биоценоза; скорости седиментации ОВ; дисперсности осадка; гидродинамической актив-

ности бассейна седиментации; окислительно-восстановительных условий среды.

Количество накопившегося ОВ растет с увеличением продуктивности биоценоза;

Высокая скорость седиментации минеральных частиц способствует сохранению и увеличению концентрации ОВ, т.к. препятствует действию аэробных бактерий. При низкой скорости осадконакопления (2–6 мм за 1000 лет) сохраняется менее 0,01 % Сорг, при умеренной (2–13 см за 1000 лет) – от 0,1 до 2 % Сорг и при высокой (66–140 см за 1000 лет) – от 11 до 18 % (П. И. Мюллер, Е. Суэс).

Размер и состав осаждающихся минеральных частиц также влияют на концентрацию ОВ. Высокое содержание ОВ коррелируется с высокими концентрациями частиц субколлоидного размера (1 мкм) и распространением иллита и монтмориллонита. Высокая адсорбционная способность этих глинистых минералов обеспечивает повышенные концентрации Сорг.

8.2. Стадия диагенеза ОВ

Диагенез – процесс преобразования осадка в литифицированную осадочную горную породу в результате литостатического уплотнения и физико-химического выравнивания среды.

В зависимости от скорости осадконакопления зона диагенеза охватывает диапазон от нескольких десятков до 200–500 м. от поверхности осадка, на котором температура меняется от 0–5 до 15–30 °С.

Обычно выделяют ранний и поздний диагенез. Н.М. Страхов выделяет две стадии в раннем диагенезе:

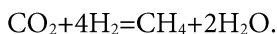
1. Окислительного минералообразования
2. Восстановительного минералообразования.

Стадия ДГ₁ является самой ранней. Главными процессами является деятельность аэробных сапрофитов, которые активно преобразуют ОВ, поступающее на дно, и окисление ОВ под воздействие растворенного кислорода. Верхний окислительный слой имеет толщину от 2–50 см. В бассейнах с дефицитом кислорода, окислительный слой очень тонкий или отсутствует. На этой стадии микробиологического окисления теряется 8–90 % ОВ, от общих

его потерь в диагенезе. При этом происходит минерализация ОВ с образованием H_2O , CO_2 , сульфат-иона SO_4 и т.д.

Стадия ДГ₂ протекает в восстановительной обстановке в интервале от 0,2 до первых десятков метров. Разложение ОВ и его окисление анаэробными бактериями происходит за счет восстановления сульфатов морской воды, окисных соединений железа, марганца и др. минералов, накопленных в осадке. Это ведет к образованию в осадке аутигенных минералов: сидерита, сульфидов железа и марганца и т.д.

В позднем диагенезе ДГ₃ (глубина от нескольких десятков до сотен метров) геохимические условия среды более инертны. Эта стадия названа Страховым «стадией перераспределения аутигенных минералов». Возникают резко восстановительные условия, вплоть до образования свободного сероводорода. Здесь анаэробные бактерии используют бродильные реакции, в процессе которых из полисахаридов продуцируются ацетат целлюлозы, высшие жирные спирты и кислоты. Другие бактерии доводят биodeградацию до CO_2 и H_2 . На этой основе развиваются метаногенерирующие бактерии, ведущие восстановление от CO_2 до CH_4



Таким образом, характер преобразования ОВ на стадии диагенеза определяется микробиологическими процессами, на которые расходуется 95–99 % ОВ, достигшего дна. Неживое ОВ в процессе седиментогенеза и ранней стадии диагенеза неоднократно перерабатывается бентосом и сапрофитовой микрофауной. Поэтому стадию диагенеза ОВ часть называют биохимической.

По расчетам В. А. Успенского, в биохимические газы (CO_2 , H_2 , N_2 , H_2S , CH_4) преобразуется 26,5 % ОВ осадков. Диагенетические газы иногда формируют промышленные скопления.

Одновременно с разложением исходного ОВ идут биокаталитические реакции синтеза, полимеризации и конденсации промежуточных продуктов его распада. В результате ОВ очень сильно уменьшается в объеме и изменяется качественно.

Все эти преобразования ОВ уже в раннем диагенезе приводят к образованию новых, высокомолекулярных относительно устойчивых органических соединений, которых в живом веществе нет.

Вначале из остатков аминокислот и сахаров образуются фульвовые кислоты. Затем они полимеризируются и конденсируются в гуминовые (сапропелевые) кислоты, растворимые в щелочи. Далее образуются нерастворимые гумины и сапрогумины.

Важную фракцию преобразованного ОВ морских и континентальных осадков представляют битумоиды, состоящие из САВ и высокомолекулярных УВ.

На этом основании ряд ученых РФ и США развивали идеи образования нефти и газа уже на стадии диагенеза. Однако большинство ученых-нефтяников считает, что на этом этапе низкая концентрация жидких УВ в рассеянном ОВ не может обеспечить формирование промышленного скопления нефти. К тому же в зоне диагенеза обычно отсутствуют значительные по объему ловушки и надежные по толщине флюидоупоры.

Условия позднего диагенеза более инертны для процессов преобразования ОВ, т.к., деятельность микроорганизмов с глубиной погружения осадков резко снижается, а затем затухает совсем. Температурные условия здесь еще не достаточны для развития термokatалитического преобразования ОВ.

Таким образом, геохимические условия, существующие на стадиях седиментогенеза и диагенеза, а также тип исходного ОВ оказывают большое влияние на направленность процессов преобразования ОВ, определяет химический состав преобразованного ОВ и, в конечном итоге определяет нефтегазопроизводящий потенциал формирующихся горных пород.

8.3. Стадия катагенеза ОВ

Это постдиагенетическое преобразование ОВ вместе с вмещающими породами, предшествующее метаморфизму. Начало катагенеза характеризуется исчезновением гуминовых и сапропелевых кислот, которые переходят в нерастворимую форму. Катагенез развивается при увеличении глубины погружения горных пород в

осадочном бассейне и воздействии температуры, возрастающей от 15 до 300 °С. На этой стадии реализуется потенциальная возможность ОВ осадочных пород производить нефть и газ и начинается эмиграция УВ в породу-коллектор.

Генерация УВ происходит в результате глубокой перестройки ОВ, которая заключается в дальнейшей ее конденсации, ароматизации, карбонизации под воздействием факторов катагенеза.

В процессе катагенеза продолжается уплотнение пород, особенно глинистых, которое сопровождается изменением пористости от 10–15 % до 4–5 %. При этом происходит резкое снижение объема удаляющейся из горной породы воды седиментационной, адсорбционной и появляется дегидратационная и органогенная. Последняя образуется за счет катагенетических преобразований ОВ, и ее доля зависит от количества ОВ.

Генерация жидких и газообразных УВ вызывает увеличение объема флюидов, находящихся в пустотном пространстве горной породы. В условиях их затрудненного оттока это приводит к возникновению аномально высоких поровых давлений, а затем к флюидоразрыву горной породы и выбросу сжатых флюидов в струйной форме из нефтегазоматеринских пород, в породу-коллектор.

8.4. Факторы катагенеза

1. *Температура* является главным фактором. Она зависит от плотности теплового потока, и растет по мере погружения пород.

2. *Каталитические свойства вмещающих горных пород.* Наибольшей каталитической активностью обладают глинистые породы, которые усиливают преобразование ОВ. Поэтому стадию катагенеза называют термокаталитической. Термокаталитические реакции играют важную роль при низкотемпературном преобразовании ОВ (до 125 °С), которое ведет к образованию жидких УВ.

3. *Время воздействия.* От него зависит длительность прогрева горных пород, которая определяется возрастом пород, с учетом скорости их погружения. Чем выше температура, тем большее влияние оказывает время.

4. *Пластовое давление*. Как фактор катагенеза, оно оказывает противодействие температуре, поскольку замедляет химические процессы.

8.5. Шкала катагенеза

В настоящее время широко известна шкала катагенеза осадочных образований, составленная Н. Б. Вассоевичем, А. Э. Конторовичем и др.

На этой шкале выделяются 3 подстадии катагенеза

1. Протокатагенез (ПК)
2. Мезокатагенез (МК)
3. Апокатагенез (АК)

Они в свою очередь делятся на градации: ПК- на 3, МК – на 5, АК – на 4. Каждая подстадия и градации соответствует определенному процентному содержанию ряда показателей:

1. Углерод, С
2. Выход летучих компонентов
3. Отражательная способность витринита в масляной среде.

В начале катагенеза содержание углерода в ОВ составляло 60 %; выход летучих компонентов – 63 %; отражательная способность витринита – 0,25 %. С повышением уровня катагенетической превращенности ОВ, содержание углерода и отражательная способность витринита растут, а выход летучих компонентов падает. При этом на границе катагенеза и метаморфизма ОВ полностью реализует свой генерационный потенциал и превращается в органический графит. Соответственно содержание углерода в ОВ достигает 100 %, а выход летучих компонентов равен 0.

8.6. Зональность нефтегазообразования

Известно, что процесс преобразования рассеянного ОВ пород идет неравномерно. В ряде случаев различные этапы преобразования ОВ характеризуются преимущественной генерацией газообразных или жидких компонентов.

И. М. Губкин наметил основные этапы нефтеобразования: «...вслед за относительно кратковременным периодом биохимиче-

ской переработки наступает неизмеримо более длительный геохимический период регионального метаморфизма, протекающий синхронно с метаморфизмом окружающих пород. Основными факторами в этом метаморфизме являются: 1) давление вышележащих масс, а также газов; 2) температура и 3) время».

Впервые вертикальная зональность нефтегазообразования была выявлена В. А. Соколовым (1948 г.), установившим, что физико-химические условия, определяющие интенсивность и направленность процессов образования газа и нефти, по разрезу осадочных пород значительно меняются. В верхней части разреза В. А. Соколов выделил биохимическую зону, где наиболее активно идут биохимические процессы. По мере углубления биохимиче-

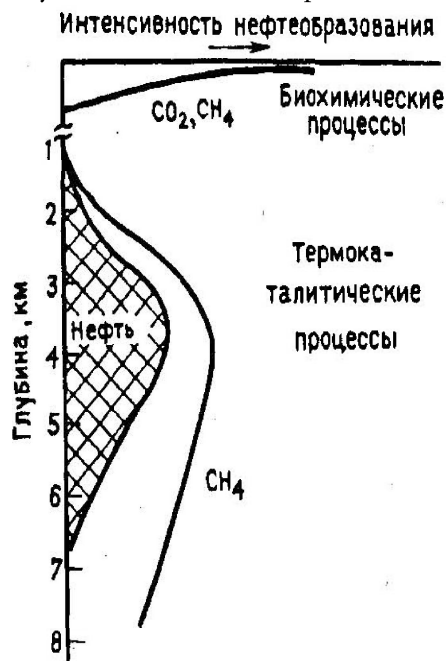


Рис. 8.1. Общая схема вертикальной зональности образования углеводородов в осадочных породах (по В. А. Соколову)

ская зона переходит в термокаталитическую через некоторую переходную зону, где биохимические процессы затухают, а термокаталитические идут очень медленно. Здесь находится как бы минимум интенсивности нефтегазообразования

Термокаталитическая зона (по В. А. Соколову, основной производитель нефти и углеводородных газов) охватывает всю часть разреза глубже 1 км и подразделяется на верхнюю, или нефтегазовую, и нижнюю, или метановую, подзоны. Глубина этих зон, постепенно переходящих одна в другую, зависит от геотермического градиента.

Наиболее активно биохимические процессы идут в верхних слоях отложений. Бактерии и их ферменты перерабатывают здесь все вещества, на которые они способны воздействовать. Остаются лишь те органические соединения, которые бактериями не усваиваются. По мере погружения и перехода осадочных пород в термokatалитическую зону с постоянно растущей скоростью идут химические процессы преобразования ОВ с продуцированием нефти, углеводородных и других газов. На разных уровнях термokatалитической зоны характер реакций и масштабы образований УВ неодинаковы в связи с изменением температуры и давления по разрезу. На следующей стадии с увеличением глубины при длительном воздействии повышенной температуры происходит более полный распад углистых и других ОВ, а также УВ и гетероциклических соединений нефти. Накапливаются углерод, метан и наиболее устойчивые полициклические соединения.

Н. Б. Вассоевич предложил несколько отличающуюся схему зональности процессов нефтегазообразования: в зоне катагенеза по мере погружения вначале образуется газ, затем – нефть, а в позднем катагенезе – газоконденсат. В 1967 г. Н. Б. Вассоевичем введено понятие «главная фаза нефтеобразования» – этап в геохимической истории погружающейся осадочной толщи, находящейся в условиях определенных температур и давлений, при которых в составе рассеянного ОВ пород наиболее энергично происходит новообразование битумоидов, в том числе УВ.

Вывод. Таким образом, процессы активизации нефтегазообразования из захороняемого в осадке ОВ зависят от ряда факторов: природы ОВ, геотермического градиента, продолжительности геологического времени воздействия температуры и давления на исходное ОВ и др. Наряду с указанными факторами эти процессы в значительной степени зависят также от особенностей режима тектонических движений. По-видимому, при прочих равных условиях температура и давление, воздействующие на породы и заключенное в них ОВ, весьма различны для складчатых и платформенных областей.

Вопросы для самопроверки

1. Каков состав живого вещества?
2. Каков состав осадочных органических веществ?
3. Каким образом изучается состав дисперсных органических веществ?
4. Как классифицируется ОВ осадочных пород?
5. Как и под действием каких процессов происходит преобразование ОВ?
6. Начертите и опишите схема вертикальной зональности образования углеводородов в осадочных породах (по В. А. Соколову).

9. ПОРОДЫ-КОЛЛЕКТОРА И ПОРОДЫ-ФЛЮИДОУПОРЫ

План

- 9.1. Породы-коллекторы.
- 9.2. Свойства пород-коллекторов.
- 9.3. Классификация пород-коллекторов.
- 9.4. Изменение коллекторских свойств с глубиной.
- 9.5. Породы-покрышки (флюидоупоры).

9.1. Породы-коллекторы

Наблюдения над естественными нефтегазопроявлениями еще в XIX в. позволили исследователям установить, что скопления нефти и газа, как правило, приурочены к осадочным горным породам, обладающим способностью собирать и вмещать нефть, газ и воду (флюиды). Горные породы, не только заключающие в себе флюиды, но и способные отдавать их, получили название *коллекторов*.

Основные физические параметры, характеризующие коллекторские свойства горных пород – *пористость и проницаемость*, определяющие емкостно-фильтрационные свойства коллекторов.

Коллекторские свойства горных пород обусловлены наличием в них пустот – пор, каверн, микро- и макротрещин, которые, как правило, заполнены нефтью, газом или водой.

В зависимости от происхождения различают следующие виды пустот:

- 1) между зернами обломочных и некоторых карбонатных пород, обусловленные их текстурными особенностями;
- 2) пустоты растворения, преимущественно в карбонатных породах (каверны выщелачивания);
- 3) пустоты и трещины, возникающие под влиянием химических процессов (доломитизация, сопровождающаяся уменьшением объема);
- 4) пустоты и трещины, образующиеся в результате выветривания;
- 5) трещины тектонического происхождения.

По размерам наиболее простым является деление пустот на три категории:

1) субкапиллярные с сечением менее 0,005 мм, в них жидкость связана в виде пленок на стенках и не движется;

2) капиллярные с сечением от 0,005 до 0,1 мм, в которых на перемещение действуют силы капиллярного давления;

3) сверхкапиллярные крупнее 0,1 мм, в них возможно движение жидкости под влиянием силы тяжести.

По видам выделяются поры, каверны, биопустоты и трещины.

Порами принято называть пустоты в обломочных породах между зернами (гранулами), пористость называется межзерновой (межгранулярной), а соответственно и коллекторы.

Величина пористости зависит главным образом от формы зерен (но не от их размера, если порода хорошо отсортирована), от характера взаимного расположения (т.е. укладки), степени окатанности, однородности зерен и наличия цемента. Последнее обстоятельство имеет особенно большое значение для песчаных коллекторов, в которых присутствие глинистого или известковистого цемента значительно снижает коэффициент пористости.

Коллекторские свойства горной породы определяются формой и характером пор и пустот. В зависимости от размера пор различают макро- и микропористость. Макропоры имеют размеры более 1 мм, микропоры – менее 1 мм. Среди микропор выделяют также капиллярные поры (диаметр от 0,1 до 0,0002 мм) и субкапиллярные (ультракапиллярные) поры (диаметр менее 0,0002 мм). Породы с субкапиллярными порами для нефти практически непроницаемы.

Кавернами называются пустоты, возникшие в результате растворения цемента, выщелачивания каких-либо минералов. Особенно они характерны для карбонатных пород. Размеры каверн различны. Пещеры также являются разновидностью пустот выщелачивания. К своеобразным пустотам выщелачивания относятся пустоты в оолитовых известняках, когда оолиты полностью или частично выщелачиваются и может остаться скелет из скрепляющего их цемента. Такая структура коллектора называется отрицательно оолитовой.

Трещины – это пустоты совершенно другого происхождения – разрыв сплошности пород. Выделяются две крупные группы: литогенетические и тектонические трещины, внутри которых есть разновидности. Среди литогенетических различаются трещины диагенетические, возникшие при уплотнении осадка, катагенетические, возникшие уже в горной породе при перекристаллизации и т.д., есть трещины и более глубоких стадий преобразования пород. Тектонические трещины формируются под влиянием различных причин.

Пустоты, обуславливающие трещинную емкость коллекторов, также подразделяются на микротрещины (с раскрытостью до 0,01–0,1 мм) и макротрещины, которые хорошо прослеживаются визуально (с раскрытостью более 0,1 мм) (по Е. М. Смехову).

Некоторые исследователи выделяют **биопустоты**. Биопустоты бывают внутриформенные и межформенные. К первым относятся внутренние пустоты в раковинах (камеры аммонитов, фораминифер и др.), а также пустоты, разделенные перегородками, внутри коралловых скелетов. К межформенным относятся пустоты между раковин в известняках-ракушнях.

Таким образом, перечисленные поры, трещины и каверны, за исключением первого случая, появляются в породе в основном после образования самой породы, вследствие чего их называют вторичными (*эпигенетичными*) по отношению к породе. Поры между частицами (зернами) обломочных пород, возникающие одновременно с формированием породы, называются первичными (*сингенетичными*).

9.2. Свойства пород-коллекторов

Как показывают исследования, не все поры и каверны в породах заполнены флюидом, так как часть их них изолирована, т.е. не сообщается с другими открытыми порами. При определении коллекторских свойств пород интерес представляют только те пустоты, которые заполнены жидкостью или газом и по которым может двигаться флюид. Поэтому различают общую (абсолютную) и открытую пористости. Общая пористость – это суммарный объем всех пор, каверн, трещин (открытых и закрытых); открытая пори-

стость – объем сообщающихся между собой пор, каверн, трещин, заполненных флюидом (нефтью, газом или водой). Открытая пористость всегда меньше общей на величину объема изолированных (замкнутых) пор и пустот. Эффективная пористость – суммарный объем сообщающихся пор, занятых нефтью или газом.

Коэффициентом общей пористости (k_n) называется отношение суммарного объема всех пор (ΣW) к общему объему породы (V): $k_n = \Sigma W / V$. *Коэффициентом открытой пористости* называется отношение объема сообщающихся пор, каверн, трещин к общему объему породы. *Коэффициентом эффективной пористости* называется отношение объема сообщающихся пор, каверн, трещин, занятых нефтью или газом к общему объему породы. Пористость выражается в процентах, коэффициент пористости в долях единицы.

Отношение объема нефти, содержащейся в поровом пространстве породы (V_n), к объему всех пор нефтеносного пласта (V_n) называется *коэффициентом нефтенасыщенности*: $k_n = V_n / V_n$.

Аналогично определяется *коэффициент газонасыщенности* – отношение объема пор, занятых газом, ко всему объему пор пласта. Нефте- и газонасыщенность также выражаются в процентах, коэффициент – в долях единицы

Другим, исключительно важным физическим параметром, характеризующим коллекторские (прежде всего, фильтрационные) свойства горных пород и их промышленное значение, является *проницаемость* – способность пород пропускать через себя жидкости или газы при наличии перепада давления. Если пористость обуславливает емкость коллектора, то проницаемость определяет пропускную способность коллектора, а, следовательно, производительность скважин и в известной мере коэффициент суммарной нефтегазоотдачи пласта. За единицу проницаемости (1 мкм^2) принимается такая проницаемость, при которой через поперечное сечение в 1 см^2 при перепаде давления в $0,1 \text{ МПа}$ за 1 с проходит 1 см^3 жидкости вязкостью в $0,001 \text{ Па} \cdot \text{с}$.

Единица измерения – м^2 . Так как величина м^2 очень велика, то используют микрометры – $1 \text{ мкм}^2 = 10^{-12} \text{ м}^2$. Внесистемная единица –

Дарси (Да) (миллидарси – мДа). $1\text{Да} = 1,012\text{ мкм}^2$, $1\text{ мДа} = 1,012 \cdot 10^{-3}\text{ мкм}^2$.

Различаются следующие виды проницаемости:

- абсолютная (физическая) проницаемость пористой среды для газа или однородной жидкости при отсутствии физико-химического взаимодействия между жидкостью и пористой средой и при условии заполнения пор среды газом или жидкостью;
- эффективная (фазовая) проницаемость пористой среды, для данного газа или жидкости при одновременном наличии в порах другой фазы – жидкости или газа;
- относительная проницаемость, которая определяется отношением эффективной проницаемости к абсолютной и выражается безразмерной величиной меньше единицы.

При заполнении нефтью только 20–30 % объема порового пространства в основном водонасыщенного коллектора фазовая проницаемость для нефти снижается почти до нуля и движение нефти практически прекращается.

При постоянной пористости проницаемость может существенно возрастать при увеличении крупности зерна, так как, прежде всего, зависит от размеров пустот и зерен, слагающих горные породы.

Кроме того, проницаемость пород-коллекторов зависит от плотности укладки и взаимного расположения зерен, от степени отсортированности, цементации и трещиноватости, а также от взаимосообщаемости пор, каверн и трещин, поэтому повышенной проницаемостью обладают крупнозернистые хорошо отсортированные пески, несцементированные или слабосцементированные песчаники. Слабо проницаемыми породами являются глины, глинистые сланцы, сильно сцементированные песчаники, кремнеземные известняки, соленосные гипс-ангидритовые отложения (эвапориты). Однако в ряде случаев ангидриты приобретают повышенную трещиноватость и тогда они становятся полукolleктором или полупокрывшей. Глины, как известно, обладают большой пористостью, но, поскольку она обусловлена субкапиллярными порами, глины практически непроницаемы и потому играют роль покрышек в нефтяных и газовых местоскоплениях.

Строго говоря, при высоких давлениях все породы в той или иной степени проницаемы. Поэтому И. М. Губкин предлагал говорить о трудно проницаемых и легко проницаемых породах.

Способность пород-коллекторов пропускать через себя флюид зависит от свойств, как породы, так и движущегося в ней флюида (нефти, газа, воды). Экспериментальные данные А. А. Ханина (1965) показали, что при одной и той же проницаемости (по газу) суммарное значение открытой пористости выше у песчано-алевритовых пород более тонкого гранулометрического состава, так как в них развиты поры более тонких сечений. Суммарный открытый объем этих пор будет больше объема пор пород, сложенных более крупным по размеру обломочным материалом.

При одном и том же содержании цементирующего вещества резкое падение проницаемости наблюдается, прежде всего, у пород с большей плотностью, плохой отсортированностью и окатанностью зерен, так как цементация существенно уменьшает пористость, что, в свою очередь, ведет к увеличению плотности пород.

При равномерно-поровом типе цемента, однородном гранулометрическом составе и одинаковой компоновке зерен в породах наблюдается уменьшение проницаемости с увеличением плотности.

Следует также отметить, что коллекторы характеризуются разной величиной проницаемости вдоль напластования пород и перпендикулярно к нему, в первом случае проницаемость значительно больше, чем во втором.

Несмотря на значительные изменения коллекторских свойств пластов в пределах даже одного местоскопления (ввиду изменения литолого-фациальных условий), при наличии достаточного фактического материала рекомендуется составление карт равных пористости и проницаемости. Такие карты представляют большой практический интерес при подсчете запасов нефти и газа, а также при составлении проектов разработки местоскоплений.

9.3. Классификация пород-коллекторов

Г. И. Теодорович выделяет три большие группы коллекторов нефти и газа: равномерно-проницаемые, неравномерно-проницаемые и трещиноватые.

По величине коэффициента проницаемости, мкм^2 , все породы-коллекторы он разделяет на пять классов: I – очень хорошо проницаемые – более 1; II – хорошо проницаемые – 0,1–1; III – средне проницаемые – 0,01–0,1; IV – слабопроницаемые – 0,001–0,01; V – непроницаемые – менее 0,001.

Практическое значение с точки зрения нефтенакопления и нефтеотдачи имеют коллекторы первых трех классов, а для газов также и IV класс.

Исследования П. П. Авдусина и М. А. Цветковой показали, что проницаемость зависит, прежде всего, от структуры порового пространства. Ими впервые была предложена классификационная схема коллекторов по величине открытой пористости, %, и выделено пять классов: A – более 20; B – 15–20; C – 10–15; D – 5–10; E – менее 5.

Коллекторы указанных классов, в свою очередь, делились на подклассы. Практическое значение имеют коллекторы первых четырех классов.

Породы-коллекторы необходимо классифицировать также по их распространенности и по выдержанности литологии и мощности, т.е. по основным параметрам, характеризующим их емкость, способность пропускать, содержать (собирать) и отдавать флюиды. По этим признакам *можно выделить породы-коллекторы, имеющие региональное, зональное и локальное распространение.*

Регионально распространенные породы-коллекторы широко развиты в пределах значительной площади областей генерации и аккумуляции УВ, где не отмечается существенных изменений их литологической характеристики и мощностей (например, породы-коллекторы миоценового возраста Грозненского района, продуктивная толща Апшеронского полуострова). Зональные коллекторы имеют относительно меньшую площадь распространения, охватывают зоны нефтегазонакопления или части нефтегазоносной области, в отличие от локальных пород-коллекторов, развитых в пределах локальных структур или группы нескольких смежных местоскоплений.

9.4. Изменение коллекторских свойств с глубиной

В связи с необходимостью освоения больших глубин в настоящее время особое внимание уделяется изучению закономерностей изменения коллекторских свойств горных пород на глубинах более 5 км.

С увеличением глубины залегания пород-коллекторов под влиянием геостатического давления растёт их плотность, а следовательно, уменьшается пористость и ухудшаются ёмкостно-фильтрационные свойства. Это относится преимущественно к гранулярным коллекторам, которые подвержены уплотнению больше, чем другие породы. Однако наряду с этим в ряде районов изучение материалов глубоких и сверхглубоких скважин показало, что в отдельных интервалах глубин удовлетворительные коллекторские свойства терригенных пород сохраняются, а иногда даже улучшаются.

В основном улучшение коллекторских свойств с глубиной наблюдается у карбонатных или других, сильно уплотнённых хрупких пород, подверженных растрескиванию под влиянием тектонических напряжений, а также в связи с процессами катагенетического изменения. В зависимости от интенсивности и продолжительности влияния этих процессов на породу (влияние температуры, давления, растворяющее действие горячих подземных вод и т.д.) формируется облик пород-коллекторов на больших глубинах.

Таким образом, некоторое уменьшение ёмкости пород-коллекторов на больших глубинах вследствие уплотнения, по-видимому, до некоторой степени компенсируется появлением трещиноватости и вторичных пор-каверн.

9.5. Определение коллекторских свойств горных пород

Коллекторские свойства горных пород (пористость, проницаемость) практически можно определить:

– лабораторным путем при наличии образцов из скважин (керна) или из естественных обнажений (имеются специальные установки для анализа плотных и рыхлых пород);

– по промысловым данным (по производительности эксплуатационных скважин);

– по комплексным данным ГИС.

Открытую пористость пород-коллекторов в лабораторных условиях чаще определяют методом Преображенского путем заполнения пустот очищенным керосином и взвешивания, предварительно экстрагированного и высушенного образца в воздухе и в керосине. Применяется также метод нагнетания ртути под высоким давлением в образцы породы после предварительной откачки воздуха. Существуют и другие методы определения открытой пористости пород, например, с помощью различных газовых порозиметров (Вашборна и Бантинга и др.).

На практике пористые и проницаемые породы в разрезах скважин выделяют на основании комплексного анализа данных ГИС. В результате определяются коэффициенты пористости и нефте- и газонасыщенности, используемые при подсчете запасов УВ, а также коэффициент проницаемости, необходимый при проектировании раз работки местоскопления.

Первое и очень приближенное представление о коллекторских свойствах пород можно получить по кривым буримости пород. Как правило, при бурении интервалы разреза, в которых располагаются коллекторы, характеризуются большими скоростями проходки, чем интервалы глинистой части разреза.

9.6. Породы-покрышки (флюидоупоры)

Одно из обязательных условий формирования и сохранения промышленных скоплений нефти и газа в земной коре – наличие в разрезе не только пород-коллекторов, но и пород-покрышек (флюидоупоров).

Флюидоупоры различаются по характеру распространения (протяженности), по мощности, литологическим особенностям, степени нарушенности сплошности, минеральному составу и т.д. Этими же факторами определяются их экранирующие свойства.

Наиболее надежные флюидоупоры – глинистые толщи и эвапориты (соль, гипс, ангидрит). Трещиноватость, присутствие про-

слоев песчаников, алевролитов ухудшают качество и надежность покрышек.

По выдержанности флюидоупоров в пределах нефтегазоносных провинций и областей, зон нефтегазонакопления и местоскоплений нефти и газа Э. А. Бакиров выделил региональные, субрегиональные, зональные и локальные флюидоупоры.

1. Региональные флюидоупоры распространены на всей территории провинции или на значительной ее части.

2. Субрегиональные флюидоупоры распространены в пределах крупных тектонических элементов I порядка, к которым приурочены нефтегазоносные области.

3. Зональные – распространение ограничивается зоной нефтегазонакопления или частью нефтегазоносной области, приуроченными к структурным элементам II порядка (валообразным поднятиям или к тектоническим блокам, объединяющим несколько локальных структур).

4. Локальные флюидоупоры распространены в пределах одного или нескольких близко расположенных местоскоплений и не выходят за пределы зоны нефтегазонакопления.

По экранирующей способности (в зависимости от проницаемости и давления прорыва газа) А. А. Ханин разделил покрышки на пять групп (табл. 9.1).

Таблица 9.1

Группа	Максимальный диаметр пор, мкм	Экранирующая способность покрышки	Абсолютная проницаемость по газу, м ²	Давление прорыва газа, МПа
А	≤0,01	Весьма высокая	≤10 ⁻²¹	≥12
Б	0,05	Высокая	10 ⁻²⁰	8
С	0,30	Средняя	10 ⁻¹⁹	5,5
Д	2	Пониженная	10 ⁻¹⁸	3,3
Е	10	Низкая	10 ⁻¹⁷	<0,5

Вывод. «Нефтяное или газовое месторождение – это такое соотношение в пространстве пород-коллекторов и пород-флюидоупоров, при котором в результате миграции в земной коре

различных флюидов может сформироваться и стабильно сохраняться промышленное скопление углеводородов».

Таким образом, для того, чтобы сформировалось нефтяное или газовое месторождение необходимо наличие как самой нефти (газа), так и пород-коллекторов, с соответствующими емкостно-фильтрационными свойствами в которых эти нефть (газ) могут мигрировать в процессе эволюции земных недр и мощной толщи пород-флюидоупоров, которая предотвращает разрушение сформировавшихся скоплений.

Вопросы для самопроверки

1. Охарактеризуйте породы-коллектора по типу и размерам пустот?
2. Какие свойства пород-коллекторов вы знаете?
3. Какие три большие группы коллекторов нефти и газа выделяет Г.И.Теодорович?
4. Как изменяются коллекторские свойства с глубиной?
5. Каким образом практически определяют коллекторские свойства горных пород?
6. Охарактеризуйте породы флюидоупоры

10. ПОНЯТИЕ О ПРИРОДНЫХ РЕЗЕРВУАРАХ И ЛОВУШКАХ НЕФТИ И ГАЗА

План

10.1. Понятие о природных резервуарах.

10.2. Морфологические типы природных резервуаров.

10.3. Ловушки нефти и газа и их классификация.

10.1. Понятие о природных резервуарах

Природные резервуары – понятийная категория, которая определяет естественные природные системы и позволяет разрабатывать геологические модели для изучения влияния строения осадочных толщ на распределение в них залежей нефти и газа в ловушках различных генетических и морфологических типов. Анализ условий формирования ПР, их классификация и типизация с учетом генетических и морфологических признаков представляет не только теоретический, но и, прежде всего, практический интерес.

Термин впервые ввел В. Вильсон в 1934 году, который понимал под природным резервуаром естественноеместилище для нефти, газа и воды

И. О. Брод (1951) определил ПР как горную породу, в которой может происходить циркуляция подвижных веществ (флюидов) в недрах.

А. Леворсен (1967) представлял ПР как часть породы, содержащей залежь нефти и газа, т.е. по существу приравнивал это понятие к понятию собственно залежи нефти и газа.

В современном понимании природный резервуар – это часть нефтегазоносного комплекса (НГК), представляющая собой систему горных пород в пределах зоны профиля седиментации элементарного циклита (или нескольких соседних в разрезе циклитов), в которых могут реализоваться условия миграции и аккумуляции углеводородов (УВ). Он характеризуется следующими показателями:

- типом коллектора;

- соотношением коллектора с непроницаемыми (флюидоупорными) породами;

- емкостью;
- формой и условиями залегания;
- гидродинамическими условиями и пластовой энергией.

Следовательно, ПР состоит из двух основных элементов: коллектора и ограничивающих его пород-флюидоупоров (экранов). Верхний флюидоупор, ограничивающий движение флюидов вверх, принято называть крышкой.

В классификации ПР, предложенной Н. А. Еременко (1988), использованы следующие понятия:

- класс;
- генетический тип;
- порядок;
- распространенность;
- морфологический тип.

Класс природного резервуара устанавливается по литологическому составу слагающих его коллекторов и перекрывающего флюидоупора: терригенный, терригенно-карбонатный, карбонатно-терригенный, карбонатно-эвапоритовый, вулканогенно-осадочный, осадочно-вулканогенный и др. При определении класса в первой части указывается литологический состав пласта-коллектора, во второй – крышки. Так название «терригенно-карбонатный» означает, что ПР сложен терригенными коллекторами и карбонатной крышкой; «терригенный» – что и пласт-коллектор, и крышка представлены терригенными породами.

Основные характеристики ПР – емкостные и фильтрационные свойства и их изменчивость по разрезу и по площади определяют генезисом пород, образующих природный резервуар, то есть генетическим типом ПР. На основе изучения генезиса отложений осуществляется прогнозирование и поиски ловушек.

Природные резервуары могут быть моно- и полифациальными. Во втором случае, например, шельфовые пески могут сменяться баровыми или дельтовыми, а последние – аллювиальными образованиями, которые в совокупности формируют единую гидро-

динамическую систему. Монофациальные ПР в большинстве случаев имеют локальное распространение; региональные же резервуары почти всегда полифациальны.

По характеру взаимоотношения между элементами, образующими резервуар, определяют порядок ПР – простой (совершенный и несовершенный) и сложный. Использование этих понятий вызвано тем, что между пластами-коллекторами нередко залегают пакки-проводники, т.е. между коллекторами отсутствуют флюидоупоры. В этих случаях пласты могут иметь единый водонефтяной или газоводяной контакты и между ними имеется гидродинамическая связь.

Простой совершенный ПР – это пласт-коллектор с перекрывающими и подстилающими флюидоупорами.

Простой несовершенный ПР – часть простого совершенного и представляет собой сочетание пласта-коллектора с нижним или верхним флюидоупорами.

Сложный ПР – совокупность нескольких пластов-коллекторов и флюидоупоров. При этом флюидоупоры и сверху и снизу должны быть едиными для всех пластов-коллекторов.

Очень важная характеристика ПР – площадь его распространения. От нее в значительной мере зависят объем УВ и концентрация их в ловушках разных генетических и морфологических типов. В зависимости от распространенности природные резервуары могут быть региональными, зональными или локальными. Региональные ПР пространственно занимают более 50 % площади седиментационного бассейна. Зональные ПР охватывают один или ряд тектонических элементов I порядка. Локальные ПР занимают часть площади тектонического элемента II порядка, либо территорию в пределах группы структур. Локальные и зональные совершенные ПР пространственно могут переходить в несовершенные в зависимости от фациальной изменчивости покрывающей. Локально развитые ПР не могут образовывать крупные месторождения. Все гигантские месторождения связаны со сложными резервуарами, имеющими широкое распространение по площади.

10.2. Морфологические типы природных резервуаров

Выявление морфологического типа ПР позволяет установить границы распространения резервуара, определить и спрогнозировать участки, наиболее благоприятные для формирования ловушек.

Выделяются три морфологических типа:

- линзовидный;
- рукавообразный;
- плащевидный.

Линзовидный тип обычен при локальном развитии резервуара; плащевидный характерен для регионального или зонального распространения, а рукавообразный наиболее част при зональном развитии ПР. Последний тип связан с зонами распространения аллювиальных отложений или отложений течений либо с локальным развитием отложений мелких русел, рек, баров и т.д.

По соотношению коллектора с ограничивающими его плохо проницаемыми породами выделяются три основных типа ПР: пластовые, массивные и литологические ограниченные со всех сторон (табл. 10.1).

Пластовый ПР состоит из сравнительно однородного пласта-коллектора, ограниченного на значительной площади в кровле и подошве плохо проницаемыми породами.

Таблица 10. 1

Классификация природных резервуаров (по И. О. Броду)

Тип резервуара	Стратиграфическая приуроченность коллектора	Протяженность, км/ мощность, м	Направление движения жидкостей и газов
Пластовый	Выдерживается	$n \times 10 \div n \times 100 / n \times 1 \div n \times 10$	По напластованию
Массивный	Не выдерживается	$n \times 10 \div n \times 100 / n \times 10 \div n \times 100$	Во всех направлениях
Литологически ограниченный со всех сторон	Выдерживается	$n \times 1 \div n \times 10 / n \times 1 \div n \times 10$	Локально, ограничено, либо вовсе не происходит

В таком ПР мощность коллектора более или менее выдерживается на большой территории. При общем сохранении пластового характера на тех или иных локальных участках или на границе

распространения коллектора может наблюдаться существенное изменение мощностей и даже полное выклинивание коллектора.

Коллектор в пластовых ПР обычно литологически выдержан, но может иметь и более сложное строение. В пластовом ПР существует единая гидродинамическая система. Основным видом движения жидкостей и газов является боковое движение по пласту.

Пластовые ПР характерны для терригенных отложений: песчаник – коллектор, глина (аргиллит) – покрышка.

Массивный ПР представляет собой мощную толщу проницаемых пород, перекрытую сверху и ограниченную с боков плохо проницаемыми породами.

Коллекторы, слагающие массивные резервуары, бывают литологически однородными или неоднородными. Однородные массивные резервуары могут быть представлены карбонатными, метаморфическими или изверженными породами. Пористость и проницаемость таких коллекторов обусловлена наличием в них каверн и трещин. Зоны пористости и проницаемости в массивных ПР не имеют строгой стратиграфической приуроченности. Часто в теле массива наблюдаются зоны с хорошими емкостными показателями, пересекающие стратиграфические поверхности.

В массивных ПР боковое перемещение жидкости и газа ограничено проницаемыми зонами и в ряде случаев не может происходить на большие расстояния.

Характерны для карбонатно-терригенных (в т.ч. рифогенных) отложений: известняк (доломит) – коллектор, глина (аргиллит) – покрышка.

ПР, литологически ограниченные со всех сторон – это резервуары всех видов, в которых насыщающие их газообразные и жидкие УВ окружены со всех сторон практически непроницаемыми породами. Движение жидкостей и газов в них ограничено размерами самого резервуара. Характерно возникновение аномально высоких пластовых давлений (АВПД).

Характерны для терригенных отложений: песчаник – коллектор, глина (аргиллит) – покрышка и для галогенно-сульфатно-карбонатных образований: известняк (доломит) – коллектор, соль, гипс – покрышка.

С пространственным соотношением пластов и изолирующих толщ связаны представления о трехслойном природном резервуаре. Его модель была предложена еще в 1968 г. Б. Ф. Филипповым, позднее развита В. Д. Ильиным. В Тимано-Печорской провинции трехслойные ПР и связанные с ними проблемы при оценке перспектив нефтегазоносности впервые рассмотрены Б. Я. Вассерманом, В. И. Богацким, позднее В. Вл. Меннером (1989), З. В. Ларионовой (1990), В. И. Еременко (1996).

Трехслойный ПР состоит из пласта коллектора, флюидоупора и разделяющей их промежуточной (рассеивающей) толщи (полупокрышки, «ложной» покрышки). В тех случаях, когда промежуточная толща имеет значительную мощность, превышающую амплитуду локальной структуры, условия формирования залежей неблагоприятны: когда кровля пласта коллектора на своде антиклинального поднятия залегает ниже кровли промежуточной толщи в седловине, структура не будет заполнена УВ.

Рассеивающие толщи сложены, как правило, отложениями с низкими коллекторскими свойствами: слабопористыми карбонатными породами, алевролитами и песчаниками с карбонатным и сульфатным цементом, их глинистыми разностями, ангидритами и т.д.

10.3. Ловушки нефти и газа и их классификация

Под ловушкой понимается часть природного резервуара, в которой благодаря отсутствию движения флюидов последние распределяются по плотности согласно закону гравитации.

В зависимости от причин, обуславливающих возникновение ловушек, различают следующие, наиболее широко распространенные их типы: структурный, стратиграфический и литологический. Последние два типа обычно называют неструктурными ловушками.

Из ловушек структурного типа наибольшее промышленное значение имеют сводовые и тектонически экранированные. Углеводороды, мигрируя в коллекторах по восстанию слоев или перпендикулярно к их напластованию по тектоническим нарушениям, попадают в ловушки – своды антиклинальных структур, где и формируются промышленные скопления нефти и газа. В нефтега-

зоносных провинциях и областях сводовые ловушки имеют наибольшее распространение. Нередко сводовые ловушки называют антиклинальными, а все остальные – неантиклинальными.

Тектонически экранированные ловушки часто встречаются в складчатых областях и в районах развития соляных куполов. Они могут образоваться только в том случае, если изогипсы пласта-коллектора с тектоническим экраном в плане образуют замкнутую линию. При моноклинальном залегании пласта-коллектора ловушка может возникнуть, если тектонический экран изогнут или пересекаются два и более тектонических нарушения; если же пересечение плоскости тектонического нарушения с изогипсами кровли пласта-коллектора не дает замкнутой кривой, то ловушка не образуется.

Формирование ловушек литологического типа обусловлено литологической изменчивостью пород-коллекторов; выклиниванием песков и песчаников по восстанию слоев; изменением пористости и проницаемости коллекторов, а также трещиноватостью пород и другими причинами.

Довольно часто литологические ловушки представлены песчаными линзами внутри преимущественно глинистых толщ или в аллювиальных отложениях русел палеорек; в этом случае понятия природный резервуар и ловушка совпадают.

Ловушками стратиграфического типа можно назвать рифовые тела, в которых нефть и газ скапливаются в пористых органогенных (часто мшанковых) известняках, перекрытых слабо проницаемыми породами-гипсами, ангидритами и др. Ловушки стратиграфического типа также возникают при несогласном перекрытии головных частей размытых пород-коллекторов непроницаемыми толщами.

В некоторых случаях ловушки образуются в результате появления гидродинамического экрана, созданного нисходящим напором вод, циркулирующих по тектоническим нарушениям или по поверхностям стратиграфического несогласия, по которым осуществляется гидродинамическая связь с высоконапорными горизонтами.

Формирование залежи нефти на местоскоплении Чангырташ в Фергане обусловлено образованием асфальтовой пробки на выходах палеогеновых отложений, сыгравшей роль экрана.

Иногда ловушки нефти и газа формируются в результате действия нескольких факторов.

В областях развития соляных куполов и диапировых складов встречаются также приконтактные ловушки, образующиеся в местах внедрения соли или пластичных глинистых масс (ядер протыкания) в вышележащие отложения.

Размеры залежей нефти и газа определяются формой и объемом ловушек, хотя в некоторых случаях из-за недостатков УВ или из-за раскрытия ловушки на определенных этапах ее развития она не всегда оказывается полностью заполненной УВ. Слабо выраженные структурные ловушки в виде структурных носов на платформах могут аккумулировать нефть и газ, в то время как в геосинклинальных областях или предгорных прогибах, характеризующихся относительно более активной гидродинамической обстановкой, подобные структурные формы не могут служить ловушками и содержать промышленные скопления УВ.

Следует отметить, что И. М. Губкин предлагал различать ловушки только структурного и литологического типов, так как образование стратиграфических ловушек, по его мнению, в конечном итоге обусловлено действием тектонического фактора.

А. Леворсен выделяет три типа ловушек: структурные, стратиграфические и комбинированные (структурно-стратиграфические). Литологически ограниченные ловушки он относит к стратиграфическим.

Таким образом, во всех классификационных схемах находят отражение основные и наиболее широко распространенные типы ловушек – структурные, литологические и стратиграфические.

Вывод. Емкость резервуаров всех типов определяется их размерами и качеством коллектора. С емкостью резервуара тесно связан его энергетический запас. Энергетические запасы заполненного жидкостью и газом природного резервуара используются главным образом для извлечения на поверхность нефти, газа и в некоторых случаях воды. В природных резервуарах неправильной формы возможно полное или почти полное заполнение всей емкости резервуара нефтью и газом. При вскрытии такого резервуара

скважинами поступление нефти и газа на поверхность возможно за счет энергии, аккумулированной в самих нефти и газе.

Выделение описанных типов природных резервуаров и ловушек нефти и газа в значительной степени условно. Здесь, так же как и в классификации коллекторов, возможно выделение различных переходных типов.

Вопросы для самопроверки

1. Что такое природный резервуар? Кто впервые ввел это понятие?
2. Какими показателями характеризуется природный резервуар?
3. Назовите морфологические типы природных резервуаров.
4. Что такое ловушка нефти и газа? Дайте генетическую классификацию ловушек.
5. Как образуются структурные ловушки?
6. В результате каких процессов образуются неструктурные ловушки?

11. ЗАЛЕЖИ НЕФТИ И ГАЗА

План

11.1. Залежи нефти и газа. Основные элементы залежей нефти и газа.

11.2. Типы залежей.

11.3. Нефтегазопрооявления.

11.4. Размеры залежей.

11.5. Классификация залежей по фазовому состоянию.

11.6. Основные особенности, характеризующие условия разработки залежей.

11.7. Разрушение залежей нефти и газа.

11.1. Залежи нефти и газа и их параметры

Залежью называется единичное скопление нефти и природного газа. Залежи могут быть промышленными или непромышленными в зависимости от их размеров и запасов углеводородов, содержащихся в них. Если скопление достаточно велико и рентабельно для разработки, оно называется промышленной залежью. Понятие о промышленной и непромышленной залежи весьма условное. По мере развития методов и техники извлечения жидких и газообразных углеводородов из недр земли некоторые залежи, ранее считавшиеся непромышленными, могут быть переведены в разряд промышленных и введены в разработку.

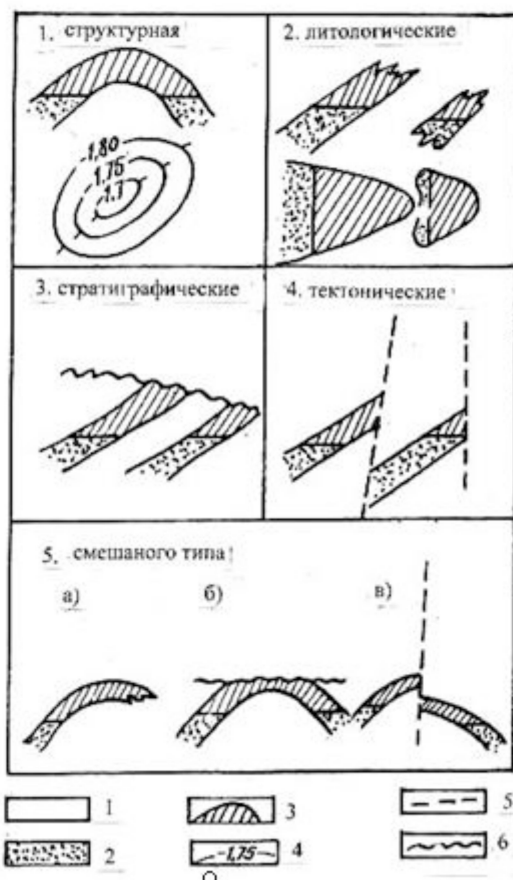


Рис. 11.1. Типы ловушек и залежей нефти и газа. Составил Е. М. Максимов

1 – структурного (антиклинального) типа; 2 – литологического типа; 3 – стратиграфического типа; 4 – тектонического типа; 5 – комбинированного типа а) структурно-литологический; б) структурно-стратиграфический; в) структурно-тектонический.

Условные обозначения: 1 – глины; 2 – пески водоносные; 3 – часть ловушки, где может образоваться скопление нефти и газа; 4 – изолинии глубины залегания кровли пласта в километрах; 5 – линии тектонических нарушений; 6 – линии стратиграфических перерывов, размывов, несогласного залегания.

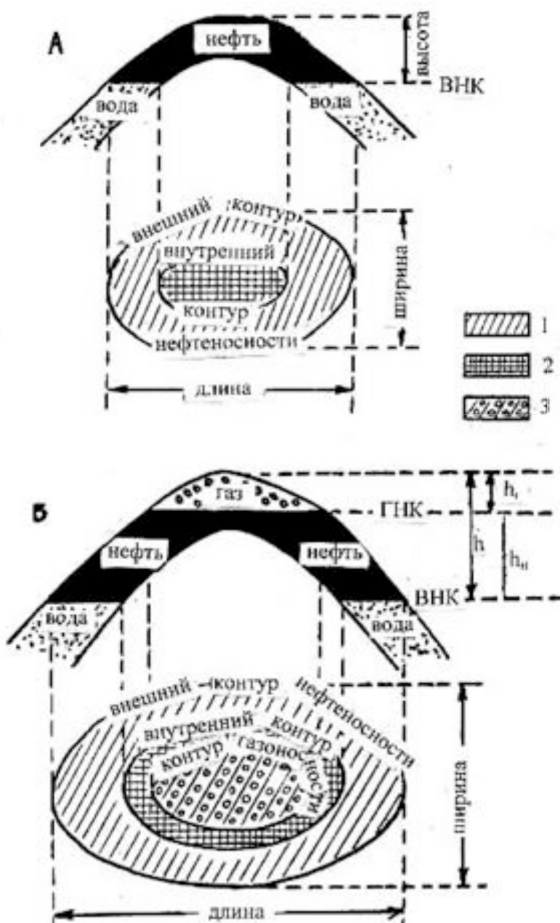


Рис. 11.2. Основные элементы залежей нефти и газа. Составил Е. М. Максимов

А – нефтяная залежь пластового сводового типа. Б – нефтяная залежь с газовой шапкой, пластового сводового типа.

Условные обозначения: 1 – водо-нефтяная часть залежи; 2 – нефтяная часть залежи; 3 – газонефтяная часть залежи; h – высота залежи; h_g – высота газовой части; h_n – высота нефтяной части.

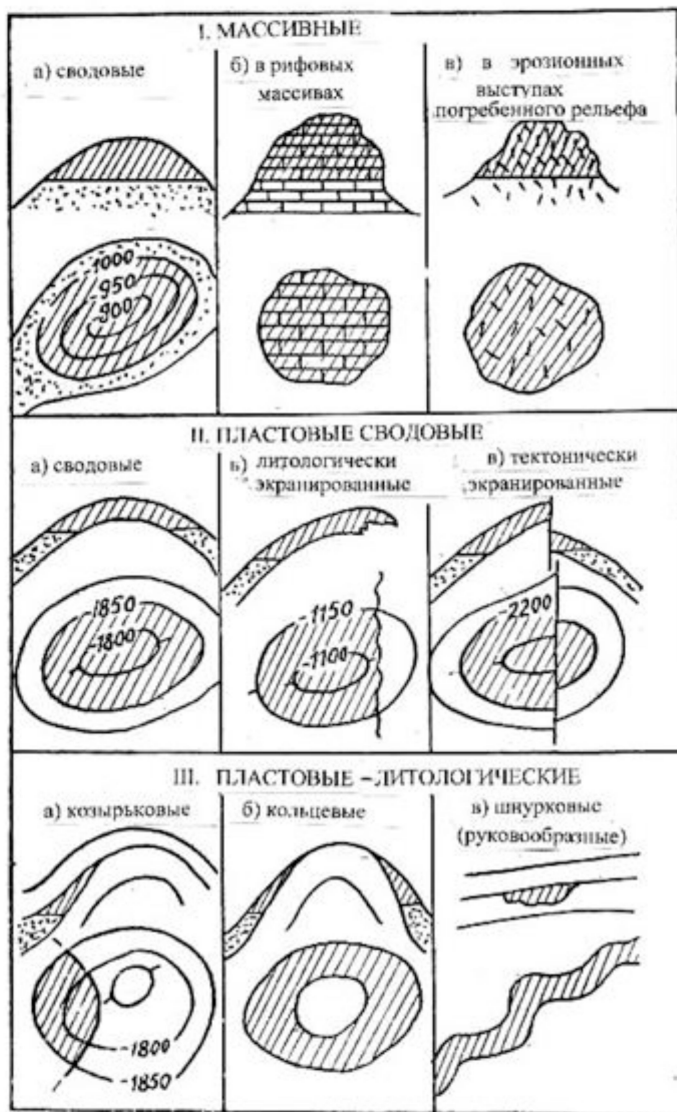


Рис. 11.3. Типы залежей



Рис. 11.4. Классификация залежей нефти и газа по типам резервуаров и ловушек.
Составил Е. М. Максимов

Условные обозначения: 1 – пласты-коллекторы; 2 – зоны трещиноватости; 3 – залежь нефти; 4 – границы стратиграфические и литологические; 5 – линии тектонических нарушений; 6 – изолинии глубины залегания по кровле пласта в метрах.

Нефтегазопрооявлениями называются естественные выходы нефти и газа на поверхность в виде источников, пленок, пузырьков, а также незначительные притоки нефти (до 1 м³/сутки) и газа в скважинах при их испытании.

Основными параметрами залежей нефти и газа являются: форма, размеры, тип углеводородов, геологические и промышленные запасы, контуры нефтеносности, газоносности, абсолютные отметки газо-водяных, газо-нефтяных, водонефтяных контактов,

пластовое давление, пластовая температура, плотность нефти, абсолютные дебиты в скважинах (притоки за сутки), тип коллектора по пористости, проницаемости и др.

1. По типу углеводородов залежи бывают газовые, нефтяные, газо-нефтяные (нефтяные с газовой шапкой), нефтегазовые (газовые с нефтяной оторочкой), газоконденсатные, нефтегазоконденсатные (газоконденсатные с нефтяной оторочкой).

2. Форма залежей определяется формой ловушки и резервуаров. По этому показателю различаются следующие типы залежей: пластовые сводовые, массивные сводовые, пластовые сводовые литологически экранированные, пластовые сводовые тектонически экранированные. Наиболее распространенными являются пластовые сводовые залежи (Рис.4), в плане они имеют округлые, овальные формы. Залежи экранированного типа имеют в разрезе линзовидные, гнездовидные (карманообразные) формы, в плане – козырьковые (заливообразные), кольцевые, полосовидные, рукавообразные (шнурковые) и сложные формы.

Размеры залежей

Показателями размеров залежей являются: длина, ширина, площадь, толщина, высота, объем. Высотой залежи называется расстояние по вертикали от водонефтяного или газонефтяного контакта до наивысшей отметки ее кровли.

Промышленные запасы нефти и газа – это количество углеводородов, находящееся в залежи. Измеряются в тоннах (для нефти) и в кубических метрах (для газа). Промышленные запасы считаются по результатам бурения поисковых и разведочных скважин. По степени изученности они подразделяются на категории: высокие (А, Б), средние (C_1), низкие (C_2). Количество запасов зависит от размеров залежи и коэффициента пористости коллекторов, содержащих нефть и газ. На современном уровне развития техники извлечь всю нефть, находящуюся в залежи, невозможно. Количество нефти и газа, которое может быть извлечено из залежи современными методами, называется извлекаемыми запасами. Для нефти они составляют 15-60% от промышленных запасов. Коэффициент извлечения нефти из пласта, зависит от качества коллек-

тора и самой нефти. Для чисто газовых залежей процент извлекаемых запасов близок к 100 %.

1. Водонефтяным контактом (ВНК) называется поверхность раздела нефти и воды в подошве залежи. Его положение (абсолютная глубина) определяется при разведочных работах бурением скважин и их испытанием. Чаще эта поверхность бывает ровной, плоской, горизонтальной. Она характеризуется соответствующей абсолютной отметкой, а при наклонном ее положении дополнительно определяется угол наклона. Иногда ВНК имеет не плоскую, а неровную, извилистую форму. Для залежей газонефтяного типа кроме ВНК определяют газонефтяной контакт (ГНК), его положение (абсолютную глубину) и контур в плане.

2. Внешний контур нефтеносности – это линия пересечения ВНК с кровлей залежи. Внутренний контур нефтеносности – линия пересечения ВНК с подошвой залежи. Для газовых залежей определяются внешний и внутренний контуры газоносности.

3. Газовая шапка – это скопление свободного газа над нефтью в залежи. Наличие свободного газа в нефтяной залежи свидетельствует о том, что давление в залежи равно давлению насыщения нефти газом при данной температуре, т.е. нефть полностью насыщена газом. Если пластовое давление выше давления насыщения, то весь газ растворится в нефти и газовая шапка не образуется. Параметры газовой шапки определяются отдельно в ходе разведки залежи.

4. Толщина продуктивного пласта залежи определяется для расчета объема залежи, она равна расстоянию по перпендикуляру от подошвы до кровли пласта. Если продуктивный пласт неоднороден по строению и содержит линзовидные включения непроницаемых пород, то определяют эффективную толщину, равную суммарной мощности проницаемых пропластков, насыщенных углеводородами. Она равна толщине пласта за исключением глинистых пропластков.

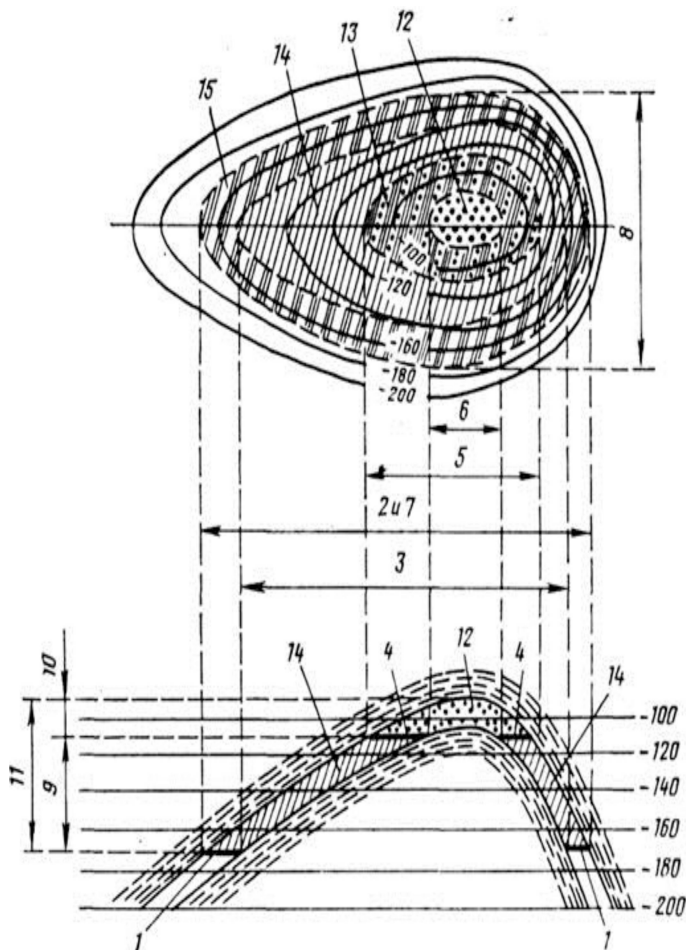


Рис. 11.5. Принципиальная схема сводовой пластовой газонефтяной залежи (по Н. А. Еременко, 1968)

1 – поверхность водонефтяного контакта (подошва нефтяной залежи); 2 – внешний контур нефтеносности; 3 – внутренний контур нефтеносности (контур водоносности); 4 – поверхность газонефтяного контакта; 5 – внешний контур газоносности; 6 – внутренний контур газоносности; 7 – длина нефтяной части залежи; 8 – ширина нефтяной части залежи; 9 – высота нефтяной части залежи; 10 – высота газовой шапки; 11 – общая высота газонефтяной залежи; 12 – газовая часть залежи; 13 – газонефтяная часть залежи; 14 – нефтяная часть залежи; 15 – водонефтяная часть залежи.

5. Коэффициент нефтенасыщенности – это степень насыщенности пор коллекторов нефтью. Он учитывает, что не все поры заполнены нефтью, а часть пор заполнена водой, сырая нефть всегда содержит воду. Коэффициент нефтенасыщенности в нефтяных залежах колеблется от 0,7 до 1,0, он уменьшается по мере приближения к водонефтяному контакту.

6. Коэффициент газонасыщенности – степень насыщенности пор коллекторов газом. Определяется для газовых залежей методом отбора и анализа проб сырого газа.

11.2. Классификация залежей по фазовому состоянию УВ

В зависимости от фазового состояния и основного состава углеводородных соединений в недрах залежи нефти и газа подразделяются на:

- нефтяные, содержащие только нефть, в различной степени насыщенную газом;

- газонефтяные и нефтегазовые (двухфазные); в газонефтяных залежах основная по объему часть нефтяная и меньшая – *газовая* (газовая шапка); в нефтегазовых – газовая шапка превышает по объему *нефтяную* часть системы; к нефтегазовым относятся также залежи с крайне незначительной по объему нефтяной частью – нефтяной оторочкой;

- газовые, содержащие только *газ*;

- *газоконденсатнонефтяные* и нефтегазоконденсатные: в первых, – основная по объему нефтяная часть, а во вторых, – газоконденсатная (рис. 11.6).

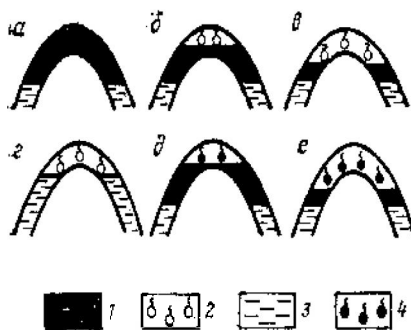


Рис. 11.6. а – нефтяные залежи;
б – газонефтяные; в – нефтегазовые;
г – газовые; д – газоконденсатные;
е – нефтегазоконденсатные.
1 – нефть; 2 – газ; 3 – вода;
4 – газоконденсат

11.3. Основные особенности, характеризующие условия разработки залежей

Любая нефтяная или газовая залежь обладает потенциальной энергией, которая в процессе разработки расходуется на вытеснение *нефти и газа* из резервуара (продуктивного пласта). Вытеснение флюидов из залежи происходит под действием природных сил – носителей пластовой энергии. Такими носителями являются в первую очередь напор краевых вод, а также упругие силы нефти, воды, породы; *газа*, сжатого в газовых залежах и газовых шапках, и газа, растворенного в *нефти*. Кроме того, в залежах действует сила тяжести *нефти*.

Характер проявления движущих сил в пласте, обуславливающих приток флюидов к добывающим скважинам, называется режимом залежи. В соответствии с характером проявления доминирующего источника пластовой энергии в процессе разработки в нефтяных залежах выделяют режимы: водонапорный, упруговодонапорный, газонапорный (газовой шапки), растворенного газа и гравитационный, а в газовых залежах – *газовый* и упруговодонапорный.

Проявление того или иного режима в залежи обусловлено неоднородностью продуктивного пласта в пределах залежи и вне ее, составом и фазовым состоянием УВ залежи, ее удаленностью от области питания, применяемыми в процессе разработки технологическими решениями. О режимах залежи судят по изменению во времени дебитов *нефти*, газа и воды, обводненности продукции, пластовых давлений, *газовых* факторов, по продвижению краевых вод и т. п. Условия разработки залежей определяются также многими другими факторами: фазовыми проницаемостями пород, продуктивностью скважин, гидропроводностью, пьезопроводностью продуктивных пластов, степенью гидрофобизации пород, полнотой вытеснения нефти вытесняющим агентом.

11.4. Разрушение залежей нефти и газа

Процессы формирования и разрушения скоплений нефти и газа нередко протекают одновременно в пределах даже одного и того же местоскопления в различных его частях (тектонических

блоках). Некоторые факторы, вначале обуславливающие формирование залежей нефти и газа, со временем начинают играть отрицательную роль, приводя к их разрушению.

Тектонические движения, способствующие миграции и аккумуляции УВ, при усилении могут в дальнейшем привести к эрозии нефтегазосодержащих комплексов, а, следовательно, к частичному или полному разрушению залежей нефти и газа. Диффузионные процессы с момента возникновения скоплений УВ действуют в направлении их рассеяния, в особенности газа.

Наиболее часто разрушению залежей УВ способствуют раскрытие ловушек, эрозионные, геохимические (биохимические) и гидродинамические (гидрогеологические) процессы, дегазация нефтей, а также глубокий метаморфизм пород-коллекторов и содержащихся в них нефтей на больших глубинах.

Изучение механизма формирования локальных структур методом палеотектонического анализа в ряде регионов показало, что вследствие дифференцированных подвижек блоков фундамента на отдельных этапах развития некоторые локальные структуры раскрывались. Залежи нефти и газа в таких структурных ловушках древнего заложения, развивавшихся конседиментационно (одновременно с осадконакоплением), в результате изменения прежнего структурного плана подвергались частичному или полному разрушению, или перестроению. При раскрытии ловушек нефть и (или) газ перемещаются по региональному восстанию слоев и, если не встретят на своем пути новые герметичные структурные или другие формы, способные играть роль ловушки, выйдут на поверхность, образовав в результате разрушения нефти (окисления и испарения легких фракций) скопления асфальтов, киров, твердых битумов.

Такую же роль при разрушении залежей нефти и газа играют разрывные нарушения и эрозионные процессы, обуславливающие выходы пород, содержащих нефть и газ, на земную поверхность.

Геохимические процессы, протекающие в зоне водонефтяного или газоводяного контакта, также приводят к окислению и разрушению УВ и восстановлению растворенных в подземных водах сульфатов при участии сульфатредуцирующих бактерий. В. А. Со-

колов подсчитал, что для окисления 1 г метана требуется 6 г сульфат-иона, т.е. для окисления 1 млрд м³ газа (в основном метана) требуется около 6 млн т сульфатов. Сероводород, получающийся при окислении УВ, образует над разрушенными залежами нефти и газа скопления свободной серы.

В ряде случаев причиной разрушения залежей нефти и газа является *гидродинамическая активность* подземных вод, вымывающих УВ (особенно нефть) из малоамплитудных и слабовыраженных ловушек. По данным А. А. Карцева, условием для сохранения залежей от механического разрушения водой является неравенство $Q < \alpha$, где Q – угол наклона водонефтяного или газоводяного контакта; α – угол падения пласта на крыле ловушки.

Существенное значение имеет также разрушение газовых, а возможно, в некоторых случаях и нефтяных залежей вследствие *растворения УВ* в подземных водах. Известно, что метан и его гомологи обладают большой растворимостью в водах по сравнению с жидкими УВ. Инфильтрационные воды, омывающие залежи газа и нефти, растворяют и выносят различное количество УВ в зависимости от состава вод и термобарических условий. Таким образом, если на элизионном этапе подземные воды способствуют аккумуляции нефти и газа в ловушках, то с наступлением инфильтрационного этапа они, наоборот, выносят УВ из залежей и приводят к разрушению последних.

Следует отметить также разрушающее действие процесса *метаморфизма пород-коллекторов* на заключенные в них УВ. При погружении толщ осадков на большие глубины (т.е. в зону высоких температур и давлений) происходят уплотнения пород, в том числе и пород-коллекторов, деструкция нефтей и переход их в газ (метан) и твердые вещества (антраксолиты). При дальнейшем погружении и соответственном повышении температуры газообразные УВ также могут разлагаться на углерод и водород.

Вывод. Размеры залежей нефти и газа определяются формой и объемом ловушек, хотя в некоторых случаях из-за недостатков УВ или из-за раскрытия ловушки на определенных этапах ее развития она не всегда оказывается полностью заполненной УВ. Сла-

бо выраженные структурные ловушки в виде структурных носов на платформах могут аккумулировать нефть и газ, в то время как в геосинклинальных областях или предгорных прогибах, характеризующихся относительно более активной гидродинамической обстановкой, подобные структурные формы не могут служить ловушками и содержать промышленные скопления УВ.

Вопросы для самопроверки

1. Что такое залежь?
2. Какие параметры залежи вы знаете?
3. Назовите основные типы залежей.
4. Назовите показатели размеров залежи.
5. Что такое нефтегазопроявления?
6. Какие залежи выделяют в зависимости от фазового состояния?

12. ПРОЦЕССЫ НЕФТЕГАЗООБРАЗОВАНИЯ И НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ

План

12.1. Исследования А. А. Бакирова. Шесть основных стадий процессов нефтегазообразования и нефтегазонакопления, протекающих в литосфере.

12.2. Условия окружающей среды.

12.3. Воздействие внешних и внутренних источников энергии на процессы нефтегазообразования и нефтегазонакопления.

12.1. Исследования А. А. Бакирова. Шесть основных стадий процессов нефтегазообразования и нефтегазонакопления, протекающих в литосфере

А. А. Бакиров, творчески развивая научное наследие акад. И. М. Губкина, выделил в процессе нефтегазообразования и нефтегазонакопления, протекающем в литосфере, шесть стадий:

- 1) накопления ОВ;
- 2) генерации УВ;
- 3) миграции УВ;
- 4) аккумуляции УВ;
- 5) консервации скоплений УВ;
- 6) разрушения или перераспределения УВ.

Каждая из перечисленных стадий протекает в определенных условиях окружающей среды и при воздействии внешних и внутренних источников энергии, тесно взаимосвязанных и взаимообусловленных.

К внешним источникам энергии относятся: увеличивающееся давление вышележащих отложений (геостатическое давление); силы тектонических движений (геодинамическое давление); гравитационные силы, обуславливающие перемещение флюидов под действием силы тяжести; действие теплового потока Земли; гидродинамические силы под воздействием которых перемещаются флюиды в проницаемых пластах или в системе трещин; капиллярные силы, обуславливающие вытеснение нефти водой из более мелких пустот в более крупные.

В процессе преобразования ОВ, большую роль играют и внутренние источники энергии, заключенные в ОВ и УВ. Активизация внутренних запасов энергии может происходить в связи с молекулярной перестройкой структуры вещества, возникающей при сочетании определенных геологических, геохимических и геофизических условий окружающей среды. К таким внутренним источникам, участвующим в процессе генерации, миграции и аккумуляции УВ, можно отнести:

1. Влияние биохимического воздействия микроорганизмов и ферментов;
2. Действие каталитических свойств вмещающих пород;
3. Действие внутренней химической энергии ОВ и УВ;
4. Действие радиоактивных минералов вмещающих пород;
5. Энергия кристаллизации и перекристаллизации пород:
 - а. Молекулярные силы,
 - б. Капиллярные силы, вытесняющие УВ водой из мелких пор в крупные,
 - в. Силы упругого расширения УВ и вмещающих пород,
 - г. Энергия уплотнения пород,
 - д. Электрокинетические силы.

12.2. Условия окружающей среды

Геологические условия среды и основные источники энергии на стадиях преобразования ОВ и УВ

Стадия 1. Накопление ОВ. Оно происходит в диффузно-рассеянной форме в водной среде. Затем происходит захоронение ОВ в осадке в анаэробной геохимической обстановке.

Необходимые для захороняемого ОВ условия среды: устойчивое прогибание бассейна седиментации и застойный палеогидрогеологический режим.

Основные источники энергии, действующие на преобразование ОВ: геостатическое давление, биохимическое воздействие микроорганизмов и ферментов.

Стадия 2. Генерация УВ. Здесь происходит постепенное преобразование в осадочных образованиях ОВ и УВ нефтяного ряда сначала в стадии диагенеза, а затем катагенеза.

Необходимые условия среды: восстановительная и слабовосстановительная геохимическая обстановка; устойчивое прогибание бассейна седиментации; сохранение застойного палеогидрогеологического режима.

Основные источники энергии: возрастающее геостатическое давление, постепенно возрастающая температура вмещающих пород, внутренняя химическая и физико-химическая энергия ОВ, радиоактивные минералы вмещающих пород.

Стадия 3. Миграция УВ. Здесь происходит первичная, а затем и вторичная миграция УВ из нефтегазопродуцирующих пород в породу коллектор в водогазорастворенном и свободном состояниях.

Необходимые условия среды: наличие в природном резервуаре пород с хорошими коллекторскими свойствами; сохранение восстановительной обстановки; продолжающееся устойчивое прогибание бассейна седиментации.

Основные источники энергии: тектонические движения в различных формах проявления (геодинамическое давление); гидродинамические процессы, приводящие к движению флюидов в вертикальном и латеральном направлениях; движущие силы газа; действие возрастающей температуры; капиллярные силы, вытесняющие УВ водой из более мелких в более крупные поры; молекулярные силы, приводящие к диффузии УВ через породы; действие процессов кристаллизации и перекристаллизации пород-коллекторов.

Стадия 4. Аккумуляция УВ. На этой стадии происходит аккумуляция УВ в залежь (скопление).

Необходимые условия: наличие пород-коллекторов, обладающих повышенными ёмкостно-фильтрационными свойствами; наличие региональных и локальных ловушек, благоприятных для аккумуляции УВ; наличие пород-флюидоупоров над коллектором; сохранение восстановительной обстановки; застойный режим пластовых вод.

Основные источники энергии: тектонические движения, способствующие аккумуляции; гидродинамические и гравитационные силы; силы движущегося газа; молекулярные силы, обуславливающие диффузию УВ; капиллярные силы, способствующие аккумуляции.

Стадия 5. Консервация УВ. Необходимые условия среды: сохранение хороших коллекторских свойств пород; герметичности

пород-флюидоупоров над залежью; замкнутость ловушек после формирования в них скоплений УВ; благоприятного регионального наклона слоев; нахождение слоев вне зоны химической и физической аэрации; сохранение застойного режима подземных вод.

Источники энергии: действие во вмещающих породах температуры и давления, благоприятных для консервации скоплений УВ; преимущественно нисходящие формы тектонических движений.

Стадия 6. Разрушение и перераспределение скоплений УВ. Необходимые условия среды: раскрытие ловушек; попадание скоплений УВ в зоны активного водообмена; изменение регионального наклона слоев.

Источники энергии, приводящие к разрушению ранее сформировавшихся залежей УВ и коренному изменению их физических свойств и химического состава с образованием мальт, асфальтов, озокеритов и т.д.: восходящие формы тектонических движений; образование или активизация разрывных нарушений; движение пластовых и трещинных вод в зонах активного водообмена; окисление УВ сульфатными водами; разложение УВ микроорганизмами; молекулярные силы, обуславливающие диффузию УВ и др.

Так завершается полный цикл целостного естественно-исторического процесса генерации, миграции, аккумуляции, консервации УВ и разрушения их скоплений.

12.3. Воздействие внешних и внутренних источников энергии на процессы нефтегазообразования и нефтегазонакопления

Все вышеизложенное показывает:

1. Каждая стадия единого естественно-исторического процесса нефтегазообразования и нефтегазонакопления характеризуется определенным комплексом геологических, биохимических, термобарических, гидрогеологических условий окружающей среды и действием на ОВ и УВ определенного сочетания внешних и внутренних источников энергии.

2. Условия (факторы) окружающей среды во времени и пространстве в тесной связи с литогенезом и тектогенезом претерпевают изменения, что в свою очередь, приводит к соответствующим

изменениям характера проявления воздействия внешних и внутренних источников энергии ОВ и УВ.

Т.е. одни и те же источники энергии в одном случае способствуют генерации, миграции и аккумуляции УВ, а в другом – ведут к разрушению или перераспределению их.

Например, нисходящие тектонические движения на стадиях 1–4 способствуют созданию соответствующих термодинамических условий для генерации и миграции УВ. Наступление же восходящих форм тектонических движений на стадии 6, способствует разрушению ранее сформировавшихся залежей и изменению физических свойств и химического состава УВ.

Движение пластовых и трещинных вод в одних случаях (элизионный этап) способствуют миграции и аккумуляции УВ, а в других (инфильтрационный этап) – разрушению или перераспределению скоплений УВ.

В указанных различиях, иногда прямо противоположных действиях одного и того же источника энергии отражают один из основных законов материалистической диалектики – закон единства и борьбы противоположностей, раскрывая движущие факторы развития УВ в литосфере и переход их из одного качественного состояния в другое.

3. Каждая стадия развития (движения) УВ как материи, наследуя некоторые черты предыдущей стадии, постепенно преобразует её и, приобретая новые качественные особенности, в дальнейшем сама постепенно подвергается отрицанию последующей стадией своего развития. И в этом проявляется один из основополагающих законов диалектики – закон отрицания отрицания.

4. Естественнo-исторический процесс нефтегазообразования и нефтегазонакопления, протекающий в литосфере на всех этапах своего развития контролируется комплексом взаимосвязанных палеотектонических, палеогеографических, палеобиохимических, палеогеохимических, палеогидрогеологических и палеотермобарических факторов и обуславливаемых ими внешних и внутренних источников энергии, действующих на ОВ и УВ.

Главнейшими методологическими принципами системного подхода к природным объектам и процессам в современном их понимании являются:

Целостность изучаемой естественно-исторической природной системы;

Структурность системы, т.е. определенные структурные соотношения и взаимосвязи системообразующих элементов и объектов во времени и пространстве;

Генетическая взаимосвязь системообразующих объектов, входящих в рассматриваемую систему;

Иерархическая соподчиненность системообразующих объектов, входящих в рассматриваемую систему;

Динамичность, т.е. развитие системы в целом и входящих в её состав системообразующих объектов в тесной связи с окружающей средой с переходом из одного качественного состояния в другое во времени и пространстве.

Вывод. В процессе преобразования ОВ, большую роль играют и внутренние источники энергии, заключенные в ОВ и УВ. Активизация внутренних запасов энергии может происходить в связи с молекулярной перестройкой структуры вещества, возникающей при сочетании определенных геологических, геохимических и геофизических условий окружающей среды.

Одни и те же источники энергии в одном случае способствуют генерации, миграции и аккумуляции УВ, а в другом – ведут к разрушению или перераспределению их.

Вопросы для самоконтроля

1. Какие шесть стадий А. А. Бакиров выделил в процессе нефтегазообразования и нефтегазонакопления, протекающем в литосфере?

2. Какие источники энергии относятся к внешним?

3. Какие источники энергии относятся к внутренним и участвуют в процессе генерации, миграции и аккумуляции УВ?

4. Перечислить основные источники энергии на стадиях преобразования ОВ и УВ.

5. Перечислить главные принципы системного подхода к природным объектам и процессам в современном их понимании.

13. ЭМИГРАЦИЯ И МИГРАЦИЯ УВ

План

13.1. Эмиграция и миграция УВ, факторы ее обуславливающие.

13.2. Направление и дальность миграции.

13.3. Общая схема формирования залежей.

13.1. Эмиграция и миграция УВ, факторы ее обуславливающие

Процесс миграции очень сложный и далеко не все исследователи считают, что он происходит в природе в широких масштабах. Различают *первичную* и *вторичную* миграцию.

Под *эмиграцией* (*первичной миграцией*) подразумевается перемещение УВ из нефтегазоматеринских толщ в породы-коллекторы.

Вторичная миграция – это внутри- и межформационное перемещение УВ по породам-коллекторам, разрывным нарушениям, трещинам, поверхностям стратиграфического несогласия и т.п.

Наиболее реальный механизм эмиграции УВ, который признает большинство ученых, в настоящее время представляется в следующем виде:

- 1) отжатие нефти и газа в растворенном состоянии в составе подземных седиментационных вод;
- 2) растворение нефти в газах и миграция однофазной ретроградной смеси УВ;
- 3) эмиграция нефти и газа в свободном состоянии (струйная миграция).

В настоящее время всеми исследователями признается важная роль в формировании скоплений нефти и газа как *внутрирезервуарной миграции* УВ по проницаемым породам-коллекторам, так и *внерезервуарной*, происходящей перпендикулярно к напластованию отложений по разрывным нарушениям или слабопроницаемым породам.

Факторы эмиграции. Решающее значение для эмиграции УВ имеет *уплотнение пород* под влиянием различных сил и *отжатие седиментационных вод* с растворенными в них УВ. Основную роль здесь играет уплотнение пород под влиянием веса вышележащих толщ и в значительно меньшей степени сказывается действие тектонических процессов, создающих дополнительные напряжения. Различие коэффициентов уплотнения осадочных пород способствует отжатию седиментационных вод с растворенными УВ из областей большего уплотнения и соответственно повышенного давления (пелитовые породы) в области меньшего уплотнения (коллекторы).

Наиболее широко распространена в земной коре, по-видимому, эмиграция УВ в растворенном состоянии в подземных водах. Кроме седиментационной воды может иметь значение так называемая *органогенная вода*. Хотя объем воды, образующейся при углефикации ОВ мал, для богатых ОВ толщ органогенная вода наряду с другими факторами может сыграть определенную роль при эмиграции растворенных в ней УВ.

Эмиграции способствует также *увеличение давления газов в нефтегазоматеринских толщах*. Повышение давления газовой фазы под влиянием прогрессирующего прогибания бассейна и интенсификации процесса газообразования благоприятствует растворению нефти в газах и растрескиванию пород, вследствие чего происходит «*проскальзывание*» газонефтяной смеси из пелитовых пород в породы-коллекторы по микро- и макротрещинам и порам. Повышению давления газов также способствует уменьшение порового пространства пород вследствие их уплотнения по мере погружения нефтегазоматеринских толщ.

Среди факторов, обуславливавших *вторичную миграцию*, кроме уплотнения пород следует отметить силу всплывания нефти и газа (гравитационную силу), гидравлический, диффузионный и другие факторы.

Всплывание нефти и газа в коллекторе-резервуаре ввиду различия плотностей флюидов, его заполняющих, происходит главным образом по микро- и макротрещинам и крупным порам и кавернам.

Гидравлический фактор играет важную роль при миграции нефтей газа в земной коре в растворенном виде в составе подземных вод. Действие гидравлического фактора не ограничивается транспортировкой УВ в растворенном состоянии, так как капельки нефти и пузырьки газа в свободном состоянии также увлекаются движущимися подземными водами. Таким образом, активная гидродинамическая обстановка, которая возникает при движении подземных вод, как уже отмечалось, не только значительно облегчает всплывание нефти и газа в водонасыщенной среде, но и способствует перемещению УВ как в растворенном, так и в свободном состоянии.

Миграция нефти путем *фильтрации* может происходить в случае, если поровое пространство в породе полностью заполнено нефтью. Однако в природных условиях нефть в основном перемещается в водонасыщенной среде, поэтому присутствие воды значительно затрудняет фильтрацию нефти.

Определенную роль в миграции УВ играют *капиллярные силы*. Так как вода лучше, чем нефть, смачивает породы, силы поверхностного натяжения между породой и водой будут больше, чем между породой и нефтью. Этим объясняется наблюдаемое иногда явление – вытеснение нефти водой из мелких пор в крупные.

Миграция УВ может происходить также под влиянием *упругих сил (напряжения) расширения* флюидов и заключающих их пород как известно, жидкости, прежде всего вода, обладают способностью сжиматься, хотя в незначительной степени. В случае уменьшения нагрузки вследствие подъема или эрозии пород, возможно расширение жидкости, заполняющей резервуары, а, следовательно, возможна и миграция, хотя некоторые исследователи отрицают роль этого фактора в формировании залежей нефти и газа.

Диффузия УВ также может быть причиной миграции их в земной коре. Диффузия происходит по закону Фика.

Брод И. О. и Еременко Н. А. допускают миграцию УВ также вследствие *изменения объема пор породы*, которое может происходить при цементации пород, перекристаллизации минералов или по другим причинам. Эти факторы могут привести к существен-

ному уменьшению объема пор, в то время как процессы растворения и выщелачивания горячими подземными водами, наоборот, ведут к увеличению объема пор.

Следует отметить, что миграция УВ может быть обусловлена также *разными коэффициентами расширения* пород и заключенных в них флюидов при повышении температуры в результате погружения, хотя определить масштабы миграции УВ под влиянием этого фактора весьма затруднительно.

Вертикальная (внерезервуарная) миграция УВ может происходить также через покрывки путем прорыва газа или нефти под влиянием избыточного давления, возникающего вследствие различия плотностей флюидов.

13.2. Направление и дальность миграции

Направления миграции УВ зависят от тектонического строения региона. Нефть при своем движении в земной коре выбирает линии наименьшего сопротивления и мигрирует в каждом отдельном случае в том направлении, в каком ей это легче сделать.

Предполагаемые направления региональной миграции УВ могут быть установлены различными приемами: определением соотношения коэффициентов заполнения ловушек УВ, изучением закономерностей изменения состава нефтей и газов, изотопного состава элементов, входящих в нефти и газы, иногда изучением закономерностей пространственного размещения «пустых» и продуктивных ловушек и т.д.

В ряде случаев при формировании залежей нефти и газа в структурных ловушках наблюдается постепенное уменьшение степени заполнения ловушек по мере удаления по восстанию слоев от источников генерации УВ. Кроме того, в направлении миграции, как правило, наблюдаются уменьшение плотности нефти, обогащение ее легкими фракциями и снижение содержания смолисто-асфальтеновых компонентов, которые сорбируются породами на путях миграции. Однако на изменение плотности нефти влияет и ряд других факторов (сорбция, окисление, испарение легких компонентов и т.д.), которые не всегда можно учесть. По направлению

миграции уменьшается содержание ароматических УВ, обладающих наименьшими миграционными способностями по сравнению с метановыми и нефтяными УВ.

Состав углеводородных газов также меняется по направлению миграции: происходит, как правило, обеднение газов гомологами метана, обладающими наименьшими миграционными способностями и в то же время подверженными в большей степени сорбции и окислению по сравнению с метаном.

Наиболее перспективен и надежен при определении направления миграции УВ изотопный анализ элементов, входящих в состав нефтей, газов и конденсатов. В последние годы проводились широкие исследования изотопов углерода, водорода и серы в нефтях и газах различных районов, как по региональному погружению слоев, так и по разрезу. В большинстве случаев было обнаружено фракционирование изотопного состава нефтей и газов по направлению миграции, при котором нефти и газы обогащаются легкими изотопами и теряют тяжелые, хотя в ряде случаев получены противоречивые данные и картина оказалась более сложной.

Региональная миграция при формировании залежей УВ. Вторичная миграция в зависимости от конкретных геологических условий может или следовать за первичной, или отставать от нее на довольно значительные промежутки времени.

Некоторые исследователи полагают, что для формирования залежей нефти благоприятные условия наступают непосредственно вслед за отложением вмещающих ее пород. Но среди исследователей нет единого мнения в отношении времени проявления и длительности региональной миграции УВ. Процесс этот весьма сложный и в зависимости от конкретных геологических условий в одних районах может быть относительно кратковременным (единицы миллионов лет), а в других – весьма длительным (десяtkи или даже сотни миллионов лет). Время проявления региональной миграции и ее длительность обуславливаются, прежде всего, историей тектонического развития региона. Об этом свидетельствует параллелизм этапов тектонической активности и времени проявления региональной миграции и аккумуляции УВ в земной коре.

Зависимость между временем заложения и продуктивностью ловушек. Связь между временем заложения ловушек и их продуктивностью зависит от времени и длительности региональной миграции УВ и может проявляться не во всех регионах.

Федоров С. Ф. и др. предлагают для прогнозирования перспектив нефтегазоносности определять возможными способами возраст ловушек (например, сейсморазведкой) и наиболее древние из них в первую очередь рекомендовать для бурения.

Утверждение о большей перспективности структурных ловушек древнего заложения по сравнению с молодыми с точки зрения нефтегазонакопления справедливо только для отдельных районов, где формирование залежей произошло в одну, причем короткую в геологическом смысле, фазу миграции и аккумуляции УВ.

13.3. Общая схема формирования залежей

Условия и время формирования месторождений УВ являются важнейшими не только в теоретическом, но и в практическом плане для определения направления поисков нефти и газа.

В общем виде время начала формирования скопления определяется моментом формирования ловушки при условии, что к тому времени в бассейне начались процессы интенсивной генерации УВ (О. К. Баженова, 2000).

В зависимости от того, образовались ли скопления нефти и (или) газа в пределах нефтегазоматеринских свит или за пределами последних, выделяются *первичные* и *вторичные* залежи.

Рассмотрим механизм формирования первичных залежей нефти или газа, который представляется относительно более простым по сравнению с процессом образования вторичных локальных скоплений. Представим, что первичная миграция завершилась и УВ отжаты из пелитовых пород в породы-коллекторы. Дно седиментационного бассейна не всегда строго горизонтальное, а имеет определенный первичный уклон, который в некоторых случаях может обуславливать миграцию УВ по региональному восстанию слоев. Некоторые исследователи допускают возможность внутрирезервуарной миграции УВ даже при наклоне 1–2 м на 1 км. Однако внут-

рирезервуарная миграция значительно усиливается, когда почти горизонтально залегающие слои выводятся тектоническими процессами из горизонтального положения и увеличивается наклон, что в свою очередь приводит к увеличению силы плавучести.

В зависимости от мощности пелитовых НГМП и пород-коллекторов, от интенсивности генерации УВ, термобарических условий и других факторов УВ могут находиться в свободном или растворенном в воде состоянии. Седиментационные воды с растворенными УВ, перемещаясь из глубоких впадин (*зон нефтегазообразования*), теряют часть растворенных УВ вследствие снижения температуры и пластового давления. Выделившиеся и находящиеся в свободном состоянии УВ в зонах нефтегазоаккумуляции при наличии ловушек могут образовать промышленные скопления нефти и (или) газа.

Выделению растворенных в подземных водах УВ в свободное состояние могут способствовать и другие факторы. Например, по А. А. Карцеву, при разгрузке подземных вод через флюидоупоры повышается минерализация вод под влиянием фильтрационного эффекта, что обуславливает резкое снижение растворимости УВ в водах. По его расчетам, минерализация воды в ловушках, являющихся очагами разгрузки, за 10 млн. лет только за счет фильтрационного эффекта может возрасти в 6 раз.

Важное значение при формировании залежей нефти и газа может иметь струйная миграция УВ в свободном состоянии. При наличии свободной фазы капли нефти или пузырьки газа, объединяясь, могут образовать струи, которые в силу плавучести стремятся к гипсометрически наиболее приподнятому участку природного резервуара. Если на пути мигрирующих УВ окажутся ловушки, то сформируется локальное скопление нефти и (или) газа. В каждом конкретном случае ловушкой УВ могут стать локальная антиклинальная структура, тектонически экранированная часть пласта-резервуара, зоны литологического выклинивания коллекторов или участки стратиграфического несогласия, линзовидные песчаные тела и т.д.

Если при формировании первичных залежей основную роль играет внутрирезервуарная (латеральная) миграция, то вторичные залежи образуются в результате межрезервуарной (вертикальной) миграции УВ из нефтегазоматеринских свит главным образом в нефтегазосодержащие отложения другого стратиграфического комплекса.

Пути, благоприятными для перетока из одних стратиграфических комплексов в другие, являются проводящие нарушения, микро- и макротрещины, поверхности стратиграфических несогласий, аппараты грязевых вулканов и т.п. В природе, по-видимому, залежи формируются в результате сочетания различных видов миграции. Перемещаясь в горизонтальном направлении по проницаемым породам-коллекторам или по поверхностям стратиграфического несогласия, УВ при встрече с разрывными нарушениями или аппаратами грязевых вулканов могут изменить направление миграции на вертикальное направление. Таким образом, залежи в этом случае могут формироваться ступенчато, при сочетании горизонтальной и вертикальной миграций в различных частях разреза.

В платформенных, условиях, где отложения дислоцированы слабо и почти не развиты или отсутствуют разрывные дислокации, залежи образуются в основном в результате внутрирезервуарной (латеральной) миграции УВ.

В отличие от платформ в геосинклиналях и передовых прогибах, характеризующихся значительной мобильностью и дислоцированностью слоев, широким развитием дизъюнктивных нарушений, грязевых вулканов, промышленные скопления нефти и газа образуются в результате преимущественно вертикальной миграции, а внутрирезервуарная миграция играет подчиненную роль.

По мнению В. П. Савченко и А. Л. Козлова, существенную роль при формировании вторичных залежей нефти и газа может играть прорыв УВ через слабопроницаемые покрывки вследствие избыточного давления, возникающего из-за различия в плотностях флюидов. В результате в верхних горизонтах образуются скопления газа, которые вниз по разрезу замещаются газонефтя-

ными и нефтяными залежами, хотя такую закономерность распределения скоплений УВ по вертикали можно объяснить и другими причинами.

В природе довольно часто наблюдается закономерное распределение скоплений нефти и газа в цепи структурных ловушек, приуроченных к валообразным поднятиям или тектоническим линиям. А. Л. Козловым, С. П. Максимовым и канадским геологом У. Гассоу отмечено, что при ступенчатом расположении структурных ловушек по восстанию слоев залежи нефти и газа располагаются согласно *принципу дифференциального улавливания УВ*, т.е. газовые залежи по мере повышения гипсометрических отметок ловушек сменяются газонефтяными и еще выше нефтяными залежами. Залежи нефти и газа размещаются согласно принципу дифференциального улавливания только в том случае, если УВ мигрируют в свободном состоянии в виде струй нефти и газа. Струя газа, обладая большей миграционной способностью, опережает в своем движении струю нефти и занимает наиболее погруженную, первую на пути миграции ловушку. Эта ловушка, заполнившись газом, уже не может принимать нефть, и поэтому следующая по восстанию ловушка будет аккумулировать газ и нефть, а затем, когда газовая струя «иссякнет» – только нефть. Если УВ окажется недостаточно для заполнения ловушек, расположенных гипсометрически еще выше, то они могут оказаться пустыми (водоносными).

Совершенно иная картина наблюдается при миграции УВ в растворенном состоянии. При движении растворов по региональному восстанию слоев снижение давления и температуры будет способствовать выделению из них нефти и газа в свободное состояние. Так как жидкие УВ растворяются хуже, чем газообразные, первой из раствора должна выделиться нефть, которая и заполнит первую, гипсометрически самую нижнюю ловушку. В дальнейшем, по мере миграции раствора вверх по восстанию слоев и снижения пластовых давлений и температур наряду с жидкими УВ будут выделяться и газообразные и поэтому в следующих ловушках будут аккумулироваться нефть и газ, а еще выше – только газ. Такая дифференциация УВ напоминает размещение их *по принципу гравитационного разделения флюидов*.

Максимов С. П. допускает, что если в ловушках одновременно аккумулируются нефть и газ, то в результате дифференциации УВ по плотности газ, скапливаясь в присводовой части ловушки, постепенно вытеснит из нее нефть, и последняя будет мигрировать в следующую ловушку по региональному восстанию слоев.

Хотя дифференциальное улавливание УВ может считаться достаточно распространенным механизмом формирования залежей нефти и газа, оно, как отмечал Бакиров А. А., является частным случаем общей закономерности и не может объяснить многообразия процессов формирования залежей нефти и газа в земной коре.

Во многих районах, в особенности на молодых платформах, принцип дифференциального улавливания УВ проявляется редко. По этому принципу, как показывают экспериментальные данные Краюшкина В. А., чаще залежи формируются в активной гидродинамической обстановке. Возможно, этим объясняется тот факт, что наиболее часто расположение залежей в соответствии с принципом дифференциального улавливания наблюдается в пределах мобильных тектонических элементов, для которых характерна активная гидродинамическая обстановка (предгорные прогибы, межгорные впадины и т.д.).

На основе экспериментальных данных В. А. Краюшкин делает вывод о возможности формирования залежей по принципу дифференциального улавливания и при вертикальной миграции УВ. Действительно, в ряде случаев наблюдается такое же распределение скоплений нефти и газа по вертикали.

В некоторых районах наблюдается чередование нефтегазоносных пластов с водоносными. Это долгое время вызывало недоумение, так как при вертикальной миграции УВ одинаково хорошо выраженные ловушки не должны были избирательно аккумулировать нефть и (или) газ. Скорее всего, чередование продуктивных и непродуктивных пластов обусловлено различной гидродинамической активностью в этих резервуарах: если она стала повышенной в части из них, то могла привести к вымыванию нефти подземными водами из хорошо проницаемых пластов. Об этом свидетельствует наличие остаточной нефти в таких пластах.

В ряде случаев известны скопления нефти на крыльях или в периклинальных частях структур (при обводненности их сводовых частей), так называемые висячие залежи (например, в продуктивной толще Апшеронского полуострова) или даже в синклиналях. На некоторых местоскоплениях Апшеронского полуострова в отложениях продуктивной толщи встречены висячие нефтяные залежи, расположенные асимметрично по отношению к своду структур. Предполагают, что эти залежи сформировались на месте древнего свода структуры, а в дальнейшем в связи с изменениями структурного плана они оказались на крыльях современных поднятий. Казалось бы, за геологическое время нефть должна была мигрировать по восстанию слоев и занять сводовую часть современных структур-куполов, но, по-видимому, такому перераспределению препятствовали геохимические процессы, протекавшие на контакте нефть – вода. Как известно, в зоне водонефтяного контакта в результате окисления УВ и восстановления сульфатов вод выпадают вторичные карбонаты, а также окисленные нефтяные продукты (битум, асфальт), приводящие к образованию вокруг залежи практически непроницаемой оболочки, которая, по-видимому, и препятствует перемещению залежей нефти к современному своду структур.

Висячие залежи встречаются редко, но еще менее известны залежи нефти в синклинальных прогибах. Не исключена возможность, что эти залежи приурочены к литологически изолированным ловушкам, а, может быть, их формирование обусловлено другими, еще недостаточно изученными факторами.

Вывод. Миграция (перемещение) флюидов в горных породах еще далеко не изучено. Однако это очень важный вопрос, так как в результате миграции возникают скопления, залежи и местоскопления УВ, некоторые по своим масштабам порядка 10–12 млрд тонн нефти или триллионов кубических метров газа поражают наше воображение. Основное внимание при изучении данного вопроса обращается на время начала и длительность миграции УВ, способы миграции и их масштабы в земной коре, а также физико-химические особенности миграции.

В большинстве случаев нефть и составляющие ее УВ и другие соединения, такие как газ, генерированы не в тех породах, в которых находятся их скопления, поэтому и возникает вопрос, как они переместились из *материнских пород* в породы-коллекторы, создающие природные резервуары.

Вопросы для самопроверки

1. Что такое эмиграции? Назовите факторы эмиграции.
2. Что такое вторичная миграция? Назовите факторы миграция.
3. По каким показателям можно судить о направлении и дальности миграции?
4. Как могут сформироваться первичные залежи?
5. Как могут формироваться вторичные залежи?
6. Как происходит формирование залежи принципу дифференциального улавливания?
7. Как происходит формирование залежи при миграции УВ в растворенном состоянии?

14. ТЕРМОБАРИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ПРИРОДНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ

План

14.1. Пластовое давление.

14.2. Аномально низкое и аномально высокое пластовое давление.

14.3. Пластовые температуры.

14.1. Пластовое давление

Одними из важнейших характеристик природных резервуаров являются пластовое давление и пластовая температура.

Пластовым называется давление ($P_{пл}$) которое испытывают жидкие и газообразные флюиды в природных резервуарах. Знание величины пластового давления очень важно, как при проведении теоретических исследований, в частности прогнозирования нефтегазоносности недр, научно обоснованного проектирования разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений, так и при решении практических задач, связанных с эксплуатацией месторождений, бурения скважин и т.д. Пластовое давление характеризует энергетическую емкость залежей нефти и газа в недрах и определяет силу, движущую флюиды в пласте.

Различают статическое и динамическое пластовое давление. Под статическим подразумевается давление в резервуаре, если в нем не происходит движение подземных вод. Динамическое пластовое давление – это давление в пластовом резервуаре, в котором происходит движение пластовых вод из-за связи пластового резервуара с земной поверхностью или наличием области разгрузки вод.

Различают гидростатическое и геостатическое давление. Гидростатическое давление характеризует вес столба жидкости от точки замера в природном резервуаре до земной поверхности, а геостатическое давление – вес вышележающих горных пород. Поэтому геостатическое давление иногда называют горным давлением. В геосинклинальных областях и предгорных прогибах, где тектонические движения проявляются наиболее интенсивно,

определенную роль в формировании пластового давления играют также геотектонические напряжения, возникающие вследствие деформации слоев.

14.2. Аномально низкое и аномально высокое пластовое давление

Выделяют также нормальное пластовое давление и аномальное пластовое давление. Аномальное пластовое давление может быть аномально низким (АНПД) или аномально высоким (АВПД). Нормальное пластовое давление равно гидростатическому.

На практике, для простоты, пластовое давление условно принимается равным высоте столба пресной воды и называется условно гидростатическим. Однако оно может существенно отличаться от расчетного в ту или иную сторону. Определение гидростатического пластового давления будет правильным только в том случае, если гидродинамическая система находится в статическом состоянии, причем поверхность зеркала пластовых вод в резервуаре (то есть пьезометрическая поверхность) должна быть горизонтальной.

Однако в природе подземные воды, как правило, находятся в динамических условиях, и пьезометрическая поверхность наклонена в направлении движения вод.

Положение пьезометрической поверхности, прежде всего, зависит от гипсометрического положения выходов пласта на поверхность (области питания и области разгрузки). Кроме того, оно определяется количеством выпадающих осадков, проницаемостью резервуара и рядом других факторов. Кривая наклона пьезометрической поверхности может иметь довольно сложную конфигурацию в случае изменения проницаемости пород-резервуаров по площади.

Давление флюидов в пласте определяется гидростатическим напором, так как после завершения литификации осадков, геостатическое давление (если пренебречь упругой деформацией пород), воспринимается главным образом скелетом породы-коллектора.

Однако в ряде районов литификация осадков продолжается до сих пор. Поэтому на больших глубинах, где господствуют высо-

кие давления, флюиды в пласте испытывают горное (геостатическое) давление вследствие отжатия воды из глинистых толщ в породы-коллекторы. Это является одной из причин возникновения аномально высоких пластовых давлений (АВПД). В Предкавказье, Карпатах, Азербайджане, Юго-Восточной и Юго-Западной Туркмении и в ряде других нефтегазоносных регионах (особенно в районах, где проявляются неотектонические процессы) АВПД могут превышать расчетные гидростатические давления в 1,3–2 раза.

Помимо геостатического давления, зависящего от мощности и плотности пород, перекрывающих резервуар, АВПД могут быть вызваны и другими причинами. Прежде всего, это – сообщаемость природного резервуара по разрывным нарушениям с подстилающими отложениями, где отмечены высокие давления.

Большую роль в возникновении АВПД играют вторичные процессы, приводящие к уменьшению пористости пород-резервуаров. Определенную роль играет избыточное давление, обусловленное разницей в плотностях нефти и воды (в особенности газа и воды) в высокоамплитудных структурных ловушках и др.

В складчатых областях АВПД чаще всего образуются в результате неотектонических процессов, а также из-за продолжающегося уплотнения горных пород. Кроме этого АВПД возникает из-за избыточного давления, возникающего на сводах высокоамплитудных ловушек, которые, например, на Апшероне, нередко достигают 2 км. Достаточно часто АВПД связаны с выклиниванием песчаных коллекторов или изоляцией их тектоническими нарушениями, затрудняющими связь с поверхностью.

Прогнозирование интервалов возможных проявлений АВПД и приближенная оценка их величины имеют большое практическое значение. Исследования В. М. Добрынина и В. А. Серебрякова показывают, что комплекс промыслово-геофизических методов в ряде случаев позволяет прогнозировать АВПД при бурении глубоких скважин.

Значительно реже в пластах-коллекторах фиксируются аномально низкие пластовые давления (АНПД). Причинами их возникновения могут быть процессы выщелачивания, перекристалли-

зации пород и др., приводящие к увеличению объема пор в коллекторах (Н. А. Еременко). Пластовая температура ($T_{пл}$). Для характеристики температурных условий недр используют три показателя – пластовая температура, геотермическая ступень и геотермический градиент (величина, обратная геотермической ступени).

14.3. Пластовые температуры

Пластовую температуру изучают с помощью непосредственных замеров температуры в скважинах методом термометрии, причем замеры в пластах производят только после установления в них температурного равновесия.

Геотермическая ступень – это интервал в разрезе земной коры, замеряемый ниже зоны постоянной температуры, и в котором температура горных пород повышается на 1°C .

Величина геотермической ступени в разных регионах и на различных глубинах неодинакова и колеблется в широких пределах – от 5 до 150 м. Среднее ее значение 33 м. Таким образом, в недрах земли приблизительно через каждые 33 м температура повышается на 1°C .

Под геотермическим градиентом подразумевается прирост температуры на каждые 100 м углубления от зоны постоянной температуры.

В среднем геотермический градиент равен 3°C , хотя в различных районах и на разных глубинах он колеблется от 0,6 до 10°C . При прочих равных условиях на величину температурного градиента влияет теплопроводность пород, причем повышение теплопроводности пород ведет к снижению геотермического градиента, а уменьшение теплопроводности – к увеличению геотермического градиента. В разрезах, где преобладают менее теплопроводные глинистые породы, геотермический градиент выше, чем в соленосных или карбонатных породах.

Основным источником тепла в осадочном чехле является тепловой поток, идущий из мантии Земли. Тепловые потоки распределяются в соответствии со строением литосферы. Так, например, он имеет повышенное значение в рифтовых зонах, так как, как

правило, рифты закладываются над мантийными диапирами. Дополнительным источником тепла являются радиогенные источники. Расчеты, проведенные Я. Б. Смирновым, показывают, что в среднем генерация радиогенного тепла в литосфере составляет около $10\text{в-}6\text{ Вт/м}^3$. Тепло генерируется и в самой осадочной толще в основном за счет гравитационного уплотнения пород, а также деформации горных пород, возникающей в результате тектонических процессов. Дополнительным источником тепла, как мы уже говорили, являются процессы нефтегазообразования, сопровождающиеся возникновением аномально высоких давлений в нефтегазопроизводящих отложениях и повышением температуры.

В зависимости от геологического строения, различные участки земной коры имеют неодинаковую тепловую характеристику. Причем максимальные значения геотермических градиентов характерны для складчатых зон, предгорных прогибов и молодых платформ, например, Предкавказье. Минимальные значения геотермических градиентов характерны для древних платформ, например, Волго-Урал.

Следует также отметить, что с увеличением степени дислоцированности пластов, как правило, возрастает геотермический градиент. Например, по данным Д. И. Дьяконова, на щитах геотермический градиент в среднем составляет $0,6\text{--}0,9\text{ }^{\circ}\text{C}$, а на платформах $0,9\text{--}2,5\text{ }^{\circ}\text{C}$. В областях альпийской складчатости, характеризующихся наиболее напряженной тектоникой, геотермический градиент колеблется в пределах $2,5\text{--}19\text{ }^{\circ}\text{C}$. В пределах плит с гетерогенным (разновозрастным) фундаментом, как например Западно-Сибирская плита, максимальные геотермические градиенты достигают $4,2\text{ }^{\circ}\text{C}$. Такие значения зафиксированы на участках с герцинским основанием. Минимальные значения геотермических градиентов распространены в зонах более древнего, архейского, фундамента. Их значения, как правило, не превышают $3,3\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Интересная картина изменений геотермического градиента наблюдается внутри крупных тектонических элементов (межгорных впадин и предгорных прогибов). В этих регионах положительные структурные элементы, например, поднятия, как правило,

характеризуются повышенными значениями геотермического градиента. В этих же регионах в отрицательных структурах значения геотермических градиентов значительно ниже.

Определенную роль при распределении тепла в пределах как крупных структурных элементов, так и локальных поднятий, играет движение по резервуарам подземных вод. Пластовые воды, перемещаясь из депрессионных участков в более приподнятые, приносят туда некоторое количество тепла. Поэтому, например, в пределах локальных структур Апшеронского полуострова значения геотермической ступени возрастают от сводов к крыльям. Однако, повышение температуры от крыльев к сводам структур можно также объяснить анизотропией теплопроводности пород, обуславливающей лучшую теплопередачу по напластованию слоев, чем перпендикулярно к ним (Д. И. Дьяконов).

Интересная особенность выявлена при изучении распределения тепловых аномалий в различных регионах. Установлено, что практически во всех нефтегазоносных областях повышенные тепловые аномалии приурочены к зонам нефтегазонакопления. Так, например, по данным Г. А. Габриэлянца, на месторождениях нефти и газа Предкавказья и Волго-Урала превышение теплового потока, по сравнению с фоновым, составляет 10–20 %. В пределах зон нефтегазонакопления Апшеронского полуострова, значения теплового потока практически в два раза выше фонового. Следует особо отметить, что тепловых аномалий не отмечается на участках, примыкающих к зонам нефтегазонакопления и где промышленные скопления углеводородов отсутствуют.

В некоторых регионах наблюдается зависимость между пространственным распространением флюидов различного фазового состояния и температурными условиями недр. Так, например, в Днепровско-Донецкой впадине зоны преимущественного газонакопления характеризуются более высокими температурами по сравнению с зонами, где в основном распространены нефтяные месторождения.

По данным Ф. А. Макаренко и С. И. Сергиенко, приуроченность положительных тепловых аномалий к зонам нефтегазонакопления объясняется выносом тепла из погруженных депрессионных

участков при формировании залежей нефти и газа, а также процессами окисления нефти. Выявление в скважинах участков с аномально высокими или аномально низкими температурами во многом облегчает работу нефтяников, так как они позволяют по наличию температурной аномалии на термограмме определить интервалы поступления газа из пласта в скважину. Кроме этого, с помощью термограммы можно уточнить высоту подъема цемента за колонной, которая фиксируется наличием положительной аномалии.

По термограммам можно оперативно коррелировать разрезы скважин, так как породы с различными литологическими характеристиками обладают разными параметрами теплоемкости и теплопроводности.

Вывод. Знать температуру и давление в недрах нефтяных и газовых месторождений необходимо для того, чтобы правильно подойти к решению вопросов, имеющих как научное, так и народнохозяйственное значение:

1. формирование и размещение залежей нефти и газа.
2. определение фазового состояния углеводородных скоплений на больших глубинах.
3. вопросы технологии бурения и закачивания глубоких и сверхглубоких скважин.
4. освоение скважин.

Вопросы для самопроверки

1. Что такое пластовое давление? Что оно характеризует?
2. Что такое геостатическое и гидростатическое давление?
3. Что такое АВПД и АНПД? Какое из них чаще встречаются?
4. Назовите причины возникновения АВПД.
5. Назовите причины возникновения АНПД.
6. Можно ли прогнозировать интервалы возможных проявлений АВПД?
7. Что такое геотермическая ступень?
8. Что такое геотермический градиент? Проанализируйте его изменение в зависимости от геологического строения территории.
9. Чем объясняется приуроченность положительных тепловых аномалий к зонам нефтегазонакопления?

15. ЗАКОНОМЕРНОСТИ ПРОСТРАНСТВЕННОГО РАЗМЕЩЕНИЯ СКОПЛЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА В ЗЕМНОЙ КОРЕ

План

15.1. Анализ закономерности пространственного размещения скоплений нефти и газа в земной коре

15.2. Вертикальная (глубинная) зональность

15.3. Геоструктурная зональность

15.4. Литолого-стратиграфическая зональность

15.5. Закономерности зонального размещения скоплений преимущественно нефти или газа на примере Предкавказско-Мангышлакской нефтегазоносной провинции.

15.1. Анализ закономерности пространственного размещения скоплений нефти и газа в земной коре

В настоящее время в мире открыто более 35 тыс. местоскоплений нефти и газа, из которых примерно 20 тыс. нефтяных, а остальные – газовые, газонефтяные и газоконденсатные.

Разведанные запасы нефти и газа по отдельным континентам и странам распределяются неравномерно. Наибольшие разведанные запасы нефти сосредоточены на Ближнем и Среднем Востоке.

Наиболее крупные нефтяные и газовые местоскопления приурочены к платформенным областям и предгорным прогибам. Так, например, уникальные нефтяные местоскопления известны на Аравийской платформе – Гавар (Саудовская Аравия), Большой Бурган (Кувейт), Румейла (Ирак) и другие в Месопотамском предгорном прогибе – Киркук (Ирак) и в других регионах.

Крупнейшие по запасам газовые местоскопления также установлены в платформенных областях: Уренгой, Заполярное, Медвежье на Западно-Сибирской плите, Слохтерен – на Западно-Европейской платформе и т.д.

Значительные ресурсы нефти и газа сосредоточен также в местоскоплениях межгорных впадин, среди которых наибольшими запасами характеризуются впадины альпийского заложения (воз-

раста). Несколько уступают впадинам альпийского возраста по запасам нефти и газа межгорные впадины мезозойского тектогенеза и почти лишены крупных промышленных запасов межгорные впадины древнего заложения.

Скопления нефти и газа в земной коре встречаются почти во всех отложениях от кембрийских до неогеновых включительно, а в ряде случаев даже в четвертичных. Однако разведанные ресурсы нефти и газа по крупным стратиграфическим комплексам распределяются неравномерно. Основная доля запасов приходится на мезозойско-кайнозойские образования.

Наиболее благоприятные геолого-геохимические условия для образования УВ и формирования их скоплений существовали в мезозое, о чем свидетельствует приуроченность максимальных ресурсов нефти и газа к этим отложениям. Эти данные противоречат идее некоторых ученых (в основном последовательней неорганической теории) об одноактности процессов генерации и аккумуляции нефти и газа в истории развития Земли и подтверждают представления о цикличности (ритмичности) процессов нефтегазообразования и нефтегазонакопления, связанных с цикличностью осадконакопления, которая, в свою очередь, обусловлена периодичностью колебательных движений.

Анализ распределения разведанных запасов нефти и газа крупных местоскоплений зарубежных стран по глубинам показывает, что максимальные запасы нефти и газа сосредоточены на глубинах от 1 до 3 км, характеризующихся наиболее благоприятными условиями для формирования и сохранения крупных скоплений УВ. Резкое сокращение величины разведанных запасов на глубинах свыше 3 км объясняется, видимо, их недостаточной изученностью. Следует подчеркнуть, что на глубинах более 3 км уже открыты крупные скопления не только газа, но и нефти.

Новые данные, полученные за последние годы, показывают, что промышленные скопления нефти и газа могут быть встречены на значительных глубинах (более 4,5 км) при наличии коллекторов, в условиях температуры не превышающей 200 °С.

Анализ распределения в земной коре прогнозных ресурсов нефти и газа по типам пород показывает, что почти везде промышленные их скопления приурочены к осадочным породам – более 99 % нефти и газа добыто из осадочных толщ и всего 0,1 % из кристаллических пород. Примерно так же распределяются между осадочными и кристаллическими породами мировые разведанные запасы нефти и газа.

Таким образом, распределение прогнозных и разведанных запасов нефти и газа в земной коре лишней раз доказывает генетическую связь УВ с осадочными толщами, а, следовательно, органическое происхождение нефти и природного газа. Об этом же свидетельствует параллелизм размещения по разрезу в земной коре мировых запасов нефти, угля, горючих сланцев.

Изучение закономерностей размещения преимущественно нефтяных и газовых скоплений в земной коре имеет большое научное и практическое значение, т. к. позволяет научно обоснованно прогнозировать в том или ином регионе не только общие ресурсы УВ, но и приблизительно определять возможные соотношения жидкой и газообразной фаз УВ, а также вести направленные поиски преимущественно нефтяных или газовых залежей. Особенно важно знать характер распределения скоплений нефти и газа по вертикали (по глубинам) в связи с необходимостью освоения больших глубин (более 4,5 км).

В пространственном размещении как локальных, так и региональных скопления УВ в земной коре наблюдаются определенные закономерности. Установлено, что единичных изолированных местоскоплений нефти и газа в земной коре не встречается. Как правило, они группируются в зоны и тяготеют к определенным геоструктурным элементам, в пределах которых существовали благоприятные условия для генерации и аккумуляции УВ.

Исследования, проведенные в этом направлении, показали, что в размещении промышленных скоплений преимущественно нефти или газа в земной коре существуют следующие зональности: *вертикальная* (глубинная), *геоструктурная*, связанная с особенностями строения и геологической историей развития крупных

геоструктурных элементов платформенных и складчатых территорий, и *литолого-стратиграфическая*, обусловленная литолого-фациальными особенностями и палеогеографическими условиями накопления отложений, участвующих в строении продуктивных комплексов. Кроме того, в ряде регионов отмечается также *латеральная* (площадная) зональность в размещении преимущественно газовых или нефтяных скоплений.

15.2. Вертикальная (глубинная) зональность

Закономерности распределения скоплений нефти и газа по разрезу (по глубинам), прослеживающиеся в некоторых нефтегазоносных провинциях, получили наименование вертикальной зональности, которую лучше называть *глубинной зональностью*. Фактические данные по некоторым нефтегазоносным провинциям показывают, что в разрезе литосферы до глубины 700 м распространены главным образом скопления газа, в интервалах от 700 до 6 тыс. м, а в некоторых, нефтегазоносных провинциях и до 7 тыс. м обнаруживаются как нефтяные, так и газовые и газоконденсатные скопления, глубже 6 тыс. м распространены скопления в основном метанового газа. Но глубинная зональность не универсальна, как утверждают некоторые исследователи, в ряде нефтегазоносных провинций она отсутствует.

В качестве наиболее важных факторов, обуславливающих глубинную (вертикальную) зональность в размещении скопления нефти и газа в настоящее время, рассматриваются: режим тектонических движений, фациальные особенности осадков, состав и степень метаморфизма исходного ОВ, древние и современные термобарические условия, характер миграции и аккумуляции УВ, гипсометрическое положение зон нефтегазообразования и нефтегазонакопления и т.д. Наибольшее значение многие исследователи в настоящее время придают фациальным и термобарическим условиям осадконакопления, а, следовательно, и составу исходного ОВ.

Вассоевич Н. Б. (1969 г.) наблюдаемую закономерность размещения скоплений преимущественно жидких или газообразных УВ в земной коре по вертикали объясняет в основном образовани-

ем их в различных условиях литогенеза на разных глубинах и результате прогрессирующего погружения потенциально нефтегазоматеринских свит. По Вассоевичу Н. Б., образование и согревание основной массы жидких УВ происходит преимущественно на стадии катагенеза на глубинах 2–4 км, когда наступает главная фаза нефтеобразования.

Однако данная точка зрения не разделяется многими исследователями (А. А. Бакировым, Ф. А. Алексеевым, И. В. Высоцким, В. В. Вебером и др.). По их мнению, на генерацию УВ влияет прежде всего температура, которая в разных регионах на одних и тех же глубинах различна (в зависимости от геотермического градиента). По мнению В. В. Вебера (1964 г.) генерация жидких и газообразных УВ происходит в диагенетическую стадию преобразования ОВ на относительно небольших глубинах, на глубинах 3–4 км процесс генерации жидких УВ практически прекращается, а интенсивность газообразования существенно уменьшается.

15.3. Геоструктурная зональность

В ряде нефтегазоносных провинций в размещении скоплений нефти и газа наблюдается *геоструктурная зональность*, обусловленная общностью истории геологического развития и процессов генерации и аккумуляции УВ в пределах крупных тектонических элементов платформ, геосинклиналей и предгорных прогибов. Так, на Скифской и Туранской плитах положительные геоструктурные элементы (например, Ставропольский свод в Предкавказье) характеризуются преимущественным развитием зон газонакопления, а отрицательные – зон нефтенакопления (например, Терско-Кумская, Южно-Мангышлакская впадины).

В пределах некоторых передовых (предгорных) прогибов альпийских или герцинских складчатых сооружений (например, Предкарпатский прогиб) геосинклинальные борта характеризуются преимущественным развитием зон нефтенакопления, в то время как зоны газонакопления тяготеют к платформенным склонам.

В некоторых нефтегазоносных провинциях зоны преимущественного нефтенакопления тяготеют к центральным частям впадин, а зоны преимущественного газонакопления – к периферийным.

Наряду с составом ОВ важную роль в размещении зон преимущественного нефте- или газонакопления играют палеотермобарические условия генерации, миграции и аккумуляции жидких и газообразных УВ, гипсометрическое положение ловушек и другие факторы, которые, как правило, контролируются режимом тектонических движений. Во многих провинциях при формировании и размещении зон преимущественного нефте- и газонакопления важную роль играют фациальные особенности генераторов УВ.

По мнению некоторых исследователей, зоны преимущественного нефтенакпления в общем случае тяготеют к областям устойчивого и унаследованного прогибания. Зоны преимущественного газонакопления, наоборот, чаще приурочены к областям, унаследовано отстававшим от общего погружения и воздымавшимся в отдельные периоды развития, где пластовые давления в продуктивных горизонтах в течение длительного времени были ниже, чем в смежных районах устойчивого прогибания.

В линейно-вытянутых структурных элементах (валообразных поднятиях, тектонических линиях и т.д.), осложненных локальными поднятиями, скопления УВ различного фазового состава иногда размещаются согласно принципу дифференциального улавливания, т.е. гипсометрически опущенные ловушки содержат скопления газа, а приподнятые – нефти.

15.4. Литолого-стратиграфическая зональность

Помимо глубинной и геоструктурной зональности в ряде регионов в размещении залежей нефти и газа и их запасов наблюдается литолого-стратиграфическая зональность.

Почти всеми геологами-нефтяниками признается, что *регионально нефтегазоносные комплексы* (РНГК), представленные континентально-угленосными толщами, обогащенными гумусовым ОВ, характеризуются преимущественной газоносностью, а морские отложения, содержащие сапропелевое ОВ, как правило, генерируют преимущественно нефть.

При формировании литолого-стратиграфической зональности основную роль играют фациальные условия осадконакопления

и, следовательно, состав исходного ОВ, а также повышенная миграционная способность газовой фазы, которые предопределяют соотношение жидких и газообразных УВ в отдельных стратиграфических комплексах провинции.

В некоторых нефтегазоносных провинциях наблюдается также *латеральная (площадная) зональность*, т.е. зоны преимущественного газонакопления располагаются в центральных, наиболее погруженных частях впадин, а зоны преимущественного нефтенакопления тяготеют к ее бортам или приподнятым тектоническим элементам.

Фазовая зональность УВ обусловлена различным временем вхождения НГМП в зоны катагенеза. Исходя из этого верхняя часть осадочного чехла преимущественно газоносна, т.к. образование залежей в ней происходит под действием первой фазы переработки ОВ на стадии протокатагенеза (ПК). На глубине более 1500 м согласно этим представлениям преобладают нефтяные скопления (стадии катагенеза МК₁ – МК₃). На глубинах более 4500–5000 м вновь должны преобладать газовые скопления. Однако по целому ряду регионов мира установлено некоторые несоответствия этим закономерностям, что позволяет предположить более сложную природу формирования нефтяных и газовых скоплений и в целом фазовую зональность УВ.

В пространственном размещении зон преимущественного нефте- или газонакопления наряду с другими факторами значение имеет также повышенная диффузионная способность газообразных УВ по сравнению с нефтью. По мнению большинства исследователей, диффузионный фактор не может играть созидательную роль, а наоборот, способствует разрушению скоплений УВ.

Относительно высокий коэффициент диффузии газообразных УВ и повышенная их миграционная способность по сравнению с жидкими УВ в ряде случаев приводит к дегазации недр, обуславливая тем самым формирование зон преимущественного нефтенакопления, что в действительности наблюдается в провинциях древних платформ.

Существенное значение при размещении зон нефте- и газонакопления имеет также качество покрышек (флюидоупоров). Вполне понятно, что плохие покрышки не способствуют сохранению скоплений газа и тем самым изменяют фазовое соотношение УВ вследствие дегазации недр. В большинстве случаев глубокие горизонты достаточно хорошо изолированы и наличие в них аномально высоких пластовых давлений свидетельствует о сохранности первичного соотношения жидких и газообразных УВ.

15.5. Закономерности зонального размещения скоплений преимущественно нефти или газа на примере Предкавказско-Мангышлакской нефтегазоносной провинции

Предкавказско-Мангышлакская нефтегазоносная провинция, приурочена к эпипалеозойской Скифской плите, характеризуется, как и подавляющее большинство провинций молодых платформ, преимущественным развитием газовых скоплений. Учитывая достаточно хорошую изученность Предкавказской провинции до глубины 4,5 км, можно предполагать, что новые открытия вряд ли существенно изменят современную картину размещения жидкой и газообразной фаз УВ. Прежде всего, здесь намечается тенденция роста с глубиной запасов нефти. Максимум около 83 % жидкой фазы УВ Скифской плиты приурочен к глубинам 2,5–3,5 км. Далее в интервалах глубин 3,5–4 км и свыше 4 км сосредоточено 9,4 и 1,4 % запасов нефти. По-видимому, эти цифры в значительной мере объясняются недостаточной изученностью бурением глубин свыше 3,5 км

В распределении запасов газа намечаются два максимума: один (34 % запасов газообразных УВ Скифской плиты) в интервале глубин от 0,5 до 1 км и второй (около 38 %) на глубинах 2,5–3,5 км, обусловленный главным образом наличием газоконденсатных залежей.

Анализ распределения запасов нефти по глубинам и размещения их по крупным тектоническим элементам показывает, что почти 80 % запасов Скифской плиты приурочено к нижнемеловому

комплексу и размещаются в восточной части плиты (Терско-Кумская впадина).

В пространственном размещении скоплений нефти и газа на Скифской плите также наблюдается четко выраженная геоструктурная зональность. Залежи нефти в Восточном Предкавказье (Терско-Кумская впадина), почти сухой газ в Центральном Предкавказье (Ставропольский свод) и газоконденсат в Западном Предкавказье (Азово-Кубанская и Восточно-Кубанская впадины). Газоносность Ставропольского свода связана в основном с отложениями палеогена, Азово-Кубанской и Восточно-Кубанской впадин – с нижнемеловой толщей. Таким образом, различный состав исходного ОВ в сочетании с палеотермобарическими условиями предопределил в пределах Скифской плиты особенности геоструктурной зональности в размещении скоплений УВ.

Существенное влияние на пространственное размещение зон преимущественного нефте- и газонакопления оказали также процессы миграции и аккумуляции УВ. Так, например, в пределах Ставропольского свода к наиболее приподнятым участкам приурочены зоны исключительного газонакопления, на склонах свода появляются газонефтяные залежи, а в погруженных тектонических элементах, обрамляющих свод, обнаружены и нефтяные скопления. Такое распределение залежей нефти и газа, противоречащее принципу дифференциального улавливания, довольно часто присуще молодым платформам и объясняется специфическими условиями миграции и аккумуляции газообразной и жидкой фаз УВ.

Аналогичные закономерности в распределении скоплений нефти и газа намечаются в среднеазиатской части эпигерцинской платформы в пределах Центрально-Каракумского свода, являющегося структурным аналогом Ставропольского свода Предкавказья.

Вывод. Таким образом, наибольшие запасы как жидких, так и газообразных УВ в настоящее время приурочены к глубинам до 3 км. Этот факт можно в какой-то мере объяснить малой изученностью глубин свыше 3 км. Данные М. Хэлбути показывают, что с увеличением степени изученности глубин от 2 до 4 км число открытий крупных местоскоплений нефти и газа также растет.

Однако объяснить эту закономерность только недостаточной изученностью больших глубин, видимо, нельзя, так как в ряде нефтегазоносных провинций глубины до 4,5 км, как в России, так и за рубежом достаточно хорошо изучены, но, тем не менее, эта закономерность сохраняется.

По-видимому, глубины до 3 км оптимальны для формирования крупных местоскоплений нефти и газа (в особенности нефти). Нефтегазоматеринские толщи, содержащие сапропелевое ОВ, реализуют на глубинах 2–4 км свои потенциальные возможности генерировать главным образом нефть. Глубина залегания скоплений УВ контролируется, прежде всего, геотермическим градиентом и при температуре до 200 °С возможность существования жидкой фазы УВ уже доказана эмпирически.

Промышленные скопления газообразных УВ могут быть обнаружены на глубинах, где температура не превышает 300 °С. Такие температуры в зависимости от геотермического градиента возможны в разных регионах на различных глубинах.

Итак, перспективы больших глубин с точки зрения возможности обнаружения не только газовых и газоконденсатных, но и нефтяных скоплений вполне реальны.

Вопросы для самопроверки

1. Проведите анализ закономерности пространственного размещения скоплений нефти и газа в земной коре
2. Охарактеризуйте вертикальную (глубинную) зональность
3. В чем выражается геоструктурная зональность?
4. В чем выражается литолого-стратиграфическая зональность?
5. Расскажите о закономерностях зонального размещения скоплений преимущественно нефти или газа на примере Предкавказско-Мангышлакской нефтегазоносной провинции

16. ПРЕОБРАЗОВАНИЕ НЕФТЕЙ И ГАЗОВ В НЕДРАХ. ЗАВИСИМОСТЬ СОСТАВА НЕФТЕЙ ОТ ГЕОЛОГО-ГЕОХИМИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ

План

16.1. Возраст вмещающих отложений.

16.2. Глубина залегания.

16.3. Литологические и гидрогеологические условия.

16.4. Температурные условия.

16.5. Геохимические процессы изменения и превращения нефтей.

16.6. Геохимические закономерности распределения разных по составу газов в залежах.

16.1. Возраст вмещающих отложений

Зависимость некоторых свойств нефтей (плотности, выхода бензина, содержания твердых углеводородов, оптической активности) от возраста вмещающих отложений следующая: от палеозоя через мезозой к кайнозою увеличиваются плотность и оптическая активность нефтей, уменьшаются выход бензина и содержание твердых углеводородов.

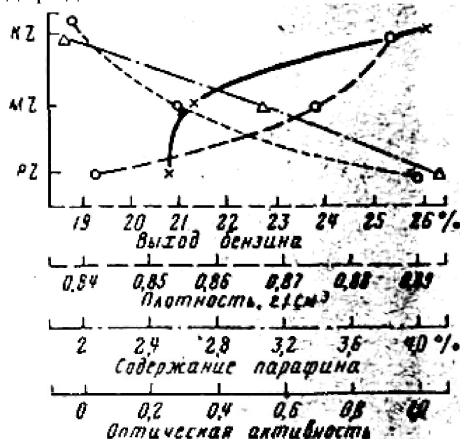


Рис. 16.1. Зависимость свойств нефтей от возраста вмещающих отложений (по Я. В. Вассоевичу и Г. А. Амосову)

Такая зависимость свойств нефтей, отражающих их состав, от возраста выявляется лишь при учете очень большого числа нефтей и только для наиболее крупных стратиграфических единиц – групп; при рассмотрении же систем, а также отдельных областей, районов, месторождений и т. п. она затушевывается влиянием других факторов.

Наибольший интерес представляет зависимость углеводородного состава нефтей от возраста. Содержание парафинов возрастает от кайнозоя к палеозою, а количество наftenов снижается. Изменения содержания аренов менее определены. Отношение наftenов и парафинов в нефтях и бензинах снижается от кайнозоя к палеозою.

Помимо содержания и соотношения в нефтях трех главных классов углеводородов значительный интерес для геохимии представляют также количественные соотношения между нормальными и разветвленными парафинами, внутри группы моноароматических углеводородов и некоторые другие.

Содержание нормальных парафинов и количественные отношения их к разветвленным изомерам имеют тенденцию к росту с увеличением возраста нефти.

С увеличением возраста наблюдаются следующие изменения углеводородного состава нефтей:

- 1) увеличение содержания парафинов, уменьшение наftenов, а, следовательно, (при отсутствии значительных изменений в содержании ароматических углеводородов), общее снижение цикличности (для нефтей и бензинов);
- 2) увеличение содержания нормальных парафинов за счет изомеров;
- 3) увеличение содержания более простых нормальных парафинов за счет более сложных.

В ряде областей наблюдаются некоторые зависимости от возраста и других показателей состава нефтей. В таких случаях нельзя отделить связь с возрастом от связи с глубиной залегания. Кроме того, в пределах сравнительно узких стратиграфических диапазонов часто нельзя отождествлять возраст вмещающих отложений с возрастом нефтей ввиду вероятности миграции.

Некоторые закономерности характеризуют зависимость от возраста изотопного состава нефтей, в частности изотопного состава углерода и серы в нефтях. Так, с увеличением геологического возраста в нефтях неуклонно (если исключить триас) возрастает содержание более легкого изотопа углерода. Чем древнее горизонт, тем больше изотопа ^{34}S содержат нефти, отклонение наблюдается лишь для меловых нефтей. Изменения изотопного состава с геологическим возрастом наблюдаются и для водорода, входящего в состав компонентов нефтей.

16.2. Глубина залегания

Зависимость состава нефтей от глубины залегания обнаруживается как при рассмотрении разрезов отдельных месторождений, так и по обобщенным данным.

С увеличением глубины залегания наблюдается:

- 1) уменьшение плотности нефтей;
- 2) увеличение содержания в нефтях легких фракций;
- 3) снижение цикличности углеводородного состава нефтей (отношения между нафтенами и парафинами);
- 4) повышение содержания ароматических углеводородов в легких фракциях нефтей и некоторые другие изменения.

Нетрудно видеть, что изменения состава нефтей в зависимости от возраста и глубины залегания почти одинаковы. Возникает вопрос, в чем сущность влияния возраста и глубины залегания? Ведь, вообще говоря, под зависимостью от возраста могут скрываться различные явления, например, эволюция органического мира, поставляющего «сырье» для нефтеобразования, процессы «созревания» или «старения» нефтей и т.п. Влияние глубин залегания может заключаться в действии температурного фактора, а также различий в условиях окисления или вообще гипергенного изменения нефтей. Прежде чем перейти к рассмотрению этих вопросов, следует остановиться на зависимости состава нефтей от литологических и гидрогеологических условий.

16.3. Литологические и гидрогеологические условия

Существование зависимости углеводородного состава нефтей от состава вмещающих пород до сих пор не доказано, если не считать зависимости от состава органического вещества пород, а также от сульфатности пород, о чем сказано ниже. Если зависимость от минерального состава глин и глинистых фракций песчано-алевритовых пород и будет прослежена, во всяком случае она не может иметь существенного значения.

Некоторое значение имеет зависимость состава нефтей от гидрогеологических условий. Роль гидрогеологических условий заметна в размещении высокосернистых нефтей. Исследование геолого-геохимических условий размещения в недрах высокосернистых нефтей в свое время привело к выводу, что эти нефти приурочены преимущественно к тем свитам, в которых происходит относительно интенсивная циркуляция вод, содержащих сульфаты, а также к районам, где выше по разрезу развиты сульфатные породы.

Однако имеются факты, свидетельствующие о том, что сернистость нефтей зависит в существенной мере и от некоторых других факторов, не связанных с гидрогеологией.

В целом, не литологические, не гидрогеологические факторы не являются первостепенными при формировании состава нефтей.

16.4. Температурные условия

Как известно, зависимость состава нефтей от глубин залегания может быть результатом влияния главным образом температурного фактора. Зависимость состава нефтей от возраста тоже можно отчасти рассматривать как влияние древних температур. Есть и другие косвенные свидетельства роли температурного фактора.

В районах с особо интенсивной дислоцированностью и заметным региональным метаморфизмом пород (например, Карпатская, Апеннинская нефтеносные провинции) наблюдаются значительная однородность состава нефтей, слабая зависимость его от глубины залегания, небольшие плотности нефтей, высокая парафинистость.

По ряду исследований выявляется связь состава нефтей с геотермическими условиями, которые могут в какой-то мере зависеть

от дислокаций осадочной толщи, но могут также в значительно большей степени определяться возрастом и характером фундамента, и другими факторами.

Для характеристики геолого-геохимических условий формирования и изменения состава нефтей используют параметр, непосредственно включающий температуру. Такой параметр «геохронотерма», представляет собой произведение возраста (млн. лет) на температуру пласта ($^{\circ}\text{C}$), деленное на 100, был предложен А. Н. Резниковым и А. А. Карцевым.

Возникают сомнения в том, что современная температура отражает условия, испытанные нефтью на протяжении всей ее истории, в том числе максимальные температуры, действию которых подвергалась нефть в прошлом (а они-то и имеют главное значение). Эти сомнения имеют основание, однако данный пробел в значительной мере восполняется показателем возраста: в общем случае, чем древнее нефть, тем более вероятно, что в прошлом она испытала действие температур больших, чем современные. Разумеется, такое допущение возможно благодаря тому, что параметр в целом имеет лишь ориентировочное значение. Показатель возраста также приближителен. Кроме того, нельзя исключать влияния других процессов. Из всего этого следует, что связь геохронотерм с составом нефтей может быть только статистической. Несмотря на условность геохронотермы, этот показатель увязывается с составом нефтей самых различных районов и возрастов. Поэтому имеет смысл использовать его для сопоставления некоторых других, менее изученных, параметров состава нефтей целью выяснения направлений их изменений.

Однако температуры, испытанные породами и нефтями в прошлом, могли быть и много выше современных. Поэтому возникает вопрос о необходимости выяснения палеогеотермической характеристики условий формирования состава нефтей.

Палеогеотермическая характеристика. Наиболее надежным показателем палеотемператур и степени катагенетического преобразования осадочных пород общепризнанно считается в настоящее время отражательная способность витринита (ОСВ), входяще-

го в состав органических компонентов этих пород. Данный показатель хорошо увязывается с другими параметрами, характеризующими различные градации катагенеза. Следует учитывать, что по витриниту можно определять только максимальную палеотемпературу, испытанную породой, причем без характеристики длительности ее влияния. За последние годы, главным образом благодаря углепетрографическим исследованиям И. И. Аммосова и его сотрудников, получена довольно значительная информация по величинам отражательной способности витринита в нефтеносных отложениях ряда районов бывшего СССР. Эти данные можно использовать для характеристики степени катагенетических изменений, вмещающих залежи с нефтями разного состава.

При переходе от одной градации катагенеза к другой, в сторону все более глубокого катагенеза осадочных пород, или, что, то же самое, по мере роста максимальных палеотемператур, происходит закономерное изменение важнейших параметров химического состава нефтей. А именно, повышается доля парафинов в их составе, а в составе легких фракций – также частично и ароматических углеводородов; неуклонно снижается содержание нафтенов. Градациям, отвечающим наиболее глубоко зашедшему катагенезу вмещающих отложений, соответствуют уже только газовые залежи.

Прослеживаются закономерные соотношения между параметрами химического состава нефтей и продолжительностью катагенетических изменений. Так, с увеличением этой продолжительности намечается: 1) уменьшение отношения содержания нафтен и парафинов; 2) уменьшение отношения содержания циклических углеводородов и парафинов (эти две закономерности – для дистиллятных фракций нефтей в целом); 3) увеличение отношения суммы аренов и парафинов к нафтенам в лигроиновой фракции. Первое и второе изменения состава прослеживаются, но максимальным значениям, а третье – по минимальным.

С увеличением как максимальных палеотемператур, так и длительности катагенетических изменений наблюдается относительный рост содержания в нефтях парафиновых углеводородов.

16.5. Геохимические процессы изменения и превращения нефтей

Рассмотренные ранее геохимические закономерности размещения нефтей различного состава в недрах обусловлены определенными геохимическими процессами изменения и превращения, происходящими как с нефтеобразующими веществами в осадочных образованиях, так и с нефтями в залежах.

Среди природных процессов, формирующих и изменяющих состав нефтей, основное значение имеют: 1) термokatалитические превращения; 2) окисление; 3) осернение; 4) дифференциация (физическое фракционирование).

Термokatалитические превращения нефтей происходят в основном по мере погружения осадочных толщ с увеличением глубины залегания и температуры параллельно катагенезу вмещающих осадочных образований. Поэтому можно говорить о катагенетических изменениях нефтей.

Сущность термokatалитических превращений составляют изменения состава нефтей при отсутствии окислителей, обусловленные имеющимся запасом потенциальной химической энергии и активируемые повышенными температурами и природными катализаторами. При отсутствии катализаторов (частный случай) можно говорить просто о термических превращениях.

Изучение всех превращений нефтей включает термодинамический анализ, лабораторные эксперименты и исследование некоторых геохимических закономерностей размещения различных нефтей.

Таким образом, продуктами термokatалитических превращений ароматических углеводородов являются, с одной стороны, парафины и низшие ароматические углеводороды (бензол, толуол, ксилолы и т.п.), накапливающиеся преимущественно в бензиновых фракциях, с другой – высокоуглеродистые поликонденсированные молекулы, например, типа асфальтенов, плохо растворимые и вследствие этого выпадающие из нефти с образованием твердых минералов; в пределе последние могут дать графит.

Таким образом, все имеющиеся данные свидетельствуют, что термokatалитические превращения нефтей состоят преимуще-

ственно в перераспределении водорода и в переходе нефтей циклического состава в нефти алифатического состава, сопровождающемся образованием легких фракций и общим снижением плотности. При этом параллельно с преобладающим процессом разукрупнения молекул происходит в подчиненном количестве образование обедненных водородом крупных молекул, постепенно теряющих растворимость в смеси и переходящих в состав пород в виде высокоуглеродистых минералов.

Есть доказательства и того, что термокаталитические превращения нефтей продолжают в значительных масштабах в залежах.

В каждом отдельном месторождении изменения происходят в одном общем направлении, но в различной степени; следовательно, они вызваны процессами в залежах.

Термокаталитические превращения охватывают различные стадии существования нефтей: они начинаются до формирования нефтяных залежей и продолжают, пока нефть не исчезает, а остаются газ и твердые минералы углерода.

Окисление нефтей. Окисление нефтей является процессом, во многом противоположным термокаталитическим превращениям. Если термокаталитические превращения сопровождают погружение, катагенез вмещающих отложений, то окисление нефтей связано с геотектоническими движениями положительного знака и сопровождается гипергенные изменения вмещающих пород. Оно входит в число процессов гипергенеза.

Окисление нефтей в природе может происходить либо за счет свободного молекулярного кислорода (аэробное окисление), либо за счет связанного кислорода сульфатов и некоторых других соединений (анаэробное окисление). Аэробное окисление можно подразделить на окисление за счет кислорода воздуха и окисление за счет кислорода, растворенного в подземных водах. Анаэробное окисление различается, во-первых, по характеру соединения, в котором связан кислород (сульфаты, нитраты, окислы и др.), во-вторых, по признаку биохимического или абиохимического характера процесса.

Аэробное окисление нефтей ограничивается зоной, в пределах которой имеется молекулярный кислород (зона идиогипергенеза).

По мере движения в глубь литосферы количество растворенного в водах кислорода уменьшается; на глубине не более нескольких сотен метров он исчезает полностью: расходуется на окисление органических веществ, рассеянных в породах и водах, и связывается с различными минералами. Обычно предельные глубины, которых может достигать молекулярный кислород, много меньше указанных максимальных, а вообще они зависят от гидрогеологических и геохимических условий. Промышленная нефтеносность в зоне распространения растворенного кислорода имеет место лишь в очень редких случаях. Поэтому можно считать, что в изменении состава нефтей, наблюдаемых в промышленных скоплениях, аэробное окисление большой роли не играет. Оно действует в основном уже при полном разрушении нефтяных скоплений и образовании из них залежей асфальтов и т.п.

На состав нефтей в промышленных залежах существенно может влиять анаэробное окисление. Необходимыми условиями анаэробного окисления нефтей служат: наличие способных к восстановлению кислородсодержащих веществ, главным образом сульфатов, и существование специфических бактерий. Пределы развития бактерий, насколько известно, определяются температурой 80–90 °С, минерализацией около 200 г/л и кислой реакцией вод. Если есть окислители, окисление углеводородов, вообще говоря, энергетически эффективно.

Чрезвычайно важный факт влияния окислительных процессов на состав нефтей представляет собой существование в очень многих залежах у контакта с водами слоя (пленки) очень плотной нефти или асфальтоподобного вещества (мальта, асфальт). Химическое влияние вод при наличии такого слоя на всю залежь трудно представить.

Осернение нефтей. Значение процессов осернения нефтей и вообще особенностей происхождения сернистых нефтей должно быть понятным уже из того, что в настоящее время более 2/3 мировой добычи нефти составляют нефти с содержанием серы выше 0,5 %.

Процессы, ведущие к появлению серы в нефтях, можно разделить на процессы собственно осернения нефтей, т.е. внедрения серы в уже «готовые» нефти в залежах и коллекторах, и на процес-

сы осернения исходных нефтеобразующих органических веществ еще в придонных водах бассейнов седиментации и в осадках при раннем диагенезе. Однако в обоих случаях осернение органических соединений имеет сходный характер и происходит за счет серы сульфатов.

Характер явлений, происходящих при внедрении серы в молекулы углеводородов и других природных органических соединений, еще не вполне ясен.

Таким образом, есть веские основания и в пользу первичности, и в пользу вторичности серы в сернистых нефтях. Повидимому, в одних случаях более вероятна первая точка зрения, в других – вторая. Однако вопрос о формировании состава сернистых нефтей еще нельзя считать решенным: он заслуживает дальнейшего всестороннего изучения.

Дифференциация нефтей вне залежей. В ряде районов намечается связь между размещением в недрах различных по составу нефтей и направлением латеральной миграции, формирующей залежи. По вероятному направлению миграции нефти становятся более плотными, в них увеличивается содержание нафтенных, а в бензинах уменьшается содержание парафиновых и ароматических углеводородов.

Влияние вертикальной миграции нефти, происходящей преимущественно по трещинам в струйной форме, бывает различным, в связи с тем, что иногда она достигает атмосферы, а иногда не достигает. В первом случае по направлению миграции может наблюдаться уплотнение нефтей, особенно расположенных в непосредственной близости от каналов миграции.

Связь состава нефтей с направлением вертикальной миграции констатируется лишь как исключение, нарушающее основные геохимические закономерности.

Дифференциация нефтей внутри залежей. Там, где дифференциация прослеживается, в большинстве случаев наблюдается увеличение плотности (также и оптической плотности) нефтей с глубиной (положительный пластовый градиент плотности нефти), т.е. эта закономерность противоположна той, которая установлена для разрезных многопластовых месторождений.

Основной причиной изменения нефтей внутри залежей по всей ее высоте служит процесс гравитационной дифференциации (расслоения) нефтей. Его существование доказывается следующими фактами: 1) зависимостью степени дифференциации нефти от высоты залежи; 2) различным характером изменений нефти внутри залежи и вблизи водяного контакта; 3) случаями «ступенчатой» дифференциации нефти при сложной форме нефтеносного пласта и др. Подобно разделению (расслоению) газа, нефти и воды в пласте происходит расслоение по плотности и внутри нефтяной залежи. Большая часть смолистых веществ (иногда, по-видимому, и твердых углеводородов) скапливается внизу нефтяной залежи, а большая часть легких фракций – вверх.

При физической дифференциации меняются фракционный состав нефтей, содержание смол, общие свойства, но не химический состав узких фракций.

Продуктами физической дифференциации нефтей отчасти являются и такие образования, как газоконденсаты и озокериты.

16.6. Геохимические закономерности распределения разных по составу газов в залежах

Для газов, так же как и для нефтей, устанавливаются определенные закономерности изменения в пространстве, хотя изучены они пока сравнительно слабо.

Некоторые различия в составе газов наблюдаются внутри отдельных залежей. Так, в некоторых газовых залежах, например в Каневском месторождении, в одних частях залежи преобладает метан, в других – азот. Больше неоднородностей в составе газов выявляется в газонефтяных залежах. В гигантской газонефтяной (со значительным преобладанием газов) залежи Пан-хэндл-Амарилло отмечается обогащение азотом и сероводородом участка, контактирующего с пластовыми водами.

По данным А. Н. Резникова, в ряде газовых залежей (на Кубани) четко прослеживается гравитационная дифференциация газов, аналогичная таковой для нефтей: книзу растет жирность газов, причем тем больше, чем больше высота залежи.

В ряде газонефтяных залежей также в нефтяной части книзу растет жирность растворенных в нефти газов. Например, в Чусовском месторождении от верхней части массивной нефтяной залежи к ее нижней части относительное содержание в газах метана падает в связи с ростом содержания его гомологов. В некоторых залежах, например в Ишимбайском месторождении, наоборот, наиболее сухие газы находятся в периферийных частях, вблизи водонефтяного контакта.

Значительно больший интерес представляют изменения состава газов по разрезам.

Если говорить о зависимости состава газов от возраста, то следует отметить тенденцию роста жирности газов, т. е. рост содержания гомологов метана относительно самого метана, с увеличением возраста. Кроме того, есть некоторые признаки уменьшения с возрастом концентрации углекислого газа, и наоборот, роста содержания азота.

Так, на месторождении Газли заметить неуклонное возрастание жирности газа вниз по разрезу (с увеличением глубины залегания). Данная закономерность вряд ли может связываться с возрастом, так как все горизонты находятся в пределах меловой системы.

Для газов газонефтяных залежей выявление газохимических закономерностей в значительной степени затрудняется неоднородностью условий отбора и различиями физических условий в пластах. Определенное влияние на химический состав газов газонефтяных залежей оказывает также характер контактирующих с этими газами нефтей.

По разрезам многопластовых месторождений вниз газы газонефтяных залежей становятся обычно жирнее. Зависимость подобного рода объясняется изменением нефтей – увеличением содержания в них низших парафинов; вероятно, влияют и другие факторы. Иногда наблюдаются изменения и противоположного характера – вниз по разрезу увеличивается сухость попутных газов. Вероятно, такие явления характеризуют месторождения, где нефти либо существенно не изменяются по разрезу, либо очень богаты легкими парафинами.

В ряде случаев вырисовывается закономерное изменение с возрастом и глубиной отношений нормальных углеводородов к разветвленным: нормального бутана к изобутану, нормального пентана к изопентану (аналогичное наблюдаемому для высших гомологов, относящихся к углеводородам нефтей. Следует отметить, что как в этом, так и в других подобных случаях приходится, возможно, иметь дело с влиянием не столько фактора возраста, сколько фактора глубины залегания (и, следовательно, температуры).

Если рассмотреть закономерность изменения сухости газов, то можно заметить увеличение сухости газов прослеживается от погруженных к приподнятым участкам, что, вероятно, соответствует направлениям миграции газов и нефтей. Сходные закономерности наблюдаются также и в других местах.

В последнее время проведены наблюдения и накоплено уже много данных по распределению изотопов углерода в природных газах. Наибольшим изменениям изотопного состава углерода, по сравнению с другими компонентами, подвержен метан, в этом отношении он представляет наибольший интерес.

Более новые и полные данные (Э. М. Галимов, В. С. Лебедев) в общем подтверждают эту картину.

Состав углерода метана, растворенного в подземных водах и нефтях, не выходит за пределы, известные для газовых залежей. Можно заметить, что изотопный состав метана становится «легче» с ростом сухости газа, т.е. с увеличением содержания метана в газе. Эту закономерность У. Коломбо, Ф. Газзарини и др. объясняют фракционированием изотопов при миграции, что подтверждается специально поставленными ими экспериментами. С погружением пород величины изотопа ^{13}C возрастают, следовательно, по вероятным направлениям миграции газа изотопный состав углерода меняется в сторону увеличения доли легкого изотопа.

Однако по более новым данным содержание легкого изотопа углерода относительно уменьшается с увеличением глубины залегания углеводородных газов, в том числе и в пределах разновозрастных отложений.

По В. С. Лебедеву, наблюдающаяся картина объясняется тем, что в верхних горизонтах (до 1,5 км) велика доля метана биохимического происхождения, с большим содержанием ^{12}C , а глубже 4 км доля ^{13}C уменьшается заметно за счет кинетического эффекта при термокаталитическом распаде углеводородов (высших).

А. А. Карцевым (1954) была предложена геохимическая классификация газов нефтяных месторождений (не охватывающая газы чисто газовых залежей).

Таблица 16.1

Геохимическая классификация газов газонефтяных залежей,
по А. А. Карцеву (1954)

Класс	Состав газов, %					Геологическая принадлежность типичных представителей
1. Углеводородный сухой	C_nH_m	CH_4	$\text{C}_2\text{H}_6 +$	CO_2	N_2	Приобье, Мангышлак, Галф-Кост, Скалистые Горы и пр.
2. Углеводородный жирный	>95	>75	<25	<5	<5	Грозненский район
3. Углекислый сухой	>95	<75	>25	<5	<5	Азербайджан, Калифорния, Мексика
4. Углекислый жирный	<95	25-95	<25	>5	<5	Южная часть Мексика
5. Азотистый сухой	<95	<75	25-75	>5	<5	Северо-Американская платформа
6. Азотистый жирный	<95	25-95	<25	<5	>5	Волго-Уральская провинция, Пермский бассейн США

Несмотря на весьма условный выбор градаций между классами, а также названий классов (например, к «углекислому» классу относятся газы, содержащие всего 6 % углекислого газа), классификация может считаться геохимической, так как отражает наличие связей между химическими и геологическими показателями.

Некоторые авторы, например В. И. Ермаков, обращают внимание также на соотношения между различными гомологами метана: между этаном и более сложными углеводородами и др.

Вывод. Нефть – это не один минеральный вид, а целое семейство минералов (минералоидов), связанных постепенными переходами. Различия в составе наблюдаются как между нефтями из разных нефтеносных провинций, так и между нефтями из соседних районов, из разных пластов одного месторождения и даже из разных частей одной залежи;

Все эти природные различия подчинены определенным закономерностям – геохимическим закономерностям размещения нефтей разного состава в недрах.

Причины разнообразия нефтей в природе сводятся к различиям исходных нефтематеринских веществ и процессам изменений и превращений нефтей в недрах.

Состав нефтей, образующих залежи, является результатом суммарного эффекта разнообразных процессов превращений, происходивших на всем протяжении истории вещества нефтей начиная со стадии родоначальных организмов, т.е. различия нефтей в залежах частично унаследованы от более ранних этапов превращений, в первую очередь от автохтонных органических веществ в породах.

Геохимические закономерности размещения нефтей разного состава в основном сводятся к зависимостям состава, нефтей от геолого-геохимических условий их нахождения (в прошлом и настоящем): возраста, глубины залегания, литологических, гидро-геологических и некоторых других условий.

Для газов, так же как и для нефтей, устанавливаются определенные закономерности изменения в пространстве, хотя изучены они пока сравнительно слабо.

Вопросы для самопроверки

1. Как изменяются состав и свойства нефти, в зависимости от возраста вмещающих отложений?
2. Как изменяются состав и свойства нефти, в зависимости от глубины залегания?

3. В чем сходство и различие изменения состав и свойства нефти, в зависимости от глубины залегания и возраста вмещающих отложений?

4. Значительно ли влияют литологические и гидрогеологические условия на состав и свойства нефти?

5. Расскажите о термokatалитических превращениях нефтей.

6. Что такое осернение нефтей?

7. Как изменяются состав и свойства газа с увеличением глубины залегания?

17. ФОРМИРОВАНИЯ ЗОН КОНЦЕНТРАЦИИ НАИБОЛЬШИХ РЕСУРСОВ НЕФТИ И ГАЗА

План

17.1. Геологические условия формирования зон концентрации наибольших ресурсов нефти и газа.

17.2. Основные закономерности размещения зон концентрации наибольших ресурсов нефти и газа.

17.1. Геологические условия формирования зон концентрации наибольших ресурсов нефти и газа

Одна из характерных особенностей размещения выявленных запасов нефти и газа в литосфере – крайне неравномерное распределение их как по континентам, так и в пределах каждой НГП. На всех континентах и во всех нефегазоносных провинциях большая часть выявленных запасов нефти и газа в большинстве случаев сосредоточена в пределах очень небольшого количества крупных зон нефте- и газонакопления.

Анализ региональных геологических условий размещения зон концентрации относительно максимальных запасов нефти и газа показывает, что формирование их обусловливается совокупностью ряда факторов при теснейшей их взаимосвязи во времени и пространстве.

1. Зоны относительно максимальных концентраций скоплений нефти и газа формируются в тех частях палеобассейнов седиментации, которые представляли собой палеовпадины значительных размеров, испытывавшие в течение рассматриваемого и последующих отрезков времени геологической истории устойчивое прогибание с относительно высокими скоростями.

В некоторых случаях зоны концентрации максимальных ресурсов УВ бывают приурочены к палеосводам и палеомегавалам конседиментационного происхождения, которые в соответствующие этапы геотектонического развития палеобассейнов седиментации представляли собой области сравнительно более замедлен-

ного прогибания по отношению к примыкающим к ним частям крупных палеовпадин, отличающимся значительно большей амплитудой прогибания.

Наблюдается теснейшая зависимость запасов нефти и газа в пределах палеовпадины от ее площади и от мощности каждого рассматриваемого регионально нефтегазонасного комплекса, к которому приурочены скопления нефти и газа.

2. Накопление осадков с повышенным содержанием исходного ОВ в указанных палеовпадинах происходит в субаквальной среде с анаэробной геохимической обстановкой на фоне устойчивого и интенсивного прогибания. При этом амплитуды прогибания в каждый рассматриваемый отрезок времени накопления осадков данного комплекса и в последующие эпохи были достаточными для создания термодинамических условий, необходимых для преобразования и последующей миграции нефти и газа из нефтегазопродуцирующих комплексов в коллекторы.

3. Потенциально нефтегазоматеринские и нефтегазогенерирующие комплексы пород, которые имеются в разрезе осадочных образований, могут быть представлены как терригенными, так и карбонатными отложениями, характеризовавшимися достаточно обильным накоплением исходного для образования УВ органического вещества.

Газопродуцирующие комплексы отложений в отличие от нефтегазопродуцирующих в отдельных случаях могут быть приурочены и к угленосным формациям континентального происхождения. Поэтому при прогнозировании газонасности недр, в том числе перспектив открытия крупных зон преимущественно газонакопления, в качестве возможно газопродуцирующих комплексов наряду с терригенными и карбонатными образованиями могут рассматриваться также отложения угленосной формации континентального происхождения.

4. Разрез этих осадочных образований содержит: а) толщи песчаных или карбонатных пород с хорошими коллекторскими (емкостными и фильтрационными) свойствами и значительной мощностью коллектора; б) толщи практически газонефтепрони-

цаемых пород-покрышек, обеспечивающие сохранность сформировавшихся скоплений нефти и газа от процессов разрушения в последующие этапы геологической истории.

Установлено, что наличием пород-покрышек, условиями их распространения в разрезе и пространстве, литологическим и минералогическим составом, структурно-текстурными особенностями, мощностью и глубиной их залегания предопределяются не только сохранность скоплений УВ в природном резервуаре, но и формирование самостоятельных нефтегазоносных этажей в разрезе осадочных образований исследуемой территории и особенности распределения значительных скоплений УВ в каждом нефтегазоносном этаже.

5. Наличие, в пределах рассматриваемых палеовпадин, крупных региональных ловушек структурного, литологического или литолого-стратиграфического типов со значительной амплитудой поднятия (высоты) над погружающимися районами впадин и прогибов, формирование и размещение которых происходили в палеотектонических условиях, благоприятных для аккумуляции значительных скоплений нефти и газа.

Для образования зон нефтегазонакопления рассматриваемой группы наиболее благоприятны при прочих равных условиях ловушки, формировавшиеся в течение отрезка геологического времени, когда происходило накопление потенциально нефтегазопродуцирующих отложений, или вскоре после него, а в последующем развивающихся без раскрытия и в условиях палеогидрогеологической закрытости.

6. Наличие территорий, которые в течение рассматриваемого отрезка геологического времени характеризовались сравнительно более высокими параметрами палеогеотермического градиента и повышенным тепловым потоком Земли.

7. Формирование зон максимальных концентраций запасов нефти и газа происходит в тех частях палеовпадин, где в течение исследуемого этапа геологической истории: а) развивался преимущественно элизионный (седиментационный) палеогидрогеологический цикл; б) имелись благоприятные палеоструктурные условия,

способствовавшие движению пластовых и трещинных вод и растворенных в них УВ в направлении региональных ловушек.

8. Сформировавшиеся зоны накопления нефти и газа, в том числе максимальных их концентраций, в определенных палеотектонических условиях подвергаются разрушению или же перераспределяются в разрезе и пространстве.

Сохранность скоплений нефти и газа, в том числе крупных и сверхкрупных, от процессов разрушения в значительной степени зависит от палеогидрогеологических и палеогидродинамических условий их существования с начала формирования в течение всех последующих этапов геологической истории рассматриваемой территории. Скопления УВ находятся в постоянном контакте с пластовыми водами и, попадая в зону активного водообмена в фазы развития восходящих движений, подвергаются разрушительному воздействию со стороны этих вод. При достаточно интенсивном движении пластовых вод газовые залежи могут полностью разрушаться за счет постепенного поглощения газа все новыми поступающими порциями воды и уноса его в растворенном состоянии из залежи.

Для сохранности скоплений УВ наиболее благоприятно существование в разрезе относительно застойного гидрогеологического режима, обеспечивающего отсутствие водообмена в продуктивном пласте.

9. Зоны максимальных концентраций запасов нефти и газа в связи с периодичностью возникновения и развития процессов нефтегазообразования и нефтегазонакопления могут быть приурочены к нескольким самостоятельным нефтегазоносным этажам. При этом ареалы концентрации наибольших запасов УВ в различных литолого-стратиграфических подразделениях отдельных нефтегазоносных этажей могут быть пространственно смещены, если в соответствующие отрезки геологического времени произошли изменения направленности и режима тектонических вертикально-колебательных движений. Поэтому надежное научно обоснованное прогнозирование значительных зон нефтегазонакопления, приуроченных к различным литолого-стратиграфическим комплексам отложений, возможно только на основе тщатель-

ного изучения палеотектоники каждого изучаемого отрезка времени геологической истории.

Из сказанного следует, что надежное прогнозирование районов возможного нахождения зон концентрации максимальных скоплений нефти и газа можно обеспечить только при комплексном изучении и интеграции всех перечисленных факторов в геолого-историческом плане.

17.2. Основные закономерности размещения зон концентрации наибольших ресурсов нефти и газа

Комплексный анализ условий размещения скоплений нефти и газа в различных геологических условиях континентов и акваторий свидетельствует о том, что формирование скоплений углеводородов в осадочном чехле обуславливалось совокупностью генетических связей, что, в конечном счете, и предопределяло закономерности их размещения по площади и разрезу.

Основные из них следующие:

1. Скопления нефти и газа в разрезе литосферы распределены неравномерно. В пределах каждой нефтегазоносной провинции в разрезе осадочных образований выделяются один или несколько литолого-стратиграфических комплексов, которые характеризуются региональной нефтегазоносностью на обширных территориях, охватывающих нередко всю нефтегазоносную провинцию или несколько нефтегазоносных областей, и содержат абсолютно большую часть ресурсов нефти и газа рассматриваемой провинции.

2. Регионально нефтегазоносные отложения могут быть представлены терригенными, карбонатными и смешанными терригенно-карбонатными образованиями морского, лагунного и континентального происхождения, накопление которых происходило в субаквальной среде с анаэробной геохимической обстановкой на фоне относительно устойчивого прогибания бассейна седиментации. В отдельных нефтегазоносных провинциях регионально газоносные отложения могут образоваться как в субаквальной анаэробной среде, так и в угленосных формациях континентального происхождения.

3. Количество эпох (циклов) регионального нефтегазообразования и нефтегазонакопления в пределах отдельных нефтегазоносных провинций неодинаково и тесно связано с режимом и направленностью тектонических движений крупных геоструктурных элементов в каждый рассматриваемый отрезок геологического времени. Периодичность и региональный характер процесса нефтегазообразования и нефтегазонакопления обуславливают наличие в разрезе осадочных образований каждой нефтегазоносной провинции нескольких самостоятельных регионально нефтегазоносных комплексов, отделенных друг от друга толщами газонепроницаемых пород-покрышек.

4. Циклы (эпохи) регионального нефтегазообразования и нефтегазонакопления чередовались с отрезками времени, отличавшимися неблагоприятными условиями для развития этих процессов. В отложениях указанных отрезков геологического времени скопления нефти и газа или вовсе не встречаются или же имеют спорадический, вторичный, т.е. эпигенетический по отношению к вмещающим отложениям, характер.

5. В пределах каждой нефтегазоносной провинции регионально нефтегазоносные отложения, в большинстве случаев содержащие нефтегазопродуцирующие комплексы пород, сингенетичные по отношению к вмещающим их отложениям, формировались при наличии благоприятных палеогеографических условий (субаквальной среды с анаэробной геохимической обстановкой) в фазы развития преимущественно движений прогибания бассейна седиментации. В фазы же развития преимущественно движений воздымания в тех случаях, когда рассматриваемая область попадала в зону активного водообмена и воздействия процессов аэрации и химической денудации, местами происходило частичное, а иногда и полное разрушение ранее образовавшихся зон нефтегазонакопления.

6. Во многих нефтегазоносных провинциях отложения одних и тех же литолого-стратиграфических подразделений, которые накапливались в близких или даже одинаковых палеогеографических и палеогеохимических условиях, в одних областях регионально нефтегазоносны, а в других – нет. Региональная нефтегазонос-

ность их, как правило, связана с территориями, которые в течение соответствующего отрезка геологического времени испытывали прогибание с более или менее значительной амплитудой.

7. Области региональной нефтегазоносности в отложениях отдельных стратиграфических подразделений осадочных образований, как правило, приурочены к территориям, где:

а) осадки в течение данного геологического времени накапливались в субаквальной среде с анаэробной геохимической обстановкой в фазы развития движений прогибания. При этом амплитуды погружения во время накопления осадков рассматриваемого комплекса или в последующие эпохи были достаточны для создания термодинамических условий, необходимых для образования и последующей миграции нефтяных углеводородов из нефтематеринских комплексов в коллекторы;

б) в фазы развития восходящих движений, следующие за стадией прогибания, рассматриваемая часть разреза не попадала в зону активного водообмена и аэрации;

в) в строении регионально нефтегазоносного комплекса имеются отложения, характеризующиеся хорошими коллекторскими свойствами;

г) регионально нефтегазоносный комплекс перекрыт практически газонефте непроницаемыми породами с достаточной толщиной для обеспечения сохранности сформировавшихся скоплений нефти и газа от разрушения в последующие этапы геологической истории;

д) имеются соответствующие геоструктурные и литологические условия, необходимые для формирования различных типов скоплений углеводородов: структурного, литологического, стратиграфического и др.

Области региональной нефтегазоносности в отложениях различных стратиграфических подразделений в одних случаях совпадают, а в других оказываются территориально смещенными. Первые случаи имеют место, когда общая направленность и режим колебательных движений крупных геотектонических элементов, к которым приурочены исследуемые нефтегазоносные области, в течение рассматриваемых периодов были близки. В тех же случа-

ях, когда общая направленность и режим колебательных движений крупных геотектонических элементов в течение отдельных геологических периодов были неодинаковыми, области региональной нефтегазоносности отдельных литолого-стратиграфических комплексов пространственно смещены.

8. В земной коре не встречается единичных скоплений (залей и местоскоплений) нефти и газа, они группируются в зоны нефтегазонакопления, совокупность которых, в свою очередь, образует регионально нефтегазоносные области, которые объединяются в крупные нефтегазоносные провинции.

9. Выявленные запасы нефти и газа на всех континентах Земли пространственно и в разрезе литосферы распределены неравномерно. Абсолютно большая их доля в каждой нефтегазоносной провинции сосредоточена в пределах весьма ограниченного количества крупных и крупнейших зон нефтегазонакопления.

10. В палеотектоническом плане зоны концентрации наибольших запасов углеводородов приурочены к палеовпадинам, характеризовавшимся:

а) накоплением осадочных образований с повышенным содержанием органического вещества в субаквальной анаэробной среде на фоне устойчивого прогибания в течение рассматриваемого отрезка времени геологической истории;

б) наличием в разрезе осадочных образований нефтегазогенерировавших литолого-стратиграфических комплексов и мощных коллекторов с хорошими емкостными и фильтрационными свойствами, перекрытых толщами практически газонефте непроницаемых пород-покрышек, обеспечивающих сохранность сформировавшихся скоплений нефти и газа от процессов разрушения в последующие этапы их геологического развития;

в) наличием крупных по размерам региональных ловушек структурного, литологического и литолого-стратиграфического типов;

д) гидрогеологической закрытостью в течение всех последующих после образования скоплений нефти и газа отрезков времени геологической истории.

11. В осадочном чехле наблюдается зональность в размещении скоплений преимущественно нефти, преимущественно газа или же совместно нефти и газа. Она может быть вертикально-стратиграфической и геоструктурной.

Зональность в размещении скоплений преимущественно нефти или газа обуславливается:

а) составом исходного ОВ сапропелевого, гумусового или же смешанного гумусово-сапропелевого типа;

б) палеогеографическими и палеогеохимическими условиями накопления и захороненного ОВ в осадке;

в) характером и степенью метаморфизма исходного нефтегазоматеринского ОВ;

г) термобарическими условиями пребывания исходного органического вещества, УВ во вмещающих отложениях;

д) скоростью нарастания палеотемператур, воздействующих на ОВ в зонах активного нефтегазообразования;

е) палеотектоническими условиями бассейна седиментации, т.е. направленностью и режимом тектонических движений в течение рассматриваемого отрезка времени геологической истории исследуемого бассейна седиментации;

ж) условиями, способствующими или препятствующими вертикальной миграции жидких и газообразных углеводородов, в том числе наличием и особенностями распространения над нефтегазопродуцирующим комплексом практически газонефтепроницаемых толщ, пород-покрышек.

В зависимости от определенного сочетания перечисленных геологических, геохимических и термобарических факторов абсолютные величины глубины нахождения углеводородов в том или ином фазовом состоянии в разрезе осадочных образований платформенных и складчатых территорий могут колебаться в широких пределах.

Перечисленные выше закономерные связи распространения регионально нефтегазоносных территорий с определенными геоструктурными, палеотектоническими, палеогеографическими, литолого-фациальными и палеогидрогеологическими условиями характерны для всех без исключения нефтегазоносных регионов. Вследствие это-

го они могут рассматриваться как всеобщие закономерности размещения региональных скоплений УВ в литосфере и служить в совокупности теоретической основой их прогнозирования.

Вывод. Становление геологии нефти и газа как науки началось в основном с того времени, как исследователи обратили внимание на неравномерность размещения выявленных скоплений нефти и газа в осадочном чехле и приступили к исследованию различных факторов, обуславливающих эту неравномерность.

Изучение на первых этапах геологических, структурных (антиклинальная теория), а позднее палеогеологических, палеотектонических, литолого-фациальных, гидрогеологических, геохимических, термобарических и других условий формирования и размещения углеводородных скоплений дало возможность в настоящее время выявить главнейшие из них, определяющие развитие процессов нефтегазообразования и закономерности размещения скоплений нефти и газа в земной коре и сформулировать на этой основе теоретические принципы прогнозирования нефтегазоносности недр.

Вопросы для самопроверки

1. В каких частях палеобассейнов седиментации формируются зоны относительно максимальных концентраций скоплений нефти и газа?
2. В каких условиях происходит накопление осадков с повышенным содержанием исходного ОВ?
3. От чего зависит сохранность залежей?
4. Во многих нефтегазоносных провинциях отложения одних и тех же литолого-стратиграфических подразделений, которые накапливались в близких или даже одинаковых палеогеографических и палеогеохимических условиях, в одних областях регионально нефтегазоносны, а в других – нет. Почему?
5. Какие породы входят в состав региональных нефтегазоматеринских пород?
6. Чем обуславливается зональность в размещении скоплений преимущественно нефти или газа

18. ГЕОХИМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ПОИСКОВ НЕФТИ И ГАЗА

План

- 18.1. Диффузия и миграция углеводородов в покрывающие отложения.
- 18.2. Геохимические методы прогнозирования залежей нефти и газа.
- 18.3. Радиогеохимический метод поисков залежей УВ
- 18.4. Обоснование гидрогеохимического метода поисков залежей УВ и гидрогеохимические показатели нефтегазоносности.
- 18.5. Газовые критерии.
- 18.6. Обоснование битуминологического метода поисков залежей УВ и битуминологические показатели нефтегазоносности.
- 18.7. Газовый каротаж и газовая съемка по снегу.
- 18.8. Обоснование биогеохимического метода поисков залежей УВ и микробиологические показатели нефтегазоносности.
- 18.9. Взаимодействие УВГ с породами и водами при миграции и обоснование газогеохимического метода поисков залежей УВ.

18.1. Диффузия и миграция углеводородов в покрывающие отложения

Рассеяние УВ из залежей нефти и газа в отличие от их миграции при заполнении ловушек и формировании залежей характеризуется некоторыми важными особенностями.

1. Рассеяние УВ из залежей происходит в основном путем вертикальной (субвертикальной) миграции газообразных и частично парообразных компонентов по направлению к поверхности в отличие от преимущественно латеральной миграции УВ при образовании их скоплений.

2. Рассеяние УВ из залежей в покрывающие отложения происходит из постоянного источника при значительном перепаде давления и различных концентрациях УВ в залежах и в отложениях.

3. Мигрирующие из залежей УВ должны преодолевать при движении мощные глинистые и другие покрывающие экраны, обладающие свойствами которых обуславливают сохранность залежей в течение длительного геологического времени.

4. Миграция к поверхности происходит через отложения, которые представляют собой неоднократное сочетание пород-покрышек и пород-коллекторов, при этом преобладает движение микроколичеств низкомолекулярных (газообразных и частично парообразных) УВ. В период тектонической активности возможна миграция к поверхности по нарушениям нефти в целом, включая и высокомолекулярные ее компоненты, однако вследствие окисления нефти в зоне гипергенеза происходит сравнительно быстрая «закупорка» путей миграции.

Большой перепад давления от залежей вверх по разрезу обуславливает возможность протекания процессов фильтрации (микрофильтрации), а разница концентраций вызывает процессы самопроизвольного молекулярного перемещения УВ – диффузию в указанном направлении. В целом можно говорить о сложном субвертикальном диффузионно-фильтрационном массопереносе УВ и других компонентов из залежей нефти и газа, что является научной основой геохимических методов поиска углеводородных скоплений.

Для уяснения характера и роли фильтрации УВ из залежей следует учесть, что первым крупным препятствием для них являются покрышки или породы-флюидоупоры. Наиболее распространенными покрышками являются глины и каменная соль. Весь вышележащий разрез до самой поверхности состоит из пород с различными экранирующими и проводящими свойствами. Для низко проницаемых глинистых отложений они зависят от их минерального состава (соотношение содержания монтмориллонита и других глинистых минералов) и содержания песчано-алевритовых примесей. Степень герметичности глинистых пород-покрышек может быть ориентировочно оценена коэффициентом песчанистости (K_n) – отношением суммарной мощности песчано-алевритовых пропластков и глинистых. Чем выше значение K_n , тем при прочих равных условиях ниже экранирующая способность пород-покрышек.

Ослабленные зоны как пути миграции УВ появляются в глинистых породах из-за различий в их гранулометрическом составе и уплотнении при проявлении тектонических сил.

Таким образом, глинистые покрывки залежей нефти и газа и глинистые слои в покрывающих отложениях не являются непроницаемым экраном при миграции углеводородов из залежей посредством фильтрации.

В отличие от фильтрации жидкости и газа в пористой среде (по пласту), при миграции УВ из залежей вверх по разрезу речь может идти о процессе микрофильтрации по трещинам и зонам нарушений.

Фильтрационная проницаемость пород зависит от их литологического состава и физических свойств, мощности пород-коллекторов и покрывок. Фильтрация через породы-коллекторы происходит сравнительно легко, для фильтрации же через породы-покрывки весьма большое значение имеет их микротрещиноватость. С возрастанием глубины залегания и плотности пород их общая проницаемость снижается, но одновременно по мере удаления влаги увеличивается их трещиноватость. Следовательно, уплотненные породы не обязательно являются препятствием для процесса фильтрации УВГ. Аргиллиты, например, обычно характеризуются повышенной проницаемостью.

Весьма важен вопрос о возможности фильтрации УВГ через водонасыщенные глинистые отложения, находящиеся под большим давлением. Во-первых, глинистые породы обычно обладают определенным количеством сообщающихся пор. Во-вторых, при неоднократно повторяющихся в геологическое время этапах тектонической активности (после формирования залежей) оживляются существующие и возникают новые разрывные нарушения и зоны повышенной трещиноватости пород, создающие дополнительные пути для миграции УВ.

Таким образом, миграция углеводородов, особенно газообразных, посредством фильтрации является важным процессом образования микроскоплений УВ (аномалий) в покрывающих залежь отложениях. При этом наличие глинистых пород (составляющих около 50 % всех осадочных отложений) не является препятствием для указанного процесса. Можно допустить, что миграция происходит путем прорыва УВ через породы-покрывки путем струйной миграции и имеет местами пульсирующий характер. Повышенная тектоническая активность того или иного участка усиливает этот процесс.

О реальности рассматриваемых явлений свидетельствует частое образование газовых аномалий над месторождениями в приповерхностных горизонтах в зонах распространения тектонических нарушений и на участках повышенной трещиноватости пород.

Из сказанного не следует, что другой процесс перемещения УВ нефти и газа – диффузия – весьма ограничен. Диффузия вещества – это самопроизвольное его перемещение на молекулярном уровне по направлению уменьшения концентрации. Повышенной диффузионной способностью характеризуются газообразные компоненты. Следовательно, диффузия будет всегда сопровождать фильтрацию. Речь по существу идет о постоянно действующем факторе, связанном с миграцией УВ из залежей.

Так как диффузия – молекулярное перемещение вещества, то скорость данного процесса повышается с ростом температуры. Поэтому для зон с повышенным температурным градиентом диффузия УВ должна протекать более интенсивно. С другой стороны, с ростом давления сокращается средняя длина свободного пробега молекул, т.е. уменьшается скорость диффузии.

Диффузионная проницаемость пород зависит от их литологического состава и физических свойств, природы диффундирующих компонентов, воздействия процессов сорбции, растворения и пр.

В результате диффузионно-фильтрационного массопереноса УВ из залежи нефти и газа в покрывающих отложениях формируется так называемое поле аномальных концентраций УВ. Под аномалией подразумевается локальная часть поля концентраций, в пределах которой количественные и качественные характеристики углеводородов и связанных с ними компонентов существенно отличаются от нормальных. Количественная характеристика поля аномальных концентраций определяется контрастностью, т.е. отношением геохимических показателей, свойственных аномалии и фону.

В целом имеет место единый субвертикальный диффузионно-фильтрационный массоперенос УВ из залежей нефти и газа, однако в соответствии с особенностями геологических условий приближенно можно выделить два типа регионов – с относительным преобладанием либо фильтрационных, либо диффузионных явлений.

Преобладание фильтрационного массопереноса УВ наблюдается в районах с активным развитием элементов разрывной тектоники. Это складчатые территории и прилегающие к ним участки. На типично платформенных участках со слабым развитием процессов тектогенеза, при наличии в покрывающих залежь отложениях глинистых толщ большой мощности, значительную роль в субвертикальной миграции УВ, по-видимому, играют процессы диффузии. В целом воздействие геологических условий на миграционный поток УВ из залежей определяется совокупным и взаимосвязанным влиянием литологического, тектонического, гидрогеологического и термодинамического факторов.

При проведении поисковых работ в районах распространения региональных геохимических барьеров весьма важно учитывать особенности диффузионно-фильтрационного массопереноса УВГ. Это позволяет выяснить специфические и наиболее информативные поисковые геохимические показатели на различных уровнях разреза, ориентировочную глубину поискового зондирования и целесообразность его проведения в зоне, расположенной над барьером, получить в результате принципиальную схему районирования территории по условиям применимости геохимических поисков с использованием тех или иных критериев.

В связи с этим весьма важно получение информации об экранирующей и проводящей роли геохимических барьеров. Большое значение имеет изучение условий образования и характера углеводородного фона этих барьеров.

Геологические условия и наличие тех или иных литогеохимических барьеров в значительной мере обуславливают своеобразие процесса миграции УВ из залежей нефти и газа, как следствие – особенности поисковых критериев на различных уровнях разреза и методику полевых геохимических работ (глубину поискового зондирования, районирование по условиям применимости геохимических поисков и др.).

Углеводороды залежей, проникающие в верхние горизонты вследствие диффузионно-фильтрационного массопереноса, вступают во взаимодействие с породами и водами (физико-химичес-

кие, химические и биохимические процессы). Большое значение имеют явления сорбции и растворения. Часть УВ растворяется в водной составляющей пород, сорбируется минеральными компонентами, проникает в субкапилляры и микротрещины. В нижней геохимической зоне, где обычно отсутствует микрофлора, возможности их химического изменения практически исключены. Часть мигрирующих углеводородов в самых верхних горизонтах в результате химических процессов и бактериального воздействия подвергается разрушению и изменению, что может привести к аномальному накоплению продуктов их преобразования.

18.2. Геохимические методы прогнозирования залежей нефти и газа

На региональном уровне исследований рекомендуется составление следующих графических геохимических приложений.

1. Составление литолого-геохимических разрезов конкретных скважин с нанесением максимальной геолого-геохимической информации.

Обязательными параметрами являются следующие: содержание ОВ ($C_{орг}$), битумоидов (хлороформенного экстракта – ХБ и спирто-бензольного – СББ), типов битуминозных структур и текстур, степени битуминизации ОВ – коэффициент β , параметров – показателей катагенеза (например, данных пиролиза), данных о составе битумоида, керогена и т.д.

2. Составление сводного литолого-геохимического разреза.

3. Построение карт распределения геохимических параметров по отдельным горизонтам. Составлению таких карт должно обязательно предшествовать геохимическое картирование, включающее построение карт распределения $C_{орг}$ и некоторых других геохимических параметров: ХБ, битумоидного коэффициента β .

Подобные карты можно составлять по результатам массовых определений $C_{орг}$, ХБ, обязательно сопровождая их результатами детальных литолого-геохимических исследований опорных разрезов.

В качестве объекта геохимического картирования обычно принимается литолого-стратиграфический комплекс (чаще всего

свита). Выбор объекта определяют прежде всего задачи исследования (обычно это региональная нефтематеринская толща или покрывка), уровень исследования (бассейн, область, район, формация, часть формации).

1) карта распределения $C_{орг}$. В качестве основного картируемого параметра обычно берутся средневзвешенные содержания $C_{орг}$ на свиту или формацию, рассчитанные по толщине различных типов пород и соответствующей концентрацией в них $C_{орг}$.

Данные о генетическом типе ОВ наносятся на те же карты цветом, крапом или отдельным условным знаком. Обычно представляется возможным выделить хотя бы трех генетических типов рассеянного ОВ. Например, преимущественно сапропелевое, смешанное и преимущественно гумусовое (доля гумусовых компонентов составляет менее 10, 10–30, 30–50 и более 50 %). При специальных исследованиях строят отдельные карты типов ОВ. Информацию о генетическом типе ОВ также наносят на палеогеографические и палеофациальные карты. При наличии представительной информации по результатам пиролиза в качестве картируемого параметра берутся значения ТОС, водородного индекса и др.

2) карта распределения величины битумоидного коэффициента; $\beta = ХБ/C_{орг} \cdot 1000$ мг/г, где β – доля ХБ в ОВ, является важным показателем нефтематеринского потенциала пород. Величина β зависит от количества ОВ, его генетического типа, степени катагенетической преобразованности. Кроме того, на степень битуминизации влияют диагенетические особенностями преобразования ОВ, а также условия отдачи битуминозных компонентов. Карты распределения β строятся для выделенных литолого-стратиграфических комплексов в изолиниях.

3) карта катагенетической преобразованности рассеянного ОВ и вмещающих отложений. Установление степени катагенетической преобразованности ОВ и вмещающих пород обязательно для геохимических исследований во время нефтепоисковых работ для точного выявления местоположения очага нефтеобразования, вычисления объема нефтематеринских пород, находящихся в очаге в определенные этапы геологической истории. Такие карты строятся

для литолого-стратиграфических комплексов, нефтематеринских свит. Желательно, чтобы они были построены для тех подразделений, для которых есть информация о характере распределения ОВ и его генетическом типе, и строятся при помощи изореспленд (линий равных значений R° или R^a).

При недостаточном количестве данных по отражательной способности витринита на карте-схеме выделяются области распространения отложений с различной степенью катагенетической преобразованности. Если катагенез отложений определялся по комплексу других показателей, то это оговаривается в легенде, например, по техническому анализу углей, по физическим свойствам пород, по значениям $T_{\max}$, по данным пиролиза, по данным о составе фенантронов (R_c). Катагенетические карты также составляются и по несколько другому принципу, например, наносятся данные о степени преобразованности ОВ на определенном глубинном сре-зе (3, 4, 5 км) независимо от возраста. Построению предшествует составление катагенетических разрезов и профилей, графиков и т.д.

4) карты распределения нефтепродуктивности – количество жидких продуктов, эмигрировавших с 1 км² площади развития конкретной НМ толщи, а также общей нефтепродуктивности – количество жидких продуктов, эмигрировавших из всех НМ толщ бассейна или очага бассейна.

4. Составление прогнозных карт распределения геологических ресурсов, определенных объемно-генетическим методом, всего бассейна (впадины, части бассейна и т.д.).

По результатам геологических реконструкций определяют историю формирования структур, изменение температуры недр во времени, время вступления нефтематеринских отложений в главную зону нефтеобразования. При погружении осадочных отложений происходит конверсия содержащегося в них керогена – превращение его в УВ нефти и газа. Количество и состав конечных продуктов превращения керогена в значительной степени зависят (кроме прочих факторов) от типа и количества исходного ОВ. Эффект созревания ОВ наблюдается по изменениям отражательной

способности витринита, состава хемофоссилий, состава и структуры керогена и др.

18.3. Радиогеохимический метод поисков залежей УВ

Теоретические предпосылки возможности применения методов радиогеохимии при прогнозировании и поисках месторождений нефти и газа, сформулированные рядом российских и иностранных ученых, основываются на теории вертикальной миграции УВ из залежей.

Продукты распада УВ – углекислый газ, вода, сероводород и другие мигрирующие в результате диффузии и фильтрации из залежи газы и воды – стимулируют эпигенетические процессы, приводящие к изменению физико-химических параметров среды, что выражается в преобразовании пород надпродуктивного комплекса, возникновении специфичных минеральных ассоциаций, нарушении окислительно-восстановительных обстановок и перераспределении некоторых химических элементов, в том числе радиоактивных.

Под воздействием эпигенетических процессов, вызванных влиянием УВ залежей, над месторождениями нефти и газа на протяжении длительного геологического времени происходит формирование специфического радиогеохимического поля, характеризующегося своеобразными полями распределения общей радиоактивности, уровнями накопления радиоактивных элементов и характером их взаимосвязи.

Практика показывает, что радиационная производная (мощность экспозиционной дозы) над и вокруг залежей УВ варьирует в незначительном диапазоне по сравнению с фоновыми значениями. В свое время этот факт во многом обусловил ограничение применения радиогеохимических методов. Появление современной лабораторно-аналитической базы и измерительной аппаратуры, новых типов детекторов и методических приемов, позволяющих выявлять слабые изменения радиогеохимического поля, возродило интерес к применению радиогеохимических методов для прогнозирования и поисков месторождений нефти и газа.

18.4. Обоснование гидрогеохимического метода поисков залежей УВ и гидрогеохимические показатели нефтегазоносности

Для геохимических поисков залежей нефти и газа большое значение имеет процесс растворения УВ в подземных водах. Пластовые воды нефтегазоносных отложений регионально насыщены УВГ, основным источником которых, как предполагают, является органическое вещество осадочных пород.

В зависимости от общих гидрогеохимических условий и особенностей газонасыщения подземных вод выделяют различные обстановки формирования, сохранения и разрушения залежей, обуславливающие определенные соотношения в системе залежь – пластовые воды. С позиции геохимических поисков весьма важны случаи, когда источником насыщения подземных вод УВГ являются сами залежи, при этом первостепенное значение имеют воды приповерхностных горизонтов зоны поискового геохимического зондирования. Проникновение УВГ в эти воды может происходить в результате субвертикальной миграции из залежей нефти и газа посредством фильтрации и диффузии. С другой стороны, УВГ могут мигрировать из продуктивных отложений вместе с водами по зонам нарушений. Характер насыщения УВГ вод приповерхностных горизонтов зависит при прочих равных условиях от их растворимости, которая определяется температурой, давлением, минерализацией вод, наличием органических примесей. С ростом температуры растворимость УВГ уменьшается, с ростом давления повышается, но до определенной температуры. Например, выше 100 °С с повышением давления растворимость метана в воде уменьшается. Увеличение минерализации вод приводит к уменьшению растворимости метана.

Присутствие солей органических кислот увеличивает растворимость УВ в воде («мицеллярная растворимость»), однако в подземных водах их концентрация обычно невелика. Хорошо растворяются в воде такие важные компоненты нефтяных и газоконденсатных залежей, как моноциклические ароматические углеводороды (бензол, толуол), что способствует их рассеиванию и позволяет

использовать в качестве поисковых показателей. Растворением углеводородов в подземных водах их воздействие на последние не ограничивается. Под влиянием анаэробных бактерий происходит десульфатизация вод, обогащение их CO_2 и гидрокарбонатами. Все это в целом позволяет использовать гидрогеохимический метод поисков залежей углеводородов.

При оценке гидрогеологических показателей перспектив нефтегазоносности намечаются три тенденции. Согласно первой все показатели разделяются на прямые и косвенные. При этом принимается, что прямые однозначно (прямо) указывают на связь этих показателей с залежами нефти и газа, а косвенные характеризуют благоприятные условия для сохранения этих залежей. Согласно второй тенденции показатели группируются в зависимости от рода гидрогеологического материала, лежащего в основе используемых показателей. Например, различаются общегидрогеологические, палеогидрогеологические, гидрогеохимические, газовые, геотермические и др. Третья тенденция предусматривает выделение специфических показателей условий для: 1) залегания нефти и газа, 2) формирования, 3) сохранения залежей, 4) наличия ловушек и др. Для этих групп подбираются соответствующие показатели среди ионно-солевого, газового состава подземных вод и т.д.

Большинство исследователей обоснованно считают, что для всех гидрогеологических бассейнов не существует общих гидрогеологических показателей. Бассейны, различаясь по особенностям геологического строения, характеризуются своим комплексом гидрогеологических показателей.

18.5. Газовые критерии

Растворенные в подземных водах газы представляют сложные газовые смеси, состоящие из углеводородных, кислых, инертных, редких и других газовых компонентов. Наибольшее значение при нефтегазопроисловых работах имеют углеводородные газы. При оценке нефтегазоносности обычно применяют следующие показатели газовой группы.

Общая газонасыщенность подземных вод определяется количеством растворенного газа в единице объема воды. Определяется при отборах глубинных проб воды и при последующей дегазации проб в поверхностных условиях с внесением поправок при расчете ее. Газонасыщенность вод изменяется от единиц до сотен и нескольких тысяч кубических сантиметров в литре. В зоне взаимодействия залежей значения газовых факторов воды часто возрастают в несколько десятков раз по отношению к фоновым участкам.

Общая упругость водорастворенного газа характеризуется величиной давления растворенного газа в водонасыщенной системе. Рассчитывается по величине газонасыщенности вод. Упругость растворенного газа можно также определить с помощью визуального метода, когда при постепенном снижении давления в пробоботборнике фиксируется появление первых пузырьков свободного газа, выделяющегося из пробы. В недонасыщенных системах упругость растворенного газа меньше величины пластового давления, в насыщенных равна величине пластового давления. В зонах взаимодействия залежей с подземными водами значения общей и парциальной (упругости отдельных газовых компонентов) упругости могут возрастать в десятки раз.

Коэффициент насыщения воды газом определяется отношением величины упругости водорастворенного газа к величине пластового (или гидростатического) давления p_t/p_v . Этот коэффициент является одним из важнейших показателей, характеризующих фазовое равновесие пластовой системы. В зонах взаимодействия залежей с подземными водами значения его могут достигать единицы.

Содержание в водорастворенном газе метана, ТУ (предельные и непредельные УВ), азота, двуокиси углерода, сероводорода, водорода, кислорода, гелия и аргона определяется как в относительном (объемные или весовые проценты), так и в абсолютном (в кубических сантиметрах на литр) выражениях. Содержания в водах углекислоты и сероводорода устанавливаются путем химического связывания их растворами на глубине отбора в специальных пробоботборниках.

18.6. Обоснование битуминологического метода поисков залежей УВ и битуминологические показатели нефтегазоносности

При наличии в разрезе углеводородных скоплений идущий от них миграционный поток нефтяных компонентов может достигнуть зоны геохимического зондирования, изменяя сингенетичный органический фон. В отложениях формируется геохимическое поле, характеризующееся наличием двух составляющих – фоновой и аномальной, обнаружение и разделение которых является главной задачей нефтепоисковой битуминологии.

Принципы выделения аномальных полей (битуминологических аномалий) на сингенетичном фоне базируются на различии их вещественного состава и геологической приуроченности.

Битуминологическая аномалия, представляя собой область аккумуляции миграционных компонентов нефтегазовой залежи, унаследованно сохраняет черты вещественного состава нефти и формируется в определенных литологических типах пород и структурных элементах (сводах антиклинальных поднятий, зонах тектонического дробления, приподнятых участках моноклинально залегающих пластов), т.е. имеет локализованный характер.

Определяющими факторами формирования битуминологических аномалий являются: положение нефтяной (нефтегазовой) залежи в разрезе, характер структурно-тектонического плана исследуемого района, литологический состав отложений, перекрывающих залежь и слагающих разрез, состав флюидов залежи и др. Соотношение перечисленных факторов в природных условиях может быть самым различным, что оказывает влияние на развитие всего процесса в целом.

Оптимальная геологическая ситуация создается при следующих условиях: достаточно близкое расположение нефтегазовой или газоконденсатной залежи с нефтяной оторочкой от верхних горизонтов разреза, структурно-тектоническая обстановка (наличие нарушений), обеспечивающая интенсивную миграцию флюидов от залежи, наличие покрывки, сохраняющей аномалию, минимальное влияние вторичных факторов, приводящих к разруше-

нию аномалии. В таких благоприятных условиях битуминологическая аномалия проявляется контрастными показателями на сингенетичном фоне.

В основу диагностики битуминологических аномалий, генетически связанных с залежами, положены следующие показатели.

1. Повышенное содержание битуминозных компонентов в балансе ОВ для терригенного разреза и неравномерное (мозаичное) битумонасыщение карбонатных комплексов, согласующееся с изменением коллекторских свойств этих отложений. Изменение в балансе ОВ, вызванное притоком миграционных компонентов залежи, приводит к резкому повышению битумоидного коэффициента β , составляющего 300–500 мг/г $C_{орг}$ и более.

2. Низкий парамагнетизм ОВ вследствие преобладания в его балансе битуминозных компонентов, характеризующихся невысокой концентрацией парамагнитных центров.

3. Преобладание в компонентном составе битумоида масляной фракции, количество которой достигает 50 % и более, при низком содержании асфальтенов. Высокая информативность этого показателя основана на том, что количественное преобладание масляной фракции в составе битумоида реально при наличии миграционного потока углеводородов. В зонах гипергенного окисления количественные соотношения компонентов битумоида сдвигаются в сторону преобладания смолисто-асфальтеновых соединений; наиболее заметно возрастает содержание асфальтенов.

4. Аналогия структурных групп и их соотношений в компонентах битумоида и в соответствующих фракциях нефтей. В этом показателе проявляются все тонкости генетической унаследованности, так как для каждой фракции нефтей специфичны определенный набор структур и определенные их соотношения. Масла битумоида не содержат кислородных структур и длинных парафиновых цепей, парафино-нафтеновые структуры обладают высокой степенью разветвленности, голаядерные ароматические группировки не имеют глубокого сопряжения с другими типами структур, т.е. фракция обладает УВ составом.

5. Элементы общности УВ состава битумоидов и флюидов залежи. Естественно, что этот показатель следует рассматривать в качестве прямого, отражающего генетическую связь битуминологической аномалии с залежью для районов, где таковые обнаружены.

18.7. Газовый каротаж и газовая съемка по снегу

Важной частью геологоразведочных работ при разведке нефтяных и газовых месторождений являются геофизические и геохимические методы исследования скважин, называемые каротажем.

Существенной частью этого комплекса является газовый каротаж – каротаж, основанный на изучении физическими методами содержания и состава углеводородных газов (УВ) и битумов в промывочной жидкости (ПЖ) в процессе бурения, а также параметров, характеризующих режим бурения скважины. Газовый каротаж в отличие от других видов каротажа, решающих задачу выделения в разрезе скважины нефтегазоносных пластов и их оценки по косвенным признакам – изменению физических свойств горных пород, является прямым методом, решающим эту задачу непосредственно по изучению содержания и состава УВ в горных породах, пересекаемых скважиной.

Перспективой дальнейшего развития газокаротажной службы является ее перерастание в службу комплексных исследований скважин в процессе бурения, обеспечивающую оптимизацию процесса бурения глубоких разведочных скважин с получением максимальной информации о разрезе скважины, наличии в нем нефтегазоносных пород (НГП) и их характеристиках.

Газовым каротажем называется комплекс исследований скважин, включающий изучение объемного содержания и состава газов, в первую очередь УВ в промывочной жидкости, эвакуируемой из скважины, изменения технологических параметров, характеризующих режим бурения скважины, а также отбор и исследование шлама (каротаж по шламу). Газовый каротаж представляет собой прямой метод выделения пластов, содержащих УВ, в разрезе скважины. Он предназначен для изучения геологического разреза скважины, оперативного выделения в нем перспективных на

нефть и газ интервалов, детальных геофизических исследований и опробования пластов, а также прогнозной оценки характера их насыщения.

18.8. Обоснование биогеохимического метода поисков залежей УВ и микробиологические показатели нефтегазоносности

При определении масштабов миграции УВ из залежей нефти и газа весьма важно учитывать деятельность микроорганизмов, широко развитых в верхних частях осадочного чехла, гидросфере и околоземном пространстве. В частности, большую роль в уничтожении УВ газов играет группа бактерий, окисляющих метан и его гомологи,, представленная в основном *Pseudomonas* и *Mycobacterium*. Одна клетка бактерий, окисляющих газообразные УВ при температуре 27–30 °С, потребляет в час $2 \cdot 10^{-13} - 5 \cdot 10^{-12}$ мл пропана или метана.

В настоящее время можно считать твердо установленным, что углеводородокисляющие микроорганизмы расселяются повсюду, где при наличии кислорода воздуха появляются газообразные или жидкие УВ. Средами обитания этих бактерий являются подпочвенные отложения и подземные воды в зоне нефтяных и газовых месторождений и подземных газохранилищ, угольные толщи и вмещающие их породы, а также придонные осадки и придонные воды морей и других водоемов, воздушные массы и снежный покров.

Развитие бактерий, окисляющих УВ, в отдельных случаях может быть настолько интенсивным, что весь мигрирующий поток УВ полностью уравнивается газопоглолительной деятельностью бактерий, образующих над залежью мощный бактериальный фильтр.

В зоне газобактериальных скоплений, имеющих локальный характер, наблюдается достаточно тесная корреляция между данными газовых и бактериальных определений. Она может носить прямой или обратный характер в зависимости от интенсивности процессов миграции и газопоглолительной способности бактериального фильтра.

Практика показала, что микроорганизмы не только помогают обнаруживать зоны скопления блуждающих газов, но, что особенно важно, способствуют резкому снижению концентраций метана и тяжелых углеводородов в подземных водах и породах.

Данные многолетнего изучения микрофлоры подземных вод на площади действующих и проектируемых газохранилищ показывает, что наибольшая интенсивность процессов бактериального окисления УВ наблюдается в интервале 0-300 м.

Таким образом, теоретические предпосылки и практика проведения газобактериальных съемок подтверждают возможность ассимиляции микроорганизмами на отдельных участках осадочной толщи значительной части газа, мигрирующего от газонефтяных залежей к дневной поверхности.

Биохимические процессы окисления УВ, происходящие в водонасыщенной среде, приводят к изменению состава вод, в частности к уменьшению содержания сульфатов в водах, повышению концентрации гидрокарбонатов и т.п. Кроме того, восходящий поток флюидов в зонах месторождений ведет к обогащению вод, расположенных над залежами горизонтов такими компонентами ОБ, как бензол, толуол, фенол, аммоний, йод, фосфор и другие, которые несут информацию о наличии залежей нефти и газа на глубине. В результате всех отмеченных процессов в водах и породах верхних частей разреза над залежами формируются различного рода гидрогазобиохимические аномалии. Таким образом, тесная генетическая связь между газовыми, бактериальными и гидрохимическими показателями определяет необходимость их комплексирования при геохимических поисках залежей нефти и газа, проводимых в верхней зоне осадочного чехла.

Вывод. Геохимические исследования в настоящее время рассматриваются как составная часть комплекса поисково-разведочных работ на нефть и газ в любых регионах территорий и акваторий и используются на различных этапах. По классу решаемых задач они подразделяются на следующие группы:

1) геохимические методы прогноза вероятной нефтегазоносности региональных и локальных элементов, нефтегеологического

районирования (методы диагностики и выделения нефте- и газо-производящих отложений, оценки нефте- и газообразования в них, включая определение палеообстановок осадконакопления и глубин максимальных палеопогружений, решение генетических задач нефтегазообразования; методы выявления условий первичной и вторичной миграции углеводородов, условий аккумуляции и сохранения их в ловушках, количественного прогноза нефтегазонасности, в частности объемно-генетический метод и др.);

2) геохимические методы поисков месторождений нефти и газа (ГПНГ), вошедшие в геологическую литературу под названием «прямых геохимических поисков», имеющие своей целью оценку продуктивности конкретных структур или площадей. Они включают различные виды геохимических съемок и геохимический (в том числе и пиролитический) каротаж;

3) геохимические методы выявления продуктивных пластов в поисково-разведочных скважинах (преимущественно методы газового каротажа и битуминологические).

Правильная интерпретация геохимических данных возможна лишь при всестороннем учете особенностей геологического строения и развития нефтегазоносного бассейна. Чрезвычайно важным является комплексирование различных методов, что позволяет более достоверно определять возможные места скоплений углеводородов. Большое значение также имеет правильная оценка уровня информативности различных видов геохимических съемок и их места в общем комплексе поисково-разведочных работ на нефть и газ.

Вопросы для самопроверки

1. Дайте общую характеристику геохимических методов исследования.
2. Какими путями происходит рассеяние УВ из залежей?
3. Какова роль фильтрации, в миграции УВ из залежей?
4. Что вы знаете о возможности фильтрации УВГ через водонасыщенные глинистые отложения, находящиеся под большим давлением?

5. На региональном уровне исследований рекомендуется составление графических геохимических приложений. Перечислите их.
6. На чем основан радиогеохимический метод поисков залежей УВ?
7. Какие газовые критерии прогноза нефтегазоносности вы знаете?
8. На чем основан битуминологический метод поисков залежей УВ?
9. Что такое газовый каротаж?
10. На чем основан биогеохимический метод поисков залежей УВ?

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Геология нефти и газа складывается нескольких разделов. К фундаментальным относятся: геология месторождений и условия залегания в них нефти и газа, происхождение горючих ископаемых; условия формирования их залежей; миграция УВ, закономерности размещения скоплений УВ.

Во времени объем и структура геологии горючих ископаемых, как научной дисциплины менялись, менялись ее методологический уровень и аппаратурно-методологическое обеспечение. Соответственно увеличивался объем науки, расширялись ее основные положения.

Геология нефти и газа как наука возникла в середине XIX в. на стыке минералогии и горного дела, когда нефть стала объектом промышленного освоения. В XVIII веке появились различные концепции и умозрительные версии как о неорганическом, так и об органическом происхождении нефти, лишенные, как правило, фактической и научной основы и возникающие как отражение нептунического и плутонического направлений в геологии. Были сформулированы теории антиклинальная, гравитационная и бельтовая (теория поясов). Начало XX в. характеризуются интенсивным привлечением в науку о нефти других геологических наук: стратиграфии, литологии, структурной геологии, исторической геологии, гидрогеологии, геохимии и геофизики.

Середина XX в. – этап наиболее интенсивного развития геологии нефти и газа, побуждаемого ростом поисковых работ. Ее эволюционное развитие сопровождается формированием ряда положений:

- нефть и газ почти всегда приурочены к осадочным породам и занимают в них пустотное (поровое, каверновое или трещинное) пространство;
- основной механизм, регулирующий размещение нефти и газа в земной коре, – это их гравитационная дифференциация в гидродинамической системе недр;

- господствующий структурной формой, вмещающей залежи и месторождения, является антиклиналь или другие поднятие;
- нефть и газ практически находятся в областях длительного прогибания и накопления крупных масс осадочных пород.

На этом этапе велись широкие исследования по проблеме происхождения нефти и газа, так как эффективное прогнозирование нефтегазоносности, изучения закономерностей формирования и размещения требует создания теории происхождения нефти, охватывающей все этапы от исходного вещества до нефти.

ЛИТЕРАТУРА

1. Геология и разведка месторождений полезных ископаемых: учебник для студентов, обучающихся по направлению "Геология" / В. В. Авдонин и др.; под ред. В. В. Авдониной. М.: Академия, 2011. 407 с.: ил., фот., карты, граф., диагр.

2. Матвеев А. А. Геохимические методы поисков месторождений полезных ископаемых: учебник: для студентов, обучающихся по направлению 020300 – Геология, и по специальности 020303 "Геохимия" / А. А. Матвеев, А. П. Соловов; МГУ им. М. В. Ломоносова, Геол. фак. М.: Университет книжный дом, 2011. 563 с.

3. Геология и геохимия нефти и газа: учебник / О. К. Баженова и др.; под ред. Б. А. Соколова. М.: Изд-во МГУ, 2000. 384 с.

4. Геология и геохимия нефти и газа: учебник / О. К. Баженова, Ю. К. Бурлин, Б. А. Соколов, В. Е. Хаин; под ред. Б. А. Соколова; Моск. гос. ун-т им. М.В. Ломоносова. 2-е изд., перераб. и доп. М.: Изд-во Московского ун-та: Изд. центр "Академия", 2007

Интернет-ресурсы

1. <http://eage.ru/ru/> – сайт EAGE (Европейской ассоциации геологов и инженеров)

6. Электронная версия методического обеспечения по выполнению лабораторных и практических работ по данной дисциплине

7. Электронный курс лекций

Учебное издание

Туманова Елена Юрьевна,
Голованов Михаил Петрович

ГЕОЛОГИЯ И ГЕОХИМИЯ НЕФТИ И ГАЗА

КУРС ЛЕКЦИИ

Издается в авторской редакции

Компьютерная верстка Н. Неговора

Подписано в печать 05.03.2018

Формат 60x84 1/16

Усл. п. л. 12,49

Уч.-изд. л. 11,87

Бумага офсетная

Заказ 243

Тираж 20 экз.

Отпечатано в издательско-полиграфическом комплексе
ФГАОУ ВО «Северо-Кавказский федеральный университет»
355029 г. Ставрополь, пр-т Кулакова, 2