ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ОБРАЗОВАНИЮ
Государственное образовательное учреждение высшего профессионального образования
«ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Центр профессиональной переподготовки специалистов нефтегазового дела

О.С. Чернова

ОСНОВЫ ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

Рекомендовано в качестве учебного пособия
Редакционно-издательским советом
Томского политехнического университета

Издательство
Томского политехнического университета
2008

УДК 553.98(075.8)
ББК 33.361я73
Ч-49

Чернова О.С.

Ч-49 Основы геологии нефти и газа: учебное пособие / О.С. Чернова. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2008. – 372 с.

ISBN 5-98298-347-0

Учебное пособие состоит из двух частей: в первой части рассмотрены основы геологии нефти и газа: каустобиолиты, их состав и свойства. Описаны происхождение, миграция и условия формирования залежей УВ; освещены теоретические воззрения, связанные с изучением закономерностей распространения нефтяных и газовых скоплений в недрах земной коры. Вторая часть книги посвящена прикладным исследованиям в области нефтяной геологии, рассмотрены основные методы и приемы, позволяющие работать с нефтегазоносными осадочными толщами.

Пособие разработано в рамках реализации Инновационной образовательной программы ТПУ по направлению «Рациональное природопользование, экологически безопасные технологии разработки месторождений, транспортировки, переработки нефти и газа» и предназначено для слушателей магистерской программы «Геолого-геофизические проблемы освоения месторождений нефти и газа» направления 130500 «Нефтегазовое дело». Может быть использовано в качестве учебного пособия студентами нефтяных и геологических специальностей.

УДК 553.98(075.8)
ББК 33.361я73

Рецензент

Кандидат геолого-минералогических наук
ведущий научный сотрудник Томского филиала
института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН
В.Б. Белозеров

ISBN 5-98298-347-0

© Чернова О.С., 2008
© Центр профессиональной переподготовки специалистов нефтегазового дела, 2008
© Томский политехнический университет, 2008
© Оформление. Издательство Томского политехнического университета, 2008

АББРЕВИАТУРА

АВПД – аномально-высокое пластовое давление
ВНК – водонефтяной контакт
ГНК – газонефтяной контакт
ГИС - геофизические исследования скважин
ГО – газоносная область
ГНО – газонефтеносная область
ГП – газоносная провинция
ГНП – газонефтеносная провинция
ГНФ – главная фаза нефтеобразования
ГРП – гидравлический разрыв пласта
ГРР – геологоразведочные работы
ЗНГН – зона нефтегазонакопления
к.в. – кора выветривания
НГК – нефтегазоносный комплекс
НГМТ – нефтегазоматеринская толща
НГО – нефтегазоносная область
НГП – нефтегазоносная провинция
НГПК – нефтегазоносный подкомплекс
НГР – нефтегазоносный район
НМС – нефтематеринская свита
НО – нефтеносная область
ОВ – органическое вещество
ПБ – природный битум
ПНГК – перспективный нефтегазоносный комплекс
ПНГО – перспективная нефтегазоносная область
ПНГП – перспективная нефтегазоносная провинция
ПНР – перспективный нефтеносный район
РОВ – рассеянное органическое вещество
СНГР – самостоятельный нефтегазоносный район
УВ – углеводороды

ПРЕДИСЛОВИЕ

Нефтегазовая геология в развитии нефтяной промышленности играет исключительную роль. От правильного понимания особенностей геологического строения того или иного месторождения зависит его успешное освоение – разведка, разбуривание и дальнейшая разработка.

Особенное значение для решения этих вопросов имеет знание геологических разрезов, типов структур нефтяных месторождений, типов нефтяных залежей, для чего необходимо ознакомиться с геологическим строением уже разрабатываемых нефтяных месторождений.

Знание особенностей формирования и существования скоплений нефти и газа предопределяют необходимость широкого и специального изучения геологического строения и развития крупных регионов, соответственно знания обширного круга геолого-геохимических вопросов об условиях нефтегазообразования, миграции углеводородов из очагов нефтегазообразования к зонам их концентрации, формирование зон нефтегазонакопления и последующего существования залежей.

Поиски промышленных скоплений УВ в ловушках любого типа будут тем успешнее, чем полнее будут учтены закономерности в распространении генерирующих и аккумулирующих нефть и газ отложений. Для этого необходимо знать, где и когда складывались наиболее благоприятные предпосылки формирования таких отложений, каковы их генетические особенности и геометрические формы в разрезе и на площади. Успешно решать эти задачи помогают прикладные методы исследований, работающие в тесной взаимосвязи с нефтяной геологией.

Нефтегазовая геология, как прикладная наука, базируется на многих смежных дисциплинах, использует дополнительные знания не только для совершенствования своих теоретических концепций, но и для оперативного их применения в практике нефтегазопоисковых работ. Для этого необходимо углеводородные системы, каковой является любая залежь УВ, являющаяся объектом исследования нефтегазовой геологии, рассматривать в тесной связи с другими геологическими системами – их становлением и эволюцией, т. е. установлением закономерных генетических пространственно-временных взаимосвязей между факторами и процессами нефтегазообразования и нефтегазонакопления, являющихся следствием жизни осадочного бассейна.

Учебное пособие «Основы геологии нефти и газа» подготовлено в Центре профессиональной переподготовки специалистов нефтегазового дела, ТПУ. Пособие состоит из двух частей. Первая часть посвящена теоретическим базовым концепциям нефтяной науки. Вторая часть имеет прикладное значение и рассматривает основные приемы и методики современных исследований в области изучения природных резервуаров УВ.

В пособии кратко изложены современные представления по основным теоретическим и прикладным вопросам нефтяной геологии, дается краткое описание нефтегазоносности территорий Мира. Рассматриваются принципы, методы и приемы прикладных исследований, применяемых к решению задач нефтегазовой геологии.

Актуальным направлением в современных поисково-разведочных работах на нефть и газ являются седиментологические исследования, необходимые и в процессе эксплуатации

залежей. Наблюдение за изменениями литологического состава, фациального характера и других особенностей продуктивных отложений и своевременный учет этих изменений позволяет вносить необходимые коррективы в процесс освоения залежи.

Составной частью реконструкций седиментогенеза являются методы геоморфологические, используемые при построении палеогеографических и литолого-фациальных карт.

При проведении оперативного анализа одной из конкретных задач является проблема установления закономерностей распространения коллекторов в пределах разбуриваемых площадей в зависимости от их генетической природы.

В пособии рассматриваются как теоретические воззрения, объясняющие природу наблюдаемых явлений и фактов, так и методология проведения исследований и определения различных параметров, на основании которых делаются научно обоснованные заключения о перспективности нефтегазоносности как крупных, так и локальных участков.

При составлении пособия автор использовал соответствующие учебники, монографии и справочную литературу, с учетом новейших данных, опубликованных в научных журналах. Кроме литературных источников в пособии обобщен накопленный опыт ведения лекционных и практических занятий по курсам: «Литология нефтегазоносных формаций», «Седиментология резервуара», «Геология нефти и газа», «Petroleum Geosciences».

В задачу автора входило ознакомить слушателей магистерского курса с возможностями использования формационного, литолого-фациального, секвенс-стратиграфического анализов с элементами электрометрии, а также осветить перспективные направления их развития на современном этапе нефтяной геологии.

Автор выражает искреннюю благодарность P.W.M Corbett, В.П. Меркулову, В.Б. Белозерову, А.С. Баянову, А.Т. Росляку за поддержку и ряд ценных советов и замечаний при написании данного труда.

ЧАСТЬ I

Глава 1
ПРЕДМЕТ, МЕТОДЫ И ОСНОВНЫЕ ЭТАПЫ РАЗВИТИЯ НЕФТЯНОЙ ГЕОЛОГИИ

1.1. Нефтяная геология и ее связь с другими науками

Геология нефти и газа является отраслью геологии, определяемая, как «наука поиска залежей нефти и газа», а так как геологи часто работают в нефтегазодобывающих предприятиях, на разработке открытых скоплений нефти или газа, то и как «наука, сопровождающая основные изыскания при дальнейшей разработке залежей УВ» [63].

Несмотря на последние достижения геологии при поисково-разведочных работах на нефть и газ не исключен, тем не менее, элемент случайности. Отношение безуспешных поисково-разведочных скважин к тем, которые дали хоть какие-нибудь притоки нефти или газа, составляет в среднем около 9 к 1. Кроме того, по оценкам, только одна из семидесяти скважин, пробуренных для поисков новых месторождений нефти и газа, приводит к коммерчески выгодному открытию. Из-за этого только крупные нефтяные компании содержат геологические службы, а многие мелкие компании нанимают геологов-нефтяников как консультантов [5; 37; 50; 63; 115; 144].

К осознанию взаимосвязей между естественным нахождением нефти, газа и структурой пород геологи пришли постепенно. С 1859 г., когда в августе в Тайтесвилле (Пенсильвания, США) полковником Дрейком была пробурена первая нефтяная скважина, обнаружившая залежи нефти на глубине 21 м., геология нефти и газа начала приобретать возрастающее значение как специальный раздел геологии, имеющий тесную связь с практикой. Вместе со скважиной были заложены основы крупнейшей на сегодняшний момент отрасли промышленности [14].

Примерно к 1915 г. нефтяная геология сформировалась как признанная наука. С этого времени начался быстрый рост числа специалистов по нефте- и газоразведке. В настоящий момент тысячи геологов во всем мире заняты поисками нефти и газа. Для того чтобы успешно разведать находящиеся в недрах земли залежи полезных ископаемых, необходимо максимально точно определить условия, благоприятные для образования таких залежей.

Термин ***«Нефтяная геология» (Petroleum Geology)*** вошел в употребление в качестве названия науки, где совпадают интересы разработчиков и геологов. В геологии нефти и газа обычно используются общие установленные и признанные геологические принципы, получившие широкое практическое применение для поисков, разведки нефтегазосодержащих толщ и дальнейшей их разработки. Основные геологические принципы одинаковы у нефтяников всего мира:

- *залежь всегда представляет собой скопление нефтяных или газовых углеводородов, находящееся в пористых и проницаемых горных породах, называемых коллектором (резервуаром);*
- *породы-коллекторы, как правило, изменены вторичными процессами, иногда деформированы и ограничены непроницаемыми флюидоупорами (покрышками), таким образом, что возникает ловушка;*

- *промышленные скопления УВ-сырья находятся на определенной глубине, под землей, причем нефть и газ приурочены к покрытым пленкой воды порам в осадочных породах;*
- *нефть и газ концентрируются в наиболее гипсометрически высокой части резервуара;*
- *любая пористая и проницаемая порода может стать резервуаром, но чаще всего эти свойства присущи осадочным породам (песчаникам и карбонатам);*
- *ловушка формируется в результате деформации пласта-коллектора и образования антиклинальной складки, в результате тектонического несогласия, либо может быть обусловлено наличием литолого-стратиграфических изменений в разрезе;*
- *многие ловушки возникают в результате сложного сочетания структурных, литолого-стратиграфических и гидродинамических факторов, которые трудно выявляются и оцениваются на основании только первичной геологической информации;*
- *геологические закономерности, обуславливающие формирование ловушек, довольно просты, но разнообразие вариантов и комбинаций этих закономерностей, встречающихся в природе, практически бесконечно;*
- *в настоящий момент не существует ни одного прямого метода поисков положения залежи УВ в разрезе осадочной толщи;*
- *нет ни одного физического свойства нефти и газа, которое удалось бы измерить с поверхности земли, поэтому подход геолога-нефтяника к проблеме поисков нефтяных и газовых залежей основывается на косвенных методах;*
- *каждая залежь представляет собой результаты воздействия 20 или 25 различных факторов, и только несколько факторов удается установить до открытия залежи;*
- *поддержание добычи нефти и газа на определенном уровне в любой стране почти полностью зависит от успешных поисков их новых промышленных скоплений.*

Поиски нефтяных и газовых месторождений – это искусство, требующее от геолога-нефтяника умения увязывать множество разрозненных различных данных и рассматривать их в изменяющихся соотношениях, т. к. каждая залежь индивидуальна и характеризуется единственным в своем роде сочетанием многочисленных геологических условий и факторов [63]. Большая часть таких условий, как правило, заранее не известна. Главной задачей становится правильное и корректное предсказание положения залежи, ее протяженности и основных фильтрационно-емкостных параметров на наименьшем количестве предварительных геологических данных.

Геология нефти и газа, находясь на службе у нефтегазовой промышленности, неизбежно вовлечена в экономические вопросы. Геологические идеи и представления работают на извлечение из недр возможно большего количества УВ-сырья, с наименьшими затратами и в конечном итоге – с получением прибыли. Конечная цель работы геолога-нефтяника – открытие залежи УВ, разработка которой будет экономически целесообразна или выяснение возможностей увеличения добычи из уже известных залежей.

Нефтяная геология является связывающим звеном между многими смежными областями геологических научных знаний, геологоразведочными работами на нефть и газ и непосредственно с самими залежами. Эта связь графически представлена на рис. 1.1.

Мы не можем непосредственно видеть залежь нефти или газа в недрах земли перед началом поисковых работ. Но мы обязательно строим карты отражающее субъективное представление наших геологических идей (фантазий). Выполненное по региональным геологическим данным геокартирование помогает установить, на какой конкретно территории состав отложений и структура слоев благоприятны для формирования залежей УВ.

Открытие реальной залежи происходит при разбуривании намеченной территории. Выбор места заложения первой поисковой скважины, расчет ее проектной глуби-

ны и в случае удачи последующее оконтуривание залежи УВ относятся к области геологических проблем, составляющих основное содержание геологии нефти и газа.

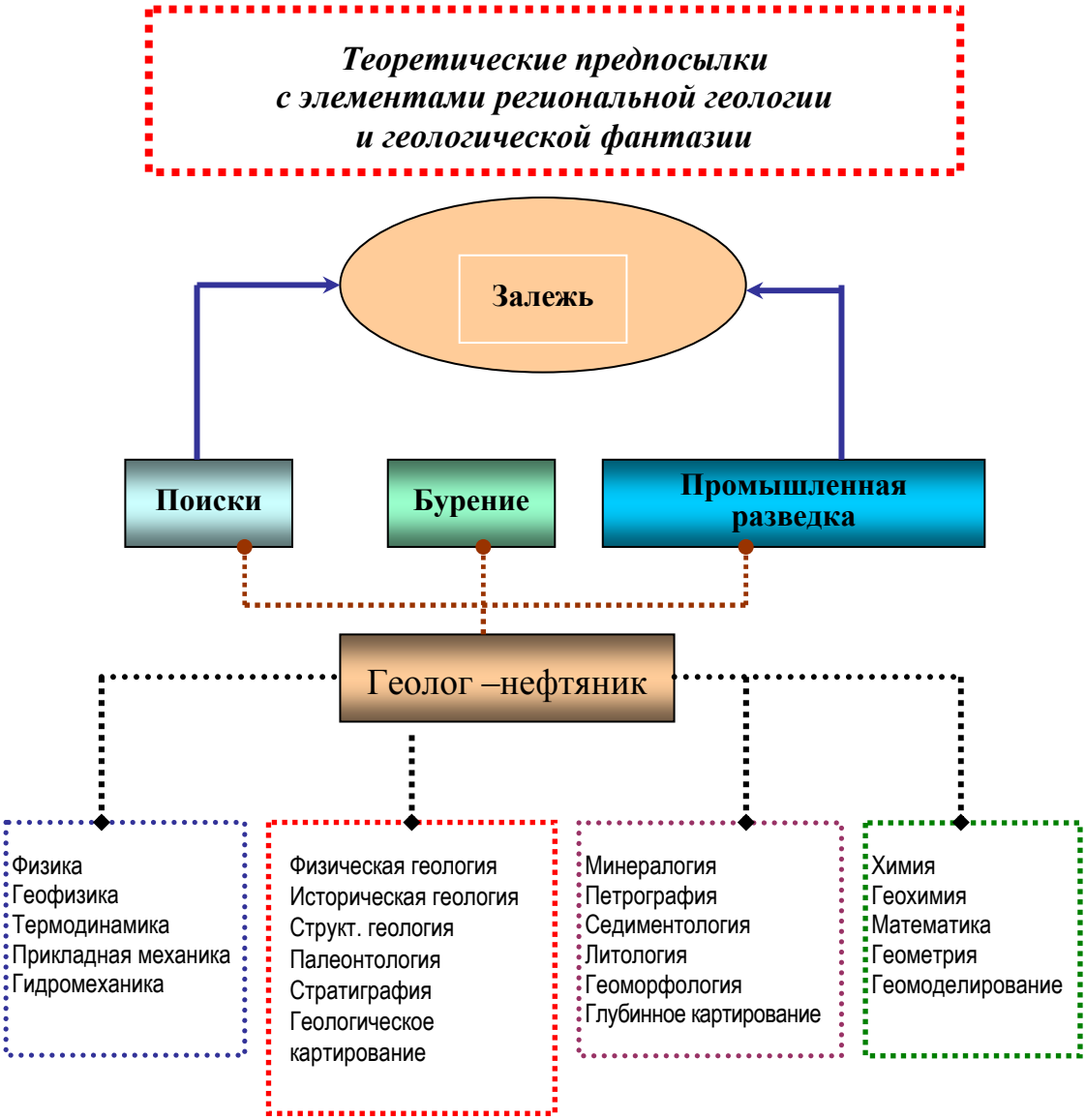


Рис. 1.1. Соотношение между различными науками и специализированными областями их применения, используемыми геологом-нефтяником (по А. Леворсену, 1975 г. с дополнениями)

Это наиболее важная часть работы геолога-нефтяника. Чтобы корректно решать подобные задачи необходимо знание сложного комплекса данных разных областей геологии (стратиграфии, петрографии, литологии, седиментологии, палеонтологии, геоистории региона, геодинамики, структурной геологии, геофизики, геохимии и др.).

В основе всех геологических процессов, древних и современных, происходящих на земной поверхности лежат основные законы физики, химии и биологии, поэтому знание этих наук также необходимо для целей прогнозирования недр. Все полученные исходные данные необходимо нанести на карты и разрезы, максимально полно используя полученную информацию, обобщить и экстраполировать на соседние участки и окончательно обосновать свои заключения.

Очень важным для геолога-нефтяника является умение производить различного рода графические построения, карты, схемы, профили, разрезы и блок-модели. В число

обязательных построений входят: *детальные структурные карты; фациальные, палеогеологические, палеогеоморфологические, палеогеографические карты и схемы; карты изопахит; карты неоднородности; литологические профили; геологические разрезы; блок-модели; корреляционные схемы.*

Сами по себе эти графические материалы не дают полной картины. Поэтому для наиболее полного эффекта необходимо их следует увязывать, обобщать, совмещать и интерпретировать совместно с другой информацией (геофизической и промысловой).

По мере бурения скважин, геолог-нефтяник должен увязывать полученные новые данные со своими прежними представлениями и постоянно их корректировать. Таким образом, геология нефти и газа является связывающим звеном между геологией и многими смежными ей науками.

Таким образом, цель настоящего пособия – показать, какие типы данных, принципы и идеи заложены в основу нефтяной геологии. Как можно их корректно интерпретировать, увязывать между собой и рассматривать в изменяющихся соотношениях, применимых к какой-либо конкретной нефтегазоносной территории.

1.2. Ключевые термины и концепции геологии нефти и газа

Каменное масло [Petroleum] – от лат. *Petra* – порода, и *oleum* – масло. В различных литературных источниках переводится по-разному в зависимости от контекста, чаще всего как «нефть и газ». Природные вещества, именуемые нафтидами, широко распространены в земной коре, встречаются в отдельных месторождениях в газовом, жидком, полутвердом и твердом состояниях или в смешанных фазах. В химическом отношении представляют собой сложные смеси углеводородных соединений с небольшой примесью азота, кислорода и серы. Наибольшее промышленное значение имеют жидкие и газообразные нафтиды. Жидкие нафтиды – нефть, называют сырым природным маслом ***(crude oil)*** , не подвергавшимся какой-либо переработке.

Нефтегазоносная провинция [Petroleum province] – главная единица нефтегазогеологического районирования, приуроченная к крупным геоструктурным элементам земной коры надрегионального масштаба (платформы, плиты, геосинклинальные области), являющаяся ассоциацией смежных нефтегазоносных областей с общими главными чертами регионального геологического строения, истории развития в течение всего времени существования осадочного чехла, единых условий нефтегазообразования.

Нефтяная система [Petroleum system] – это геологические компоненты и процессы, необходимые для образования и скопления УВ, включая зрелые нефтематеринские толщи, пути и направления миграции, породы резервуары, ловушки и покрышки (флюидоупоры). Подходящее время для формирования таких элементов и процессов как образование аккумуляция и миграция, необходимых для формирования и сохранения УВ. Нефтяная система может быть представлена графически, отражает время формирования и основные составляющие ее элементы. Анализ нефтяной системы базируется на многочисленных компьютерных данных. Геометрия распространения тела коллектора и типы пород его слагающих, их возраст. Прослеживание геоистории, что позволяет рассчитывать процессы, происходящие внутри залежи

«Нефтяная пьеса» [Petroleum Play] – концепция, включающая объединенный анализ различных данных (осадочный бассейн, продуктивный резервуар, текстурная зрелость осадка, покрышка, ловушка, миграция и т. д.), предназначенная для выявления перспективы бурения скважин и получения запасов УВ на определенной площади (участке земной коры).

Нефтематеринская порода [Organic source rock] – осадочные горные породы, богатые органическим материалом. Осадочные материалы, отложенные вместе с органическим веществом, которое под воздействием давления и тепла в течение определен-

ного времени превращаются в жидкие и газообразные УВ. Обычно это глинистые сланцы и известняки.

Органическая материя [Organic matte] всегда осаждается вместе с минеральными зернами в процессе седиментогенеза и присутствует хотя бы в небольших количествах в отложениях любого типа. Наибольшее ее количество наблюдается в глинистых осадках. Возможность сохранения органики обеспечивают специфические обстановки седиментации. Источниками органического материала являются растения и животные, поставляющие четыре главных химических компонента: углеводы; протеины; липиды и лигнин. ***Липиды (lipids)*** – нерастворимые в воде и кислотах биохимические компоненты живого вещества, нейтральные жиры и жироподобные вещества (липоиды), растительные смолы. Встречаются в морских животных и в растениях. Дают нефть. ***Лигнин (lignine) –*** образует важнейшую часть вещества древесных высших растений. Дают начало гуминовым кислотам – важнейшему компоненту ОВ. Являются предшественниками газа. ***Углеводы (carbohydrates) –*** представлены простыми сахарами и полимерами. Встречаются как моносахариды и полисахариды в древних осадках (целлюлоза). ***Протеины (белки) – (proteins)*** – сложные по составу вещества (водород, углерод, кислород, азот, сера, фосфор) легко разрушаются в природных условиях до аминокислот.

Покрышка [Seal] – литологическое тело пород (пласт, пачка, свита, формация), расположенное над породой резервуаром и препятствующее фильтрации УВ в верхние горизонты. Наличие покрышки является необходимым условием для возникновения и существования залежи.

Ловушка [Trap] – локальное тело пород-коллекторов, окруженное породами непроницаемыми, создающими естественным образом благоприятные условия для аккумуляции углеводородного сырья. Формирование ловушек осуществляется в результате сложнейшего взаимодействия структурных, литолого-стратиграфических или гидродинамических факторов. Разнообразие вариаций основных геологических закономерностей в природе создает бесконечное множество вариантов ловушек, не каждая из которых может и должна быть заполнена УВ.

Резервуар [Reservoir] – пористая и проницаемая толща горных пород, способная вмещать УВ и отдавать их при разработке. Резервуары могут быть сложены любыми породами, но чаще всего в этой роли выступают осадочные образования, в большей степени песчаники и карбонаты. В обломочных резервуарах коллекторские свойства зависят от размера зерна и степени сортировки осадка, обусловленных обстановкой осадконакопления. Первичная пористость (осадочная) обычно ухудшается с глубиной захоронения осадка. Карбонатные резервуары практически всегда развиты, как небольшие постройки в мелководной части шельфа. Первичная минералогия карбонатных резервуаров контролируется процессами биохимической направленности (создание рифа кораллами и т. д.). Пористость в карбонатах зависит в большей степени от степени диагенеза. Изменения известняков в доломиты приводят к сокращению объема порового пространства. Карбонатные породы (доломиты более чем известняки) хрупкие и имеют тенденцию трескаться под давлением.

Залежь [Pool] – единичное скопление нефти и газа, заполняющее ловушку полностью или частично, находящееся почти всегда под напором кра-евой или подошвенной воды. Представляет собой открытую динамическую систему, в которой соотношения нефти, газа и воды меняются с течением времени.

Месторождение [Oil-Field] – отдельная залежь или группа залежей, имеющих в проекции на земную поверхность полное или частичное перекрытие своих контуров нефтегазоносности. К единому месторождению относится также группа залежей, разобщенных в плане, но контролируемых одной локальной структурой.

Капиллярное давление [Capalary pressure] **–** разность давлений, возникающая в капиллярном канале между сторонами кривой контактной поверхности, разделяющей две несмешивающиеся жидкости или жидкость и газ, занимающих межзерновые пустоты. Обусловлено натяжением на поверхности раздела. Его величина зависит от кривизны указанной поверхности, обусловленной различной степенью смачиваемости породы этими жидкостями.

Пористость [Porosity] **–** природное свойство горной породы, заключающееся в наличии в ней пустот, трещин, каверн.

Проницаемость [Permeability] **–** природное свойство горной породы, определяющее возможность фильтрации УВ и их отдачу при перепаде давления.

Время формирования [Timing]. Наиболее важный вопрос – время формирования ловушки относительно времени прихода в нее УВ. Стратиграфические ловушки формируются всегда раньше миграции в них УВ. Структурные ловушки могут быть созданы позже формирования залежи УВ. Время прихода нефти в ловушку может быть оценено при геомоделировании, предусматривающем воссоздание стратиграфического каркаса, литологии, источника осадочного материала и пород резервуара и изменения в них при захоронении. Историю захоронения ***(burial history)*** можно представить в виде кривых, показывающих уплотнение пород, периоды поднятия территории, эрозии и опускания.

Миграция УВ [Petroleum migration] **–** процесс перехода УВ из материнских пород в породу-коллектор. В зависимости от вмещающих пород движение может происходить по горизонтали или в вертикальном направлении.

Изображение земной поверхности, полученное с искусственных спутников Земли [Satellite images] в черно-белом и цветном диапазонах имеет высокое пространственное разрешение. Исследования, проводимые в этой области, давно и прочно нашли свое применение в нефтяной геологии. Космические изображения природных ресурсов (древних резервуаров нефти, природного газа, современных седиментологических объектов и т. д.) используются на стадии геологоразведочных работ для оценки залежей природных ресурсов и состояния разрабатываемого пласта. Анализ геологической структуры выявляет особенности строения регионов, перспективных на нефть и газ, помогает оконтурить зоны риска экологических катастроф и чрезвычайных ситуаций тектонического характера. При разработке месторождений углеводородного сырья позволяет проводить моделирование географических и геометрических особенностей местности, условий транспортировки опасных материалов с целью максимального снижения негативного воздействия на население и окружающую среду, обнаружение и картографирование утечек нефти и других дефектов трубопроводов в зоне литорали и на морском шельфе.

Обстановка осадконакопления [Depositional environment] **–** область осадконакопления, охватывающая часть земной поверхности и связанные с ней физические, химические и биологические условия, от которых зависят процессы седиментации и осадки, накопленные в результате действия этих процессов. Седиментационные обстановки подразделяются в зависимости от аспекта исследований и от выбора критериев, границы между ними часто бывают нечеткими. В качестве наиболее общего критерия классификации принимается пространство аккумуляции. На этом основании выделяют группы морских и континентальных обстановок. В зоне совместного влияние моря и материка в зонах побережья выделяют переходную группу обстановок, обладающих специфическими чертами. Более детальное подразделение внутри этих групп проводится на основе разнородных критериев.

Стратиграфия [Stratigraphy] **–** раздел геологии, изучающий пространственно-временные соотношения слоистых толщ осадочных горных пород. Имеет в своем

арсенале различные стратиграфические методики, базирующиеся на вещественном составе пород, на их физико-химических характеристиках и на содержании в породах остатков растений и животных в целях датировки, расчленения и прослеживания одновозрастных геологических образований, содержащих полезные ископаемые, в том числе нефть и газ.

Биостратиграфия [Biostratigraphy] – ведущий метод стратиграфических исследований, применение которого возможно для осадочной толщи любого литологического состава и фациальной принадлежности. Метод базируется на изучении ископаемых остатков флоры и фауны и выделении на основе палеонтологических характеристик одновозрастных подразделений.

Биостратиграфическая корреляция обосновывает связь между литостратиграфией и хроностратиграфией и может определяться как альтернативная корреляция. Хорошая биостратиграфия требует профессиональной специальной подготовки и зависит: от обстановки осадконакопления (морские – не морские осадки), от степени сохранности остатков фауны и флоры, от отбора образцов, от их обработки, от типа фауны / флоры (используют их комбинацию), от качественной интерпретации фациальной обстановки.

Хроностратиграфия [Chronostratigraphy] **–** метод стратиграфии, основанный на выделении и прослеживании осадочных толщ, сформировавшихся в течение определенных подразделений геологического времени, имеющих свой эквивалент в геохронологической шкале.

Литостратиграфия [Lithostratigraphy] – наиболее распространенный метод выделения и прослеживания слоев осадочных пород, обладающих схожими литологическими характеристиками. Литостратиграфические подразделения (серия, группа, комплекс, толща, пачка, слой (пласт), маркирующий горизонт) выделяются в объеме совокупностей горных пород, объединенных литологическими особенностями (признаками), позволяющими устанавливать положение этих подразделений в разрезе и на площади распространения.

Сейсмостратиграфия **[*Seismic stratigraphy*] –** выделение и сопоставление крупнейших геологических тел, в пределах четких сейсмостратиграфических границ, представленных сейсмогоризонтами. Стратиграфический объем сейсмостратиграфических подразделений устанавливается интерполяцией и экстраполяцией данных по привязке сейсмометрических границ к литологически и палеонтологически охарактеризованным разрезам или выделенным местным или региональным стратонам.

Секвенс-стратиграфия [Sequence stratigraphy] **–** методика расчленения осадочного разреза на соподчиненные части, разделенные поверхностями несогласия, отражающими изменения относительного уровня моря и скоростей седиментации. Направление стратиграфических исследований особых видов стратиграфических подразделений (слоистых геологических тел, ограниченных несогласиями). Анализ генетически связанных осадочных образований с позиций хроностратиграфии в целях предсказания протяженности осадочных резервуаров. Данный метод стратиграфических исследований позволяет раскрыть геологическую историю региона с учетом палеогеографических условий осадконакопления, действующих на фоне определенных тектонических процессов. Особенно важен в нефтяной геологии при прогнозе распространения и качества пород-коллекторов, пород-флюидоупоров и нефтегазоматеринских толщ.

Корреляция [Correlation] – процедура сопоставления и прослеживания в разрезе одновозрастных геологических толщ, часто (но не всегда) обладающих однотипными литологическими характеристиками. Процедура корреляции позволяет представить глубинную структуру резервуара и понять геологические взаимоотношения между разведочными и эксплуатационными скважинами.

Кероген [Kerogen] **–** фракция ОВ горючих сланцев и рассеянной органики пород, представляющая собой темно-серое аморфное вещество, содержащее до 70–80 % углерода, 7–11 % водорода, 10–15 % кислорода, немного азота и серы. Кероген нерастворим в обычных органических растворителях, неокисляющихся кислотах и щелочах. Различают сапропелевый, гумусовый и смешанные его типы. Иногда термином *«кероген»* обозначают все рассеянное органическое вещество (РОВ) пород в целом.

Созревание [Maturation] **–** жар+время преобразуют органическую материю в осадках в кероген и подвижные углеводороды. Аналогия с приготовлением пищи. Высокая температура необходимая для генерации УВ (но не их сжигания). Важно, чтобы материнские породы были достаточно нагреты для того, чтобы произошла генерация и миграция УВ, и не перегреты до такой температуры, при которой бы происходило разрушение углеводородных молекул на составные элементы.

История развития бассейна седиментации [Basin histories] важна для описания нефтегазоносной системы во времени и пространстве. Необходимы палеореконструкции, позволяющие определить основные ее характеристики. Реконструкции временных интервалов показывают распределение в разные геологические эпохи морей, океанов и континентов. Такие карты необходимы для определения наиболее важных трендов седиментации и депоцентров отложения пород резервуаров и флюидоупоров.

Керн [Core] **–** каменный материал, выбуренный из стенки скважины, обеспечивающий базовую информацию в понимании детального строения осадочного резервуара.

Картопостроение [Mapping]. Карты при работе геолога-нефтяника являются первичным средством для объединения, интерпретации и передачи пространственных данных. Соответственно картопостроение представляет собой метод двумерного представления трехмерных поверхностей в целях расположения скважин и определения размеров скоплений УВ. Геологи-нефтяники и геофизики должны быть знатоками в построении и чтении карт и очень хорошо представлять в своем воображении (мысленно) трехмерные объемные объекты, выраженные двумерными представлениями в плоскости. Визуализацию данных обеспечивают современные картопостроительные пакеты, позволяющие не только изображать поверхности в трехмерном виде, но и рассматривать их при вращении с любой точки (при любой перспективе). Насыщенные красками визуальные изображения жестко зависят от качества используемых данных, и могут непреднамеренно ввести в заблуждение относительно простоты строения исследуемого объекта. Поэтому следует адекватно оценивать некоторые из возможных погрешностей, заложенные в картах.

Каротаж [Well logging] **–** процесс производства каротажа или регистрация показаний каротажа скважин при измерении физических свойств пород-резервуаров. Общий термин, используемый для обозначения различных методов или технических приемов изучения погребенных осадочных толщ.

1.2. Краткий экскурс в историю добычи нефти

Добыча нефти в России имеет долгую и интересную историю. Российские геологи и нефтяники ведут поиски, разведку и разработку месторождений УВ свыше 150 лет. Россия занимает третье место в мире по запасам нефти, уступая лишь Саудовской Аравии и Ираку. Перспективные и прогнозные запасы нефти оцениваются в 62.7 млрд тонн. Скопления нефти открыты на территориях 36 субъектов Российской Федерации из 89, в 30 из них ведется добыча углеводородного сырья [58; 91].

Как полезные ископаемые, нефть и газ известны человечеству уже несколько тыс. лет. Задолго до н.э. выходы нефти и газа были обнаружены в бассейнах Черного и Каспийского морей и использовались для отопления, приготовления пищи, смазки, как цементирующий

материал и дорожное покрытие, для заделывания щелей и смоления судов. За несколько столетий до н. э. в Китае производилось ударное бурение с использованием бамбуковых труб. Однако систематическая добыча нефти в мире началась лишь спустя 2000 лет. Историю нефтепоисковых работ в России принято делить на несколько периодов.

Первый период (*вторая половина XIX века – первая четверть XX века)* был самым большим по продолжительности и самым отсталым по технологиям. Пионеры нефтедобычи не могли похвастаться высоким уровнем знаний о региональной геологии и перспективах нефтегазоносности недр. Объемы работ были небольшими, методики далеки от совершенства, а «нефтяной Меккой» считались исключительно районы Северного Кавказа. Вместе с тем, уже к середине 20-х годов прошлого столетия добыча нефти в России достигала 2,5 млн. тонн в год. Как это все начиналось?

С незапамятных времен естественные выходы нефти на территории стран СНГ (бывшего СССР) были известны во многих местах: на Апшеронском полуострове, в районе Поволжья, в Грузии, в районе Грозного, на Ухте, на Сахалине. Естественно, что и добыча нефти начиналась в тех же регионах, где нефть просачивалась на поверхность. Выходы и источники нефти и газа, а также обнаженные на поверхности земли различные битуминизированные отложения, пропитанные асфальтом, рассматривались как местные достопримечательности и привлекали посетителей из отдаленных мест.

Сохранились свидетельства древних историков о том, что еще в III – IV вв. с территории Азербайджана в Иран вывозилась нефть. Сведения о добыче нефти на Апшеронском полуострове содержатся в рукописях многих арабских и иранских авторов, таких как Ибн Мискавейх (X в.), Абу Дулаф (X в.), Якута Аль-Хамави (XIII в.), Хамдуллах Газвини (XIV в.) и др. [13;59;96;121].

Нефте- и газопроявления были зафиксированы в Баку, на западном склоне Каспийского моря, многими арабскими путешественниками и историками еще в десятом веке, лично наблюдавшими, как люди в Баку использовали нефть в медицинских целях и для проведения богослужений. С четырнадцатого века нефть, собираемая в Баку, экспортировалась в другие страны Среднего Востока. Ежедневная добыча нефти в начале XV в. составляла 200 харваров (ослиных вьюков) (рис. 1.2).

Рис. 1.2. Перевозка нефти на верблюдах
Фото из коллекции НК ЮКОС

Часть ее вывозили на судах. Неподалеку от города было много выходов горящих нефтяных газов. Вокруг крепости Баку находилось около 500 колодцев, из которых добывалось «белое и черное нефтяные масла» [14].

В XVII веке Бакинская нефть привлекает внимание европейских государств. В 1633–1639 гг. герцог Шлезвиг Голштинский специально снарядил два посольства в Московское государство и в Иран для ознакомления с нефтяными богатствами юж-

ного и западного побережья Каспия. Участник этих двух посольств Адам Эльшлегер, известный в литературе под именем Олеария, посетил Каспийское побережье в 1636 г. Он характеризовал нефть как особое масло, которое около Баку и близ горы Бармах вычерпывалась в очень большом количестве из постоянных колодцев и в мехах развозилась большими возами для продажи. Нефтяные колодцы располагались недалеко от моря и представляли собой разнообразные ямы, расположенные почти все на расстоянии одного выстрела из ружья; из которых сильным ключом била нефть – *Oleum Petroleum* (рис. 1.3).

Рис. 1.3. Добыча нефти из нефтяной ямы вручную.
Фото из коллекции НК ЮКОС

В главные колодцы нужно было спускаться в глубину на две сажени, для чего пользовались поперечными балками в качестве лестницы. Сверху было слышно, как бурлят ключи, как бы кипя; запах их довольно сильный, причем белая нефть имела более приятный аромат, чем бурая [14].

В России первое письменное упоминание о получении нефти появилось в XVI веке. Путешественники описывали, как племена, жившие у берегов реки Ухта (север Тимано-Печорского района), собирали нефть с поверхности реки и использовали ее в медицинских целях и в качестве масел и смазок. Нефть, собранная с реки Ухта, впервые была доставлена в Москву в 1597 году.

В 1721 году на реке Ухте в Пустозерском уезде инженер Григорий Черепанов нашел нефтяные источники, но их промышленная разработка оказалась убыточной из-за высокой себестоимости. В 1745 г. заводы по перегонке нефти в этом районе все же были построены купцами – Набатовым и Прядуновым. Со смертью и первого, и второго организованные ими нефтяные производства пришли в упадок, а затем и вовсе были заброшены.

С давних времен нефть добывали и на Керченском полуострове. Свидетельством чему являются амфоры с нефтью, датируемые XVI веком, обнаруженные в 1951 г. при раскопках на берегу Таманского залива.

В первой четверти XVIII века Бакинским районом заинтересовался Петр I, рассматривая его как опорный пункт для развития торговли России с Востоком. Особенно его привлекала, так называемая «белая нефть», которая издавна добывалась в окрестностях Баку. В 1723 г. в приказе генералу Матюшкину Петр I указал: «Белой нефти тысяча пудов или сколько возможно прислать, да поискать здесь мастера». Выполняя приказ, генерал Матюшкин в 1723 г. захватил г. Баку.

Рис. 1.4. Добыча нефти подневольным трудом . Фото из коллекции НК ЮКОС

К 1806 г. в пределах Бакинского района количество колодцев достигло 117, из них только 2 принадлежали представителям народа (братьям Селимхановым), остальные являлись собственностью Бакинского хана Хусейна. Работы по добыче нефти, очистке и строительству новых колодцев выполнялись либо рабами, либо крепостными крестьянами (рис. 1.4).

Окончательное «присоединение» Бакинского ханства к Российской империи произошло в 1913 году. С момента установки первой Бакинской вышки и вплоть до конца 60-х годов прошлого столетия добыча всего Бакинского района составляла около 20 тыс. тонн. Царское правительство освободило нефтяные промыслы от всех налогов на 7–8 лет, давая возможность населению безвозмездно заниматься торговлей и добычей нефти. В 1821 году нефтяные колодцы Бакинских месторождений были отданы на откуп купцу Мирзоеву.

Колодезный период нефтяной промышленности. Период добычи нефти с 1806 по 1872 годы получил название «колодезного». К началу XIX века в Бакинском районе насчитывалось 125 нефтяных колодцев, в том числе на Балаханах – 82; на Биби-Эйбате – 22; в Сураханах – 16; в Бинагадах – 5 (рис. 1.5) [13].

Рис. 1.5. Нефтяные колодцы Биби-Эйбата – общий вид. Фото из коллекции НК ЮКОС

Другим крупным районом нефтедобычи того времени был Северный Кавказ (район Грозного). В 1823 году на Кавказе появился первый нефтеперегонный маленький завод трех братьев-крестьян Дубининых в Моздоке, затем купцов Воскобойникова в Балаханах и Кокорева в Сураханах (Азербайджан).

С этого времени Россия ежегодно добывала порядка 4000 тонн нефти в год и занимала почетное первое место в мире. Первоначально нефть потреблялась почти исключительно на месте и в сыром виде. Нефть в Азербайджане того времени добывалась из нефтяных колодцев, которые имели каменную или реже деревянную крепь (рис. 1.6). В начале 1825 года вокруг Баку всего было около 120 колодцев и 32 погреба для хранения нефти, к концу 1840-х годов их число выросло до 133, из которых 87 были расположены в Балаханах, 25 – в Биби-Эйбате, 16 – в Сураханах и 5 – в Бинагадах. По качеству добываемой нефти на первом месте стояли Сураханские колодцы, где добывали белую нефть.

Рис. 1.6. Добыча нефти из колодцев,1840 г. Фото из коллекции НК ЮКОС

К концу 1860-х годов в Бакинском районе было уже 227 колодцев. Способ добычи нефти на первом этапе – до начала 60-ых годов был довольно примитивным (ее добывали из неглубоких колодцев с помощью специальных ведер-желонок) и лишь с начала 70-х годов стал использоваться американский опыт применения буровых снарядов при добыче нефти, и районы Баку стали покрываться буровыми вышками.

Отмена откупной системы привела к развитию не только нефтедобывающей промышленности и росту количества буровых скважин (с 9 в 1873 году до 1740 в 1901 году), но и к качественному совершенствованию самой добычи и появлению заводов по переработке нефти. В 1873 году на бакинских нефтяных промыслах появилась первая паровая машина, в 1901 году их число составило 2769. В 1870 году число нефтеперегонных заводов в Бакинском районе составило 47, а через 20 лет после отмены откупной системы их число выросло до 69.

О размерах добычи в последующие годы можно судить по данным, представленным в 1842 году Каспийской Палатой Государственных Имуществ по 2-ому Департаменту Министерства Государственных Имуществ. Там было указано, что всего на Апшероне имеется 136 колодцев, из которых ежегодно добывается до 3,76 тыс. тонн нефти, и что нефть в больших количествах вывозится в Персию, чем в Россию (табл. 1.1 и 1.2) [13].

Несмотря на увеличение числа колодцев, годовая добыча нефти в первой половине XIX в. оставалась фактически на одном уровне – 250–300 тыс. пудов (4–5 тыс. тонн). В 1813 г. число колодцев составляло 116, в 1825 г. – 125, 1850 г. – 120, 1860 г. – 218. Эксплуатация нефтеучастков велась весьма примитивно.

Таблица 1.1

Количество добываемой колодезным способом нефти в Бакинском районе в 1818–1872 гг.

Годы	Добыча нефти (т)	Годы	Добыча нефти (т)
1818	3872	1849	4024,304
1821–1824	3200	1850	4160
1825	3360	1855	3479,584
1826	3872	1857	3520
1827–1830	4000	1860	3965,024
1831	4000	1862	5358,816
1833	2880	1863	6327,52
1835	3906,384	1864	8623,456
1837	3768,512	1866	9469,12
1839	3865,888	1868	11772,22
1841	3491,232	1870	27264
1843	3505,68	1871	22016
1845	3497,504	1872	24576
1848	3859,92		

Таблица 1.2

Данные о вывозе нефти из Баку в 1836–1843 гг.

Годы	в Персию		Во внутренние районы России	
	в тоннах	в рублях	в тоннах	в рублях
1836	2338,008	51128	179,088	4286
1837	1926,464	42877	130,128	1903
1838	2317,872	57991	121,92	2662
1839	2290,224	52031	308,16	6868
1840	2547,456	55677	107,92	2501
1841	2577,952	56459	182,016	4332
1842	2747,36	60459	245,2	5260
1843	2755,52	45156	138,304	3592

Первая нефтяная скважина в мире была пробурена на Биби-Эйбатском месторождении вблизи Баку в 1848 году. Однако нефти она не дала. Причина отсутствия нефти заключалась в неблагоприятных геологических условиях. Государство отказалось финансировать бурение следующих скважин.

В 1859 г. Эдвин Дрейк (США) пробурил скважину в Пенсильвании, которая дала фонтан нефти. С этим событием связывают начало современной нефтяной промышленности [88].

Нефть добывалась из скважин при помощи желонок, а бурение было ударно-штанговым и велось с помощью весьма примитивных станков. Способы хранения нефти были на таком низком уровне, что наиболее ценные ее продукты улетучивались еще до употребления и переработки, так как прямо из желонок нефть поступала в земляные ямы (амбары). На таком же низком уровне велась и переработка нефти. Правительство после отмены откупной системы ограничилось получением с нефтепромышленников ежегодных налогов за пользование нефтепромыслами и обложением акцизом вырабатываемого ими керосина.

Рис. 1.7. Нефтяной фонтан. Фото конца XIX в. из коллекции НК ЮКОС

Новые предприниматели, по примеру Америки, стали впервые применять новый способ добычи нефти посредством бурения. Хотя попытки применения бурения на Кавказе имели место и ранее, еще в середине 60-х годов, когда Кокорев и Губонин использовали при добыче нефти буровые снаряды. Впоследствии правительство запретило применение этого способа на основании мнения Абиха, производившего по поручению правительства за три года перед тем изыскания на Апшеронском полуострове и пришедшего к заключению, что буровой снаряд не может принести пользы в буровом деле.

Только в 1869 г. откупщик Мирасов получил разрешение на бурение нефтяной скважины. Заложенная им в Балаханах скважина с глубины 64 м. дала обильное выделение газа. Мастер, руководивший работами был очень напуган этим результатом, приписал это Шайтану и приказал забить скважину песком [13].

В 1871 г. Мирзоев заложил вторую скважину, которая с глубины 45 м. дала фонтан нефти, сначала 11, а затем 33 т/сут. Бурение производилось примитивно, с помощью балансира, лебедки и ручного насоса. Когда в 1873 году, на глубине всего 14 саженей, забил первый мощный фонтан, выбросивший за самое короткое время несколько миллионов пудов нефти, бурение пошло с головокружительной быстротой (рис. 1.7).

В России к 1871 году было лишь 3 нефтяные скважины и более 100 нефтяных колодцев. Количество колодцев продолжало возрастать до 1880 г. и только в Грозненском районе достигло 564. Затем оно стало уменьшаться и к 1885 г. составило 221.

В 1873 году в период очередного нефтяного кризиса (цена на пуд нефти упала с 45 до 2–3 копеек.) на Кавказ приехал представитель младшей ветви рода Роберт Нобель.

Через пять лет братья Роберт и Людвиг Нобели владели 7 из 301 общероссийскими скважинами, нефтеносными участками, нефтепроводом и первым в мире металлическим танкером. Товариществу принадлежало 150 предприятий по сбыту продукции из нефти.

В Бакинском регионе находилось много больших месторождений с относительно легко извлекаемыми запасами, но транспортировка нефти до рынков сбыта была трудной и дорогой.

Братья Нобель и семейство Ротшильдов сыграли ключевую роль в развитии нефтяной промышленности в Баку, бывшего в то время частью Российской империи. Нефтяная промышленность получила стремительное развитие и на рубеже веков на долю России приходилось более 30 % мировой нефтедобычи.

С перевозок нефти, добываемой Ротшильдами, в Западную Европу начала свой бизнес компания Шелл Транспорт и Трейдинг, позже ставшая частью Роял Датч/Шелл [13;121].

С 1877 года Бакинская нефтяная промышленность встала на твердую почву. Уже в 1879 году насчитывалось 126 отдельных фирм и предпринимателей, которые добывали нефть на площади в 411 десятин (казенных земель было 259 десятин, и частновладельческих – 152).

По мере развития нефтеперегонных заводов, как в Баку, так и в других местах России, керосин местного производства стал поступать на внутренний рынок наряду с американским. В 1873 году ввоз иностранного керосина достиг максимума – 46.1 тыс. тонн. В дальнейшем ввоз иностранного керосина вытеснился появлением своего керо-

сина. Однако окончательно ввоз иностранного керосина был прекращен только после 1884 года.

В начале 1890 года вокруг Грозного работали 170 скважин. Доход от аренды получало Терское казачье войско. Неграмотные чеченцы были против нефтедобычи. Именно они смогли поставить дело так, что после 1917 года все нефтяное дело в Грозненском районе было разгромлено и самым безжалостным способом уничтожено.

С 1861 по 1913 год – с отмены крепостного права и до начала первой мировой войны – нефтедобыча в России увеличилась ровно в 1469 раз.

В 1901 г. в Бакинском районе достигнута максимальная дореволюционная добыча нефти – 11 млн. тонн; на месторождениях России было добыто 631 млн. пудов – 50 % ее мировой добычи (рис. 1.8).

Рис. 1.8. Добыча нефти в России в 1901 г. Фото из коллекции НК ЮКОС

В этот же период русские нефтепромышленники усердно поддерживали выгодную для себя «теорию» истощения Бакинских нефтяных месторождений, предложенную некоторыми учеными.

Во второй половине девятнадцатого века нефтяные месторождения стали находить и в других частях страны. В 1864 году скважина, пробуренная в Краснодарском крае, впервые стала фонтанировать. Четырьмя годами позже первая нефтяная скважина была пробурена на берегу реки Ухта (рис. 1.9).

В 1876 началась коммерческая добыча на Челекенском полуострове на территории современной Туркмении. Быстрый рост добычи нефти сопровождался строительством различных заводов по переработке сырой нефти, открытием завода по производству масел в районе Ярославля в 1879 и аналогичного производства в том же году в Нижнем Новгороде [14].

Рис. 1.9. Буровая вышка купца М. Сидорова на реке Ухта, 1868 г. Фото: из коллекции НК ЮКОС

В 1898–1902 гг. Россия за счет Баку опередила Америку по добыче нефти и до 1917 года оставалась крупнейшим производителем нефти в мире. В экспортных доходах Российской Империи нефть стояла на третьем месте после зерна и леса.

В настоящее время трудно установить, когда и кем была изобретена фонтанная арматура. В 1902–1917 гг. устья периодически фонтанирующих скважин были оборудованы специальными будками, внутрь которых изливалась нефть. Будки предотвращали разбрызгивание нефти, которая могла создать пожароопасную ситуацию. Попадая в эту будку, струя нефти ударялась в располагавшийся над ее устьем щит, теряла энергию и стекала по стенкам в желобки, а по ним в амбары, представляющие собой земляные ямы, прикрытые крышками. Господствующим способом добычи нефти являлось тартание (добыча нефти с помощью желонки). В качестве двигателей использовались паровые машины.

Рост нефтяного производства привел к расширению торговли нефтью и ее продуктами и поиску способов их эффективной транспортировки. В результате был создан большой нефтеналивной флот, а в 1883 г. для выхода на зарубежные рынки была открыта Закавказская железная дорога от Баку до Батуми. В июле 1907 г. вдоль этой дороги был пущен в эксплуатацию керосинопровод, соединивший Баку с берегами Черного моря.

Добыча нефти в Бакинском районе после 1901 года начала снижаться, но до 1904 года держалась на сравнительно высоком уровне (10,1 млн т.). В 1905 году она упала ровно на треть – до 6,7 млн т. Вследствие этого упадка добычи роль России, как нефтедобывающей страны, с 37,9 % в 1904 году понизилась до 26,8 %, а роль США повысилась с 51.7 % до 61 %. Падение добычи нефти было особенно интенсивным в 1905–1906 гг. и после 1907–1908 гг., когда она упала до 5619 тыс. тонн, т. е. до 50 % добычи 1901 г. (табл. 1.3).

Таблица 1.3

Распределение мировой добычи по странам на 1905 г.

Нефтедобывающие страны	Год начала нефтедобычи	Добыча, тыс. т	Добыча в % к мировой
Россия	1821	7467,2	26,8
США	1859	17005,0	61
Румынии	1874	615,0	2,3
Япония	1875	185,0	0,7
Канада	1881	92,2	0,3
Германия	–	78,9	0,3
Британская Индия	1891	439,0	1,6
Перу	1896	55,7	0,2
Голландская Индия	1900	1064,0	3,7
Мексика	1901	37,5	0,1

Во время революции 1905 года были сожжены многие нефтяные скважины. Прямые убытки превысили 40 млн рублей. Был утерян экспортный рынок. Если в 1904 году из России вывозилось 119,2 млн пудов, то в 1905 году вывоз составил всего 51,44 млн пудов, а в 1906 – 47,6 млн пуда. Утраченные рынки захватил Рокфеллер со своей нефтяной империей «Стандарт Ойл».

До 1905 года основная часть русского керосина шла в Англию. После 1905 года поставки его упали ровно в 6 раз. До этого времени русская нефтяная промышленность была сильнейшей в мире. После 1905 года 61 % мировой нефтедобычи приходился на США. У России осталось всего 28 % [14; 62]. В канун революции 1917 Грозненская нефть составляла 21,8 % общероссийской добычи, была дешевле Бакинской и превосходила ее по качеству.

К 1917 году иностранным капиталистам в Баку и Грозном принадлежало около 46–50 % инвестированного капитала. Правительство было заинтересовано в получении от нефти значительного дохода внутри страны, поэтому большая часть нефти перерабатывалась и потреблялась внутри страны. На экспорт шли преимущественно керосин и смазочные масла, которыми внутренний рынок был насыщен.

Последующее постепенное увеличение добычи нефти в России было весьма незначительным и кратковременным. Добыча нефти в 1916 г., достигшая самого высокого уровня после 1901 г., составляла лишь 85–90 % добычи 1901 г. и 16 % – всей мировой добычи. Но все же Россия сохраняла второе место в мировой добыче нефти вплоть до 1917 г. К этому времени мировая добыча нефти достигла 27,8 млн тонн, а нефтедобывающих стран с добычей свыше 33 тыс. тонн было уже 11. Накануне первой миро-

вой войны 75 % всей добываемой в России нефти сжигалось в топках паровых котлов. Основными потребителями нефтяного топлива были промышленность, железные дороги и водный транспорт.

Мазутный период. В период с 1888 по 1914 гг. нефтяная промышленность имела ярко выраженный «мазутный» характер, в связи с большим ростом внутреннего потребления мазута.

В 1918 г. удельный вес нефтяных районов в общеимперской добыче нефти составлял: Азербайджан – 82,6 %, Грозный и Дагестан – 13,1 %, Средняя Азия – 2,0 %, Казахстан – 1,3 %, Азово-Черноморский край – 1,0 %. После упадка 1905 г. добыча бакинской нефти в 1909 г. поднялась до 8,2 млн тонн, затем в 1913 г. понизилась до 7.2 млн тонн, а в 1914 году дошла до 7,0 млн тонн.

Советский период нефтяной промышленности начинает свой отсчет с 20-х годов прошлого века. В июне 1918 г. нефтяные промыслы были национализированы, но реальный контроль над основными нефтеносными районами с конца 1918 и до весны 1920 года находился в руках правительства независимой Азербайджанской Демократической Республики (АДР), просуществовавшей неполных два года (1918–1920), и оппозиционной большевикам Белой Армии Деникина, контролировавшей Кавказский район.

Для нефтяной промышленности наступили годы глубокого кризиса: сократились добыча нефти и мощности нефтеперерабатывающей промышленности, возникли сложности с ее реализацией на традиционном российском рынке. Кризис, охвативший нефтяной сектор, распространился на всю экономическую и социальную сферы жизнедеятельности Первой Республики, в результате чего к весне 1920 г. возник кризис власти, приведший к падению Армии Деникина.

В апреле 1920 г., после победы большевиков на Северном Кавказе и ликвидации формирований Деникина в результате вооруженного переворота, реальный контроль над нефтяными районами бывшей российской империи перешел в руки Советской власти. С этого периода и вплоть до 50-х гг. добыча нефти по-прежнему концентрировалась в трех районах – Бакинском, Грозненском и Эмбинском, среди которых ведущим центром нефтедобычи являлся Баку.

В 20-е годы был разработан специальный план возрождения нефтяной промышленности в Азербайджане, технической реконструкции и переоснащения нефтяной промышленности, внедрения усовершенствованных методов бурения и эксплуатации скважин, реализация которого привела к восстановлению объемов добычи нефти уже в 1926 г. [121].

В период 1921–1930 гг. огромную роль в развитии нефтяной промышленности в СССР сыграли иностранные компании (английская «Бритиш Петролеум», американские «Стандарт Ойл» и «Барнсдалл», итало-бельгийские, японские, немецкие и др.) и привнесенные ими передовые техника и технологии.

В 1938 г. нефтяные промыслы Азербайджана давали до 70 % всей добычи нефти в СССР, при этом в 1938 г. 83 % всей нефти в республике добывалось на открытых в советский период новых площадях и на новых горизонтах старых площадей.

В 1940 г. и 1941 г. были достигнуты максимальные уровни добычи за весь – более чем столетний период освоения Бакинского нефтяного района – 22,175 и 23,481 млн. тонн нефти. Значительно изменилась и география нефтяной индустрии. Старые промысла вышли на более глубокие уровни, появились новые мощные буровые установки, начал внедряться прогрессивный турбинный способ бурения и метод наклонно-направленного бурения.

В годы войны Азербайджан являлся главным нефтяным резервуаром СССР. В этот период нефтяники Баку дали стране около 75 млн тонн нефти, 22 млн тонн бензина и других нефтепродуктов и тем самым внесли решающий вклад в победу советского народа над фашизмом.

В 1944 г. впервые в СССР за 100 км от материка началось строительство морских нефтяных промыслов, получивших название Нефтяных камней. В ноябре 1949 г. первая морская скважина на Каспии дала нефть.

В 1966 г. начал свою жизнь свайный городок морских нефтяников «Сагачалы море» – богатейшее нефтегазовое месторождение. В послевоенный период интенсивное развитие получили нефтеперерабатывающая и нефтехимическая промышленность, нефтяное машиностроение.

В 1965 г. на долю Азербайджана приходилось около 11 % добычи нефти, 46 % производства оборудования для нефтяной промышленности. К середине 70-х гг. здесь производилось уже более трети всего производимого в СССР нефтепромыслового оборудования, в том числе 70 % техники для добычи нефти. К этому периоду нефтяная промышленность Азербайджана с момента своего возникновения добыла около 900 млн. тонн нефти, из них 74 % за советский период. Основную часть этой нефти дали старейшие промысла – Раманинский, Сабунчинский, Сураханский, Бинагадинский, Биби-Эйбатский.

В дальнейшем – с середины 60-х годов на первый план вышли новые месторождения суши и моря (Бакинского и Апшеронского архипелагов), на которых стала применяться современная технология добычи нефти [13;59].

«Второй Баку». Сверхинтенсивная эксплуатация и постепенное истощение Бакинского нефтяного района стимулировало поиски новых нефтеносных месторождений на территории бывшего СССР. В конце 20-х начале 30-ых годов началось освоение Волго-Уральского нефтяного региона, получившего название «Второго Баку». В 1929 г. были обнаружены первые нефтяные месторождения в Приуралье – у села Верхне-Чусовские городки [16;121]. В 1932 г. было открыто крупнейшее месторождение в Башкирии – Ишимбайский нефтяной промысел, а в 1937 г. – Туймазинское месторождение.

Нефтяная промышленность Башкирии стала базироваться на двух быстро развивавшихся нефтеносных районах. В первый период освоения башкирских месторождений (1932–1945) было получено – 12 млн. тонн нефти, в конце второго (1946–1967) – 47,8 млн. тонн.

В 1943–48 гг. в соседней Татарии были открыты еще более крупные скопления УВ – мощный фонтан Бавлинского месторождения, который давал более 500 тонн нефти в сутки. В 1948 г. – открыто крупнейшее Ромашкинское месторождение [35].

С середины 50-х годов обнаруживаются значительные запасы нефти в Среднем Поволжье. Куйбышевская область с 1959 г. занимает третье место среди нефтедобывающих районов страны. Крупные залежи нефти были обнаружены и в Оренбургской области – в предгорьях Урала, которые интенсивно разрабатывались в 50-е и 60-е годы.

В 1965 г. 72 % всей советской нефти давали все районы «Второго Баку» – (Башкирия, Татария и Куйбышевская область). Благодаря чему в конце 50-х гг. СССР перешел на второе место в мировой добыче нефти после США и нарушил монополию крупнейших нефтяных компаний.

«Третий Баку». В середине 60-х гг. появились первые признаки истощения Волго-Уральских месторождений. Нефтяники были вынуждены обратиться к Западно-Сибирскому региону.

Первая нефть в его пределах была обнаружена в сентябре 1959 г. возле села Шаим Ханты-Мансийского национального округа Тюменской области. В марте 1961 г. Сургутская нефтеразведочная экспедиция под руководством геолога Ф. Салманова, открыла Мегионское месторождение нефти в 700 км. от Шаима. Позднее – в 1963–1965 гг. в этом же нефтяном районе Ф. Салмановым было открыто гигантское месторождение – Самотлорское, за десять лет (1969–1979) давшее миллиард тонн нефти [54].

В 1978 г. Западная Сибирь давала уже 44 % добываемой в СССР нефти. Открытие этих месторождений создало предпосылки развития Ханты-Мансийского, Ямало-Ненецкого ок-

ругов Тюменской области, а также северных районов Томской области. Доля добычи нефти по группам районов СССР в период с 1913 по 1975 гг. представлена в табл. 1.4.

Таблица 1.4

Добыча нефти по группам районов СССР
(в % к общей добыче)

Годы	1913	1940	1950	1960	1970	1975
Группы районов СССР в целом	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Европейская часть	97,0	93,7	86,5	92,8	81,9	63,4
Волго-Уральский район	–	5,8	29,3	70,7	57,1	42,6
Кавказ, в том числе:	97,0	86,5	55,3	20,1	18,0	13,7
Бакинский район	86,0	75,0				
Северный Кавказ	11,0	11,0				
Казахстан и республики Средней Азии	3,0	4,8	11,7	6,1	7,9	10,4
Сибирский район	–	–	–	–	9,0	25,2

В 70–80-е годы советская нефть составляла основу топливно-энергетического баланса большинства социалистических стран. В течение 70-летнего периода в большинстве республик бывшего СССР (в России, Казахстане, Азербайджане) были созданы сырьевая база и высокотехничная транспортная инфраструктура, обеспечившая развитие не только нефтяной, но и смежных отраслей (нефтехимической, энергетического машиностроения, строительного комплекса).

Были созданы гигантские по масштабам технологические мощности в добыче, переработке и транспортировке нефти. Сеть магистральных нефтепроводов составила 66.5 тыс. км, нефтепродуктопроводов – 19,6 тыс. км. Рациональное размещение объектов добычи, переработки и транспортировки нефти и газа способствовало обеспечению энергетической безопасности всех республик бывшего СССР без исключения.

Интенсивный рост добычи и экспорта нефти (вывозилась практически каждая третья тонна добытой нефти) привел к неоправданно высокому росту капиталовложений в нефтяной сектор, причем за счет сокращения инвестирования других отраслей промышленности. Эта тенденция, прежде всего, коснулась Азербайджанской ССР. В целом же по СССР доля капиталовложений в развитие топливно-энергетического комплекса в суммарных промышленных инвестициях страны постоянно возрастала и составляла в 1971–1975 гг. – 35,4 %, в 1976–1980 гг. – 39,7 %, в 1981–1985 гг. – 46,9 %, в 1986–1988 гг. – 47,9 % [14; 62; 91; 129].

Наряду с этим, нерациональные формы организации самого нефтяного производства, не изменившиеся более чем за полуторавековой период хищнический подход к эксплуатации нефтяных месторождений, традиционно слабая технологическая оснащенность советской промышленности и особенно нефтяной отрасли, завершение периода «золотых фонтанов» и необходимость перехода на добычу нефти с новых месторождений с меньшими дебитами в более труднодоступных районах привели к тому что, начиная с 70-х годов добыча нефти в Азербайджане стала сокращаться.

В начале 80-х годов эта тенденция охватила и регион Западной Сибири. В одном только Самотлоре спад добычи составил с 150 млн. тонн нефти в 1980 г. до 112,2 млн тонн в 1985 г.

Каспий и Северный Кавказ оставались центром советской нефтяной промышленности вплоть до Второй мировой войны. Растущая добыча удовлетворяла потребности индустриализации России. Контроль добычи нефти в Баку, отсечение Советского Союза от добычи в этом регионе, были основной стратегической задачей Германии во время войны. Добыча нефти на Каспии снова начала расти после войны,

и в 1951 году достигла рекордного уровня в 850 000 баррелей в день. Баку оставался крупным промышленным центром, около двух третей советского нефтяного оборудования производилось в этом регионе.

В это же время интенсивно развивались разведочные работы в Волго-Уральском регионе, который начинали разрабатывать еще в тридцатых годах. Месторождения в регионе находились недалеко от транспортной инфраструктуры, и их геология не была особенно сложной.

С пятидесятых годов добыча с новых месторождений составляла около 45 % от общей добычи Советского Союза. Широкомасштабные инвестиции в регион быстро окупались, что способствовало серьезному росту добычи нефти в СССР. Дополнительные тонны нефти шли на удовлетворение потребностей новых заводов, которые были построены в период с 1930-х по 1950-е годы.

В начале 1960-х годов Советский Союз вытеснил Венесуэлу со второго места по добыче нефти в мире. Выброс больших объемов дешевой советской нефти на рынок вынудил многие западные нефтяные компании снизить цены на нефть, добываемую на Ближнем Востоке. Это уменьшение доходов было одной из причин создания Организации Стран Производителей Нефти (ОПЕК) [14; 62].

Добыча в Волго-Уральском регионе достигла пика в 4,5 миллиона баррелей в день в 1975 году, но позже вновь упала на две трети от этого уровня.

В 1960–1970 гг. были обнародованы данные об открытии первых крупных месторождений в Западной Сибири. Началась разведка запасов этого региона, главными из которых было открытое в 1965 году месторождение – супергигант Самотлор с извлекаемыми запасами около 14 миллиардов баррелей (2 миллиарда тонн). Рост добычи в Западной Сибири предопределил рост добычи в Советском Союзе с 7,6 миллионов баррелей (более миллиона тонн) в день в 1971 году до 9,9 миллионов баррелей (около 1,4 миллиона тонн) в день в 1975 году. К середине 1970-х годов добыча в районе Западной Сибири заполнила разрыв, образовавшийся из-за падения добычи в Волго-Уральском регионе.

После достижения феноменальной добычи из месторождений Западно-Сибирского бассейна советская нефтяная промышленность стала проявлять признаки упадка. Западно-Сибирские месторождения были относительно дешевы в разработке и давали существенный выигрыш за счет своих размеров. Производственные объединения стремились добыть как можно больше нефти с месторождений с тем, чтобы выполнить план по добыче, при этом не учитывалось влияние последствий разработки на состояние месторождений, бурилось слишком много скважин и закачивалось слишком много воды. Проблемы начали проявляться в падении производительности скважин, низком пластовом давлении и увеличении обводненности [35].

Первое падение, обусловленное хроническим недофинансированием разведки в Западной Сибири, началось в 1977 году. Второе падение произошло в период с 1982 по 1986 годы. В 1988 году Советский Союз достиг нового рекордного уровня добычи в 11,4 миллиона баррелей в день. В то время страна была крупнейшим нефтепроизводителем в мире с объемом добычи существенно выше, чем в США и в Саудовской Аравии. В этот же год уровень добычи в Западной Сибири достиг 8,3 миллиона баррелей в день. Но с этого момента значительного падения добычи уже невозможно было избежать из-за плохих технологий управления добычей, несмотря на резкий рост капитальных вложений, Советский Союз мог сдержать падение добычи только до начала 1990 года. Но затем наступил провал в добыче, он был так же резок, как и ее рост – уровень добычи в России постоянно падал в течение десятилетия и остановился на уровне, почти на половину меньшем начального пика [14; 91; 99;129].

В 80-е годы добыча поддерживалась на уровне 550–570 млн т/год. В годы реформ объем добычи быстро упал до 303–305 млн т/год, то есть в 1,8–1,9 раза.

При этом одновременно происходит падение производительности труда в отрасли. В 1988 г. на одного работника, занятого в нефтедобывающей промышленности приходилось 4,3 тыс. тонн добытой нефти, а в 1998 г. – 1,05 тыс. тонн.

Падение было усугублено экономическим кризисом, который охватил регион в период распада Советского Союза. Развал экономики вызвал резкое падение спроса на нефть внутри страны, а экспортные мощности оставались ограниченными, и поэтому компании были вынуждены продолжать продавать большую долю нефти на внутреннем рынке, зачастую некредитоспособным потребителям. Финансовые трудности компаний спровоцировали резкое снижение объемов новых разведочных работ, объемов бурения и даже объемов капитальных ремонтов существующих скважин. В результате сложилась ситуация, которая привела к дальнейшему неизбежному падению добычи.

Современный период развития (кризис нефтяной индустрии). Начиная с 90-х годов, объемы добычи неуклонно снижались, в 1998 году в России было добыто всего 303 млн. тонн нефти. Объем геологоразведочных работ резко сократился, темпы развития сырьевой базы существенно снизились. В начале 90-х годов для бывшего СССР и особенно для его ведущих нефтедобывающих центров отчетливо выявился значительный спад нефтяной промышленности в рамках глубокого кризиса производства и потребления топливно-энергетических ресурсов. За период 1991–1995 гг. в среднем спад промышленного производства в странах СНГ составил 50 %, добыча нефти сократилась на 38 %. Для ведущих нефтяных центров СНГ эту тенденцию можно представить в виде следующей таблицы (табл. 1.5).

Таблица 1.5

Производство нефти по регионам мира за 1988–1993 годы (в млн.т.)

Регион	Годы					
	1988	1989	1990	1991	1992	1993
Всего в мире	3050	3112	3153	3139	3168	3164
Ближний Восток	736	812	845	823	900	944
Саудовская Аравия	265	267	334	422	436	427
Иран	112	141	155	162	172	180
Кувейт	75	90	60	9	54	97
Абу-Даби	60	73	85	100	96	95
Северная Америка	559	526	514	521	515	504
С Ш А	463	433	420	427	417	401
Канада	95	93	93	94	98	103
Латинская Америка	347	352	372	392	398	406
Мексика	140	143	147	153	153	153
Венесуэла	103	103	115	128	129	132
Бывший СССР	624	609	570	515	448	393
Россия	569	554	518	461	399	352
Казахстан	25,0	25,4	25,8	26,6	25,8	23,0
Азербайджан	13,7	13,2	12,5	11,7	11,2	10,5
Африка	263	288	312	329	332	330
Нигерия	67	80	87	93	91	94
Ливия	50	55	64	72	73	68
Алжир	47	51	55	56	57	56
Азия	302	312	322	329	331	329
Китай	137	137	138	139	142	144
Индонезия	66	70	73	79	75	72

Как свидетельствуют данные таблицы, республики бывшего СССР, в течение 70–80-х годов уступавшие по добыче нефти только ближневосточному нефтяному региону, с 1990–1991 гг. стали уступать свои позиции Североамериканскому и Латиноамериканскому регионам.

В 1995 г. спад продолжился, и объем добычи нефти составил 307 млн. тонн, или 97 % от уровня 1994 г. О кризисной ситуации в нефтяной промышленности бывшего СССР наглядно свидетельствуют и данные о стремительном падении его роли и места в мировой добыче нефти в период 1988–1993 гг.

В 2001 году добычу нефти вели 12 нефтяных компаний, 110 самостоятельных акционерных обществ и 10 организаций газовой промышленности и геологической разведки недр. В 2001 г. добыто 337 млн тонн нефти, а экспортировано 158,6 млн тонн сырой нефти и 69,2 млн тонн нефтепродуктов. Экспорт сырой нефти и нефтепродуктов составил 227,8 млн тонн или 67,6 % ее добычи в РФ (при этом в страны СНГ ушло лишь 11 % экспортированной нефти).

В настоящий момент Россия проводит дифференцированную нефтяную политику, развивая сотрудничество на двустороннем и многостороннем уровнях со странами СНГ (прежде всего с Азербайджаном и Казахстаном), Балтии и Восточной Европы, продвигаясь на новые платежеспособные рынки Ближнего Востока (особенно в Ираке), взаимодействуя с международными организациями и транснациональными нефтяными компаниями. Многие крупнейшие месторождения УВ осваиваются совместно с иностранными компаниями.

Добыча нефти в России окончательно прекратила свое падение в 1997 году. Независимые эксперты считают, что Западная Сибирь располагает остаточными запасами более 150 миллиардов баррелей (более 20 миллиардов тонн), и уровень добычи может быть в три раза больше, чем сейчас. Но ситуация осложнена плохими пластовыми условиями на уже разрабатываемых месторождениях и тем, что Западно-Сибирские месторождения обычно состоят из большего числа нефтеносных пластов, чем месторождения в других регионах, что осложняет добычу [12; 16].

Другие провинции также демонстрируют существенный потенциал. Тимано-Печорский бассейн простирается от Урала на востоке до Баренцева моря на севере. Регион характеризуется резким климатом, большая часть запасов относится к категории трудноизвлекаемых и содержит тяжелую нефть. Несмотря на это, остаточные разведанные запасы оцениваются приблизительно в девять миллиардов баррелей (1,25 миллиардов тонн), представляя хороший потенциал развития нефтедобычи в России.

Остаточные запасы Восточной Сибири оценены в три миллиарда баррелей (0,45 миллиардов тонн), но неразведанные запасы могут быть в несколько раз больше. Основной проблемой этого региона является удаленность от рынков сбыта и отсутствие транспортной инфраструктуры [5].

Нефтяные запасы острова Сахалин также представляются довольно значительными, но их разработка в наши дни сдерживается высокой капиталоемкостью.

К настоящему времени в России открыто более 2000 нефтяных и нефтегазовых месторождений. Около 85 % из них находятся в Западной Сибири – главной сырьевой базе страны. Большая часть остальных месторождений приходится на Урало-Поволжье и Европейский Север России.

Сегодня в России выделяются три крупные группы районов, которые соответствуют начальной, средней и поздней стадиям освоения сырьевой базы. На начальной стадии освоения находятся месторождения Восточной Сибири, Дальнего Востока (за исключением острова Сахалин), шельфы российских морей. Средняя стадия освоения характерна для месторождений Западной Сибири, частично Европейского Севера (Тимано-Печорский регион). На поздней стадии освоения находятся «старые» добывающие районы Урало-

Поволжья, Северного Кавказа и острова Сахалин. В настоящее время в России не разрабатываются по различным причинам около 900 нефтяных месторождений [12; 17].

Эволюция основных представлений о нефти и вехи развития мировой нефтяной промышленности отражены в табл. 1.6.

Таблица 1.6

Основные вехи развития мировой нефтяной промышленности

6000–4000 лет до н. э.	Раскопками на берегу Евфрата установлено существование нефтяного промысла. В то время нефть применяли в качестве топлива, а нефтяные битумы – в строительном и дорожном деле	Сейчас на этой территории располагаются такие крупнейшие нефтедобывающие страны, как Иран и Кувейт
2000 лет тому назад	Во времена античности древнегреческий ученый Страбон, высказал первые идеи о появлении УВ: «В области аполлонийцев есть место под названием Нимфей, – писал он, – это скала, извергающая огонь, а под ней текут источники теплой воды и асфальта, вероятно, от сгорания асфальтовых глыб под землей…»	Страбон объединил два факта: извержение вулканов и образование асфальтов (так он называл нефть). И… ошибся! В упомянутых им местах нет действующих вулканов. Не было их и двадцать столетий назад. То, что Страбон принял за извержения, на самом деле – выбросы, прорывы подземных вод (так называемые грязевые вулканы), сопровождающие выходы нефти и газа на поверхность.
Первое тысячелетие нашей эры	Случаи применения природного газа, получаемого из пробуренных скважин или колодцев и шурфов, сооружаемых для разных целей, были известны в китайской провинции Сычуань. При бурении скважин на соль было открыто газовое месторождение Цзылюцзынь.	Практичные люди из Сычуаня довольно скоро научились использовать этот газ для выпаривания соли из рассола. Пример типично энергетического применения.
1126 г.	Пробурены первые скважины для добычи пресной воды во французской провинции Артуа	
XIV век	Экспорт нефти, собираемой в Баку в другие страны	
XVI век	Первое письменное упоминание о нефти в России	Использование нефти племенами в качестве смазок и масел.
1532 г.	На территории нынешнего Перу асфальт использовали для покрытия дорог.	
1597 г.	Ухтинская нефть впервые доставлена в Москву	
2 января 1703 г.	Формальный день рождения русской нефти. Все хорошее, равно как и плохое, в России началось с царя Петра Великого …….	Первая русская газета «Ведомости», редактором которой был сам царь, сообщала: «Из Казани пишут, что на реке Соку нашли много нефти. Петр высоко оценил нефть, считая, что сей минерал, если не нам, то нашим потомкам весьма полезен будет»

Продолжение табл. 1.6

1721 г.	На реке Ухте в Пустозерском уезде инженер Г. Черепанов нашел нефтяные источники, но их промышленная разработка оказалась убыточной из-за высокой себестоимости	
1733 г.	Бакинские мастера свыше 200 лет тому назад уже могли осуществлять перегонку нефти	
1745 г.	Ф. Прядунов получил разрешение начать добычу нефти со дна р. Ухта, но с его смертью производство пришло в упадок	
1798 г.	В Англии устроено газовое освещение главного корпуса мануфактуры Джеймса Уатта.	
1804 г.	В Англии образовано первое общество газового освещения	
1818 г.	Газовые фонари появились в Париже	Газификация быта стала синонимом прогресса, процессы газификации топлива совершенствовались, а получаемый газ стали все чаще называть «городским газом»
1823 г.	На Кавказе появился первый нефтеперегонный завод трех братьев-крестьян Дубининых в Моздоке	
1830–1840 гг.	Впервые в мире в России на заводе Воскобойникова стал использоваться природный газ для переработки нефти	
1846 г.	Пробурена первая нефтяная скважина на месторождении Биби-Эйбат, около Баку, оказавшаяся пустой	
1853 г.	Во Львове изобретение аптекарями И. Лукасевичем и Я. Зехой безопасной керосиновой лампы	Использование нефти для освещения
1857 г.	Румыния – первая страна в мире, зарегистрировавшая нефтедобычу	
1864 г.	Впервые русский предприниматель, полковник Новосильцев на площади Кудако (Краснодарский край) пробурил скважину ударным способом с механическим приводом бурового станка	Скважина, пробуренная в Краснодарском крае, впервые стала фонтанировать
Середина XIX века	Природный газ становится технологическим топливом, и одним из первых примеров можно привести стекольное производство, организованное на базе месторождения Дагестанские огни	

Продолжение табл. 1.6

Середина XIX века	В России продавался прибор – угадыватель нефти системы Менсфилда. Он состоял из стрелки и шкалы, которые устанавливались на деревянном колу, втыкаемом в землю. По мысли изобретателя, близкое залегание нефти должно было вызвать отклонение стрелки, которая как будто бы реагировала на протекание электрического тока между землей и атмосферой	Идея сама по себе была здравой, но вот надежность прибора… О ней достаточно красноречиво говорит тот факт, что проверка прибора до его покупки не разрешалась.
1871 г.	Скважина, пробуренная в Балаханах, дала фонтан нефти 33 т/сут.	
1872 г.	Вплоть до 1872 года действовала откупная система, по которой месторождения каждые четыре года меняли владельцев	Росла себестоимость, а инвестиции падали – гарантии продолжения разработок не было никаких.
Вторая половина XIX века	Впервые в мире в России применен наливной метод перевозки нефти и нефтепродуктов на морском транспорте, положивший начало развитию танкерного флота. Первые танкеры также были построены в России	
Вторая половина XIX века	Впервые в мире в России начали строить особые трубы от месторождений до нефтеперерабатывающих заводов и портовых причалов	Это предложенное великим российским химиком Дмитрием Менделеевым и доработанное гениальным инженером Владимиром Шуховым изобретение положило начало развитию трубопроводного транспорта.
1876 г.	15 октября на заседании Русского химического общества Д.И. Менделеев изложил свою гипотезу образования нефти (карбидная теория происхождения нефти). Идеи «чистого химика» Менделеева поначалу не имели успеха у геологов, которые считали, что опыты, проведенные в лаборатории, значительно отличаются от процессов, происходящих в природе	Ученый считал, что во время горообразовательных процессов по трещинам-разломам, рассекающим земную кору, вглубь поступает вода. Просачиваясь в недра, она в конце концов встречается с карбидами железа, под воздействием окружающих температур и давления вступает с ними в реакцию, в результате которой образуются оксиды железа и углеводороды, например этан. Полученные вещества по тем же разломам поднимаются в верхние слои земной коры и насыщают пористые породы. Так образуются газовые и нефтяные месторождения.
1877–1878 гг.	Французские ученые, воздействуя соляной кислотой на зеркальный чугун и водяными парами на железо при белом калении, получили водород и значительное количество УВ, которые даже *по* запаху напоминали нефть	

Продолжение табл. 1.6

1888 г.	Немецкие ученые Г. Гефер и К. Энглер поставили опыты по перегонке жира трески при температуре 400 °С и давлении порядка 1 МПа. На основании опыта был сделан вывод, что нефть образовалась из животных жиров. Продукт перегонки жира отличался по составу от природной нефти. Карл Энглер назвал его протопетролеум (от греч. «протос» – первый и англ. «petroleum» – нефть). Удалось получить УВ и из репейного и оливкового масел	Из 492 кг. жира извлекли 299 кг. (61 %) масла, плотностью 0,81 г/см^3, состоящего на 90 % из УВ коричневого цвета, а также горючие газы, воду, парафин, и смазочные масла, в состав которых входили алкены, нафтены и арены.
1889 г.	Космическая гипотеза происхождения нефти. В.Д. Соколов высказал предположение, что в тот период, когда наша планета представляла собой газовый сгусток, в составе этого газа присутствовали и углеводороды. По мере охлаждения раскаленного газа и перехода его в жидкую фазу, углеводороды постепенно растворялись в жидкой магме. Когда же из жидкой магмы стала образовываться твердая земная кора, она, согласно законам физики, уже не могла удержать в себе углеводороды. Они стали выделяться по трещинам в земной коре, поднимались в верхние ее слои, сгущаясь и образуя здесь скопления нефти и газа	Абиогенная гипотеза
1898 г.	Изобретение В.Г. Шуховым компрессорного способа добычи нефти	Первые компрессоры не были способны сжимать газ до высоких давлений и долгое время не использовались
Конец XVIII в.	В США в те годы возник специальный термин – «метод дикой кошки»: искали по чутью, иногда шарахаясь в сторону, как это делает испуганная кошка.	Описание английского геолога К. Крэг закладки скважины: «Для выбора места съехались заведующие бурением и управляющие промыслами и сообща определили площадь, в пределах которой должна быть заложена скважина. С обычной в таких случаях осторожностью никто не решался указать ту точку, где следовало начинать бурение. Тогда один из присутствующих, отличавшийся большей смелостью, сказал, указывая на кружившую над ними ворону: – Господа, если нам все равно, давайте начнем бурить там, где сядет эта ворона… Предложение было принято. Скважина оказалась необыкновенно удачной. Но если бы ворона пролетела на сотню ярдов дальше к востоку, то встретить нефть не было бы ни какой надежды…».

Продолжение табл. 1.6

Конец XIX века	В конце 19-го века был разработан еще один перспективный способ поиска. Скважины стали закладывать на «нефтяной линии», то есть на прямой, соединяющий две скважины, дающие нефть. Ход рассуждений при этом был прост. Если скважины А и В дают нефть, то вполне возможно, что будет продуктивной и скважина С, расположенная между ними	Таким методом (теперь его называют методом проб и ошибок, а в просторечии – методом «тыка»), невозможно было руководствоваться долго: слишком дорого обходилась каждая ошибка
1901 г.	Первые попытки применения роторного бурения за рубежом	На первых порах не получило распространения из-за отсутствия необходимого долота
1903 г.	В США и многих др. странах распространение штанговых глубинных насосов, способных поднимать нефть с больших глубин	На промыслах России глубинно-насосный способ не получил распространение из-за отсутствия средств борьбы с песком
30 декабря 1904 года	«Мазутная конституция» – первый коллективный договор, заключенный между работниками и предпринимателями в нефтяной отрасли	Требования бакинских нефтяников состояли из 28 пунктов и подразумевали урегулирование проблем, охватывающих 5 основных трудовых отношений.
1905 г.	Во время революции сожжены многие нефтяные скважины. Прямые убытки превысили 40 млн рублей. Был утерян экспортный рынок	Если в 1904 году из России вывозилось 119,2 млн. пудов, то в 1905 году вывоз составил всего 51,44 млн. пудов, а в 1906 – 47,6 млн. пуда
1908 г	В Иране пробурена первая скважина и открыто месторождение Месджид-и-Сулейман на глубине 150 м (основной продуктивный горизонт свита асмари (известняки миоценового возраста)	К 1965 г. открыто более 50 гигантских и крупных месторождений. Отдельные залежи превышали по запасам 300 млн. т.
1910 г.	В 1910 году, как свидетельствует статистика, большую часть топлива в мире составлял уже уголь – 65 %. За ним шли дрова и на последнем месте стояла нефть. Ее доля в мировом топливном балансе составляла всего 3 %, а природный газ вообще не использовался	Через четверть века доля каменного угля снизилась до половины, в то время как доля нефти в топливном балансе возросла до 15 %. Во многих странах мира начали использовать и природный газ
1911 г.	Изобретение американцем Юзом шарошечного долота (шарошки долго именовались конусами Юза)	Резко возросли скорости бурения. Скважину глубиной 500 саженей (около 1000 м бурили за 90 дней). Коммерческая скорость бурения достигала 330 м/мес.
1861–1913 гг.	С отмены крепостного права и до начала первой мировой войны, – нефтедобыча в России увеличилась ровно в 1469 раз!	История добычи и переработки нефти в дореволюционной России подобна короткому экономическому анекдоту

Продолжение табл. 1.6

1917 г.	В канун революции 1917 года не Эмираты или Ирак, а именно Россия обладала самым богатым на тот момент месторождением нефти в мире. Оно находилось в городе Грозном	
1919 г.	Академик Н.Д. Зелинский провел опыт по получению нефтяных УВ, исходным материалом послужил органический ил растительного происхождения – сапропель – из озера Балхаш.	При его переработке удалось получить бензин, керосин, тяжелые масла, а также метан… Так опытным путем была доказана теория органического происхождения нефти
1920 г.	В России для бурения скважины на глубину 800–900 м требовалось 2–3 года, на каждый метр проходки расходовали 450–500 кг металла	
1921 г.	*Японский ученый Кобаяси получил искусственную нефть при перегонке жира рыб без давления, но в присутствии катализатора*	Подобные опыты натолкнули на мысль, что катализаторами в природных условиях могут являться глинистые толщи
1920–1930 гг.	В США в 20-е годы уже бурились 3000-метровые разведочные скважины, а многие нефтяные залежи, вовлеченные в разработку, находились на глубинах 1000–2000 метров. Было пробурено порядка 800 тысяч скважин. Величина нефтеносных площадей равнялась 800 тыс. га.	
20-е гг. XX века	Всерьез стали искать и разрабатывать месторождения природного газа	
1924 г.	Инженер М.А. Капелюшников изобрел одноступенчатый турбобур, было начато экспериментальное бурение скважин турбинным способом	Первая конструкция одноступенчатого турбобура мощностью 7–9 кВт. И вращением шпинделя 1600–1800 об/мин. просуществовала около 10 лет
1927–1928 гг.	Начинается замена паровой энергии на электрическую. В бурении начинают применять электромоторы с реверсом и регулировкой частоты вращения	
1929 г.	В Грозненском районе впервые применен электрокаротаж	
1930-е гг.	В Бакинском районе впервые начали использовать инклинометр для измерения зенитного угла и азимута по интервалам ствола скважины	
1944 г.	Начаты изыскательские работы по прокладке первого промышленного газопровода Саратов-Москва. Это был первенец, за которым в 50-х годах последовали Дашава-Киев, Шебелинка-Москва	

Продолжение табл. 1.6

1950-е гг.	Магматическая гипотеза происхождения УВ. Кудрявцева, который считал, что в мантии Земли под давлением и при высокой температуре из углерода и водорода сначала образуются сначала углеводородные радикалы CH, CH2 и CH3. Они движутся в веществе мантии от области высокого к области низкого давления. А так как в зоне разломов перепад давлений особенно ощутим, углероды и направляются в первую очередь именно сюда. Поднимаясь в слои земной коры, УВ в менее нагретых зонах реагируют друг с другом и с водородом, образуя нефть. Затем образовавшаяся жидкость может перемещаться как вертикально, так и горизонтально по имеющимся в породе трещинам, скапливаясь в ловушках	Исходя из теоретических представлений, Кудрявцев советовал искать нефть не только в верхних слоях, но и глубже. Этот прогноз блестяще подтверждается, и глубина бурения с каждым годов возрастает
1960 г	Правительства Ближнего и Среднего Востока сумели объединиться, образовав организацию стран – экспортеров нефти – ОПЕК. В нее впоследствии вошли также и некоторые другие нефтедобывающие страны (Нигерия, Венесуэла, Индонезия) – всего в ОПЕК входят 14 стран	До 70-х годов это объединение никто всерьез не воспринимал. Один из западных нефтяных магнатов даже счел возможным пошутить: «Эти парни годятся только для гонок на верблюдах…»
1970-е гг.	В 70-е годы первое место в топливном балансе уверенно заняла нефть – около 35 %. Доля каменного угля снизилась до 30 %. На третьем месте оказался природный газ – около 20 %. Затем шли дрова – 10 %. Прочие источники энергии, в том числе электростанции на воде и на атомной энергии, давали всего 5 % энергии	
1980 г.	В штате Вайоминг поисковая скважина на глубине 1888 метров вошла в докембрийский фундамент, сложенный из гранита. Затем в скальных породах прошли еще 2700 метров и обнаружили осадочные отложения мелового периода. Чередование пород разного геологического возраста объяснялось просто: на осадочные породы в свое время была надвинута плита гранита. Бурение было продолжено, и на глубинах 5,5 километров разведчики обнаружили промышленные залежи газа	К настоящему времени в Скалистых горах ведется промышленная разработка, а прогнозные запасы оцениваются в 2,8 миллиарда тонн условного топлива

Окончание табл. 1.6

По капризу природы наибольшее количество «черного золота» сконцентрировано в недрах Аравийского полуострова. Здесь обнаружено более 50 миллиардов тонн нефти, причем лежит она на небольшой глубине, отличного качества, и большинство пробуренных скважин сразу же начинают фонтанировать. Наиболее богата нефтью Саудовская Аравия, на ее долю приходится чуть меньше половины всех запасов Аравийского полуострова. За ней идут Кувейт, Иран, Ирак, ОАЭ……

Контрольные вопросы:

1. *Что изучает геология нефти и газа?*
2. *Какова взаимосвязь между естественным нахождением нефти и газа в породе-коллекторе со структурными особенностями последней?*
3. *Перечислите основные принципы и идеи, заложенные в основу нефтяной геологии.*
4. *Какие геологические понятия являются ключевыми для данной дисциплины?*
5. *Какова роль геолога-нефтяника в нефтегазодобывающей отрасли?*
6. *Обозначьте связь между смежными областями геологических научных знаний, геологоразведочными работами на нефть и газ и непосредственно самими залежами УВ.*
7. *Перечислите основные периоды в истории нефтепоисковых работ в России, дайте их краткую характеристику.*

Глава 2
ОСНОВЫ ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

2.1. Понятия о каустобиолитах. Классификация, состав и свойства

Нефть, газ, горючие сланцы и другие природные органические соединения составляют особую группу минеральных образований, объединенных общим названием ***«горючие полезные ископаемые»*** или ***«каустобиолиты» (caustobioliths)*** (рис. 1.2).

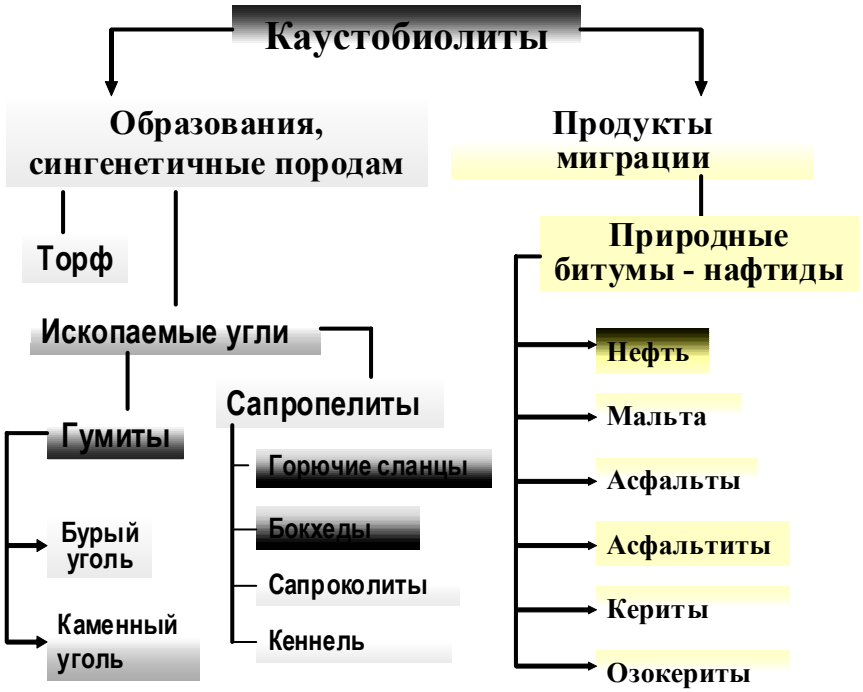


Рис. 2.1. Схематическая классификация каустобиолитов

Термин *«каустобиолиты»* был введен в геологию нефти и газа в 1888 году немецким ученым Г. Потонье, который разделил их по происхождению на три группы: ***сапропелиты (sapropelite),*** возникающие в результате захоронения на дне водоёмов низших организмов, в основном планктонных водорослей (кероген горючих сланцев, богхед); ***гумиты (humite),*** образующиеся из остатков высших, преимущественно болотных, растений (бурый уголь, каменный уголь); ***липтобиолиты*** – угли, обогащенные наиболее стойкими к разложению компонентами растительного вещества – смолами, восками, кутикулой и др. и смешанные типы – сапрогумиты, липто-сапропелиты (кеннель) и др. К каустобиолитам Г. Потонье относил также нефть (как продукт подземной перегонки сапропелитов) и природные горючие газы [89].

В настоящее время каустобиолиты разделяют на два ряда: – *образования, сингенетичные породам* (торф, сапропелит, бурые и каменные угли, углистые и горючие сланцы, ряд органических минералов, таких как ископаемые смолы, фихтелит и др.); – *продукты миграции* (нефть и природные горючие газы) (рис. 2.1).

Угли отграничиваются от углистых и горючих сланцев по содержанию более 50 % ОВ; сланцы от рассеянного ОВ по содержанию приблизительно 25 % ОВ или несколько ниже при сохранении признака горючести. Угли, углистые и горючие сланцы классифицируются в настоящее время по генетическому типу ОВ (гумиты, сапропелиты, промежуточные градации, липтобиолиты) с дальнейшей более тонкой дифференциацией в зависимости от содержания отдельных микрокомпонентов, иногда и других признаков.

Нефти классифицируются по химическому (углеводородному) составу, химико-техническим категориям и генезису.

Природные битумы подразделяются на классы по химическим и физическим параметрам.

> ***Каустобиолиты*** *(от греч. Kaustos – горючий, bios – жизнь и lithos – камень) – горючие ископаемые органического происхождения, представляющие собой продукты преобразования остатков растительных, реже животных, организмов под воздействием геологических факторов. Общая направленность этих превращений состоит в постепенном обогащении органического вещества углеродом (табл. 2.1)* [89].

Таблица 2.1

Элементарный состав каустобиолитов (по В.Н Муратову, 1970)

Вещество	Элементарный состав, % по массе					C / H
	C	H	N	S	O	
ЖИВЫЕ ОРГАНИЗМЫ						
Высшие растения	49,7	6,1	–	–	44,2	8,4
Низшие растения (планктон)	50,08	7,32	8,29	1,22	33,09	6,9
КАУСТОБИОЛИТЫ УГОЛЬНОГО РЯДА						
Торф	57,48	6,14	1,55	0,2	34,63	9,4
Бурый уголь	71,64	5,33	1,57	0,38	21,67	13,4
Каменный уголь	83,71	5,12	1,68	0,52	8,97	16,3
Антрацит	94,37	2,19	0,6	0,25	2,59	45
КАУСТОБИОЛИТЫ НЕФТЯНОГО РЯДА						
Сапропель	59,07	7,84	3,61	2,63	26,85	7,5
Нефть	85,4	12,81	0,22	1,16	0,41	6,6

2.1.1. Торф

Первые сведения о торфе, как «горючей земле» для нагревания пищи восходят к 46 г. н. э. и встречаются у Плиния Старшего. Как топливный материал торф был известен в Голландии и Шотландии еще в XII – XIII веке.

В 1658 году в г. Гронингене вышла первая в мире книга о торфе на латинском языке Мартина Шока «Трактат о торфе». Растительное происхождение торфа доказал в 1729 г. И. Дегнер, применившим к его изучению микроскоп.

В России впервые сведения о торфе и способах его использования встречаются в трудах М.В. Ломоносова, И.Г. Лемана, В.Ф. Зуева, В.М. Севергина, В.В. Докучаева и многих других ученых XVIII – XIX вв. [8;67;117]. Первые исследования природы торфа носили ботанический характер. Работами советских ученых выявлены географические закономерности распространения торфяных залежей, создана классификация видов торфа и торфяных залежей, составлены кадастры и карты торфяных месторождений, изучены химический состав и физические свойства торфяников [8; 48;64;67;75;108;111;117;126].

Торф представляет собой сложную полидисперсную многокомпонентную систему, имеющую сложный химический состав, который определяется условиями генезиса, химическим составом растений-торфообразователей и степенью разложения. Элементный состав торфа: углерод 50–60 %, водород 5–6,5 %, кислород 30–40 %, азот 1–3 %, сера

0,1–1,5 % (иногда 2,5) на горючую массу. В компонентном составе органической массы содержание водорастворимых веществ 1–5 %, битумов 2–10 %, легкогидролизуемых соединений 20–40 %, целлюлозы 4–10 %, гуминовых кислот 15–50 %, лигнина 5–20 %.

> ***Торф (peat)*** *– горючее полезное ископаемое желтовато-бурого цвета, образующееся в процессе естественного отмирания и неполного распада болотных растений в условиях избыточного увлажнения и затрудненного доступа воздуха. От почвенных образований торф отличается по содержанию в нем органических соединений (не менее 50 % по отношению к абсолютно сухой массе).*

Физические свойства торфа зависят от свойств отдельных частей, соотношений между ними, степени разложения или дисперсности твердой части, оцениваемой удельной поверхностью или содержанием фракций размером менее 250 мкм. Для торфа характерны большое влагосодержание в естественном залегании (88–96 %), пористость до 96–97 % и высокий коэффициент сжимаемости при компрессионных испытаниях.

Органическое вещество торфа состоит из растительных остатков, различной степени разложения. Темную окраску торфу придает перегной (гумус), представляющий собой органическую часть почвы, образующуюся в результате биохимического превращения растительных и животных остатков.

Формирование торфа происходит, главным образом, в торфяных болотах, встречающиеся как в долинах рек (поймы, террасы), так и на водоразделах и связано с накоплением остатков отмершей растительности, надземные органы которой гумифицируются и минерализуются в поверхностном аэрируемом слое болота, называемом торфогенным горизонтом, почвенными беспозвоночными животными, бактериями и грибами. По условиям образования и свойствам торф подразделяют на верховой, переходный и низинный.

Подземные органы растений, находящиеся в анаэробной среде, консервируются в ней и образуют структурную (волокнистую) часть торфа. Интенсивность распада растений-торфообразователей в торфогенном слое зависит от вида растения, обводненности, кислотности и температуры среды, от состава поступающих минеральных веществ.

Типы торфонакопления. В определенных геологических условиях торфяники превращаются в угольные пласты. Торфонакопления и последующие с ним преобразования происходят на определенных участках и связаны с болотными ландшафтами. Можно выделить четыре типа древнего и современного торфонакопления: дельтово-побережное; дельтово-приустьевое; долинно-речное; озерное. Первые три типа связаны с основным водным потоком (рекой), или серией распределительных каналов реки на побережье морского бассейна, иногда с озерными водоемами. Последний тип характеризуется гумусово-сапропелевым и сапропелевым составом углеобразующего вещества [114].

Дельтово-побережный тип торфонакопления генетически связан с заливно-лагунным побережьем крупных бассейнов морской седиментации. Встречается в отложениях среднего и верхнего палеозоя (408–248 млн лет тому назад) Донецкого, Кузнецкого, Рурского, Аппалачского, Иллинойского и др. угольных бассейнов. Накопление торфяников данного типа было обусловлено крупной дельтой, располагавшейся на обширном, пологом низменном побережье с широкой торфообразующей зоной. Пласты угля, формирующиеся при данных условиях, как правило, маломощны (не более 1–2 м), реже до 3 м., простирающиеся на больших расстояниях.

Дельтово-приустьевой тип торфонакопления характерен для Челябинского, Канско-Ачинского, Улугхемского, Ткибули-Шаорского угольных бассейнов, юрских

месторождений углей в Таджикской депрессии, в Фергане. Происходил в мезозое-кайнозое (248–0 млн лет тому назад) и продолжается в современное время. Дельты, продуцирующие торфяники были приурочены к осевой части интенсивно погружающегося прогиба и имели относительно небольшие размеры. Характерными чертами этого типа являются небольшая зона торфяников, ограниченная площадью болот, но имеющая длительный устойчивый режим погружения, с накоплением мощным пластов торфа (до 50–80 м).

Долинно-речной тип торфонакопления характерен для юрских отложений Иркутского, Кузнецкого бассейнов, для кайнозоя и современной эпохи. Описанные типы отличаются последовательным увеличением степени биохимического разложения и частичного механического дробления древесных тканей.

Озерный тип торфонакопления сопутствует описанным типам. Распространен во многих угольных бассейнах и делится на два подтипа. К первому подтипу относятся озера, расположенные вблизи болот, недалеко от источника сноса терригенного материала или около дельты, продвигающейся в сторону морского бассейна. В них происходило накопление гумусового материала (Печорский, Кузнецкий бассейны). Второй тип озер характеризуется гумусо-сапропелевым и сапропелевым составом углеобразующих микрокомпонентов.

Классификация торфа. В соответствии с составом исходного растительного материала, условиями образования торфа и его физико-химическими свойствами выделяют несколько его типов: ***верховой, переходный и низинный.*** Каждый тип по содержанию древесных остатков подразделяется на три подтипа: лесной, лесотопяной и топяной, отличающиеся друг от друга степенью разложения.

Торф лесного подтипа имеет высокую степень разложения (иногда до 80 %), у топяного типа – минимальная степень разложения; лесотопяной торф занимает промежуточное положение. Отложения пластообразующих видов той или иной протяженности и мощности (толщины), закономерно сменяющиеся в определенной последовательности, образуют торфяную залежь. На характер строения залежи определённой климатической зоны влияют геоморфологические, геологические, гидрогеологические, гидрологические условия каждого конкретного участка болота. В зависимости от сочетания отдельных видов торфов по глубине торфяной залежи последние подразделяются на типы. В промышленной классификации торфяных залежей выделяются 4 типа: низинный, переходный, верховой и смешанный. Первичная единица классификации – вид торфяной залежи. В Европейской части СССР выделяются 25 основных видов торфяных залежей, в Западной Сибири – 32 [30].

Торфяные месторождения**,** имеющие промышленное значение, четко ограниченные территориально и не связанные с другими скоплениями. Размер площади, занимаемой торфяными месторождениями и болотами в мире, составляет около 350 млн *га*, из них около 100 млн *га* имеет промышленное значение. На территории Западной Европы расположен 51 млн *га*, Азии – свыше 100 млн *га*, Северной Америки – свыше 18 млн *га*. [32]. Изученность торфяного фонда по экономическим районам страны неравномерна. В Центральном районе Российской Федерации свыше 70 % фонда разведано детально, а в Западно-Сибирском детальная разведка составляет 0,6 % фонда района, 82,8 % составляет прогнозная оценка.

Месторождения торфа выявлены на всех континентах. Зоны максимальной концентрации торфа, содержат свыше 80 % мировых запасов (рис. 2.2). Наиболее крупная зона сосредоточена в Западной Сибири и простирается на запад до берегов Атлантического океана. Регион мощного торфонакопления также сосредоточен в северо-восточной части Северной Америки. В Южном полушарии максимум торфонакопления отмечен в пределах Юго-Восточной Азии [32; 109].

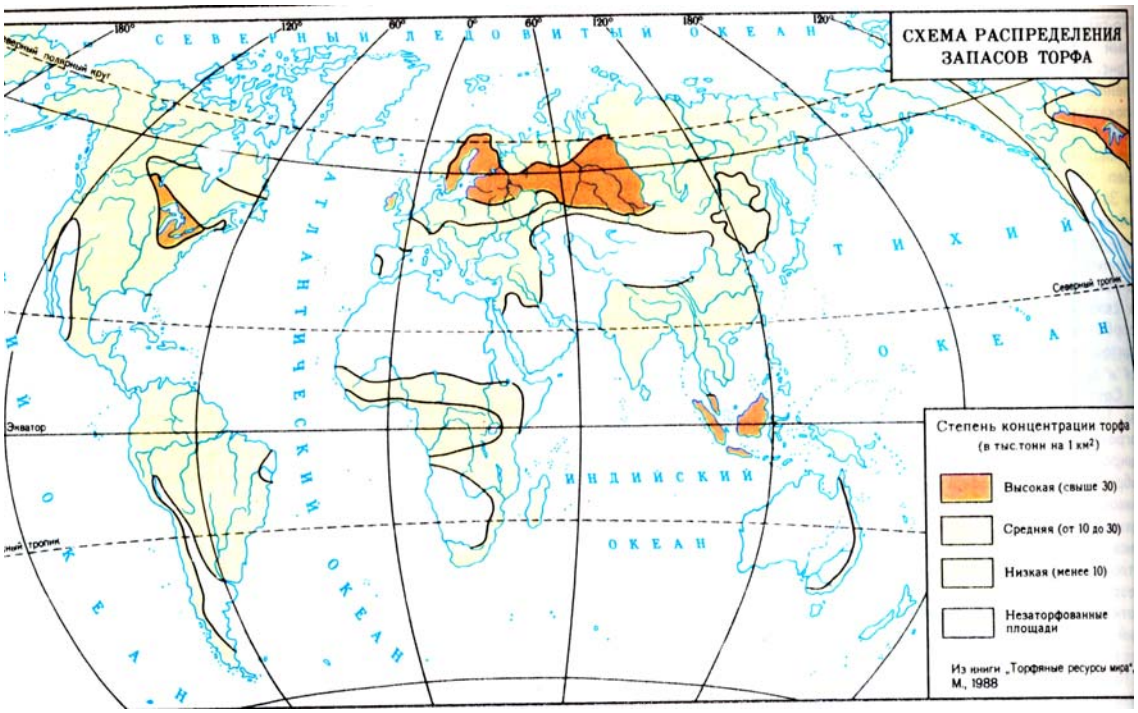


Рис. 2.2. Схема распределения запасов торфа на Земном Шаре (по И.Ф. Ларгину, 1989)

2.1.2. Угли ископаемые

> ***Ископаемые угли (fossil coals)*** *относятся к твердым горючим полезным ископаемым осадочного происхождения и представляют собой продукт преобразования высших и низших растений с участием микроорганизмов планктона, минеральные примеси (условно не более 50 %) и влаги.*

Угли залегают в земной коре в виде пластов, пластообразных и линзовидных залежей, имеют землистую, массивную, слоистую или зернистую текстуру; цвет от коричневого до черного. По составу органического вещества основного компонента углей их можно подразделить на 3 генетические группы: преобладающие ***гумолиты (****гумусовые угли*), ***сапропелиты и сапрогумолиты***.

Исходным материалом для гумусовых углей служат остатки высших наземных растений, отлагавшихся преимущественно в болотах, занимавших низменные побережья морей, заливов, лагун, пресноводных бассейнов (озер и рек). Такое накопление носит название – ***автохтонного (autochthonous).*** Более ограниченным было отложение при сносе растительного материала и продуктов его преобразования с прилегающих участков суши в застойные водные бассейны – ***аллохтонное (allochthonous)*** накопление. Накапливавшийся растительный материал в результате биохимического разложения перерабатывался в торф, при этом значительное влияние оказывали обводненность и химический состав водной среды [68; 81].

Анаэробные (в водной среде) условия приводят к гелификации органического материала – основы образования блестящих *витринитовых,* или *гелинитовых* углей.

*А*эробные условия и окислительная среда способствуют фюзенизации тканей и образованию волокнистых и сажистых *фюзенитовых* углей. Элювиация (вымывание проточными водами продуктов окисления лигнино-целлюлозных тканей) сопровождается обогащением органической массы остатками наиболее устойчивых частей расте-

ний (оболочками спор, кутикулой, смоляными тельцами, пробковой тканью коры и т. п.), характерных для матовых *лейптинитовых* углей. Угли, сложенные почти полностью стойкими форменными элементами (растительными остатками, сохранившими свое строение и очертания), выделяются в особую группу – *липтобиолиты* [42; 68].

Сапропелиты (сапропелевые угли) – продукт преобразования низших растений и микроорганизмов планктона, накапливавшихся в органогенном иле озер и морских лагун. На равных стадиях преобразования органического вещества сапропелиты отличаются от гумолитов более высоким выходом летучих веществ (60–80 %) и содержанием водорода (8–12 %).

Сапрогумолиты **–** переходная разность ископаемых углей, представляющая собой продукт преобразования высших, а также низших растений *(богхеды, кеннели).*

Сапропелиты и сапрогумолиты обычно залегают в виде прослоев и линз среди гумусовых углей. Высокозольные разности сапропелитов называют горючими сланцами; они нередко образуют самостоятельные бассейны (например, Прибалтийский сланцевый бассейн) и месторождения.

В органической массе углей, в тонкодисперсном состоянии содержатся минеральные примеси, находящиеся либо в виде тончайших прослоек и линз, а также кристаллов и конкреций. Источником примесей в углях могут быть: неорганические составные части растений-углеобразователей; терригенный материал, приносимый в области торфообразования водой и ветром, а также минеральные новообразования, выпадающие из растворов вод, циркулирующих в торфяниках. В составе минеральных примесей отмечены – кварц, глинистые минералы (главным образом каолиниты), полевые шпаты, пирит, марказит, карбонаты и др. соединения, содержащие Si, Al, Fe, Ca, Mg, K, Na, Ti, редкие и рассеянные элементы (U, Ge, Ga, V и др.). Содержание минеральных примесей изменяется в широких пределах; большая часть из них при сжигании углей превращается в золу [32; 71; 84].

Различия в исходном материале, степени обводненности торфяников, химическом составе среды и фациальных обстановках осадко- и торфонакопления, обусловливающие направленность и интенсивность протекания окислительных и восстановительных микробиологических процессов, позволяют выделять различные генетические типы ископаемых углей: *бурые угли, каменные угли, антрациты*, каждый из которых формируется в определенную фазу ***углефикации*** **(*coalfication*)**. Различия в их вещественном составе и степени углефикации выражаются широким диапазоном колебаний основных качественных показателей [50].

> ***Углефикация*** *– процесс последовательного преобразования захороненного в недрах земли торфа при соответствующих температурах и давлениях в течение длительного геологического времени сначала в бурый уголь, затем в каменный уголь и антрацит (вплоть до его превращения в графит).*

Выделяют две стадии углефикации: *диагенез* и *метаморфизм* углей. При диагенезе завершается гумификация растительного материала, старение и затвердевание коллоидов, осуществляются диагенетические преобразования органики и минеральных компонентов. На этой стадии происходит формирование петрографического состава будущего ископаемого угля. На последующей стадии метаморфизма происходит структурно-молекулярное преобразование микрокомпонентов угля, характеризующееся существенным изменением его химического состава и физических свойств.

По совокупности основных показателей состава и свойств выделяют три степени углефикации: низшую (*буроугольную*), среднюю (*каменноугольную*) и высшую (*антрацитовую*), отражающие палеогеотермические условия, существовавшие по мере погружения углей вглубь Земли (рис. 2.3).

Ведущим показателем процесса углефикации является последовательное нарастание в элементарном составе количества органического вещества углей, относительного содержания углерода, сопровождающееся параллельным снижением содержания кислорода, а на высших стадиях азота и водорода. С ростом степени углефикации растут блеск углей и их отражательная способность, оптическая анизотропия и микротвердость. От степени углефикации зависят: химический состав углей, их физические и ехнологические свойства, которые являются определяющими в вопросах рационального использования ископаемых углей (табл. 2.2) [53].

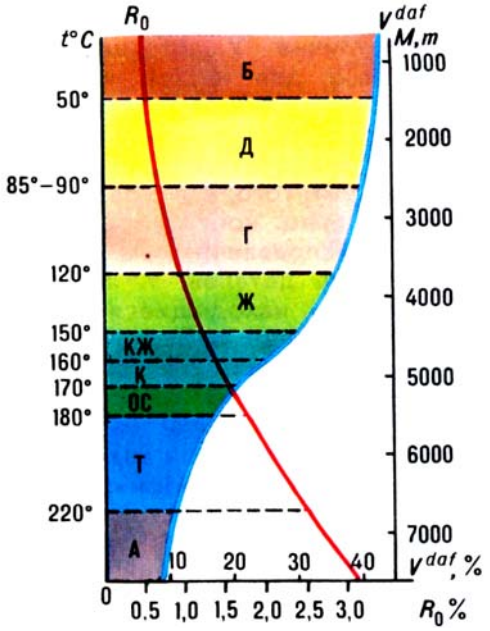


Рис. 2.3. Зависимость выхода летучих веществ и отражательной способности витринита от погружения угля при региональном метаморфизме (по В.Р. Клеру, 1987)

Таблица 2.2

Классификация углей по стадиям метаморфизма (ГОСТ 21489–46)

Группа	Стадия метаморфизма	Показатель отражения витринита		*Класс*
		В воздухе 10xRn[a], усл. ед.	В иммерсионном масле, Ro, %	
Буроугольная	O_1	Менее 58	Менее 0,30	*0,1*
	O_2	58–66	0,30–0,39	*0,2*
		67–69	0,40–0,49	*0,3*
Каменноугольная	I	70–76	0,50–0,4	*10*
	I–II	77–79	0,65–0,74	*11*
	II	80–82	0,75–0,84	*12*
	II–III	83–86	0,85–0,99	*13*
	III	87–90	1,00–1,14	*14*
	III–IV	91–93	1,15–1,29	*15*
	IV	94–97	1,30–1,49	*16*
	IV–V	98–102	1,50–1,74	*17*
	V	103–107	1,75–1,99	*18*
	VI	108–116	2,00–2,49	*19*
Антрацитовая	VII–VIII	117–129	2,50–3,40	*21*
	VIII–IX	130–138	3,41–4,40	*22*
	IX	139–150	4,41–5,50	*23*
	X	*более 150*	*более 5,50*	*24*

Наиболее эффективен метод определения стадии углефикации по отражательной способности витринита (***Vitrinite reflectance Ro*).**

Если в породе присутствуют его углистые кусочки, то он может быть использован как природный термометр. По отражательной способности витринита можно судить о максимальных температурных воздействиях на породы и определять степень литификации пород, т. е. степень готовности ОВ.

Бурые угли (***brown coals***) пользуются наиболее широким распространением и представляют собой переходную форму от торфа к каменному углю. От торфа отличаются большей плотностью и меньшим содержанием различимых растительных остатков, от каменных углей – главным образом окраской бурых тонов (от кофейного и палевого до черного).

Бурые угли быстро раскалываются на воздухе на мелкие куски. Доля запасов бурых углей и лигнитов в мировых запасах углей – 42 %. Формируются бурые угли из торфа, путем его преобразования при относительно невысоких температурах и давлении под действием диагенетических (уплотнение, дегидратация осадков, газовыделение) и биохимические процессы восстановительного характера. Ископаемые бурые угли, включающие слабо разложившиеся древесные остатки (главным образом хвойных), сцементированные землистым углем, называются ***лигнитами (lignite).***

Для бурого угля характерно наличие гуминовых кислот, высокая гигроскопичность и влажность. В горючей массе таких углей содержание углерода достигает 55–78 %, водорода 4–6,5 % и более, кислорода 15–30 %; теплота сгорания горючей массы 22,6–31,0 *МДж/кг* (5400–7400 *ккал/кг*), выход первичной смолы 5–20 % и более; содержание летучих веществ в зависимости от петрографического состава углей колеблется от 65 до 40 %. По внешнему виду различают плотные, землистые или рыхлые разновидности [32;53].

Бурые угли присутствуют в разрезах разных геологических систем (от нижнего карбона до неогена включительно), но главным образом встречаются в отложениях мезозоя и кайнозоя [44;70;85;112;114].

Каменные угли (***bituminous coal***) представляют собой ископаемый продукт более высокой степени углефикации. Плотные породы чёрного, иногда серо-черного цвета с блестящей, полуматовой или матовой поверхностью, содержащие 75–97 % и более углерода; 1,5–5,7 % водорода; 1,5–15 % кислорода; 0,5–4 % серы; до 1,5 % азота; 45–2 % летучих веществ; количество влаги колеблется от 4 до 14 %; золы – от 2–4 % до 45 %. Высшая теплота сгорания, рассчитанная на влажную беззольную массу – не менее 23,8 *Мдж/кг* (5700 *ккал/кг*).

Образуются каменные угли из продуктов разложения органических остатков высших растений, претерпевших изменения в условиях давления окружающих пород земной коры и сравнительно высокой температуры (стадия метаморфизма).

На средних стадиях метаморфизма каменные угли приобретают спекающие свойства – способность гелифицированных и липоидных компонентов ОВ переходить при нагревании в определенных условиях в пластическое состояние и образовывать пористый монолит – кокс. Относительное количество запасов углей с высокой спекающейся способностью составляет 10–15 % от общих запасов каменных углей, что связано с более высокой интенсивностью преобразования органических веществ на средних стадиях метаморфизма.

Спекающиеся угли возникают при температурах примерно от 130 до 160–180 °С при общем диапазоне температур, обусловливающих протекание метаморфизма У. и., от 70–90 °С для длиннопламенных углей до 300–350 °С для антрацитов. Наиболее высококачественные спекающиеся угли формировались в бассейнах, испытавших региональный метаморфизм при глубоком погружении угленосной толщи. При термальном и контактовом метаморфизме в связи с резким изменением температур и невысоким давлением преобразование органического вещества протекает неравномерно, и качество углей отличает-

ся невыдержанностью технологических свойств. Породы угленосных формаций наряду с метаморфизмом углей испытывают катагенетические преобразования.

На последних стадиях углефикации формируется ***антрацит (anthracite)*** – ископаемый гумусовый уголь высшей степени метаморфизма. Окраска антрацитов черная, часто с сероватым оттенком, иногда наблюдается пестрая побежалость. Под микроскопом растительные остатки различаются с трудом. На фарфоровой пластинке дает бархатисто-черную черту. Блеск сильный, металлический. Имеет большую вязкость, не спекается, обладает хорошей электропроводностью. Наибольшая твердость по минералогической шкале 2,0–2,5; плотность органической массы 1500–1700 *кг/м*^{3}. Теплота сгорания органической массы 33,9–34,8 *Мдж/кг* (8100–8350 *ккал/кг*) [30;81; 82].

Антрацитовые угли обладают небольшой аналитической влажностью 1–3 % и в горючей массе содержат летучих веществ до 9 %, углерода 93,5–97,0 %, водорода 1–3 %, кислорода и азота 1,5–2,0 %. По объемному выходу летучих веществ делятся на 2 промышленные марки: полуантрациты с содержанием 220–330 *л/кг* и собственно антрациты с объемным выходом менее 220 *л/кг*.

Залегают в виде пластов различной мощности, главным образом средней и малой, изредка от 10 до 40 *м*, в отложениях многих геологических систем от девона до триаса. Общие запасы антрацита невелики и составляют около 3 % мировых запасов углей. Известны залежи антрацитового угля в России (Донбасс, Кузбасс и др.), в Китае, США [1; 45].

Подразделение ископаемых углей на бурые, каменные и антрациты принято в большинстве стран Европы. В США и некоторых др. странах угли подразделяются на лигниты, суббитуминозные, битуминозные угли и антрациты [32].

Петрографическая классификация ископаемых углей. В петрографическом отношении все угли не являются однородными и представляют собой совокупность нескольких составных частей, различимых невооруженным глазом и различных по блеску, физическим свойствам и микроскопическому строению [104]. В их составе можно выделить 4 ингредиента: два простых матовых, представленных одним компонентом – *фюзен и дюрен;* два блестящих сложных – *кларен и витрен* и два смешанных – *кларено-дюрен и дюрено-кларен* [146] (табл. 2.3).

Изучением элементарных компонентов органического вещества угольных пластов, остатков растений, которые в процессе биохимического разложения в торфяную стадию углеобразования в той или иной мере сохранили или утратили свою форму и структуру занимается наука *«углепетрография»*.

В углепетрографии используются оптические методы микроскопических исследований с применением проходящего и отраженного, простого, поляризованного и ультрафиолетового света в воздушной среде и с иммерсией; разделение в тяжелых жидкостях (смеси C_6H_6, CCl_4, $CHBr_3$ и др.) на группы компонентов, близких по плотности; методы мацерации для выделения и последующего изучения устойчивых компонентов, методы травления сильными окислителями для выявления скрытой структуры угля, а также методы термического и химического анализа вещества компонентов или их групп, выделенных из общей массы угля.

Выделяется от 14 до 40 петрографических компонентов углей, объединяемых по исходному материалу и условиям его превращения в торфяной стадии углеобразования в три основные (витринитовые или гелинитовые, фюзинитовые и лейптинитовые) и две промежуточные (слабо гелифицированные и слабо фюзенизированные) группы микрокомпонентов. Количественное соотношение микрокомпонентов и состав исходных растений определяют генетические типы углей, характеризующиеся определенными химическими и технологическими свойствами в пределах каждой данной стадии углефикации [71;84;85;112]. Характеристика основных ингредиентов углей приведена в табл. 2.4.

Таблица 2.3

Петрографическая классификация углей (по Г.И. Теодоровичу, 1958)

Название группы угля	Преобладающий компонент и тип угля				
	Фюзен и фюзенизированные растительные (клеточные) ткани (фюзен, ксиленофюзен, витренофюзен)	Структурный витрен, бесструктурный витрен, ксилен	Битуминозные тела (споры и кутикулы, смоляные тельца и водоросли)	Непрозрачная основная масса («фюзенизированная»)	Прозрачная основная гумусовая масса («гелефицированная»)
Волокнистый уголь (фюзеновый)	Фюзеновый; Ксиленофюзеновый; Витрено-фюзеновый; Смешанный				
Матовый уголь («дюреновый»)			Споровый; Кутикуловый; Кутикулово-споровый; Смоляной; Водорослевый; Спорово-водорослевый; Смешанный	Основная масса непрозрачная	
Полублестящий уголь (однородный «клареновый»)				Менее блестящий со спорами и кутикулой; с фюзеном и ксиловитреном; смешанный; с ксиловитреном; со структро-витреном	*Более блестящий со спорами (пыльцой) и кутикулой; с водорослями; с ксиленом; с форменными элементами без водорослей; с форменными элементами и частью водорослей*
Полублестящий клареновый уголь тонко-линзовидно-слоистый			*С битуминозными телами*	*Основная масса непрозрачная*	

Окончание табл. 2.3

Блестящий уголь («витреновый»)		*Бесструктурно-витреновый; структурно-витреновый; смешанно-витреновый*			

Таблица 2.4

Характеристика литотипов углей (по Г.И. Теодоровичу, 1958)

Название литотипа	Состав	Цвет	Блеск		*Характерные признаки*
Дюрен	Содержит до 30 % гелефицированных, 70 % фюзенизированных и липоидных микрокомпонентов	Черный	Матовый, иногда маслянистый	Образует полосы разной толщины, иногда слагает целые пласты	*Плотный, твердый, часто вязкий, с неровным изломом и шероховатой поверхностью*
Кларен	В составе преобладают гелефицированные микрокомпоненты группы витринита (75 %) и липоидные и фюзенизированные компоненты (25 %)	Черный	Блестящий	Образует полосы разной толщины, иногда слагает целые пласты	*Трещиноватый, хрупкий, с угловато-неровным изломом и полосчатой текстурой*
Витрен	Содержит микрокомпоненты группы телинита	Светлый	Сильный блеск	Присутствует в виде линз или полос разной толщины	*Раковистый и полураковистый излом,*
Фюзен	*Микрокомпоненты группы инертинита, сцементированного небольшим количеством витринита*	*Черный или серовато-черный*	*Шелковистый*	*Образует линзы и примазки по плоскостям напластования мощностью до 0,4–1 мм, реже 1 см.*	*Повышенное содержание углерода; пониженный выход летучих веществ; полное отсутствие спекающих свойств*

***Витрен* (*vitrain*)** *(*от лат. Vitrum – стекло) представляет собой наиболее блестящую составную часть ископаемых углей, продукт гелификации исходного материала, сохранивший или не сохранивший признаки клеточной структуры. По химическим свойствам витрен сходен с гумусовыми веществами торфов. В витрене углей наблюдается повышение содержания углерода, уменьшение количества H_2O и летучих веществ по мере перехода от бурых углей к антрацитам. Обычно витрен присутствует в виде линз или слоев различной толщины и является наименее зольной составной частью угля. Под микроскопом имеет в проходящем свете оранжево-красный до красновато-коричневого, в отраженном свете – серый или бело-серый.

***Фюзен* (*fusain*)** представляет собой наиболее матовый литотип, имеющий черный, шелковистый цвет, волокнистую структуру – хрупок, марает пальцы, внешне напоминает обычный древесный уголь. В проходящем свете черный с отчетливой клеточной структурой; в отраженном свете – желто-белый, с резко повышенной отражательной способностью, высоким содержанием углерода, пониженным содержанием водорода. Нередко бывает сильно минерализован в связи с пористым строением. В процессе углефикации, благодаря повышенной карбонатизации менее других подвержен изменениям. Фюзен присутствует в углях всегда в виде мелких обломков древесных тканей, что свидетельствует о предварительном раздроблении растительных остатков. В угольных пластах образует линзы и примазки по плоскостям напластования мощностью 0,4–1 мм, редко до 1 см.

***Кларен* (*clarain*)** или полублестящий уголь, представляет собой сложный компонент, состоящий из гелефицированной (витренизированной) массой с погруженными в нее лейптинитовыми и фюзенизированными микрокомпонентами (не более 25 %). В зависимости от состава микрокомпонентов различают: кларен споровый, кутикуло-фюзенизированный, и др. разновидности.

***Дюрен* (*durain*)** – матовый угольный литотип содержит не менее 70 % фюзенизированных или лейптинитовых микрокомпонентов. Основная его масса в проходящем свете под микроскопом может быть непрозрачной, если представлена мелкоаттритовым материалом или же прозрачной, гелефицированной. Дюрен встречается мощными пластами и прослоями, обладает плотным строением, без четко выраженной слоистости, сам характеризуется зернистым строением [104].

2.1.3. Основные закономерности угленакопления

Углеобразование (coal-forming) – региональный геологический процесс, протекавший и возобновлявшийся при благоприятном сочетании тектонических, климатических, геоморфологических, фитоценологических и др. факторов. Крупные эпохи углеобразования приурочены к периодам медленных колебательных движений земной коры на фоне общего длительного погружения крупных областей и участков.

Для углеобразования существенное значение имело возникновение в нижнем палеозое наземной растительности и ее эволюция в последующие геологические эпохи. Наличие в осадочных толщах гумусовых углей отмечается с силура, а угленакопление промышленного значения – с девона.

Получившие в среднем палеозое развитие влаголюбивые папоротникообразные растения ограничивали размещение областей угленакопления приморскими (или постепенно терявшими связь с морем) равнинами. Такой тип угленакопления получил название ***паралического*** (от греч. Paralios – приморский), так как основные процессы формирования угольных пластов и пропластков происходили в водоёмах, имевших связь с открытым морем.

Угленосные отложения, содержащие морские прослои или горизонты с морской фауной, либо частое переслаивание морских, лагунных и континентальных отложений

с углями показывают, что последние произошли из прибрежных (приморских) торфяников. В Донецком угольном бассейне, характеризующимся паралическим типом, число морских прослоев очень велико, в других бассейнах они встречаются только в низах (Карагандинский угольный бассейн) или в верхах угленосной толщи (угольный бассейн Риу-Гранди-ду-Сул в Бразилии). Паралические бассейны характерны для каменноугольного периода и реже встречаются в более поздние геологические периоды [32].

С последующей эволюцией растительных форм и расселением их на суше связано перемещение областей углеобразования в глубь материков. Преобладающее развитие получил ***лимнический*** тип углеобразования**,** характеризующий процессы формирования углей, происходившие внутри континента в замкнутых водоемах, не имевших связи с открытым морем. Это предопределило характерные черты: небольшое количество пластов угля, обычно сложного строения и часто обладающих большой, но изменчивой мощностью; несогласное залегание угленосной толщи на подстилающих породах. Обычно в составе такой угленосной толщи преобладают пески и песчаники, переслаивающиеся с глинистыми отложениями. Наблюдается постепенный переход от грубозернистых осадков в нижней части угленосной толщи к более мелкозернистым – в верхней.

Частным случаем лимнического типа является ***потамический*** (потамос- река) тип углеобразования, связанный с формированием пойменных торфяников. В России к бассейнам лимнического типа относятся Челябинский, Тургайский, Канско-Ачинский, Иркутский; за рубежом – Кладненский, Пльзенский в Чехословакии и др. [117].

В познание процессов углеобразования, закономерностей пространственного распределения запасов углей большой вклад внесён русскими и советскими геологами. Первыми специалистами по геологии угольных бассейнов были Л.И. Лутугин и его ученики – В.И. Яворский, П.И. Степанов, А.А. Гапеев. Большие работы были проведены М.А. Усовым, Ю.А. Жемчужниковым, И.И. Горским, Г.А. Ивановым, М.М. Пригоровским, А.К. Матвеевым, Г.Ф. Крашенинниковым. Развитие учения о геологии угля в зарубежных странах связано с именами немецких (Г. Потонье, К. Науман, М. и Р. Тейхмюллеры, Э. Штах и др.), английских (М. Стопе, К. Маршалл, У. Фрэнсис и др.), американских (Р. Тиссен, Д. Уайт и др.), голландских (Д. Кревелен), чешских (В. Гавлена) ученых [1; 26; 31; 32; 44; 45; 47; 53; 59; 70; 71; 74; 84; 85; 104; 112; 136; 139; 141; 146].

В разрезе литосферы угленосные отложения не образуют мощную непрерывную формацию, а занимают определенное положение. Анализ стратиграфического и палеогеографического распределения масс углей на Земле лег в основу разработанной в 1937 г. академиком П.И. Степановым теории ***поясов и узлов углеобразования*** [30;82]. В ходе исследований была установлена определенная закономерность в размещении одновозрастных угольных районов и бассейнов в виде поясов широтного или субмеридионального направления, приуроченных к зонам земной поверхности с палеоклиматическими и геотектоническими условиями, благоприятными для накопления угольной массы. На основании стратиграфического распределения учтенных запасов углей П.И. Степанов выделил два максимума углеобразования – в верхнем карбоне – перми и в палеогене – неогене, а также высказал предположение о наличии третьего – в юрско-нижнемеловое время. Последующие исследования подтвердили эти закономерности. В России основные запасы угля сосредоточены в бассейнах пермского (48,5 %) и юрско-мелового (39 %) возрастов.

> ***Пояс углеобразования –*** *глобальная система, включающая системы более низкого иерархического уровня: узлы углеобразования, бассейны, залежи, пласты, линзы торфа или угля (А.И. Егоров, 1991)*

Узел углеобразования *– угленасыщенные территории угленосных областей, или самостоятельные объекты в пределах поясов и провинций со сходными палеоструктурными и палеогеографическими условиями углеобразования. В структурном отношении – консолидированные блоки, окаймленные мобильными структурами, развитие которых предопределило режим осадконакопления в узлах*

Углеобразование является одним из региональных геологических процессов, проявившихся на территории всех континентов, характеризуется четкими закономерностями:

1. *Угленакопление зарождалось там, где возникало благоприятное сочетание фитологических, климатических, палеогеографических и геотектонических предпосылок. Начало и дальнейшее развитие этого процесса связано с эволюцией растительности.*
2. *Углеродистое вещество – продукт преобразования примитивных низших водорослей присутствует в небольших количествах во многих докембрийских осадочных толщах. В отложениях кембрия, ордовика, силура известны углисто-кремнистые, углисто-глинистые сланцы исходным материалом, для которых являлась биомасса из преимущественно низших растений.*
3. *Угленакопление промышленного типа относится к середине девонского периода, когда развитие высших наземных растительных форм по побережьям материков и островов сопровождалось формированием единичных относительно мощных пластов сапропелево-гумусовых углей. В среднем карбоне отмечен расцвет пышной наземной растительности и соответственно максимум паралического углеобразования, обусловившего формирование всех известных каменноугольных бассейнов Земного Шара [32; 107].*
4. *Эволюция флоры и ее дальнейшее продвижение в глубь материков привело к разнообразию форм угленакопления. В меловую эпоху осадконакопления господствовали условия лимнического накопления углей.*
5. *Направленность и интенсивность процесса углеобразования во все геологические эпохи обуславливал климат. Именно с древними зонами длительного проявления влажного и теплого климата связано распространение поясов углеобразования [107]. Наиболее четко фиксируется Северный и Экваториальный пояса угленакопления в современной материковой части земного шара (рис. 2.4) [30].*
6. *Площади непрерывного распространения угленосных формаций колеблются от нескольких десятков до нескольких сотен км; мощности – от десятков м до 20 км, число заключенных в них угольных пластов исчисляется от единиц до сотен.*
7. *Все основные черты угленосных формаций – их мощность, пространственная изменчивость состава и строения, взаимоотношение с вмещающими породами, количественная и качественная характеристика угленосности, метаморфизм углей, тектоника и др. определяются характером и интенсивностью колебательных движений земной коры, в тесной взаимосвязи с историей структурного развития и палеогеографией.*
8. *Угленосные формации, приуроченные к краевым прогибам, унаследованным и наложенным крупным впадинам на складчатом основании характеризуются большой мощностью, что обусловлено зональностью тектонического строения (от сильно дислоцированных структур по границе с орогенными областями к спокойным в центральной и приплатформенной частях бассейна), многопластовостью; горизонтальной и вертикальной зональностью в проявлении регионального метаморфизма углей, широким диапазоном их марочного состава (от бурых до антрацитов). С этими формациями связаны бассейны,*

обеспечивающие сырьем коксохимическую промышленность: Донецкий, Кузнецкий, Карагандинский и Печорский.

9. *К платформенным областям приурочены, как правило, крупные по масштабам процессы углеобразования. В угленосных формациях, связанных с посторогенными (Челябинский и Тургайский бассейны), унаследованными и наложенными впадинами (Канско-Ачинский, Майкюбенский и Южно-Уральский бассейны) часто накапливались мощные угольные пласты. К платформенным синеклизам приурочены маломощные угленосные формации с невысокой угленосностью (Подмосковный и Иркутский бассейны). Степень углефикации углей платформенных формаций невысокая, преобладают угли бурые и каменные марок Д и Г. В орогенных областях углеобразование проявилось слабо, на локальных площадях, где создались благоприятные для континентального осадконакопления условия. Из-за сложной тектоники такие месторождения имеют очень ограниченное промышленное значение* [1;53;109].

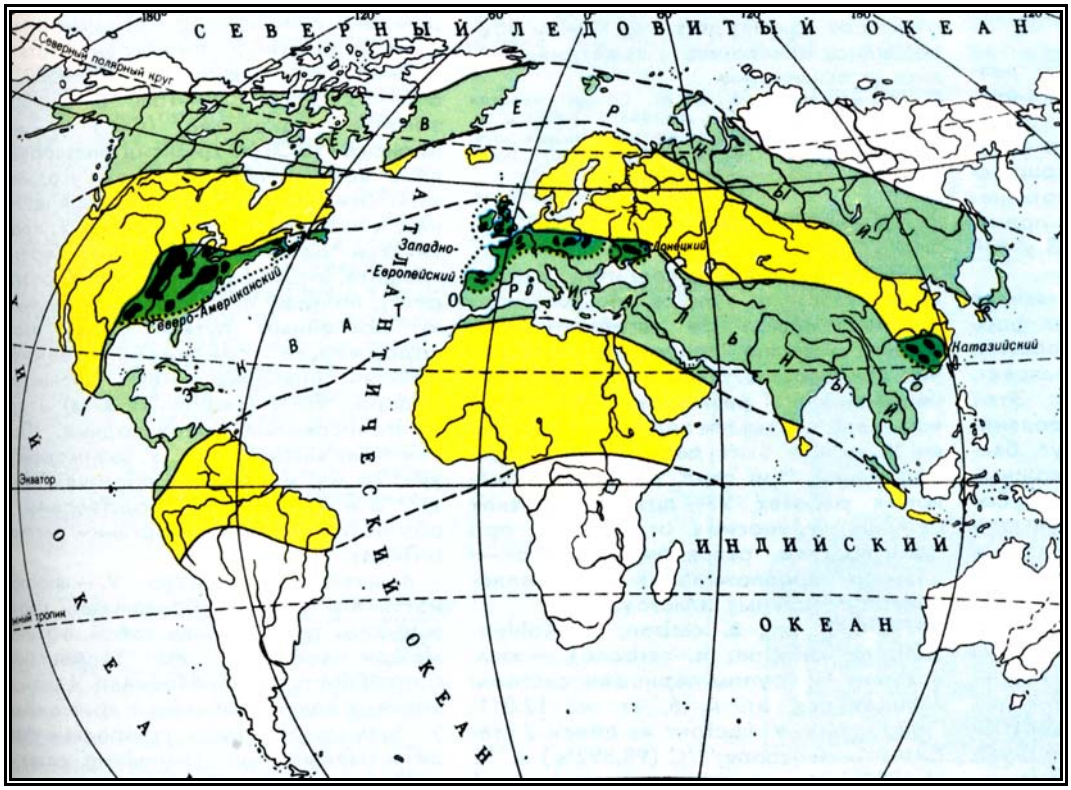


Рис. 2.4. Пояса и узлы углеобразования в среднем карбоне (по А.И. Егорову, 1960)

А.П. Блудоров (1950) предложил классифицировать угленосные отложения в зависимости от структурно-тектонических особенностей земной коры (табл. 2.5).

Наиболее крупные бассейны и месторождения бурых углей характерны для мезозойско-кайнозойских отложений. Исключение составляют нижнекаменоугольные буроугольные бассейны Восточной Европы (Подмосковный бассейн). В Европе залежи бурого угля связаны почти исключительно с отложениями неоген-палеогенового возраста, в Азии – преимущественно юрского, в меньшей степени мелового и палеоген-неогенового, на остальных континентах – мелового и палеоген-неогенового.

В России основные запасы бурого угля приурочены к юрским отложениям. Значительная часть углей залегает на небольших глубинах в угольных пластах (залежах) мощностью 10–60 м, что позволяет отрабатывать их открытым способом. На отдельных месторождениях мощность залежей достигает 100–200 м.

Таблица 2.5

Классификация угленосных отложений в зависимости от структурно-тектонических особенностей земной коры (по А.П. Блудорову, 1950)

Структурная характеристика области угленакопления	Геосинклиналь живущая	Геосинклиналь, заполненная осадками и превратившаяся в устойчивый участок з. к.	Платформа в стадии подвижности	*Платформа в стадии консолидации*
Тип угленосной толщи	Паралический (большая мощность, ритмическая седиментация, метаморфизм пород)	Лимнический (значительная мощность 1000–3000 м; слабо выраженные ритмичность и метаморфизм	Паралически-лимнический (небольшая мощность – до 100 м; ритмическая седиментация, отсутствие метаморфизма	*Лимнический (небольшая мощность 1000–3000 м; слабо выраженные ритмичность и метаморфизм*
Отношение угленосной толщи к подстилающим породам	Стратиграфически связана непрерывно	Стратиграфически не связана; лежит на размытой поверхности; свидетельствует о длительном пе-рерыве во времени	Стратиграфически связана, иногда наблюдается размыв в основании	*Стратиграфически не связана; лежит на размытой поверхности – длительный перерыв во времени*
Фациальный состав	1. Комплекс фаций мелководных заливов: а) известняки оолитовые или органогеные; б) известняки пелитоморфные и илистые; в) известняки и глины с антракозитами; г) песчаники с прибрежной морской фауной	1. Комплекс фаций дельт и низовых частей рек: а) алевролиты; б) песчаники; в) конгломераты	1. Комплекс фаций мелководных заливов: а) известняки оолитовые или органогеные с морской фауной; б) известняки с антракозитами; в) известняки пелитоморфные; г) аргиллиты (глины) с морской фауной	*1. Комплекс фаций дельт и низовых частей рек: а) пески с косой слоистостью; б) конгломераты или галечники;*
	2. Комплекс фаций дельт и низовых частей рек: а) песчаники чисто кварцевые; б) песчаники с примесью органического детрита	2. Комплекс озерных фаций: а) аргиллиты (глины) с пресноводной фауной; б) алевролиты; в) сапропелевые угли	2. Комплекс фаций дельт и низовых частей рек: а) песчаники кварцевые с дельтовой слоистостью; б) песчаники кварцевые с речной слоистостью	*2. Комплекс озерных фаций: а) аргиллиты (глины) с пресноводной фауной; б) алевролиты; в) сапропелиты*
	3. Комплекс фаций приморских топяных болот: а) глинистые сланцы; б) каменные угли (антрациты); в) сапропелиты (вдали от берега)	*3. Комплекс фаций болот: а) аргиллиты (глины) с пресноводной фауной; б) алевролиты; в) угли гумусовые блестящие, клареновые, полосчатые, бурые, сильно измененные (мало растворимых гуминовых кислот)*	*3. Комплекс фаций приморских топяных болот: а) аргиллиты, глины пиритоносные; б) угли бурые гумусовые (вблизи берега); в) липтобиолиты; г) богхеды (вдали от берега); д) кеннели; 4. Комплекс фаций осушенных болот: а) угли сажистые и фюзен-ксиленовые*	*3. Комплекс фаций болот: а) аргиллиты (глины); б) угли плотные, бурые; в) угли листоватые; г) угли бурые смолистые; д) лигниты; 4. Комплекс фаций осушенных болот: а) угли сажистые; б) угли фюзен-ксиленовые*

Общие мировые ресурсы бурых углей оцениваются (до глубины 600 м) в 4,9 трлн тонн (1981 г.). Мировые запасы подсчитаны в количестве 1,3 трлн тонн, из них измеренные (в России по категориям А + В + С,) 0,3 трлн. тонн. Основные запасы сосредоточены в России, Германии, Польше, Чехословакии, Австралии. Общие геологические запасы и ресурсы бурых углей в СССР оцениваются в 2090 млрд тонн (1981).

Основные буроугольные бассейны: Канско-Ачинский, Илийский, Подмосковный, Днепровский, Южно-Уральский, Челябинский, Тургайский, Иркутский, Майкюбенский, Угловский, Латроб-Валли (Австралия), Форт-Юнион, (часть Альберты США), Нижнерейнский (Германия), Тюринго-Саксонский и Магдебургский (Германия), Миссисипский и Техасский (США, лигнит), Анатолийский (Турция), Фейвели (Индия), Алта-Амазона (Бразилия). Основные прогнозные ресурсы бурого угля сосредоточены в Ленском и Канско-Ачинском бассейнах (1980 г.).

В угледобывающих бассейнах, на месторождениях глубина подземной разработки не превышает 600 м, за исключением Челябинского бассейна и отдельных месторождений Средней Азии. Для большинства месторождений предельная мощность угольных пластов, разрабатываемых открытым способом, – 2 м, подземным – 0,8–1,3 м.

Россия занимает первое место в мире по разведанным запасам угля. На ее территории расположено 23 % мировых запасов угля разного типа: антрациты, бурые и коксующиеся. Антрациты и бурые угли служат энергетическим топливом и сырьем для химической промышленности. Коксующиеся угли используются в качестве технологического топлива в черной металлургии.

Угольные ресурсы размещаются по территории страны неравномерно. На долю восточных районов приходится 93 %, г на европейскую часть – 7 % всех запасов страны. Важным показателем экономической оценки угольных бассейнов является себестоимость добычи. Она зависит от способа добычи, который может быть шахтным или карьерным (открытым), структуры и толщины пласта, мощности карьера, качества угля, наличия потребителя или дальности перевозки. Наиболее низкая себестоимость добычи углей в Восточной Сибири, наиболее высокая – в районах Европейского Севера.

Значение угольного бассейна в экономике региона зависит от количества и качества ресурсов, степени их подготовленности к промышленной эксплуатации, размеров добычи, особенностей транспортно-географического положения. Угольные бассейны восточных районов России опережают европейскую часть по технико-экономическим показателям, что объясняются способом добычи угля в этих угольных бассейнах. Открытым способом добываются угли Канско-Ачинского, Кузнецкого, Южно-Якутского, Иркутского бассейнов.

Бурые угли залегают в основном на Урале, в Восточной Сибири, в Подмосковье. Каменные угли, в том числе коксующиеся, залегают в Кузнецком, Печорском и Южно-Якутском бассейнах. Основными угольными бассейнами являются Печорский, Кузнецкий, Канско-Ачинский, Южно-Якутский и Подмосковный бассейны [32]. Краткие сведения по крупнейшим угольным бассейнам приведены в табл. 2.6.

2.1.4. Условия залегания угольных формаций и классификации

Скопления ископаемых углей, залегающие во вмещающих осадочных и вулканогенно-осадочных толщах, образуют изолированные геологические тела, обладающие определенными первичными и вторичными признаками (литолого-петрографическим составом, мощностью, морфологией строения залежи, тектоническими особенностями, степенью метаморфизма), определяющими промышленную значимость угленосной формации. Для построения обобщенных идеализированных моделей угленосных формаций эти признаки принято систематизировать и представлять в виде классификаций. Наиболее широко трактуемыми терминами являются: ***угленосная формация, угольный бассейн (coal-bearing basin), угольный пласт (coal-bearing layer).***

Таблица 2.6

Крупнейшие угольные бассейны Мира

Название бассейна	Административная приуроченность	Открытие, разработка	Геологическая приуроченность	Угли, свиты, возраст
		Турция		
Анатолийский буроугольный бассейн	Западная (провинции Маниса и Кютахья) и Центральная Анатолия (провинции Чорум, Амасья и Болу) в Турции.	Интенсивное промышленное освоение началось со 2-й половины 20 века. Бассейн содержит более 40 месторождений, из которых наиболее крупные и промышленно освоенные – Тунчбилек, Кютахья, Сейитёмер, Ятаган, Кангал, Бейпазары, Сома, Додурга, Сан. Самое крупное месторождение Эльбистан, открытое в 1967.	Анатолийское плоскогорье, в пределах Альпийской складчатой области.	Угленосность связана с пресноводно-континентальными олигоцен-миоценовыми отложениями мощностью 500–2000 м. Главная промышленная угленосность связана с формацией Тургут (тортон). Угленосные отложения залегают практически горизонтально и нарушены разломами, включают несколько изменчивых по мощности (от 0,6–2,5 м, иногда до 80 м) сложных пластов бурого угля.
		Испания		
Астурийский каменноугольный бассейн	Расположен в северной и центральной частях провинции Овьедо.	Начало промышленного освоения относится к середине 19 в. Площадь бассейна по выходам угленосных отложений на поверхность насчитывает 3000 км^2. Запасы каменного угля составляют 1215 млн т (в. т. антрациты 53 млн т), достоверные – 442 млн т (из них антрациты 35 млн т). Главные месторождения: Центральное (разделяется на зоны Каудаль	Бассейн находится в северной зоне Гесперииского, или Иберийского, эпипалеозойского массива миогеосинклинальная подзона) и приурочен к крупной герцинской синклинали, осложнённой складками более высокого порядка. Углы падения пород достигают 80°, вся угленосная толща.	Отложения угленосного карбона мощностью свыше 4000 м согласно залегают на девоне и представлены паралическим типом накопления. Промышленная угленосность приурочена к свите сама (средний и верхний вестфал) общей мощностью до 2800 м, представленной чередованием глинистых сланцев, конгломератов, песчаников,

Продолжение табл. 2.6

Название бассейна	Административная приуроченность	Открытие, разработка	Геологическая приуроченность	Угли, свиты, возраст
		и Налон), Теверга и Хихон. Антрациты добываются на небольших месторождениях Кангас-дель-Нарсеа, Тинео и Тормалео.	нарушена многочисленными разломами. Угленосный вестфал содержит 70–75 пластов угля, из них 35–39 рабочих пластов мощностью 0,6–2,5 м. На Центральном месторождении разрабатываются 50 пластов суммарной мощностью 30 м. Мощность и строение пластов неустойчивы по простиранию	известняков и мергелей с пластами угля. Угли представлены всеми марками – от антрацитов в южной части бассейна, тощих и жирных углей, пригодных для коксования, в его центральной части до слабометаморфизованных, близких к бурым – по его северо-западной периферии, где имеется пласт угля мощностью 12 м. Глубина разработки до 400 м, в среднем около 300 м.
Польша				
Верхнесилезский каменноугольный бассейн	Крупный угольный бассейн в Польше. Расположен в Катовицком и Краковском воеводствах. Площадь около 5500 км^2.	Общие запасы бассейна до глубины 1000 м исчисляются в 100 млрд. т.	Бассейн находится на Верхнесилезской низменности, окай-млённой с северо-запада Судетскими, с северо-востока Свентокшискими горами. Северо-западная часть бассейна сложена в узкие складки субмеридионального простирания с многочисленными взбросами. К югу и востоку развиты пологие брахиструктуры, нарушенные сбросами, местами создающими мелкоблочную структуру.	Угленосные отложения Угленосные отложения нижнего и среднего карбона (намюр-вестфал) выполняют крупную мульду, погружающуюся в юго-восточном направлении. Мощность их возрастает с запада на восток от 2500 до 6000 м. В угленосной толще вскрыто более 450 угольных пластов и прослоев, из них до 200 мощностью более 0,5 м. Наиболее угленасыщенной

Продолжение табл. 2.6

Название бассейна	Административная приуроченность	Открытие, разработка	Геологическая приуроченность	Угли, свиты, возраст
			На площади около 1200 км^2 в северной и западной частях бассейна угленосные породы выходят на поверхность или под маломощный (5–20 м) покров четвертичных отложений, на остальной – они перекрыты моренными образованиями триаса, юры и миоцена суммарной мощностью несколько сотен м.	является средняя часть разреза (рудская и седловая свиты) мощностью до 1000 м, в которой содержится до 30 пластов ср. мощностью 1–2 м, единичных – 7 и 24 м. Угленосность снижается с запада на восток, в этом же направлении происходит расщепление и выклинивание пластов.
Люблинский угольный бассейн	*Расположен в юго-восточной части Польши, около г. Люблин. Занимает площадь около 4630 км^2.*	*Бассейн открыт в 1964–66 гг. и интенсивно разведывается. Ресурсы углей до глубины 1000 м. составляют 37 млрд. т., потенциальные ресурсы свыше глубины 1000 м. – 23,8 млрд т.*	*Представляет собой северо-западное продолжение Львовско-Волынского угольного бассейна. Бассейн расположен в переходной зоне между Восточно-Европейской платформой и Люблинской геосинклиналью. Отложения карбона, содержащие месторождения углей, образуют пологие асимметричные синклинали, разбитые сбросами различных направлений.*	Угленосность приурочена к отложениям визейского и вестфальского ярусов. В отложениях вестфала содержится 22 пласта рабочей мощностью 0,8–3,4 м., залегающих на глубинах – 850–950 м. в северной части и на глубине 1200 м. – на юге.

Продолжение табл. 2.6

Название бассейна	Административная приуроченность	Открытие, разработка	Геологическая приуроченность	Угли, свиты, возраст
		Украина		
Львовско-Волынский угольный бассейн	Расположен на территории Львовской и Волынской областей Украины. Площадь промышленной угленосности – 3,2 тыс. км^2	В 1912г. – первые предположения о наличии угленосных отложений карбона, подтвержденные в 1948 г. Освоение бассейна начато в 1950 г., добыча в 1954 г. Геол. ресурсы угля составляют 2,1 млрд т; в бассейне известно 6 месторождений: Межреченское, Забугское, Волынское, Сокальское, Тягловское, Каровское.	Бассейн в структурном отношении является юго-восточным замыканием Люблинского угольного бассейна (Польши), расположенного в Лодзинско-Львовском прогибе. Каменноугольные отложения, мощностью от 630 м. на северо-востоке, до 1250 м – на юго-западе, слагают Львовскую мульду – сложно построенную, унаследованную грабен-синклиналь. Общее моноклинальное залегание каменноугольных отложений с падением на северо-запад под углами 0,5–1 градус осложнено широкими пологими синклиналями, к которым и приурочены одноименные месторождения.	Угленосны отложения визейского, намюрского и башкирского ярусов, содержащие до 10 невыдержанных маломощных пластов угля рабочей мощности (0,7–1,2 м); глубина залегания пластов от 250 м на юге, до 750 м на западе. Глубина разработки – 300–600 м.

Продолжение табл. 2.6

Название бассейна	Административная приуроченность	Открытие, разработка	Геологическая приуроченность	Угли, свиты, возраст
		Чехия		
Северо-Чешский буроугольный бассейн	Самый крупный бассейн в Чехии по добыче бурых углей; расположен в р-не Рудных гор.	Уголь обнаружен в 16 в. До середины 19 в. разработки велись подземным способом и в небольшом масштабе. К концу 19 в. внедрен открытый способ разработки, первоначально на выходах пластов. Общие геол. запасы около 9,3 млрд т.	Представляет собой вытянутый субширотный грабен дл. около 65 км и шириной от 1 до 26 км.	Основная угленосность связана с гельветским ярусом, содержащим один рабочий пласт угля мощностью от 1–3 до 55 м в центральной части бассейна. Пласт угля на некоторых участках расщепляется на три пачки при мощности песчано-глинистых прослоев от 10 до 35 м. Угол падения пласта – до 15 °, на сев. крыле падение более крутое. Мощность покрывающих пород до 400 м. Разработка осложняется наличием плывунов.
		Германия		
Нижнерейнский буроугольный бассейн	Расположен в западной части Германии на левобережье р. Рейн, частично на территории Нидерландов.	Промышленная разработка угля ведется с первых десятилетий 18 века. Общие запасы бассейна составляют 55 млрд. т угля.	Угленосные отложения выполняют Рейнский грабен и представлены толщей субгоризонтально залегающих кайнозойских паралических отложений.	
Саарско-лотарингский каменноугольный бассейн	Бассейн расположен на территории Германии (земля Саар) и Франции (Лотарингский р-н). По территориальному	Разведанные до глуб. 1200 м запасы угля в Лотарингском бассейне 750 млн.т, извлекаемые запасы 330 млн. т; в Саарском бассейне, экономически	Приурочен к обширной межгорной впадине, образовавшейся в судетскую фазу герцинского тектогенеза, в пределах	Угленосные отложения расчленяются на две свиты: нижнюю – саарбрюккенскую мощностью 3500 м (вестфал B, C, D) и верхнюю

Продолжение табл. 2.6

Название бассейна	Административная приуроченность	Открытие, разработка	Геологическая приуроченность	Угли, свиты, возраст
	признаку подразделяется соответственно на Лотарингский и Саарский бассейны. Лотарингский бассейн протягивается между реками Саар и Марна на расстояние 140 км при ширине 70–80 км. Освоена лишь самая восточная приграничная часть бассейна площадью свыше 400 км. Освоенная часть Саарского бассейна, занимает площадь около 1200 км^2.	извлекаемые запасы угля 2,6 млрд. т. В промышленно освоенной части бассейна около 55 % запасов представлено углями, пригодными для коксования, 45 % длинно-пламенными.	которой с намюра до ранней перми откладывались мощные молассовые образования лимнического происхождения. Гл. тектонич. элемент – крупная асимметричная антиклинальная складка (Саарбрюккенская антиклиналь в Германии, Мерлебахская или Лотарингская антиклиналь во Франции) северо-восточного простирания, опрокинутая к юго-восток.	несогласно залегающую свиту оттвейлер (1500 м) стефанского возраста. Основная промышленная угленосность связана с нижней свитой, представленной чередующимися серыми песчаниками и сланцами, содержащими относительно выдержанные пласты углей. В бассейне насчитывается более 550 угольных пластов и прослоев общей мощностью до 140 м. Рабочую мощность (1,0–2,2 м) имеют лишь 50–100 пластов суммарной мощностью 70–85 м. Распределение угольных пластов по разрезу неравномерно. Горно-геологи-ческие условия добычи угля затруднены большим количеством тектонических нарушений и высокой загазованностью шахт.
		Россия		
Буреинский угольный бассейн	Расположен в Хабаровском крае. Площадь – 6000 км^2. Запасы углей бассейна оцениваются в 10,9 млрд т.	Открыт в 1844 г., разрабатывается с 1939 г. Разведанные (до глубины 300 м) запасы угля – 1078 млн т, предварительно оценённые 863 млн т (1980 г.).	Бассейн представляет собой котловину, окаймлённую горными хребтами и плато. Это сложно построенный синклинорий, вытянутый в северо-восточном	Угленосны отложения верхней юры – нижнего мела мощностью около 2000 м, подразделенные на 5 свит. Наиболее угленасыщена ургальская свита, содержащая

Продолжение табл. 2.6

Название бассейна	Административная приуроченность	Открытие, разработка	Геологическая приуроченность	Угли, свиты, возраст
			направлении на 150 км, шириной 50–60 км. В восточной части развиты крупные широкие асимметричные синклинали. Центральная часть интенсивно дислоцирована (здесь развиты брахиструктуры, мелкие складки с крутопадающими крыльями и разрывными нарушениями). Западная часть бассейна, включающая Прибуреинскую синклиналь, изучена слабо.	до 50 угольных пластов и прослоев. Детально изучено разрабатываемое Ургальское месторождение в вост. части бассейна (в пределах одноимённой синклинали), где вскрыто 35 пластов мощностью 1–6,4 м, из которых 10 относятся к выдержанным и относительно выдержанным. Горно-геологические условия характеризуются наличием прерывистой многолетней мерзлоты.
Иркутский угольный бассейн	Расположен в Иркутской обл. Вытянут с северо-запада на юго-восток вдоль Сибирской ж.-д. магистрали на 500 км при ср. ширине 80 км. Площадь бассейна составляет 37 тыс. км^2.	Угли на территории бассейна выявлены в конце 18 в. Промышленное освоение начато с 1896 (Черемховские угольные копи). Разведанные запасы углей – 7,5 млрд. т, предварительно-оценённые – 9 млрд. т, в т. ч. каменных соответственно 5,2 и 8,5, бурых – 2,3 и 0,5 (1984). В бассейне выделено 16 угленосных р-нов, разведано 20 крупных угольных месторождений (Черемховское, Вознесенское, Новометёлкинское,	Бассейн связан с асимметричным Предсаянским прогибом в зоне сопряжения Восточных Саян со структурами Иркутского амфитеатра Сибирской платформы. Представляет собой крупнейшую синеклизу юго-восточного простирания, погружающуюся в юго-западном направлении и осложнённая локальными поднятиями (валами). Залегание пород на северо-	Угленосность связана с юрскими отложениями, залегающими в широких пологих впадинах домезозойских пород. Мощность их нарастает в юго-западном направлении от 75 до 750 м. Они сложены песчано-глинистыми слабо- и среднелитифицированными осадками озёрно-болотного и аллювиального генезиса. В отложениях черемховской свиты содержится от 1–2 (Черемховское, Азейское) до 25 (Новометелкинское м-ние)

Продолжение табл. 2.6

Название бассейна	Административная приуроченность	Открытие, разработка	Геологическая приуроченность	Угли, свиты, возраст
		Каранцайское, Ишидейское), буроугольных (Азейское, Мугуиское).	восточном крыле синеклизы пологое (4–5 °), на юго-восточном – нарушенное (до 25 °).	пластов угля мощностью от 1 до 10 м (в зонах слияния до 19 м). Строение пластов сложное, залегание нарушено мелкоамплитудными разрывами и карстовыми процессами. Угли бассейна в основном гумусовые, частично гумусово-сапропелевые и сапропелевые.
Кизеловский угольный бассейн	Расположен в Пермской области. Площадь бассейна составляет около 200 км^2. Угленосные отложения протягиваются узкой полосой (5–20 км) вдоль западного склона Урала на расстоянии около 150 км.	Наличие угля установлено в 1783 г., добыча – с 1797 г. Интенсивное развитие бассейна началось после Октябрьской революции 1917 г. и достигло максимального подъема в годы Великой Отечественной войны 1941–45 гг. (до 12 млн т угля в год). Запасы угля 464 млн т (1985).	Крупные сопряжённые линейные антиклинальные и синклинальные структуры, брахискладки осложнены вторичной складчатостью и системами субмеридиональных крупных (с амплитудами в сотни и тысячи м) надвигов с вост. падением сместителей и более мелкими разрывами. Широко развита малоамплитудная нарушенность в виде флексур, взбросов, ступенчатых сбросов.	В маломощной (50–250 м) угленосной формации визейского яруса нижнего карбона содержится четыре угольных пласта рабочей мощности, из них лишь два – пласты № 11 и № 13 мощностью 0,6–3,5 м (преим. 1–2 м) – имеют почти повсеместное распространение и заключают около 75 % общих запасов угля. Характер залегания пластов линзовидный, строение обычно простое. Угленосная толща интенсивно дислоцирована. Горно-геологические условия разработки очень сложные вследствие интенсивной нарушенности и больших глубин разработки (до 1020 м).

Продолжение табл. 2.6

Название бассейна	Административная приуроченность	Открытие, разработка	Геологическая приуроченность	Угли, свиты, возраст
Кузнецкий угольный бассейн (Кузбасс)	Крупнейший угольный бассейн России, расположенный в пределах Кемеровской области и незн. частью в Новосибирской области. Площадь бассейна – 26,7 км^2; длина – 335 км, ширина – 110 км.	Первое месторождение каменного угля открыто в 1721 г. на берегу р. Томь (около Кемерово). В 1841 г. – впервые оценена угленосность района. Разработка углей начата во второй половине 19 в. Систематические исследования углей проводятся с 1914 г. Общие запасы угля – до глуб. 1800 м. оцениваются в 637 млрд т.	Занимает впадину, ограниченную с северо-востока горными сооружениями Кузнецкого Алатау, с юга – поднятиями Горной Шории, с юго-запада – Салаирским кряжем.	Угленосны отложения юры (тарбаганская серия), слагающие крупные пологие брахиантиклинали. В юре вскрыто до 56 пластов угля, из которых от 5 до 14 имеют мощность 0,8 – 0,9 м. Каменноугольные и пермские отложения содержат около 300 пластов и прослоев угля суммарной максимальной мощностью 380 – 400 м. Из них 126 пластов кондиционной мощности.
Минусинский угольный бассейн	*Расположен в Хакассии, на юге Красноярского края.*	*Сведенья об угленосности Минусинской котловины известны с 18 в., добыча угля начата в 1904 г. Первая детальная съемка района проведенная в 1926–28 гг. позволила оконтурить известные ныне месторождения. Общие ресурсы угля до глуб. 1800 м. оцениваются в 26,6 млрд.т. основные мест-ния: Черногорское, Изыхское, Аскизское, Бейское.*	*Занимает Минусинскую впадину, ограниченную отрогами Западного Саяна и Кузнецкого Алатау. Угленосные породы сохранились в 4-х мульдах, общей площадью 1100 км^2.*	Угленосны отложения от нижнего карбона до перми. Выделяют 2 серии угленосных осадков: хакасская (карбон) и аршановская (нижн. пермь) суммарной мощностью до 1800 м., разделенных на 8 свит. В них содержится от 6 до 40 рабочих пластов угля, мощностью до 2–3 м. Толщи слагают пологие, ненарушенные изометричные или вытянутые брахиантиклинали.

Продолжение табл. 2.6

Название бассейна	Административная приуроченность	Открытие, разработка	Геологическая приуроченность	Угли, свиты, возраст
Партизанский угольный бассейн	Расположен в Приморском крае. Общая площадь около 6000 км^2	Известен с 1887 г., разрабатывается с 1902 г. Разведанные запасы углей 413 млн т (1985). На территории бассейна выделено 14 угленосных р-нов. В юго-восточной части наиболее изучены (с юго-запада на северо-восток): Старопартизанский, Тигровский, Мельниковский и Белопадинский; геол. поиски проведены в Молчановском и Сергеевском р-нах.	Детально изучена и осваивается узкая периферийная юго-восточная полоса (200 км^2), на остальной части угленосные отложения перекрыты покровом эффузивных, лавобрекчиевых и туфогенно-осадочных пород и выходят на поверхность в разрозненных обнажениях. Угленосные отложения слагают широкие (Белопадинская, Коркинская, Большая, Сергеевская) и узкие (Засицинская, 3-я, 4-я) синклинальные складки северо-восточного простирания, разобщённые антиклиналями с крутыми нарушенными крыльями. Термальное воздействие внедрившихся в угленосную формацию крупных интрузий определило местное увеличение степени углефикации углей за счет контактового метаморфизма вблизи мелких интрузивных тел на локальных участках.	Промышленная угленосность связана с нижнемеловыми отложениями, в которых выделены 2 угленосные свиты – старо-партизанская (нижняя) и северо-партизанская. Первая распространена в южной части бассейна, мощность её здесь до 500 м; в северо-западном направлении снижается до полного выклинивания. Северо-партизанская свита вскрыта повсеместно, мощность ее изменяется в пределах 280–460 м. В каждой свите содержится до 10 рабочих пластов угля весьма изменчивой (от нерабочей до 10 м) мощности за счёт тектонических раздувов и пережимов; преобладающая мощность 1–2 м, строение пластов преим. простое, реже сложное.

Продолжение табл. 2.6

Название бассейна	Административная приуроченность	Открытие, разработка	Геологическая приуроченность	Угли, свиты, возраст
Печорский угольный бассейн	Расположен в пределах Республики Коми и Ненецкого автономного округа Архангельской обл. Имеет площадь около 90 тыс. км^2. Находится в зоне многолетнемерзлотных пород в зоне тундры и лесотундры.	Первые сведенья о наличие угля в бассейне р. Воркута известны с 1828 г. Угольный бассейн открыт поисковыми работами в 1924 г. Добыча углей начата с 1934 г. Общие геологические запасы и ресурсы составляют 265 млрд т. (1986 г.), из них разведанные – 23,9 млрд т.	Расположен в полярной и приполярной частях Предуральского краевого прогиба. Продуктивные отложения выполняют крупные отрицательные структуры – Косью-Роговскую и Коротаихинскую впадины, а также зоны мелких складок.	Угленосны пермские отложения, подразделяющиеся снизу вверх на воркутскую (лекворкутская и интинская свиты) и печорскую (сейдинская тальбейскую свиты) серии. Угленосная формация содержит 150–250 угольных пластов и пропластков. Наибольший промышленный интерес представляет рудницкая подсвита (10 рабочих пластов простого строения, ср. мощность – 1,3–3,5 м) и интинская свита (15 тонких и средней мощ. пластов сложного строения). Горно-геологи-ческие условия разработки – сложные (нарушенность залегания пластов, многолетняя мерзлота, повышенная метаноносность).
Подмосковный угольный бассейн	Расположен на территории Новгородской, Калининской, Смоленской, Калужской, Тульской и Рязанской областей. Общая площадь развития угленосных отложений до глуб. 200 м – 120 тыс. км^2.	Первые сведения о наличии залежей угля известны с 1722 г., систематическая добыча с 1855 г. Общие геол. ресурсы 11 млрд т.	Бассейн расположен на южном и западном крыльях Московской синеклизы. Песчано-глинистая угленосная толща бобриковского и тульского горизонтов визейского яруса нижнего карбона мощностью	Наибольшая угленасыщенность характерна| для центральной части южного крыла синеклизы. Она резко снижается в западном, восточном и северном направлениях. Разведано около 95 месторождений,

Продолжение табл. 2.6

Название бассейна	Административная приуроченность	Открытие, разработка	Геологическая приуроченность	Угли, свиты, возраст
			около 50 м подстилается и перекрывается отложениями карбона. Она полого погружается к центру синеклизы и содержит до 14 пластов и пропластков угля.	объединенных в 22 угленосных района.
Тунгусский угольный бассейн	Бассейн-гигант, расположенный на территории Красноярского края (90 %), частично – Якутской АССР и Иркутской обл. Площадь свыше 1 млн. км^2. Характеризуется слабой изученностью, т.к. расположен в труднодоступных районах.	Угли известны с 1860. Геол. ресурсы углей оцениваются св. 2 трлн т.		Угли выявлены в отложениях ср. и верх. карбона, перми, юры и палеогена. Осн. угленосность связана с континентальными отложениями пермо-карбона мощностью 350–1460 м, перекрытыми туфогенными и лавовыми толщами пермо-триаса мощностью до 1500–2000 м и прорванными многочисл. силлами, дайками и штоками изверженных пород, слагающими 10–75 % объема формации. Они выполняют крупные пологие структуры в осадочном чехле Сибирской платформы и подразделены на свиты: тушаминскую (ниж. карбон), катскую (ср.-верх. карбон), бургуклинскую (ниж. пермь), пеляткинскую и дегалинскую (верх, пермь). Мощности

Продолжение табл. 2.6

Название бассейна	Административная приуроченность	Открытие, разработка	Геологическая приуроченность	Угли, свиты, возраст
				свит, их угленасыщенность подвержены значит. колебаниям. На Кокуйском м-нии выявлено 20 угольных пластов, верхний – «Мощный» имеет ср. мощность 61 м. В Норильском р-не отд. пласты достигают мощности 15–20 м.
Раздольненский каменноугольный бассейн	Расположен в Приморском крае. Изученная площадь около. 8 тыс. км^2, границы бассейна не установлены.	Угли известны с 1868 г., разрабатываются с 1909 г. Разведаны Липовецкое, Верхнераздольненское, Константиновское, Уссурийское и др. м-ния. Центр – г. Уссурийск.	Угленосные отложения в разведанной части бассейна слагают синклинальные складки субширотного простирания с углами падения пород на сев. крыльях 5–20, на южных – 35–50. Широко развиты сбросы.	В бассейне угленосны 2 свиты нижнего мела: нижняя (мощность 250–300 м) и верхняя (155–450 м), разделённые непродуктивными отложениями мощностью 200–500 м. Промышленная угленосность связана с верх, свитой, содержащей до 4 пластов очень сложного строения.
Улугхемский угольный бассейн	*Расположен в Республике Тува, занимает площадь 2300 км^2.*	*Угли известны с 1883, кустарная разработка с 1914 г., промышленная разработка с 1925. Общие ресурсы 14,2 млрд т (13,0 млрд т усл. топлива).*	*Юрские угленосные отложения мощностью до 1500 м выполняют крупный прогиб в палеозойских породах.*	Юрские угленосные отложения содержат до 55 угольных пластов, в т. ч. 5 мощностью более 0,6 м. Основное пром. значение имеет пласт «Улуг» мощностью до 12 м; мощности остальных пластов 0,8–2,7 м.

Продолжение табл. 2.6

Название бассейна	Административная приуроченность	Открытие, разработка	Геологическая приуроченность	Угли, свиты, возраст
		Казахстан		
Карагандинский угольный бассейн	Находится на территории Карагандинской обл. Казахстана. Занимает площадь равную 3,6 тыс. км². Пром. центры – гг. Караганда, Сарань, Шахтинск, Абай. Разведанные запасы угля 7,8 млрд т, предварительно оцененные – 5 млрд т (1984); подсчитанные осн. до глуб. 600 м, на отд. площадях – до 800–900 м. Прогнозные ресурсы до глубины 1800 м оцениваются в 32 млрд т.	Наличие углей в бассейне установлено в 1833, добыча углей осуществляется с 1854, широкие геол. исследования начаты в 1920, планомерное освоение бассейна с 1930 г. Всего добыто 64,7 млн т; разведано 595 млн т углей, пригодных для открытой разработки.	Бассейн входит в состав широтно ориентированного одноименного синклинория протяженностью 120 км при шир. 30–60 км. На юге и западе ограничен зонами разломов, на севере и востоке – эрозионным срезом продуктивных кам.-уг. отложений. Строение синклинория асимметричное: сев. и вост. крылья пологие, южное – крутое, интенсивно нарушенное системой надвигов Жалаирской зоны. На западе продуктивные отложения срезаны крупным Тентекским разломом. Поперечными Майкудукским и Алабасским поднятиями. Площадь бассейна разделена ряд мульд (Верхнесокурскую, Карагандинскую и Шерубай-Нуринскую и др.), осложнённых вторичной складчатостью и разрывными	Угленосны свиты: ашлярикская (ниж. — ср. визе), карагандинская (верх, визе), долинская (ср. карбон), тентекская (ср.-верх, карбон), дубовская (ниж. юра) и михайловская (ср. юра). В литол. Плане свиты представлены – чередованием песчаников, алевролитов, аргиллитов, мергелей и конгломератов. Мощность кам.-уг. отложений увеличивается в зап. направлении от 1200 м в Верхнесокурской синклинали до 3800 м в Тентекской. В бассейне содержится до 80 пластов кам. угля суммарной мощностью 110 м, в т. ч. 30 рабочих мощностью 0,6–8 м. Макс, угленасыщенность характерна для ср. части карагандинской и долинской свит. Коэфф. общей угленосности – 2,8, промышленной – 1,5. Дубовская свита содержит 5 рабочих пластов бурого угля суммарной мощностью до 17,8 м.

Продолжение табл. 2.6

Название бассейна	Административная приуроченность	Открытие, разработка	Геологическая приуроченность	Угли, свиты, возраст
			нарушениями, возрастающими по направлению к ограничивающим бассейн разломам и вблизи поперечных поднятий. В центр., частях первых двух синклиналей на размытой поверхности карбона в пологих унаследованных мульдах залегают триасовые и юрские континентальные отложения.	Угли разрабатываются преим. на глуб. 200–600 м. Горно-геол. условия разработки сложные вследствие интенсивной нарушенности залегания угольных пластов, высокой метанообильности и пылеобразования.
Майкюбенский буроугольный бассейн	Расположен в Павлодарской области, занимает площадь около 1040 км^2.	Наличие углей в бассейне известно с первой половины 19 в.; разведан в 30–40 гг. 20 в. Общие геол. ресурсы углей бассейна до глуб. 600 м. составляют 5,31 млрд т.; месторождения: Шоптыкольское, Сарыкольское, Талдыкольское, Таскудукское, Тамдинское.	Бассейн расположен в широтно вытянутой впадине, заполненной триас-юрскими отложениями, перекрытыми кайнозойскими отложениями. Угленосные отложения образуют крупную синклинальную структуру (70 км х 20км), осложненную двумя системами разрывных нарушений и рядом складок второго и третьего порядков. Угольные пласты имеют пологое залегание.	Угленосны грубообломочные триасово-юрские отложения (песчаники, алевриты, аргиллиты, содержащие угли). Основная угленосность связана с отложениями шоптыкольской (260–290 м) и жиренкольской (до 100 м) свит. Мощность пластов меняется от 2 до 48 м, средняя – составляет 5–12,5 м.

Продолжение табл. 2.6

Название бассейна	Административная приуроченность	Открытие, разработка	Геологическая приуроченность	Угли, свиты, возраст
Тургайский угольный бассейн	Расположен в Кустанайской и Тургайской областях Казахстана. Площадь бассейна – 150 тыс. км^2.	Первые сведения об углях появились в 90-х гг. 19 в. Разведано в 1948–60 гг. (выявлено 20 обособленных м-ний в разобщенных грабенах и впадинах размерами от 18 до 2700 км2). Геол. ресурсы угля 51,2 млрд. т. Основные м-ния, пригодные для разработки открытым способом (млн т., 1986): Эгинсайское – 1097, Кушмурунекое – 2636, Приозёрное – 360, Орловское – 1156, Кизылтальское – 590.	По падению и простиранию происходит расщепление и выклинивание пластов. Угленосные отложения слагают пологие брахисинклинали, крылья которых срезаны разломами. Продольные и поперечные сбросы в центральных частях складок обусловливают блочную структуру залегания.	Триасово-юрские угленосные отложения (убаганская серия) подразделяются на черниговскую, кушмурунскую (ниж. юра, 200 м), караганскую и дузбайскую свиты: (ср. юра, 270–360 м). В кушмурунской и дуз-байской свитах содержится до 30 сложно построенных линзовидных пластов угля. На основных м-ниях мощность единичных угольных пластов достигает 30–70 м при мин. глубинах залегания от 35 до 80 м.
США				
Аппалачский каменноугольный бассейн	Расположен на востоке США, на территории штатов Алабама, Кентукки, Виргиния, Зап. Виргиния, Огайо, Мэриленд, Пенсильвания. Бассейн протягивается более чем на 1200 км вдоль южных склонов Аппалачей и занимает площадь около 180 тыс. км^2. Максимальное число шахт сосредоточено в штате Кентукки (1060) и Зап. Виргиния (740),	Промышленная разработка угля в бассейне начата в 1800 в шт. Огайо. В бассейне насчитывается примерно 300 угледобывающих районов, 10 из которых дают ежегодно более 10 млн. т угля и 30 более 5 млн т. Запасы каменного угля в бассейне до глубины 900 м оцениваются в 1600 млрд т. Доказанные запасы до глубины 305 м в пластах мощностью около 1 м – около 102 млрд т,	Бассейн расположен в передовом прогибе поздних герцинид Южных Аппалачей, имеет асимметричное строение с широким пологим зап. и узким крутым вост. бортами. В зап. части бассейна угленосные отложения залегают очень полого, углы падения составляют 2–3 °. Структура залегания простая. В вост. части, прилегающей к складчатому	Основная промышленная угленосность связана с пенсильванскими (верхнекаменноугольными) отложениями. В толще Пенсильвания (360–1670 м) насчитывается более 75 пластов угля рабочей мощности. Наиболее угленасыщена формация Аллегейни, к которой приурочены основные рабочие пласты Бруквилл (мощность 2–2,2 м), Кларион (3,6–3,8 м), Нижний, Средний

Продолжение табл. 2.6

Название бассейна	Административная приуроченность	Открытие, разработка	Геологическая приуроченность	Угли, свиты, возраст
	максимальное число карьеров – в штате Кентукки (979) и Пенсильвания (754).	из которых 14,3 млрд т пригодны для открытой разработки.	поясу Южных Аппалачей, структура угленосной толщи усложняется за счёт узких длинных складок с локальными поднятиями и дизъюнктивными нарушениями (амплитуда поднятий достигает 300 м, углы падения 30°).	и Верхний Киттанинг (1,2–1,3 м), формация Мононгахила (пласт Питсбург мощностью 1,2–3 м). В раннепермских отложениях (мощность до 300 м) известно св. 10 пластов угля, из которых наиб. значение имеет пласт Вашингтон, мощностью 1,6–3,2 м).
Пенсильванский угольный бассейн	Антрацитовый бассейн на крайнем северо-востоке США, на территории одноимённого штата. Площадь составляет 45 тыс. км².	Антрацит был обнаружен в 1762 г. Промышленные разработки начались в годы Войны за независимость в Сев. Америке (1777–83). Всего в бассейне за 1890–1985 добыто св. 4,2 млрд т антрацита. Разведанные запасы – 17,5 млрд т.	В структурно-генетическом отношении бассейн является непосредственным продолжением Аппалачского каменноугольного бассейна, от которого отделён небольшим поднятием девонских отложений. Бассейн представляет собой серию сложно построенных синклинальных складок, разобщённых выходами на поверхность подстилающих угленосную толщу девонских отложений.	Угленосная толща пенсильванского возраста сложена двумя формациями: Потсвилл (верх, часть намюра и почти весь вестфал) с общей мощностью 250–650 м и Аллегейни (верх, часть вестфала и ниж. часть стефана) мощностью 750 м.; объединяет 4 м-ния, различающиеся по составу и мощности формаций: Северное, Среднезападное и Южное. Наиб. мощностью угленосная толща обладает на Северном м-нии. Угленосность этих м-ний представлена 38 пластами, из которых половина обладает меняющейся рабочей мощностью (в ср. до 3,5 м). Наиболее протяженный – пласт Бук-Монтаун

Продолжение табл. 2.6

Название бассейна	Административная приуроченность	Открытие, разработка	Геологическая приуроченность	Угли, свиты, возраст
				мощностью от 0,9 до 6 м. Выше него залегают пласты Скид-мор и Маммот, со значи-тельной, но часто меняющейся мощностью. На Северном м-нии ниж. пласт в угленосной толще – Ред-Эш, имеющий в разных пром. р-нах бассейна разл. названия. Лежащие в верх, части угленосной толщи рабочие пласты антрацита (Росс, Биг, Питсон и др.) имеют мощность по 3–4 м; их кол-во увеличивается в северо-западном направлении, в сторону наибольшего погружения толщи.
Австралия				
Большая Синклиналь Боуэн (Bowen)	Крупнейший каменноугольный бассейн Австралии, расположенный на юго-востоке штата Квинсленд. Площадь бассейна составляет около 75 тыс. км².	Уголь впервые обнаружен в 1827, разработка началась в 1845, геолого-разведочные работы – в конце 1950-х гг., промышленное освоение – в начале 60-х гг.	Бассейн расположен в передовом прогибе герцинид Новой Англии. Представляет собой синклинорий субмеридионального простирания, осложнённый рядом крупных синклиналей и антиклиналей.	Промышленная угленосность связана с толщей пермских отложений паралического типа (свыше 5000 м). Основные угленосные свиты – Рейдс-Дом (свыше 1000 м), Коллинсвилл (185–250 м), Блэр-Атол (около 190 м), Джерман-Крик (170–280 м),
		Разведанные запасы угля превышают 42 млрд т, из них достоверные и вероятные 22,3 млрд т, в т. ч. 13,8 млрд т коксующиеся;	Интенсивность складчатости и степень нарушенное слоев уменьшаются с востока на запад.	Фэр-Хилл (215–370 м), Элфинстон, Рангал, Баралаба (40–370 м). Чис-ло угольных пластов колеблется от 2 до 11, рабочая мощ. пластов 3–34 м. Сте-пень регионального метаморфизма

Окончание табл. 2.6

Название бассейна	Административная приуроченность	Открытие, разработка	Геологическая приуроченность	Угли, свиты, возраст
		3,2 млрд т угля доступны для открытой разработки.	Углы падения пластов не превышают 5–15 °.	углей уменьшается в западном и юго-западном направлениях. В восточной и сев-вост. частях бассейна распространены полуантрациты, переходящие к сев-зап. окраине в суббитуминозные угли. Контактовый метаморфизм связан с интрузиями гранитов. Зольность наиболее важных угольных пластов обычно 8–25 %, на сев. бассейна присутствуют угли с зольностью менее 5 %
Сиднейский угольный бассейн	Один из крупнейших каменноугольных бассейнов Австралии. Расположен на территории шт. Новый Южный Уэльс, занимает площадь около 43 тыс. км^2.	Промышленные разработки угля начались в конце 19 века. Геол. запасы угля превышают 111 млрд т; разведанные запасы 45 млрд т, в т. ч. – 15 млрд т пригодны для открытой разработки.	Регион представляет собой передовой прогиб Тасманской геосинклинали, собранный в складни сев.-зап. простирания и косо срезанный современной морской береговой линией. В результате ундуляции осей складок, развития сбросов и последующей эрозии бывшее ранее единым угленосное поле оказалось расчленённым на приподнятые безугольные и опущенные угленосные площади.	Пром. угленосность связана с отл-ями Перми (свитой Грета и верхней угленосной свитой). Углы падения пластов крутые – (48–50 °). Она содержит два рабочих пласта: верхний, или Главная Грета (до10 м), и Нижний, или Холлевия (до 4–5 м), залегающие в верхней части свиты на расстоянии 6–35 м друг от друга и местами расщепляющиеся. Угли свиты Грета промежуточные между гумусовыми и кеннельскими. В верхней угленосной свите наиб, угленасыщен ярус Ньюкасл; он включает ок. 14 пластов угля. Наиб. важный пласт – Борхол (1,2–6 м). Угли яруса Ньюкасл гумусовые, ср. стадии метаморфизма

Угленосная формация (coal-bearing formation) *– комплекс чередующихся полигенетических и полифациальных, преимущественно континентальных (иногда с участием прибрежно-морских) терригенных, хемогенных и биогенных осадочных горных пород, связанных единством места образования в условиях гумидного климата в результате длительного опускания участка земной коры при близком к компенсированному режиме осадко- и торфонакопления, подвергающейся разнообразным изменениям, вплоть до полного разрушения (Портнов, 1991)*

Подавляющему большинству угленосных формаций свойствен пластовый характер залегания ископаемых углей между почти параллельными напластованиями вмещающих пород на обширных площадях при небольшой по сравнению с площадью распространения мощности [109; 111].

В прибрежно-морских и прибрежно-бассейновых (лагунной, дельтовой) обстановках осадконакопления, характерных для угленосных формаций, приуроченных к переходным (от орогенных к платформенным) областям, угольные пласты формировались на огромных площадях, измеряемых сотнями *км*^{2}. Мощность отдельных пластов – от см до нескольких *м,* при относительно высокой выдержанности морфологических черт.

Внутриконтинентальная (озерная, озерно-болотная, речная) обстановка осадконакопления обусловила более ограниченное по площади распространение пластов, во многих случаях их линзовидную форму. Мощность многих угольных залежей достигает здесь на значительных площадях десятков, в единичных случаях – сотен *м.* В практике промышленной оценки принято разделять угольные пласты:

1) **по мощности**: *– весьма тонкие (до 0,5 м),*
   - *тонкие (0,5–1,3 м),*
   - *средней мощности (1,3–3,5 м),*
   - *мощные (3,5–15 м),*
   - *весьма мощные (более 15 м).*
2) **по выдержанности –** *выдержанные*
   - *относительно выдержанные,*
   - *невыдержанные*.

Выдержанность морфологии угольных пластов, оцениваемая обычно на площадях в несколько км^2, отражается региональное и локальное расщепление – результат прерывистых дифференцированных погружений дна бассейна, неравномерного сноса песчано-глинистого материала, колебаний уровня вод и др. [32;71;146].

Изменение мощностей пластов обусловливается неровностями ложа торфяника и размывами, как в процессе накопления, так и после захоронения торфяников и углей овражно-речной сетью или морской трансгрессией.

Сохранность угольных пластов нарушается процессами карстообразования в подстилающих угленосную толщу отложениях, выгоранием пластов, возникшим в результате окисления угля атмосферным воздухом, воздействием тектонических подвижек, приводящим к пережимам и раздувам, а также ассимиляцией угля изверженными породами, внедрившимися в угленосную толщу.

Залегание угольных пластов характеризуется большим разнообразием. Лишь в некоторых бассейнах и месторождениях платформенной группы угольные пласты характеризуются слабоволнистым, почти горизонтальным ненарушенным залеганием. В большей же части угленосные отложения подвержены складкообразованию, сопровождаемому разрывными нарушениями (рис. 2.5).

В практике разведки и эксплуатации условия залегания угольных пластов оцениваются для локальных участков крупных бассейнов и месторождений с запасами угля,

обеспечивающими работу шахты (***углеразреза***). В масштабе шахтных (карьерных) полей ведущими структурными формами являются: моноклинали – крылья пологих синеклиз и антеклиз платформ, а также крылья и замковые части крупных синклиналей и антиклиналей; ограниченные по размерам брахискладки и участки с сопряжением различных складчатых форм более мелких порядков. Сопровождающие складчатость и наложенные разрывные нарушения создают блоковый характер залегания угольных пластов с размерами обособленных блоков от несколько км^2 до мелкоблочных и чешуйчатых форм.

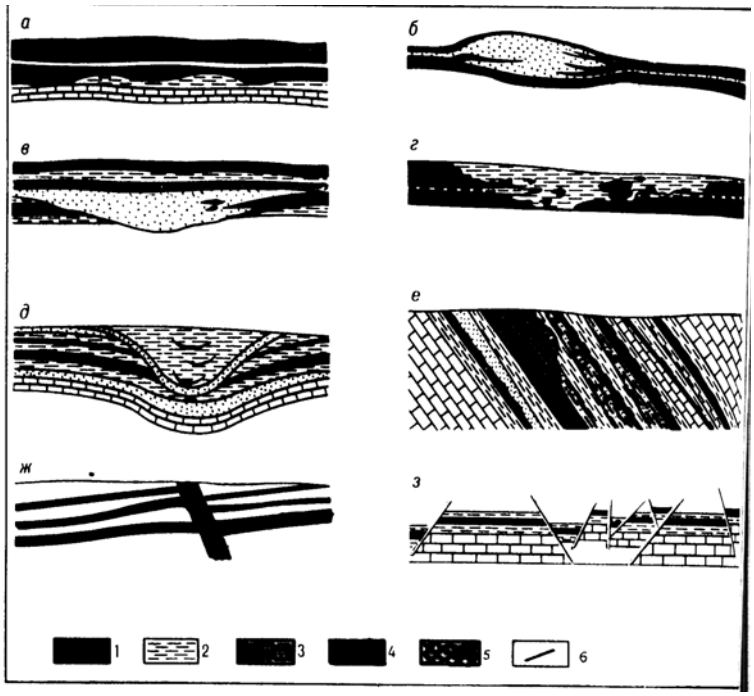


Рис. 2.5. Осложнения морфологии и залегания угольных пластов в результате:
а) неровностей ложа торфяников (Подмосковный бассейн); б) внедрение в уголь песчаников;
в, г) размывов (Донбасс); д) карстовых просадок в подстилающие угленосные отложения
породах (Подмосковный бассейн); е) выгорание угля с образованием «горельников» (Кузбасс);
ж) внедрение магматических тел (Тунгусский бассейн);
з) мелкоамплитудной тектонической нарушенности (Донбасс).
1 – Уголь; 2 –глина; 3 –алевролит; 4 – магматические породы;
5 – «горельники»; 6) разрывные нарушения

Применительно к действующим принципам геолого-промышленной оценки угольные месторождения и угленосные площади по степени сложности геологического строения подразделяются с учётом выдержанности морфологии угольных пластов и качества угля, а также характера проявления тектоники на три группы:

- ***к первой группе*** *относятся месторождения (участки) простого строения с выдержанными мощностями основных рабочих пластов, характеризующихся ненарушенным или слабонарушенным залеганием;*
- ***ко второй –*** *месторождения (участки) сложного строения с изменчивой мощностью и строением большей части угольных пластов либо с невыдержанным качеством углей, а также угленосные площади, на которых при выдержанной морфологии основных пластов залегание последних – сложно складчатое или интенсивно нарушено разрывами;*
- ***третью группу*** *составляют месторождения (участки) очень сложного строения, интенсивно нарушенные складчатостью и разрывами, мелко блочным залеганием или сложной изменчивой морфологией угольных пластов* [28;30;32].

За полуторавековую историю систематизации угленосных формаций бассейнов, месторождений и площадей наметилось два подхода к решению проблемы: генетических и эталонный (описательный). В настоящий момент существует около 50 опубликованных в разные годы классификационных схем, лишь немногие из которых нашли широкое применение в научной общественности. В современных научных исследованиях по проблеме углеобразования используются структурно-генетическая типизация угленосных формаций В.С. Быкадорова, А.Г. Портнова, А.А. Тимофеева, В.Ф. Череповского, классификация угленосных формаций по геодина-мическим типам осадочных бассейнов А.С. Тараканова – первая классификация угленосных формаций на геодинамической основе (табл. 2.7). Классификация была разработана в 1990 г. автором, который использовал гипотезу мобилизма – горизонтальное перемещение литосферных плит и объединил осадочные бассейны и соответствующие им угленосные формации в три группы: *орогенную, эпейрогенную и рифтогенную* (см. табл. 2.7). Выделение внутри названных групп типов угленосных формаций произведено в соответствии с геодинамическим положением бассейна угленосной седиментации.

Таблица 2.7

Классификация угленосных формаций по геодинамическим типам осадочных бассейнов (по А.С. Тараканову, 1992)

Группа осадочных бассейнов и соответствующих осадочных формаций	Тип осадочных бассейнов и соответствующих угленосных формаций	*Типовой угленосный бассейн*
Орогенная, в областях сближения и столкновения континентальных плит (конвергентные зоны)	Тыловые и внутренние бассейны активных окраин континентов и островодужных систем	Южно-Якутский бассейн, карбоновые комплексы Восточного Урала
	Краевые бассейны областей коллизии континентов	Печорский бассейн, верхнемеловая серия Приверхоянских частей Ленского бассейна
	Наложенные бассейны в зоне аккреции континентальных плит	Кузнецкий и Минусинский бассейны
	Остаточные бассейны в зонах аккреции континентальных плит	Неоком-аптский комплекс Зырянского бассейна
Эпейрогенная, во внутриплитных квазистабильных областях континентов	Бассейны в надрифтовых синеклизах древних платформ	Подмосковный, Тунгусский бассейны, Вилюйская часть Ленского бассейна
	Бассейны в унаследованных впадинах складчатых областей	Юрский комплекс Кузбасса, Шубарколь, Улугхем
Рифтогенная, в областях деструкции и раздвига континентальных плит (дивергентные зоны)	Бассейны в грабенах областей ареального (рассеянного рифтогенеза)	Челябинский бассейн, триас-среднеюрские комплексы Западной Сибири, кайнозойские комплексы Прибайкалья
	Бассейны в грабенах линейных трансконтинентальных рифтовых зон	Альб-верхнемеловые комплексы Зырянского, Омсукчанского Аркагалинского бассейнов, кайнозойские комплексы Момского рифта

Окончание табл. 2.7

	Бассейны в эпирифтовых прогибах авлакогенов древних платформ	Донецкий бассейн
	Бассейны на литоралях пассивных окраин континентов	Западно-Верхоянский, Кизеловский, Таймырский, Южно-Гиссарский бассейны

В 1997 году В.М. Богомазовым была предложена тектоно-генетическая классификация угленосных формаций на геодинамической основе (табл. 2.8). В ней на основании современных геотектонических исследований в области тектоники литосферных плит и глубинной структуры земной коры отдельных регионов автор последовательно объединил 29 угленосных формаций в группы по принадлежности к крупным элементам тектоносферы.

Таблица 2.8

Схема тектоно-генетической классификации угленосных формаций на геодинамической основе (по В.М. Богомазову, 1997)

Группа	Подгруппа	Класс	Тип	*Примеры эталонных бассейнов и месторождений*
Подвижные пояса	Активные окраины континентов	Островодужный	Прогибы вулканических островов	*Северо-Балхашская группа месторождений*
		Островных зон окраинных морей	Островные котловины	*Восточно-Уральские карбоновые месторождения*
		Окраинных континентальных вулканических поясов	Впадины вулканических плато	*Южно-Джунгарская группа месторождений*
	Области коллизии континентов	Орогенный	Приразломные впадины	*Белокаменская и Северо-Кавказская группы карбоновых месторождений*
			Надкальдерные впадины	*Кендерлыкское месторождение*
			Наложенные впадины массивов	*Буреинский бассейн*
		Тафрогенный	Одно- и двухсторонние грабены	*Челябинский, Тургайский бассейны*
		Дейтерооороген-ный	Поперечные краевые прогибы	*Кузбасс*
			Приразломные прогибы	*Горловский бассейн*
			Межгорные прогибы	*Минусинский бассейн*
			Наложенные надкальдерные прогибы	*Экибастузский бассейн; Карагандинский бассейн; месторождения Акжарское, Борлы*
		Молодые платформы подвижных зон	Наложенные впадины	*Ангренские, Ленгерское месторождения*
			Впадины зон сочленения внутриконтинентальных плит	*Канско-Ачинский бассейн*
		Молодые платформы стабилизированных зон	*Депрессии*	*Жиланшикский бассейн*

Окончание табл. 2.8

Древние платформы	Пассивные окраины	Краевые прогибы		*Печорский, Ленский бассейн*
		Перикратонные прогибы		*Кизеловский, Львовско-Волынский бассейны*
	Плиты	Эпейрогенный	Внутренние прогибы	*Подмосковный бассейн*
			Галакратонные прогибы	*Прикаспийский бассейн*
		Экзогенные депрессии	Карстовые	*Новодмитровское месторождение*
			Солемиграционные	*Южно-Уральский бассейн*
			Эрозионные	*Днепровский бассейн*
Области внутриплатформенной и тектономагматической складчатости	Активизированные	Плиты эпейрогенно-активизационные	Активизированные кратонные прогибы	*Тунгусский бассейн*
			Наложенные впадины окраинных зон	*Иркутский бассейн*
		Щиты зон рассеянного рифтогенеза	Наложенные приразломные впадины	*Восточно-Забайкальская группа месторождений*
	Рифты (авлакогены)	Рифтогенный (авлакогенный)	Прогибы поздних стадий развития	*Донецкий бассейн*
			Прогибы ранних стадий развития	*Южно-Якутский бассейн*
			Впадины	*Апсатское месторождение*

2.1.5. Угольные бассейны Мира

Уголь является важным национальным природным ресурсом в первую очередь благодаря своей энергетической ценности. Среди ведущих мировых держав только Япония не располагает большими запасами угля. Хотя уголь – самый распространенный вид энергоресурсов, на нашей планете имеются обширные территории, где угольных месторождений нет. Угли различаются по теплотворной способности: она самая низкая у бурого угля (лигнита) и самая высокая у антрацита (твердого блестящего черного угля).

Мировая добыча угля составляет 4,7 млрд. тонн в год (1995). Однако во всех странах в последние годы проявляется тенденция к снижению его добычи, поскольку он уступает место другим видам энергетического сырья – нефти и газу. В ряде стран добыча угля становится нерентабельной в связи с отработкой наиболее богатых и сравнительно неглубоко залегающих пластов. Многие старые шахты закрываются как убыточные. Первое место по добыче угля занимает Китай, за ним следуют США, Австралия и Россия. Значительное количество угля добывается в Германии, Польше, ЮАР, Индии, на Украине и в Казахстане [33;80;86;91;99;114].

Россия занимает первое место в мире по разведанным запасам угля. На ее территории расположено 23 % мировых запасов угля. Имеются угли различного типа: антрациты, бурые и коксующиеся.

Угольные ресурсы по территории России имеют неравномерное распространение. На долю восточных районов приходится 93 %, г на европейскую часть – 7 % всех запасов страны. Важным показателем экономической оценки угольных бассейнов является

себестоимость добычи. Она зависит от способа добычи, который может быть шахтным или карьерным (открытым), структуры и толщины пласта, мощности карьера, качества угля, наличия потребителя или дальности перевозки. Наиболее низкая себестоимость добычи углей в Восточной Сибири, наиболее высокая – в районах Европейского Севера. Бурые угли залегают в основном на Урале, в Восточной Сибири, в Подмосковье.

Восточная Сибирь сосредотачивает 45 % угольных ресурсов бывшего Советского Союза (Тунгусский, Канско-Ачинский, Таймырский, Иркутский бассейны). В Канско-Ачинском бассейне уголь добывают открытым способом. Каменные угли, в тем числе к коксующиеся, известны в Кузнецком, Печорском и Южно-Якутском бассейнах. Основными угольными бассейнами являются Печорский, Кузнецкий, Канско-Ачинский, Южно-Якутский и Подмосковный бассейны.

Значение угольного бассейна в экономике региона зависит от количества и качества ресурсов, степени их подготовленности к промышленной эксплуатации, размеров добычи, особенностей транспортно-географического положения. Угольные бассейны восточных районов России опережают европейскую часть по технико-экономическим показателям, что объясняются способом добычи угля в этих угольных бассейнах. Открытым способом добываются угли Канско-Ачинского, Кузнецкого, Южно-Якутского, Иркутского бассейнов.

Наиболее крупные бассейны и месторождения бурого угля характерны для мезозойско-кайнозойских отложений. Исключение составляют нижнекаменоугольные бассейны угля Восточно-Европейской платформы (Подмосковный бассейн). Основные запасы бурых углей приурочены к юрским отложениям. Их значительная часть залегает на небольших глубинах в угольных пластах мощностью 10–60 м, что позволяет отрабатывать их открытым способом. На отдельных месторождениях мощность залежей достигает 100–200 м.

Европа. Залежи бурого угля связаны почти исключительно с отложениями неоген-палеогенового возраста. Добыча угля в Центральной и Западной Европе в 1995 г. составляла 1/9 от мировой. Высококачественный уголь, добываемый на Британских островах, имеет в основном каменноугольный возраст. Большая часть месторождений угля находится в южном Уэльсе, на западе и севере Англии и на юге Шотландии. В пределах континентальной Европы уголь добывают примерно в 20 странах, главным образом на Украине и в России. Из угля, добываемого в Германии, около 1/3 составляет высококачественный коксующийся уголь Рурского бассейна (Вестфалия); в Тюрингии и Саксонии и в меньшем количестве в Баварии в основном добывают бурый уголь. Промышленные запасы каменного угля в Верхнесилезском угольном бассейне на юге Польши занимают второе место после запасов Рурского бассейна. В Чехии также имеются промышленные запасы каменных (битуминозных) и бурых углей.

Северная Америка располагает самыми большими в мире промышленными запасами угля (всех типов), которые оцениваются в 444,8 млрд т, общие запасы в стране превышают 1,13 трлн тонн, прогнозные ресурсы – 3,6 трлн тонн. Крупнейший поставщик угля – штат Кентукки, за ним следуют Вайоминг и Западная Виргиния, Пенсильвания, Иллинойс, Техас (в основном лигнит), Виргиния, Огайо, Индиана и Монтана.

Примерно половина запасов высокосортного угля сосредоточена в Восточной (или Аппалачской) провинции, протянувшейся с севера на юг от северо-западной Пенсильвании до северной Алабамы. Высококачественные угли каменноугольного периода используются для производства электроэнергии и получения металлургического кокса, потребляемого, при выплавке железа и стали. К востоку от этого угленосного пояса в Пенсильвании находится угольный бассейн площадью 1300 кв. км, на который приходится почти вся добыча антрацита в стране.

Самые крупные запасы угля размещаются на севере Центральных равнин и в Скалистых горах. В угольном бассейне Паудер-Ривер (шт. Вайоминг) угольные пласты

мощностью 30 м разрабатываются открытым способом гигантскими экскаваторами-драглайнами, тогда как в восточных районах страны даже маломощные (около 60 см) пласты часто доступны для выемки лишь подземным способом. На бурых углях Северной Дакоты работает крупнейшее в стране предприятие по газификации угля.

Запасы бурых и каменных (полубитуминозных) углей верхнемелового и третичного возраста в западных районах Северной Дакоты и Южной Дакоты, а также в восточных районах Монтаны и Вайоминга многократно превышают объем угля, добытого до сих пор в США. Крупные запасы каменных (битуминозных) углей мелового возраста имеются в межгорных осадочных бассейнах провинции Скалистых гор (в штатах Монтаны, Вайоминг, Колорадо, Юта). Далее к югу угольный бассейн продолжается в пределах штатов Аризона и Нью-Мексико. Небольшие угольные месторождения разрабатываются в штатах Вашингтон и Калифорния. Почти 1,5 млн тонн угля ежегодно добывается на Аляске [33;99;145;148]. Потенциальным источником энергии является метан, содержащийся в угольных пластах; его запасы в США оцениваются более чем в 11 трлн $м^3$.

Канада. Угольные залежи Канады сосредоточены в основном в восточных и западных провинциях, где добывается около 64 млн т битуминозных и 11 млн т бурых углей в год. Залежи высококачественных углей каменноугольного возраста имеются в Новой Шотландии и Нью-Брансуике, более молодых углей не столь высокого качества – в пределах продолжающихся к северу угленосных бассейнов Великих равнин и Скалистых гор в Саскачеване и Альберте. Высококачественные нижнемеловые угли залегают на западе Альберты и в Британской Колумбии. Они интенсивно разрабатываются в связи с растущим спросом на коксующийся уголь металлургическими заводами, расположенными на Тихоокеанском побережье страны.

Южная Америка. В остальной части Западного полушария промышленные месторождения угля невелики. Ведущий производитель угля в Южной Америке – Колумбия, где он добывается открытым способом главным образом на гигантском угольном разрезе Эль-Серрехон. За Колумбией следуют Бразилия, Чили, Аргентина и Венесуэла, располагающие весьма незначительными запасами угля.

Азия. В Азии залежи бурого угля связаны с отложениями преимущественно юрского, в меньшей степени мелового и палеоген-неогенового возраста. Самые крупные запасы ископаемого угля сосредоточены в Китае, где на этот вид энергетического сырья приходится 76 % потребляемого топлива. Общие ресурсы угля на территории Китая превышают 986 млрд т, примерно половина их находится в Шэньси и Внутренней Монголии. Большие запасы имеются также в провинциях Аньхой, Гуйчжоу, Шиньси и в Нинся-Хуэйском автономном районе. Из общего количества 1,3 млрд т угля, добытого в Китае в 1995 г., около половины приходится на 60 тыс. мелких угольных копей и разрезов местного значения, другая половина – на крупные государственные шахты такие, как мощный разрез Аньтайбао в провинции Шэньси, где ежегодно добывается до 15 млн. т сырого (необогащенного) угля.

Африка довольно бедна месторождениями ископаемых углей. Только в ЮАР (в основном на юге и юго-востоке Трансвааля) каменный уголь добывается в значительном количестве (около 202 млн т в год) и в небольшом объеме – в Зимбабве (4,9 млн т в год).

Австралия – один из крупнейших в мире производителей угля, экспорт которого в страны Тихоокеанского бассейна постоянно растет. Добыча угля здесь превышает 277 млн. тонн в год (80 % битуминозного, 20 % бурого угля). Наибольший объем добычи угля приходится на Квинсленд (угленосный бассейн Боуэн), за ним следуют Новый Южный Уэльс (месторождение в долине р. Хантер, Западное и Южное прибрежное), Западная Австралия (месторождения в окрестностях Банбери) и Тасмания (месторождение Фингал). Кроме того, уголь добывают в Южной Австралии (Ли-Крик) и Викто-

рии (угленосный бассейн Латроб-Вэлли). Информация по основным угольным бассейнам Мира приведена в табл. 2.6.

2.1.6. Горючие сланцы

> ***Горючие сланцы (oil shale)*** *представляют собой осадочную горную породу группы твердых каустобиолитов, имеющую глинистый, известковистый, либо кремнистый состав. Состоят из преобладающей минеральной (кальциты, доломит, гидрослюды, монтмориллонит, каолинит, полевые шпаты, кварц, пирит и др.) и органических частей (кероген), последняя составляет 10–30 % от массы породы и только в сланцах самого высокого качества достигает 50–70 %* [30].

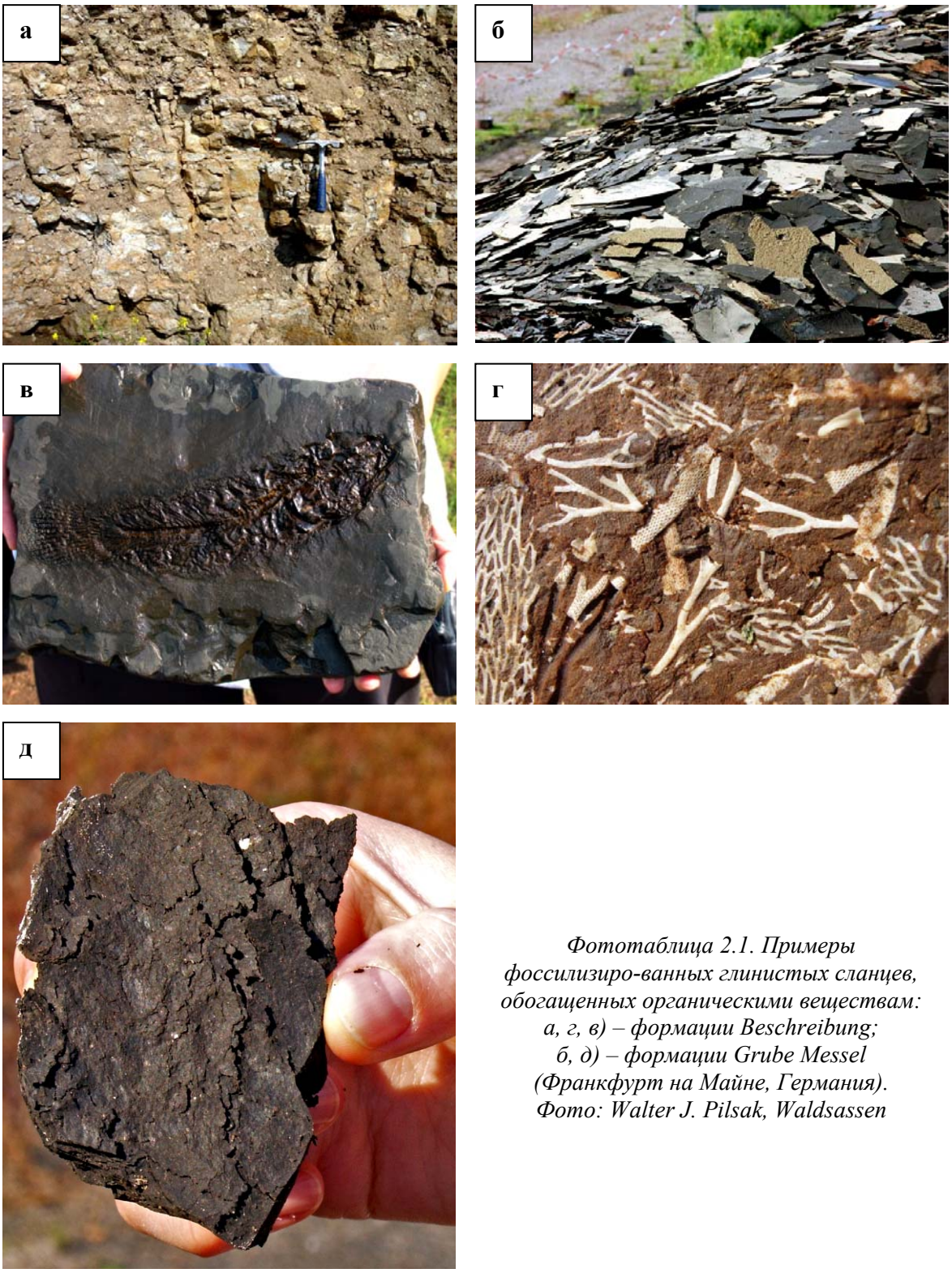
Органическая часть горючих сланцев является био- и геохимически преобразованным веществом простейших водорослей, сохранившим клеточное строение (талломоальгинит) или потерявшим его (коллоальгинит); в виде примеси в органической части присутствуют измененные остатки высших растений (витринит, фюзенит, липоидинит). В зависимости от соотношений водорослевых и гумусовых компонентов горючие сланцы разделяются на *сапропелитовые* и *гумито-сапропелитовые*. Сапропелитовые сланцы отличается от гумитосапропелитовых повышенным содержанием водорода (8–10 %) и низким – гуминовых кислот (0,5 %) в органической массе. Сапропелитовые сланцы также обладают повышенным выходом смол до 20–30 % и теплотой сгорания до 14,6–16,7 МДж/кг (3500–4000 ккал/кг). Эти показатели у гумито-сапропелитовых сланцев ниже при равном содержании минеральной примеси.

Горючие сланцы присутствуют в отложениях всех геологических систем палеозоя, мезозоя и кайнозоя. Первые месторождения возникли в докембрии, их возраст насчитывает более 1 млрд лет. Примерно 40 % всех сланцев образовалось в палеозое, около 30 % – в мезозойскую эру и только 25 % – в кайнозое. В структурно-тектоническом отношении залежи их относятся главным образом к платформенному типу. Реже они встречаются в геосинклинальных областях. Накопление исходного вещества сланцевых пород – остатков простейших планктонных водорослей, зоопланктона и фрагментов донной растительности происходит в неглубоких прибрежных частях морских бассейнов с нормальной соленостью (*морские, лагунные горючие сланцы*) и в озерах (*озерные сапропелиты*). Чередуясь с другими, парагенетически связанными с ними осадочными породами, горючие сланцы образуют сланценосные формации мощностью в десятки и сотни *м* с площадью распространения до несколько тыс. $км^2$ (фототабл. 2.1)[30;107].

Мировые ресурсы горючих сланцев оцениваются на 1981 г. по 33 странам в 636 млрд т нефтяного эквивалента (т. е. выхода смол или масел в пробе Фишера), в том числе в США – 280 млрд т; России – 120 млрд т; Бразилии – 110 млрд т; КНР – 68 млрд т; Заире – 1,4 млрд т; Марокко – 1,3 млрд т; Италии – 1 млрд т. [91].

В России основные месторождения горючих сланцев находятся в Европейской части: Ленинградское – сланцы ордовикского возраста; Печоро-Вычегодские – девонские и юрские сланцы; Волжские – юрские, в Восточной Сибири Оленекские – кембрийские и Забайкальские – раннемезозойские сланцы.

На Украине известно Болтышское месторождение горючих сланцев (палеоген). В Белоруссии – девонские сланцы. В Средней Азии выделяются Байсунское и др. месторождения палеогенового возраста. В Казахстане Кендерлыкское – каменноугольно-пермское. В США крупные месторождения палеогеновых сланцев формации Грин-Ривер находятся в штатах Колорадо, Юта, Вайоминг. Сланцы различного возраста имеются на Аляске, в Калифорнии, Канаде, Китае, Бразилии, Великобритании, Швеции, ФРГ, Испании, Австрии, Югославии, Египте, Мали, Сомали и других странах [32;90;116;135].



Фототаблица 2.1. Примеры фоссилизиро-ванных глинистых сланцев, обогащенных органическими веществам: а, г, в) – формации Beschreibung; б, д) – формации Grube Messel (Франкфурт на Майне, Германия). Фото: Walter J. Pilsak, Waldsassen

2.2. Общие сведения о нафтидах

Углеводороды (Hydrocarbons), встречаю-щиеся в природе, чрезвычайно разнообразны по своему составу и происхождению. Они охватывают широкий круг минералов и представлены широким спектром: в твердом состоянии в виде битумов (черные битумные асфальты озера Пич-Лейк на о. Тринидад и битуминозные песчаники Атабаски в Канаде), в жидком состоянии (весь спектр нефтей), в виде легких метановых углево-

дородных газов, как *газоконденсат* – жидкость, более легкая и светлая, чем нефть. Все это природное углеводородное сырье имеет сходное происхождение и встречается либо совместно, либо в близком соседстве.

> ***Углеводородами (УВ)*** *называют органические соединения, молекулы которых состоят из атомов углерода и водорода. УВ образуют гомологические ряды, члены которых характеризуются закономерным изменением физических и химических свойств, общей формулой и сходной структурой* [32].

Для нефти и всех ее производных, начиная с мальты и кончая керитами был предложен особый термин – ***«нафтиды»***. Термин ***«нафтиды»,*** включает в себя углеводородные газы и является точным синонимом термина ***«Petroleum»***, в том его понимании, которое в него вкладывается А. Леворсеном и многими др. американскими геологами-нефтяниками [60;91].

Нафтиды широко распространены по всему земному шару, имеют специфичный облик и легко распознаются в природных условиях. Встречаются в месторождениях в газообразном, жидком, полутвердом и твердом состояниях. В химическом отношении представляют собой сложную смесь различных УВ-х соединений с примесями азота, кислорода, серы.

Жидкие нафтиды (***нефть)*** имеют наибольшее распространение. Полутвердые и твердые нафтиды состоят из тяжелых УВ и их производных, содержащих гетероэлементы. В зависимости от специфики их местонахождения и местных традиций их называют – асфальтом, киром, керитом, смолой, альбертитом, гильсонитом, грэемитом, битумом. [63].

Терминология и научная классификация нафтидов неопределенны. Во многих словарях нафтиды формально относят к минералам, что не соответствует принятому у геологов пониманию термина «минерал», как вещества неорганического, с неизменными химико-физическими свойствами. В виде компромисса существует название «***органический минерал***», «***минералоид***». Жидкие и твердые формы нафтидов называют ***«минеральными углеводородами»*** [63; 94]. Нафтиды тесно связаны с горными породами, поэтому включены в понятие «***минеральные ресурсы***» и вместе с торфом и ископаемым углем называются ***«минеральным невозобновляемым топливом»***.

2.2.1. Нефть

Нефть представляет собой горючее полезное ископаемое, относящееся к невозобновляемым ресурсам.

> ***Нефть (oil) –*** *природная смесь, состоящая преимущественно из углеводородных соединений метановой (CnH2n+2), нафтеновой (CnHan) и ароматической (CnH2n–2) групп, которые в пластовых и стандартных условиях находятся в жидкой фазе. В составе нефтей присутствуют УВ, сернистые, азотистые, кислородные соединения, металлорганические комплексы. Кислород в нефтях обычно входит в состав нафтеновых и жирных кислот, смол и асфальтенов. К постоянным компонентам нефти относится сера, присутствующая в виде различных соединений и в свободном состоянии. В большинстве нефтей в пластовых условиях в том или ином количестве содержится растворенный газ.*

Разведанные запасы нефти составляют (на 2004 г.) 210 млрд т.-1200 млрд баррелей, неразведанные – оцениваются в 52–260 млрд т.-300–1500 млрд баррелей.

Природные нефти имеют различный цвет и запах и являют существенные различия в своих химических и физических свойствах. Нефти сильно варьируют по цвету и могут быть бесцветными, желтыми, зелеными, янтарными, вишнево-красными, красно-коричневыми, темно-коричневыми или черными. Некоторые нефти в отраженном свете флуоресцируют в зеленых или пурпурных цветах. Одни имеют приятный эфирный запах, другие – свежий, душистый. Запах прочих напоминает скипидар или камфару. Причиной неприятного запаха большинства нефтей являются сернистые соединения, присутствующие в них.

По составу некоторые нефти приближаются к почти чистому бензину, другие вовсе не содержат бензиновых фракций. Аналогичным образом масляные фракции в некоторых нефтях составляют значительный процент, тогда как в других они отсутствуют. Встречаются залежи парафинового воска, и для таких твердых битумов как минерала имеется собственное название – горный воск (озокерит).

Основными элементами, составляющими нефть, являются углерод, массовое содержание которого колеблется в пределах 83–87 %, и водород – 12–14 %. Из других элементов в состав нефти в заметных количествах входят сера, азот и кислород. Содержание серы в нефтях колеблется в широких пределах: от нескольких сотых и даже тысячных долей до 6–8 %, в отдельных случаях – до 9,6 и даже 14 %. Сера считается важнейшим из гетероатомов, так как входит в состав нефтей в наибольших количествах, а сернистые соединения оказывают существенное отрицательное влияние на качество нефтепродуктов. Азот и кислород входят в состав нефтей в меньших количествах: азот – в 0,02–1,7 %, кислород – в 0,05–3,6 %. Также в незначительных количествах в нефтях обнаружены очень многие элементы.

Нефть обладает чрезвычайно сложным и разнообразным химическим составом (по составу различаются не только нефти разных месторождений, но и нефти, добываемые из разных скважин одного месторождения).

В мире существует много сортов нефти. Почти каждая нефтедобывающая страна поставляет на мировой рынок несколько сортов нефти. Химический состав нефти отличается от скважины к скважине, чтобы упростить экспорт были придуманы стандартные сорта нефти. Перевод баррелей в тонны – табл. 2.9.

- Для России это *Urals u Siberian Light.*
- В Великобритании – *Brent,*
- В Норвегии – *Statfjord,*
- В Ираке – *Kirkuk,*
- В США – *Light Sweet.*
- В Иране это *Iran Light u Iran Heavy.*

Таблица 2.9

Перевод баррелей в тонны

В 1 барреле (в среднем) = 0,1360 т
Российская Urals-33 = 0,1365 т
Иранская Heavy-31 = 0,1381 т
Иранская Light-34 = 0,1356 т
Китайская Daqing-32 = 0,1373 т
Британская Brent Blend-38= 0,1324 т

Часто бывает, что страна производит два сорта нефти – легкую и тяжелую. В России легкая нефть – это *Siberian Light,* а *Urals* – тяжелая. Сорта нефти, отличаются своими характеристиками. Соответственно, цены на эти сорта разные и отличаются в пределах 10–15 %.

Даже внутри сорта есть некоторая разница. Например, есть понятие *Urals* черноморский и *Urals* балтийский. В России два крупных порта – Новороссийск на Черном море и Приморск на Балтийском море, собирающие магистрали разных производителей нефти. Магистраль, которая идет к Черному морю собирает нефть, указывающуюся в котировках мировых энергетических агентств как *Urals ex-Black Sea* а магистраль, которая идет к Балтийскому морю – проходит в котировках как *Urals ex-Baltic Sea*. На биржах Urals не торгуется.

Brent – сорт нефти, которая добывается на нескольких месторождениях в Северном море, у побережья Великобритании. Смесь *Brent* торгуется в Лондоне на *Inter Continental Exchange Futures (ICE Futures)* – (больше известная как – *International Petroleum Exchange (IPE)* – в октябре биржа сменила свое название на ICE Futures.).

В Америке торгуется *Light Sweet на New York Mercantile Exchange*. Есть два мировых центра торговли нефтью – это бывшая IPE в Лондоне и NYMEX в Штатах. На них котируются так называемые маркерные сорта – *Brent и Light Sweet.* Другие сорта нефти продаются либо с надбавкой, либо со скидкой к маркерным.

Для России основным ориентиром служит цена на Brent. Нефть продается в Европу. Небольшое количество дальневосточной нефти уходит в Японию, и в страны Юго-Восточной Азии. Из Восточной Сибири идут поставки в Китай. То, что добывается на Урале, в Западной Сибири, в европейской части страны (Поволжье, Тимано-Печора) уходит в Западную и Восточную Европу [79].

Наши знания о составе нефти и факторах, влияющих на процессы образования и превращения нефтей в недрах земли и в настоящее время недостаточны. Тем не менее, существенный прогресс методов исследования нефтей предопределяет чрезвычайно быстрое изменение уровня знаний последних.

По физико-химическим свойствам набор ингредиентов нефти состоит из различных УВ (*алканов, циклоалканов, аренов* – ароматических углеводородов – и их гибридов) и соединений, содержащих, помимо углерода и водорода, гетероатомы – кислород, серу и азот.

В зависимости от строения различают ***ациклические*** (или *алифатические*) УВ, в молекулах которых атомы углерода связаны друг с другом в линейные или разветвленные цепи; и ***изоциклические*** (или *карбоциклические*) УВ, молекулы которых имеют кольцеобразное циклическое строение и состоят из 3-х и более атомов С.

Ациклические УВ подразделяются на *насыщенные (алифатические*), содержащие только простые связи (метан и его гомологи); и *ненасыщенные,* в молекулах которых содержатся кратные связи – двойные и тройные. Насыщенные УВ метанового ряда (алканы, парафины) являются основной составной частью нефтей, не претерпевших существенных гипергенных изменений и природных горючих газов.

Изоциклические УВ подразделяются на *алициклические и ароматические* с циклической структурой из 6 углеродных атомов (*бензольное кольцо*). Известны моноциклические (бензол и его гомологи) и *полициклические УВ***,** содержащие 1–2 и более бензольных колец (нафталин перелен и др.).

Ароматические полициклические структуры характерны гумусовым разностям ОВ. Их количество возрастает по мере метаморфизма, с приближением структуры ОВ к структуре графитовой решетки. Всегда присутствуют в нефтях, но редко преобладают в их составе над другими УВ. Всего из нефти выделено и идентифицировано более 800 индивидуальных соединений [2].

Основную массу нефти составляют УВ трех гомологических рядов – алканы, циклоалканы и арены. Наиболее широко представлены УВ смешанного (гибридного) строения. Алкены и алкадиены, как правило, в нефтях не содержатся, хотя в крайне редких случаях присутствие их было обнаружено.

Алканы (*предельные углеводороды, насыщенные углеводороды, парафиновые углеводороды*) химически наиболее устойчивы. Их общая формула CnH(2n+2). Если число атомов углерода в молекуле не более четырех, то при атмосферном давлении алканы будут газообразными. При 5–16 атомах углерода это жидкости, а свыше – уже твердые вещества, парафины. Содержание в нефти – 30–70 %. Различают алканы нормального (н-алканы) и изостроения (изоалканы). В нефти присутствуют газообразные алканы C_2–C_4 (в виде растворенного газа), жидкие алканы C_5–C_{15} (основная масса жидких фракций нефти) и твердые алканы C_{17}–C_{53}, которые входят в тяжёлые нефтяные фракции и известны как ***парафины*** и ***церезины***.

Парафиновые углеводороды относительно стабильны и неспособны к химическим взаимодействиям. Соответствующие олефины (C_nH_{2n}) и ацетилены (C_nH_{2n-2}) обладают высокой химической активностью: минеральные кислоты, хлор и кислород реагируют с ними и разрывают двойные и тройные связи между атомами углерода и переводят их в простые одинарные; возможно, благодаря их высокой реакционной способности такие углеводороды отсутствуют в природной нефти. Соединения с двойными и тройными связями образуются в крекинг-процессе при удалении водорода из парафиновых УВ во время деструкции последних при высоких температурах.

Парафиновым УВ свойственно явление изометрии. В обычных условиях фазовое состояние метановых УВ разное: C_1-C_4 – газы, C_5-C_{15} – жидкости, C_{16} – твердые вещества, твердые парафины в нефти до C_{40}.

Содержание метановых УВ в нефтях до 50- реже 70 % (метановые нефти). Твердые УВ (парафин и церезин), находящиеся в кристаллическом состоянии, содержатся в нефтях в количестве 10–15 % (редко до 40 %). По содержанию парафина выделяют нефти: ***беспарафинистые*** (менее 1 %), ***слабопарафинистые*** (1–2 %), ***парафинистые*** (более 2 %).

К нафтенам (*нафтеновые углеводороды или циклоалканы*) относят насыщенные циклические УВ, состоящие из трех и более метиленовых (-CH_2) групп. Молекула представлена от трехчленных до шестичленных циклов, в нефтях преобладают пяти- и шестичленные циклы (циклопентан и циклогексан). Выделяются цикланы с: – одним циклом – моноциклические – с формулой CnH2n; – двумя циклами – бициклические – с формулой CnH2n–2; – тремя циклами – трициклические – с формулой CnH2n–4. Содержание цикланов в нефтях от 25 до 79 %. По мере утяжеления фракций их содержание растет. В нефтях присутствуют в основном пяти- (циклопентан C_5H_{10}) и шестичленные (циклогексан C_6H_{10}) нафтены и их гомологи. Содержание в нефти – 25–75 %, растёт по мере увеличения молекулярной массы нефти.

Арены (*ароматические УВ*) – класс УВ, содержащих шестичленные циклы с сопряженными связями и общей формулой CnH2n–p (p = 6, 12, 14, 16, 18, 20, 24, 28, 30, 36). В нефтях представлены моноароматическими УВ – бензолом и его гомологами, бициклическими – бифенил, нафталин (и их гомологи), три- тетра- и другими полициклическими аренами – фенантрен, антрацен, хризен, пирен (и их гомологи). Ароматические УВ легко вступают в химические реакции (нитрирования, сульфирования, галогенирования, алкилирования и др). Содержание аренов в нефтях – от 10 до 50 %, чаще всего 10–25 %. В зависимости от присутствия различных типов УВ выделяют классы и промежуточные типы нефтей: метановые, метаново-нафтеновые, нафтеновые, нафтеново-ароматические и ароматические. Наиболее распространены метаново-нафтеновые соединения.

Имеют циклическое строение, при котором циклы состоят из шести атомов углерода, соединенных попеременно одинарной и двойной связью. В легких нефтепродуктах из дистиллятов каменноугольного дегтя ароматические углеводороды присутствуют в больших количествах, чем в первичных и крекинг-дистиллятах нефти. Они входят

в состав бензина. В заметных количествах такие соединения присутствуют только в некоторых сырых нефтях, например на месторождениях о. Борнео.

Арены значительно беднее водородом, соотношение углерод/водород в них самое высокое, намного выше, чем в нефти в целом. Содержание водорода в нефтях колеблется в широких пределах, но в среднем может быть принято на уровне 10–12 %, тогда как содержание водорода в бензоле 7,7 %. А что говорить о сложных полициклических соединениях, в ароматических кольцах которых много ненасыщенных связей углерод-углерод. Они составляют основу смол, асфальтенов и других предшественников кокса, и будучи крайне нестабильными, осложняют жизнь нефтепереработчикам. Кроме углеродной части в нефти имеются асфальто-смолистая составляющая, порфирины, сера и зольная часть.

Асфальто-смолистая часть – темное плотное вещество, которое частично растворяется в бензине. Растворяющуюся часть называют асфальтеном, а не растворяющуюся – смолой. Асфальтены составляют наиболее высокомолекулярную часть асфальто-смолистых веществ, которая не растворяется в бензине. Остальную часть занимают смолы. Причем количество последних обычно в несколько раз превышает количество асфальтенов. При этом обязательной составной частью асфальто-смолистых веществ является кислород, содержание которого достигает здесь 93 % от общего количества его в нефтях. По содержанию асфальтеново-смолистых веществ выделяются нефти: малосмолистые (10 %), смолистые (10–20 %) и высокосмолистые (более 20 %).

Порфирины – особые органические соединения, имеющие в своем составе азот. Многие ученые полагают, что когда-то они образовались из хлорофилла растений и гемоглобина животных.

Зольной частью называют остаток, который остается после сжигания нефти (неорганические соединения). В золе, обычно содержатся соединения железа, никеля, ванадия и некоторых других веществ.

Неуглеродные соединения содержатся в основном в асфальто-смолистой части нефти, которая представляет собой темноокрашенное вещество, обладающее преимущественно циклической структурой и изменяющееся по консистенции от вязкого и легкоплавкого до твердого, хрупкого и не плавящегося без разложения.

Сера встречена в нефтях в виде: элементарном, сероводорода, меркаптанов, сульфидов, дисульфидов, производных тиофена, сложных соединений.

Сернистые соединения – органические соединения серы, кислорода и азота, которые содержатся вместе с УВ нефти. Сернистые соединения имеют характер либо открытых, либо замкнутых цепей. Примером первых являются алкил-сульфиды и меркаптаны. Многие сернистые соединения нефти представляют собой производные тиофена – гетероциклического соединения, молекула которого построена как бензольное кольцо, где две СН-группы заменены на атом серы. Большая их часть сосредоточена в тяжелых фракциях нефтей, соответствующих гидрированным тиофенам и тиофенам. Сера в нефтях – нежелательный компонент. Сернистые соединения обычно имеют резкий неприятный запах и часто коррозионноактивны как в природном виде, так и в виде продуктов горения. Для удаления серы и ее соединений разработано много специальных процессов очистки.

Кислородные соединения. Кислород в нефти присутствует еще в составе нафтеновых кислот, фенолов и воскообразных соединений. Среднее содержание в нефти нафтеновых кислот 0,5 %, фенолов 0,05 %. Соединения этого типа встречаются до-

вольно часто, и содержание их в некоторых нефтях России и Калифорнии достигает одного и более процента. Медьсодержащие нафтены используются как консерванты дерева, а кобальт-, марганец- и свинецсодержащие – как отвердители красок и лаков.

Фенолы (производные ароматических УВ, в которых присутствует гидроксильная группа, ОН), обнаружены в дистиллятах нефтей США, Японии и Польши. Эти соединения являются продуктом крекинг-процессов, поскольку большей частью обнаруживаются в крекинг-дистиллятах и лишь частично в первичных дистиллятах. Промышленное производство креозолов (производных ароматических углеводородов, в которых присутствуют как гидроксильная, так и метильная группы), из крекинг-дистиллятов калифорнийских нефтей экономически выгодно, даже, несмотря на их низкое содержание (менее 0,01 %).

Минеральные компоненты**,** обнаруженные в золе нефти, представлены:

- *щелочными и щелочноземельными Li, Na, K, Ba, Ca, Sr, Mg;*
- *металлами подгруппы меди – Cu, Ag, Au;*
- *металлами подгруппы цинка – Zn, Cd, Hg;*
- *металлами подгруппы бора – B, Al, Ga;*
- *металлами подгруппы ванадия – V, Nb, Ta;*
- *металлами переменной валентности – Ni, Fe, Mo, Co, W,*
- *элементами не металлами – S, P, As, Cl и др.*

Наиболее обогащены микроэлементами асфальтены.

Содержание азота в нефтях невелико (не более 1 %) и снижается с глубиной залегания нефти и не зависит от типа и состава вмещающих пород. Азотистые соединения сосредоточены в высококипящих фракциях и тяжелых остатках.

Азотсодержащие соединения это ароматические гомологи пиридина – соединения, состоящие из ароматического кольца, в котором один атом углерода замещен азотом. Эти соединения легко окисляются кислородом воздуха с образованием конденсированных продуктов. Азотсодержащие соединения принадлежат к 2-м группам: азотистые основания и нейтральные азотистые соединения.

Нейтральные азотистые соединения нефти представлены производными пиррола и амидами кислот. В нефтях они представлены соединениями ряда хинолина, частично или полностью насыщенными водородом и другими органическими радикалами**.** Содержание азота в нефтях изменяется от следов до 3 %. Они, как правило, находятся в высококипящих фракциях сырых нефтей, начиная с керосина.

Главные гомологические ряды компонентов нефти приведены в табл. 2. 13. В составе каждой нефти присутствует несколько серий гомологических рядов. Каждый гомологический ряд представлен в данной нефти несколькими (но не всеми теоретически возможными) группами изомеров. Члены этих групп составляют непрерывный ряд гомологов, число и структура которых могут меняться в зависимости от типа данной нефти.

Первые члены гомологических рядов всегда находятся в меньших концентрациях, чем высшие гомологи. В некоторых нефтях эти первые члены гомологических рядов могут отсутствовать.

Соединения с циклическими и полициклическими структурами преобладают в нефтях, приуроченных к относительно молодым отложениям (третичным), а алифатические структуры более характерны для нефтей из палеозойских формаций. Закономерности в химическом составе нефтей обусловлены строением исходных нефтемате-

ринских веществ и направленностью тех химических процессов, в которые эти вещества вовлекаются в течение геологического времени (табл. 2.10).

Нефти содержат также соединения, которые имеют аналоги в живой природе и встречаются в виде биомолекул или их частей. Они получили название хемофоссилий – реликтовых биологических меток или биологически маркирующих соединений с унаследованной структурой – биомаркеров. Хемофоссилии включают две группы соединений: неуглеводородные соединения и УВ. – неуглеводородные соединения представлены порфиринами и металлопорфиринами (с V, Ni) – тетрациклическими азотсодержащими органическими соединениями. У***глеводородные соединения*** включают нормальные и изопреноидные алканы, циклические изопреноиды – стераны и тритерпаны (гопаны). ***Неуглеводородные соединения*** представлены порфиринами и металлопорфиринами *(с V, Ni) – тетрациклическими азотсодержащими органическими соединениями.*

Таблица 2.10

Главные гомологические ряды компонентов нефти

Группа	Ряды
Углеводороды	
Алканы	C_nH_{2n+2}
Циклоалканы	
Моноциклические	C_nH_{2n}
Полициклические	C_nH_{2n-p} (p = 2, 4, 6, 8, 10)
Арены	
Моноциклические	C_nH_{2n-6}
Полициклические	C_nH_{2n-p} (p = 12, 14, 18, 20, 24, 30, 36)
Циклоалкано-арены	C_nH_{2n-p} (p = 8, 10, 12, 14, 16, 18, 20, 22)
Серосодержащие соединения	
Насыщенные ациклические	$C_nH_{2n+2}S$
Циклические	C_nH_{2n-p} (p = 0, 2, 4, 6)
Тиофеновые	$C_nH_{2n-4}S$
Тиофено-цикло – алкано-ареновые	$C_nH_{2n-p}S$ (p = 6, 8, 10, 14, 16, 18, 22, 24, 26, 28, 30, 32)
Азотсодержащие соединения	
Насыщенные ациклические	$C_nH_{2n+2}N$
Гетероциклические (пиридины и хинолины)	$C_nH_{2n-p}N$ (p = 5, 11)
Циклоалкано-ареновые	$C_nH_{2n-p}N$ (p = 7, 11, 13, 17)
Карбоновые кислоты	
Ациклические	$C_nH_{2n+1}COOH$
Циклоалкановые	$C_nH_{2n-p}COOH$ (p = 1, 3, 5)
Циклоалкано-ареновые	$C_nH_{2n-p}COOH$ (p = 7, 9, 11, 13, 15, 17, 19, 21, 23, 25, 27, 29)

Массовое содержание (в %) основных классов углеводородов в нефтях из пород различного геологического возраста

Возраст пород	**Алканы**		**Циклоалканы**		**Арены**	
	пределы	среднее	пределы	среднее	пределы	среднее
Кайнозой	0–53	26	30–80	52	10–35	22
Мезозой	11–76	37	12–78	50	7–26	13
Палеозой	33–93	55	1–45	28	3–37	16

Хемофоссилии тесно связаны с исходными биомолекулами. Наличие в нефтях соединений с унаследованной от ОВ структурой позволяет определять генезис нефти и свидетельствует о ее органическом происхождении.

2.2.2. Классификация нефтей

Нефть представляет собой весьма сложный природный объект, изучение которого проводится в различных аспектах. Исследуется генезис нефти, формирование нефтяных месторождений, вопросы их поиска и разведки, исследование химического состава нефтей и разработка путей их переработки. Для успешного решения этих вопросов необходима систематизация наших знаний о нефтях.

Под классификацией нефтей понимают их разделение на однородные совокупные признаки, определяющие технологические качества нефтей, химический состав, генезис, геохимические особенности. В соответствии с этими признаки существует несколько классификаций: химическая, геохимическая (генетическая), технологическая (промышленная, товарная).

Классификации нефтей, где основным классификационным признаком являются непосредственно основные элементы геологической истории нефтей носят название ***генетических.*** Если они касаются особенностей вторичных преобразований нефтей или охватывают оба этапа ее жизни – называются ***геохимическими.*** Ввиду того, что свойства нефти как промышленного сырья связаны с ее составом, а состав является функцией геолого-геохимической истории, деление существующих классификаций на указанные группы носит условный характер [32].

Химические классификации основываются на различиях химического состава нефтей и их отдельных фракций. Они могут играть как самостоятельную роль, так и являться частью или служить основой технологических и геохимических систематик. Согласно классификации по структурно-групповому составу нефти в зависимости от числа атомов углерода, приходящегося на алифатические радикалы, нафтеновые и ароматические циклы в усредненной молекуле, нефти разделены на семь групп, а по содержанию серы, смол и асфальтенов, твердого парафина, легких фракций – на 12 подгрупп.

Более совершенная классификация в основе имеет углеводородный состав нефти, который определяется по результатам разделения с помощью хроматографии. По другой классификации важное место отведено показателю плотности нефтей и содержанию серы: по плотности нефти разделены на легкие, средние, тяжелые и очень тяжелые; по содержанию серы – на малосернистые, сернистые и высокосернистые. Для характеристики углеводородного состава приняты отношения алканов (*Me)* к циклоалканам (*Me*/*Nn*) и аренов (*Ar*) к циклоалканам (*Ar*/*Nn*).

Согласно физико-химическим характеристикам нефти основными классификационными параметрами служат плотность нефти, выход светлых фракций (перегоняющихся до 300 °С) и содержание серы, смолисто-асфальте-новых веществ, твердых углеводородов. Для каждого параметра приняты следующие интервалы:

Плотность нефти ρ_4^{20}**:**

0 – очень легкие с весьма низкой плотностью ($\rho_4^{20} \leq 0{,}80$*);*

1 – легкие с низкой плотностью ($0{,}80 < \rho_4^{20} \leq\leq 0{,}84$*);*

2 – нефти со средней плотностью ($0{,}84 < \rho_4^{20} \leq\leq 0{,}88$*);*

3 – тяжелые с высокой плотностью ($0{,}88 < \rho_4^{20} \leq\leq 0{,}92$*);*

4 – очень тяжелые с весьма высокой плотностью ($\rho_4^{20} > 0{,}92$*).*

Массовое содержание светлых фракций (q_{360}, %):
0 – нефти с низким содержанием светлых фракций ($q_{360} \leq\leq 25$);
1 – нефти со средним содержанием светлых фракций ($25 < q_{360} \leq 50$);
2 – нефти с высоким содержанием светлых фракций ($50 < q_{360} \leq\leq 75$);
3 – нефти с весьма высоким содержанием светлых фракций ($75 < q_{360} \leq\leq 100$).

Массовое содержание серы, (S, %):
0 – малосернистые нефти ($0 \leq S \leq 0,5$);
1 – нефти средней сернистости ($0,5 < S \leq 1$);
2 – сернистые нефти ($1 < S < 3$);
3 – высокосернистые нефти ($S > 3$).

Массовое содержание смолисто-асфальтеновых веществ (As, %):
0 – малосмолистые нефти ($AS \leq\leq 10$);
1 – смолистые нефти ($10 < AS \leq 20$);
2 – высокосмолистые нефти ($20 < AS \leq 35$).

Массовое содержание твердых углеводородов (парафина, П, %):
0 – малопарафинистые нефти ($П \leq 5$);
1 – парафинистые нефти ($5 < П \leq 10$);
2 – высокопарафинистые нефти ($П > 10$).

Особую группу представляют собой тяжелые нефти и природные остатки, которые классифицируются по составу (табл. 2.11).

Таблица 2.11

Классификация по составу (%) нефтяных и природных остатков

Наименование	Асфальтены	Смолы	Масла	Углеродный остаток
Нефть	< 0,1–12,0	3–22	67–97	0,2–10,0
Тяжелая нефть	11–45	14–39	24–64	10,0–22,0
Нефтяные остатки	11–30	29–40	□ 49	18,0–32,0

При знакомстве с классификациями нефтей важно знать номенклатуру нефтей по названию преобладающего класса углеводородов (метановая, нафтеновая, ароматическая и т. п.). В названии нефти не учитываются классы УВ, содержание которых в нефти менее 10 %.

Если содержание класса УВ составляет от 10 до 25 %, то название дается в форме: метано-, нафтено-, ароматико- или алкано-, циклоалкано-, арено- и т. п. Далее следует название класса (классов) углеводородов, содержание которых составляет более 25 %, но менее преобладающего класса углеводородов (в форме метаново-, нафтеново- ароматическо- или алканово-, цикланово-, ареново-) (табл. 2.12).

Геохимические и генетические классификации рассматривают нефти с позиций их геолого-геохимической истории, фундаментом для их создания служит теория нефтеобразования.

Условия образования и превращения нефтей в недрах земли отражаются на их химическом составе, поэтому геохимические и генетические классификации часто тесно переплетаются с химическими классификациями.

Создание геохимических и генетических классификаций связано с определенными трудностями, так как до настоящего времени остается дискуссионным вопрос о том, какие факторы в наибольшей степени оказывают воздействие на процесс нефтеобразования. Поэтому при попытках создать названные классификации обычно опираются на твердо установленные закономерности и наиболее достоверные с их точки зрения гипотезы или предложения.

Таблица 2.12

Классификация нефтей по углеводородному составу

Нефти	Углеводороды		
	алканы	циклоалканы	арены
Ароматическая	1	1	3
Существенно ароматическая			4
Ароматическо-нафтеновая		2	2
Нафтено-ароматическая			3
Нафтеновая		3	1
Ароматическо-нафтеновая			2
Существенно нафтеновая		4	1
Ароматическо-метановая	2	1	2
Метано-ароматическая			3
Нафтено-метановая		2	1
Ароматическо-нафтено-метановая			2
Метано-нафтеновая		3	1
Метановая	3	1	1
Ароматическо-метановая			2
Нафтено-метановая		2	1
Существенно метановая	4	1	1

Генетическая классификация *нефтей В.К. Шиманского (1978)* построена на признаках, характеризующих состав и условия преобразования исходного ОВ в диагенезе и катагенезе (табл. 2.13). В табл. 2.14 приведена примерная схематическая классификация нефтей по исходному ОВ и степени его преобразованности.

Генетическая классификация нефтей В.С. Соболева (1978) была разработана для платформенных провинций и предполагает выделение различных геохимических типов нефтей по условиям миграции, по условиям залегания в разрезе и по времени формирования основных залежей (рис. 2.7).

Таблица 2.13

Генетическая классификация нефтей (по В.К. Шиманскому, 1978)

По исходному ОВ (возможному составу РОВ породы)			в диагенезе	*в катагенезе*	
Типы	*Признак типа*	*Группы*	*Признак группы*	*Виды*	Признак вида
B_1	Фитопланктон преобладает над зоопланктоном, остатки высших растений отсутствуют или присутствуют в незначительном количестве (сапропелиты и гумито-сапропелиты)	$Д_1$	Слабое преобразование в анаэробной фазе (q < 30 %)	$К_1$	*Низкая степень преобразования РОВ*
B_2	Повышенное содержание зоопланктона; остатки высших растений отсутствуют (сапропелиты)	$Д_2$	Сильное преобразование в анаэробной фазе (q > 30 %)	$К_2$	*От низкой до средней степени преобразования РОВ*
B_3	Фитопланктон и остатки высших растений (сапропелито-гумиты)			$К_3$	*Средняя степень преобразования РОВ*
Прим: q – относительный расход ОВ в диагенезе					

Таблица 2.14

Примерная схема генетической классификации нефтей

По исходному органическому веществу (возможный состав рассеянного органического вещества пород)	*По степени преобразования органического вещества*		
	в седиментогенезе	*в диагенезе*	в катагенезе
Тип: признак типа	Класс: признак класса	Группа: признак группы	*Вид: признак вида*
B_1: Фитопланктон преобладает над зоопланктоном, остатки высших растений отсутствуют или присутствуют в незначительных количествах (сапропелиты и гумитосапропелиты)	C_1: Низкая степень преобразования водорастворимого вещества в гидродинамически активных условиях	$Д_1$: Низкая степень преобразования в анаэробной фазе (30 %)	*K_1: Низкая степень преобразования рассеянного вещества*
B_2: Повышенное содержание зоопланктона, остатки высших растений отсутствуют (сапропелиты)	C_2: Высокая степень преобразования водорастворимого вещества в гидродинамически спокойных условиях	$Д_2$: Высокая степень преобразования в анаэробной фазе (30 %)	*K_2: От низкой до средней степени преобразования вещества*
B_3: Фитопланктон и остатки высших растений (сапропелито-гумиты)	–	–	*K_3: Средняя степень преобразования РОВ*

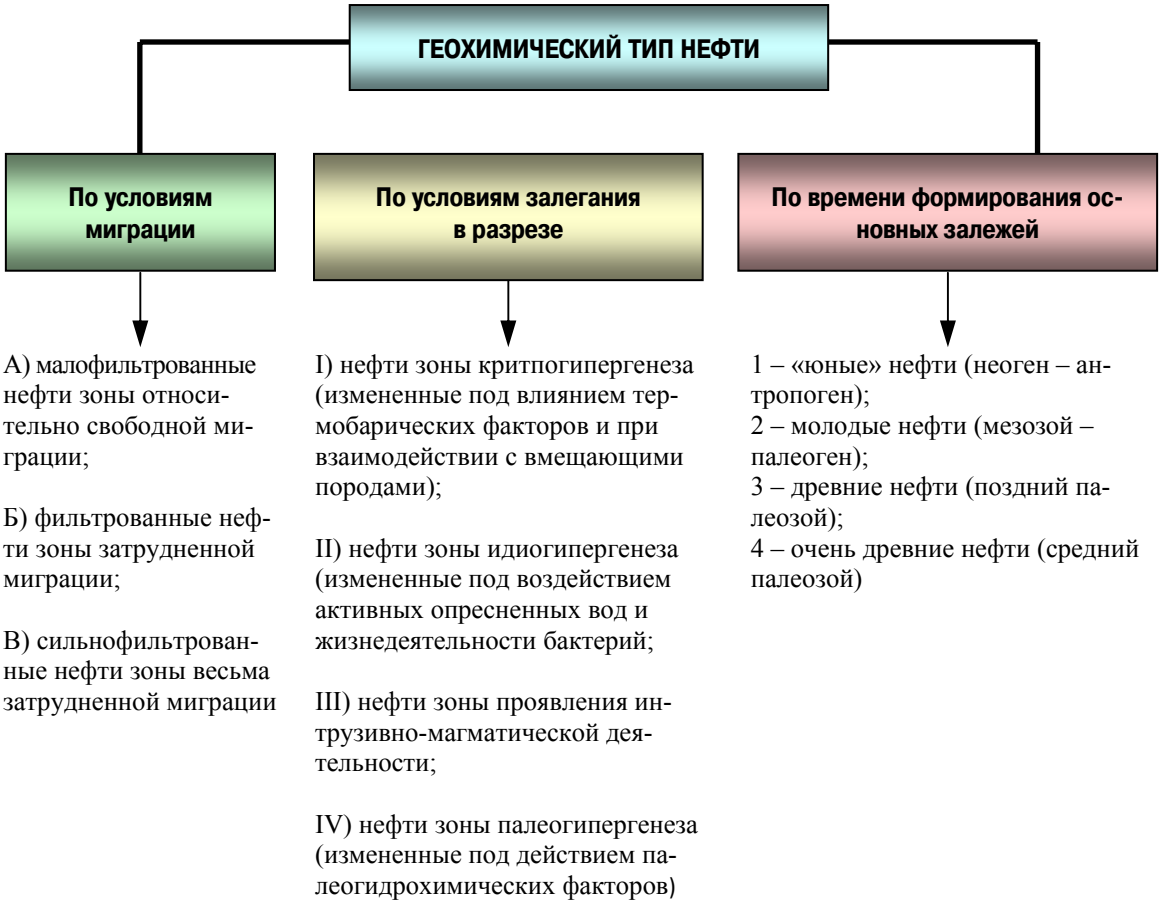


Рис. 2.7. Генетическая классификация В.С. Соболева, 1978

Технологические классификации имеют прикладное значение. В их основе лежат показатели, характеризующие нефть как сырье для производства тех или иных нефтепродуктов. Эти классификации служат для облегчения выбора наиболее рациональной схемы переработки той или иной нефти, а также прогнозирование качества получаемых продуктов.

Разработана и действует технологическая классификация, которая делит нефти на три типа ($Т_1$, $Т_2$, $Т_3$) – по выходу фракций, перегоняющихся до 350 °С, четыре группы ($М_1$, $М_2$, $М_3$, $М_4$) – по потенциальному содержанию базовых масел, две подгруппы ($И_1$, $И_2$) – по индексу вязкости базовых масел, три вида ($П_1$, $П_2$, $П_3$) – по содержанию парафина в нефти (табл. 2.15. и 2.16).

Таблица 2.15

Технологическая классификация нефтей (класс, тип, группа)

Класс	Содержание серы, %				Тип	Содержание фракций до 350 °С	Группа	Потенциальное содержание базовых масел, %	
	в нефти	в бензине (н.к. – 180 °С)	в реактивном топливе (120–240 °С)	в дизельном топливе (240–350 °С)				на нефть	на мазут выше 350 °С
1	≤ 0,50	≤ 0,10	≤ 0,10	≤ 0,20	1	≥ 55,0	1	> 25,0	> 45,0
							2	0,15–24,9	< 45,0
2	0,51–2,00	≤ 0,10	≤ 0,25	≤ 1,00	2	45,0–54,9	3	15,0–24,9	30–44,9
3	> 2,00	> 0,10	> 0,25	> 1,00	3	< 45,0	4	< 15,0	< 30,0

В целом нефть характеризуется шифром, составляемым последовательно из обозначения класса, типа, группы, подгруппы и вида, которым соответствует данная нефть. Создание унифицированной классификации для любых направлений использования нефти не имеет практической ценности, так как она должна будет содержать в себе избыточную информацию, не представляющую ценности для специалистов различных направлений (геологов, геохимиков, химиков, технологов).

Товарная и технологическая классификации**,** близкие между собой, строятся по таким показателям, как содержание фракций, выкипающих при температуре до 350 °С, а также парафина, масел и др.

Все нефти ***по содержанию серы*** делятся на три класса:

I – малосернистые (не более 0,5 %);

II – сернистые (0,51–2 %);

III – высокосернистые (более 2 %).

По содержанию фракций, перегоняющихся до 350 °С, нефти делятся на три типа:

Т1 – не менее 45 %;

Т2 – 30–44,9 %;

Т3 – менее 30 %.

По потенциальному содержанию масел различают четыре группы нефтей:

М1 – не менее 25 % в расчете на нефть;

М2 – 15–25 % в расчете на нефть и не менее 45 % в расчете на мазут;

М3 – 15–25 % в расчете на нефть и 30–45 % в расчете на мазут;

М4 – менее 15 % в расчете на нефть.

Таблица 2.17

Технологическая классификация нефтей (подгруппа, вид)

Подгруппа	Индекс вязкости базовых масел	Вид	Содержание парафинов в нефти, %	Депарафинизация	
				не требуется	требуется
1	> 95	1	≤ 1,50	Для получения реактивного и дизельного топлива, дистиллятных базовых масел	–
2	90–95				
3	85–89,9	2	1,51–6,00	Для получения реактивного и дизельного летнего топлива	Для получения дизельного зимнего топлива и дистиллятных базовых масел
4	< 85	3	> 6,00	–	Для получения реактивного и дизельного топлива, дистиллятных базовых масел

Все нефти делятся ***по качеству масел, оцениваемому индексом вязкости***, на две подгруппы:

И1 – индекс вязкости выше 85,

И2 – индекс вязкости 40–85.

По содержанию парафина нефти делятся на три вида:

П1 – малопарафиновые (не более 1,5 %),

П2 – парафиновые (1,51–6 %),

П3 – высокопарафиновые (более 6 %).

2.2.3. Физические свойства нефти

Нефть – сложный коллоидный природный УВ раствор, у которого все физические свойства изменяются в зависимости от состава и структуры входящих в нефть индивидуальных компонентов.

В стандартных условиях свойства нефтей существенно отличаются от их свойств в пластовых условиях вследствие повышенного содержания в них растворенного газа при высоких температуре и давлении в недрах. Для подсчета запасов, рациональной их разработки, первичной подготовки, транспортировки и переработки нефтей свойства их определяются раздельно для этих условий. В стандартных условиях к основным параметрам нефтей относят: плотность, молекулярную массу, вязкость, температуру застывания и кипения. Для пластовых условий определяются газосодержание, давление насыщения растворенным газом, объемный коэффициент, коэффициент сжимаемости, коэффициент теплового расширения, плотность и вязкость [20].

Плотность нефти (oil density). Наиболее важное свойство, зависящее от содержания в ней легких фракций, смол, асфальтенов, от количества и состава растворенных в ней газов и УВ. Чем меньше плотность нефти, тем выше выход светлых фракций. Не все газы, растворяясь в нефти, одинаково влияют на ее плотность. С повышением давления плотность нефти значительно уменьшается при насыщении ее углеводородными газами. Плотность нефтей при насыщении азотом или углекислым газом несколько возрастает с увеличением давления. Плотность обычно может

меняться в широких пределах: от 0,730–1,04 г/см3 (чаще 0,82–0,90 г/см3). В зависимости от плотности выделяют классы нефтей:

- *очень легкие (до 0,80 г/см3);*
- *легкие (0,80–0,84 г/см3);*
- *средние (0,84–0,88 г/см3);*
- *тяжелые (0,88–0,92 г/см3);*
- *очень тяжелые (более 0,92 г/см3).*

Вязкость (oil viscosity), т. е. способность оказывать сопротивление перемещению частиц под влиянием приложенной силы. Вязкость нефти меняется в широких пределах (от менее 0,1 до 10 мПа·с). Чем тяжелее нефть, тем она менее текучая и подвижная. Наибольшей вязкостью характеризуются нафтеновые, затем ароматические и метановые нефти. Вязкость нефти растет с увеличением в ней смолисто-асфальтеновых компонентов, с понижением температуры и повышением давления. В пластовых условиях, если в нефти растворен газ, вязкость ее может снизиться в десятки раз. Это свойство имеет большое значение при формировании залежей УВ, т. к. определяет масштабы миграции.

Существует два вида вязкости: ***динамическая и кинематическая.*** Первая представляет собой силу сопротивления перемещению слоя жидкости площадью в 1 $см^2$ на 1 см со скоростью 1 см/сек. Вязкость кинематическая представляет собой свойство жидкости оказывать сопротивление перемещению одной части жидкости относительно другой с учетом силы тяжести.

Динамическая вязкость определяется через закон Ньютона:

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

где: ***A*** *– площадь перемещающихся слоёв жидкости (газа);* ***F*** *– сила, требующаяся для поддержания разницы скоростей движения между слоями на величину dv;* ***dy*** *– расстояние между движущимися слоями жидкости (газа);* ***dv*** *– разность скоростей движущихся слоёв жидкости (газа).*

Размерность вязкости определяется из уравнения Ньютона:

- система СИ – [Па·с]
- система СГС – [Пуаз]=[г/(см·с)]

Вязкость пластовой нефти всегда значительно отличается от вязкости сепарированной вследствие большого количества растворённого газа, повышенного давления и температуры. При этом вязкость уменьшается с повышением количества газа в нефти и с увеличением температуры; повышение давления вызывает увеличение вязкости.

Вязкость нефти в пластовых условиях различных месторождений изменяется от сотен мПа·с до десятых долей мПа·с. В пластовых условиях вязкость нефти может быть в десятки раз меньше вязкости сепарированной нефти.

С вязкостью связан еще один параметр – ***текучесть φ*** – величина,обратная вязкости:

$$\varphi = 1 \diagup \mu.$$

Кроме динамической вязкости для расчетов используют также кинематическую вязкость:

$$\nu = \frac{\mu}{\rho}.$$

Единицы измерения кинематической вязкости:

- система СИ – [$м^2/с$]
- система СГС – [Стокс]

Упругость нефти – способность изменять свой объем под действием внешнего давления. Уменьшение объема характеризуется ***коэффициентом сжимаемости (или объемной упругости) β:***

$$\beta_н = -\frac{1}{V} \cdot \frac{\Delta V}{\Delta P}$$

Коэффициент сжимаемости зависит от давления, температуры, состава нефти и газового фактора. Нефти, не содержащие растворенного газа, обладают сравнительно низким коэффициентом сжимаемости (0,4–0,7 $ГПа^{-1}$), а легкие нефти со значительным содержанием растворенного газа – повышенным коэффициентом сжимаемости (до 14 $ГПа^{-1}$). Высокие коэффициенты сжимаемости свойственны нефтям, находящимся в пластовых условиях, близких к критическим.

С количеством растворенного газа в нефти также связан ***объемный коэффициент b,*** характеризующий соотношение объемов нефти в пластовых условиях и после отделения газа на поверхности:

$$\mathrm{b} = \frac{\mathrm{V_{пл}}}{\mathrm{V_{дег}}},$$

где: $V_{пл}$ – объем нефти в пластовых условиях; $V_{дег}$ – объем нефти при атмосферном давлении и температуре 20 ℃ после дегазации.

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

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

Нефть является диэлектриком и обладает высоким удельным сопротивлением (1010–1014 Ом·м)

Поверхностное натяжение (отношение работы, требующейся для увеличения площади поверхности, к величине этого приращения) у нефти составляет σ = 0,03 $Дж/м^2$ (или 0,03 Н/м, или 25–30 дин/см). Чем больше поверхностное натяжение, тем больше проявляется капиллярный подъем жидкости (для сравнения, σводы = 0,07 Дж/м2, Н/м, или 73 дин/см, т. е. почти в 3 раза выше, что и определяет разные скорости их движения по капиллярам).

Температура застывания и плавления различных нефтей неодинаковая. Обычно нефти в природе встречаются в жидком состоянии, однако некоторые из них загустевают при незначительном охлаждении. Температура застывания нефти, т. е. температура, при которой охлажденная в пробирке нефть не изменит уровня при наклоне на 45˚, возрастает с увеличением в ней твердых парафинов и уменьшением содержания смол. Чем больше в нефти твердых парафинов, тем выше температура ее застывания. Смолистые вещества оказывают противоположное влияние – с повышением их содержания температура застывания понижается. Например, грозненская парафиновая нефть (204 = 0,838) застывает при температуре –11 ℃, а грозненская беспарафиновая (204 = 0,863) – при температуре ниже –20 ℃; охинская смолистая нефть (204 = 0,925) остается текучей даже при очень сильных морозах.

Растворимость нефти в воде при обычных температурах ничтожна, но при температуре более 200 ˚С она резко возрастает. Растворимость индивидуальных соединений повышается в ряду: алканы – цикланы-арены – смолы. Растворимость снижается с увеличением минерализации воды. Нефть хорошо растворяется в углеводородном природном газе. Все соединения нефти имеют определенные ***спектры поглощения*** в инфракрасном (ИК) диапазоне, а ароматические – в ультрафиолетовом.

Физико-химические свойства нефтей изменяются под влиянием испарения, фильтрации, осернения, выветривания и мн. др. Максимальное содержание смолистых и асфальтеновых веществ обнаруживается в нефтях, обнаруженных в зоне гипергенеза. Они, как правило, подвергнуты процессам окисления или испарения легких фракций; имеют черный цвет, высокую плотность (около 1), значительную вязкость.

При выветривании нефть преобразуется в густую тяжелую жидкость, до появления мальт и асфальтов.

При фильтрации происходит обратный процесс. Нефть очищается от смолисто-асфальтеновых компонентов, уменьшается ее плотность, она становится светлой. Различия свойств нефтей обусловлены также составом исходного ОВ, геохимической обстановкой формирования нефти, литологическими особенностями нефтематеринских пород.

К числу ***оптических свойств*** нефтей относятся цвет, оптическая активность и способность к люминесценции.

Оптическая активность выражается в способности нефти вращать плоскость поляризованного луча света (вправо, редко влево). Оптически активные вещества образуются при жизненных процессах, и оптическая активность нефти свидетельствует о ее генетической связи с биологическими системами. Главными носителями оптической активности нефти являются ***хемофоссилии***. Нефти из более древних отложений менее оптически активны по сравнению с нефтями из более молодых комплексов.

Рис. 2.8. Люминесценция нефтенасыщенных песчаников

Способность к люминесценции. Нефть и природные продукты ее преобразования люминесцируют при облучении ультрафиолетовыми лучами. Люминесцируют смолы в не люминесцирующих в основном соединениях – углеводородах. Люминесцирующие вещества имеют определенные спектры цветов люминесценции (голубые, желтые, бурые и т. д. цвета в зависимости от состава) и интенсивность свечения, зависящую от концентрации (рис. 2.8). Легкие нефти имеют голубой и синий цвета люминесценции, тяжелые – желтый и желто-бурый.

С*пособность преломлять проходящие световые лучи.* Величина показателя преломления зависит от относительного содержания углерода и водорода в гомологических рядах: с увеличением числа атомов углерода показатель преломления растет: от метановых УВ (n = 1,3575–1,4119) к ароматическим (у бензола n = 1,5011).

Теплота сгорания нефтей исключительно высокая. Для сравнения приведем данные о теплоте сгорания угля, нефти и газа, Дж/кг: каменный уголь – 33 600; нефть 43 250–45 500; природный газ (сухой 37 700–56 600).

Фракционный состав нефти определяется в процессе разгонки нефти. При постепенно повышающейся температуре отгоняются фракции, отличающиеся пределами выкипания. Выкипающие до 350 °С фракции называются светлыми дистиллятами; до 140 °С – бензиновая фракция; 140–180 °С – лигроиновая (тяжелая нафта); 140–220 °С – керосиновая фракция; 180–350° (220–350) °С – дизельная фракция (легкий газойль, соляровый дистиллят). Фракции, выкипающие до 200 °С называют легкими; до 200–300 °С – средними или керосиновыми; выше 300 °С – тяжелыми или масляными. Все фракции, выкипающие до 300 °С называют светлыми, выше 350 °С – мазутом. При разгонке мазута под вакуумом получают вакуумный газойль, вакуумный остаток (гудрон).

2.2.4. Природный газ

> ***Природный газ (natural gas)*** *представляет собой смесь углеводородных и неуглеводородных соединений и элементов, находящихся в пластовых условиях в газообразной фазе в виде отдельных скоплений либо в растворенном в нефти или воде состоянии, а в стандартных условиях – только в газообразной фазе.*

К основным компонентам пластового газа относятся метан и его гомологи – этан, пропан, бутаны (в порядке уменьшения их содержания). Газ часто содержит сероводород, гелий, оксид углерода, азот и инертные газы, иногда ртуть. Этан при содержании в газе 3 % и более, гелий при концентрации в свободном газе 0,05 % и в растворенном в нефти газе 0,035 %, а также сероводород при содержании 0,5 % (по объему) имеют промышленное значение [30].

Природный газ не содержит свободного водорода, монооксида углерода, кислорода, олефинов или ацетилена, хотя во многих залежах имеются диоксид углерода (углекислый газ), азот и сероводород. Ряд месторождений природного газа, большинство из которых располагается в США, содержит промышленные концентрации гелия.

Природный газ называется ***«сухим»,*** если он почти не содержит бензина (менее 1 л на 25 м^3 газа). ***«Жирный»*** газ может содержать бензина в 10 раз больше. Смесь жидких углеродов может быть получена как путем сжатия и охлаждения газа, так и путем его абсорбции нефтью. Полученные жидкости называются сжиженным нефтяным газом (газоконденсатом) и имеют разнообразное применение.

Природный газ широко распространен в мире, главным образом как попутный нефтяной газ. Ведущими странами-производителями газа являются США, Россия и Канада. Большие перспективы открытия потенциально значительных месторождений дают поисково-разведочные работы в море, особенно у побережья Африки, Азии, Южной Америки, в Северном и Каспийском морях. Главное использование природного газа – в качестве топлива в промышленности и быту.

Промышленные месторождения горючего природного газа встречаются в виде обособленных скоплений, в виде газонефтяных месторождений, в которых газообразные углеводороды полностью или частично растворены в нефти или находятся в свободном состоянии и заполняют повышенную часть залежи (газовые шапки) или верхние части сообщающихся между собой горизонтов газонефтяной свиты; в виде газоконденсатных месторождений, в которых газ обогащен жидкими, преимущественно низкокипящими углеводородами.

Многие месторождения газа, залегающие на глубине не более 1,5 км, состоят почти из одного метана с небольшими примесями его гомологов (этана, пропана, бутана), азота, аргона, иногда углекислого газа и сероводорода. С глубиной содержание гомологов метана обычно растет. В газоконденсатных месторождениях содержание гомологов метана значительно выше, чем метана. Это же характерно для газов нефтяных попутных.

В отдельных газовых месторождениях наблюдается повышенное содержание углекислого газа, сероводорода и азота.

Встречаются горючие природные газы, в отложениях всех геологических систем начиная с конца протерозоя, на различных глубинах, но чаще всего до 3 км. Образуются – в основном в результате катагенетического преобразования ОВ осадочных горных пород. Залежи газа формируются в природных ловушках на путях миграции газа.

Газовые залежи по особенностям их строения разделяются на две группы: ***пластовые*** и ***массивные***. В пластовых залежах скопления газа приурочены к определённым пластам-коллекторам. Массивные залежи не подчиняются в своей локализации определённым пластам. Наиболее распространены пластово-сводовые залежи, сохраняемые мощной глинистой или галогенной покрышкой.

Подземными природными резервуарами для 85 % общего числа газовых и газоконденсатных залежей служат песчаные, песчано-алевритовые и алевритовые породы, нередко переслоённые глинами; в остальных 15 % случаев коллекторами газа являются карбонатные породы. Серия залежей, подчиненных единой геологической структуре, составляет отдельные месторождения.

Структуры месторождений различны для складчатых и платформенных условий. В складчатых районах выделяются две группы структур, связанные с антиклиналями и моноклиналями. В платформенных районах намечаются четыре группы структур: куполовидных и брахиантиклинальных поднятий, эрозионных и рифовых массивов, моноклиналей, синклинальных прогибов.

Мировые геологические запасы горючих газов на континентах, в зоне шельфов и мелководных морей, по прогнозной оценке, достигают 10^{15} *м*^{3}, что эквивалентно 10^{12} *т* нефти.

Россия обладает огромными ресурсами горючего газа. Наиболее крупными месторождениями являются: Уренгойское (4 триллиона м^3) и Заполярное (1,5 триллиона м^3), приуроченные к меловым отложениям Западно-Сибирского бассейна; Вуктыльское (750 млрд м^3) и Оренбургское (650 млрд м^3) в Волго-Уральской провинции. В Средней Азии – Газли (445 млрд м^3). Шебелинское (390 млрд. м^3) – на Украине, Ставропольское (220 млрд м^3) на Сев. Кавказе [139].

Среди зарубежных стран наиболее крупными запасами горючего природного газа располагают (оценка общих запасов в триллионах м^3): США (8,3), Алжир (4,0), Иран (3,1), Нидерланды (2,3). Крупнейшими месторождениями за рубежом являются (в трил-

лионах м^3): в США – Панхандл-Хьюготон (1,96); в Нидерландах – Слохтерен (Гронинген) (1,65); в Алжире – Хасси-Рмель (около 1) [9;104;107;132].

В природе существует несколько разновидностей газов

Газы воздушного происхождения представляют собой газы атмосферы, проникшие в глубь земной коры главным образом в форме водных растворов. Они состоят из азота, кислорода и инертных газов (аргон, криптон и ксенон).

Биохимические газы образуются при бактериальном разложении органических веществ и реже при восстановлении минеральных солей. К ним относятся метан и его гомологи (этан и др.), двуокись углерода, сероводород, азот, кислород, редко водород и др. Эта группа охватывает большую часть газов, выделяющихся в атмосферу или образующих скопления в самых верхних частях земной коры.

Газы земной коры – газы, встречающиеся в земной коре в свободном состоянии, в виде раствора в воде и нефти и в состоянии, сорбированном породами, особенно ископаемыми углями. Количество газов в геосферах Земли возрастает в глубь планеты. В зависимости от существа газообразующих процессов различают до 9 генетических групп газов земной коры, из которых важнейшими являются газы катагенетические, метаморфические, вулканические, биохимические, радиоактивного и воздушного происхождения; остальные группы газов (газы ядерных реакций, газы радиохимического происхождения и газы подкорковых глубин) имеют в условиях земной коры второстепенное значение.

Газы катагенетического происхождения возникают в результате преобразования органического вещества, заключенного в осадочных породах, при их погружении на глубины и одновременном увеличении давления от 10 до 200–250 *мн./м*^{2} (от 100 до 2000–2500 *атм.*) и температуры (от 25–30 °С до 250–300 °С). К катагенетическим газам относится основная масса горючих газов. При дальнейшем повышении температуры и давления породы дают начало газам метаморфизма, а при расплавлении пород – газам возрождения. Основной состав газов: пары воды, двуокись углерода, окись углерода, водород, сера, двуокись серы, метан, азот, редко инертные газы и летучие хлориды.

Вулканические газы идут из глубин Земли и связаны с дегазацией мантии.

Радиоактивные газы возникают в процессе распада радиоактивных элементов. К ним относятся гелий, недолговечные эманации радия, тория и др. Самостоятельных скоплений газы этой группы не образуют.

Газы нефтяные попутные – углеводородные газы, сопутствующие нефти и выделяющиеся из нее при сепарации. Количество газов (в м^3), приходящееся на 1 *т* добытой нефти (т. н. газовый фактор), зависит от условий формирования и залегания нефтяных месторождений и может изменяться от 1–2 до нескольких тыс. м^3/т нефти. В отличие от газов природных горючих, состоящих в основном из метана, газы попутные содержат значительные количества этана, пропана, бутана и др. предельных углеводородов. Кроме того, в них присутствуют пары воды, а иногда и азот, углекислый газ, сероводород и редкие газы (гелий, аргон).

По химическому составу выделяются три основных группы горючих природных газов: углеводородные, азотные и углекислотные. Особые свойства газов – их большая способность мигрировать как в свободном, так и водорастворенном состоянии – обусловливают смешивание газов разного происхождения и вместе с тем их широкое распространение в природе. Огромная масса горючих (углеводородных) газов находится

в растворённом состоянии в подземных водах. Значительное количество углеводородных газов связано с органическими веществами, как рассеянными в осадочных породах, так и образующими ископаемые угли, которые содержат много метана (до 50 и более $м^3$/т). Газы могут выделяться из подземных вод и создавать самостоятельные сухие скопления лишь в тех случаях, когда упругость растворенных газов превышает давление воды на соответствующей глубине. Поэтому все залежи свободного газа образованы в основном газами катагенетического происхождения.

Состав газов. Природные газы газовых месторождений состоят в основном из метана с примесью более тяжелых его гомологов: этана (C_2H_6), пропана (C_3H_8) и бутана (C_4H_{10}). Иногда, в небольших количествах в газовых залежах, присутствуют пары пентана (C_5H_{12}) и гексана (C_6H_{14}), в газовых шапках могут присутствовать пары жидких УВ, более тяжелые, чем гексан, но их примесь бывает незначительной.

Все УВ, содержащиеся в залежах, начиная с этана, считают тяжелыми и относят к нефтяным газам. Они образуются при преобразовании рассеянного ОВ на стадиях диагенеза и катагенеза. Кроме метана и его гомологов в попутных газах присутствуют: диоксид углерода, азот и сероводород. Часть газов поступает из глубинных подкорковых зон Земли (N_2, CO_2, He, Ar, CH_4). Часть их образуется при метаморфических процессах и окислительно-восстановительных процессах непосредственно в залежах.

Нефтяные газы могут проникать из залежей в вышележащие отложения в виде ретроградного раствора. Это явление используется в гидрогеохимии в качестве поискового признака на нефть. Доля тяжелых УВГ в газовых залежах колеблется от единиц до частей процента. Их содержание зависит от состава исходного ОВ, степени его катагенетической превращенности, а также от длины пути миграции газов.

Метан (CH_4) – главный компонент природных горючих газов. Содержание его в нефтяных газах от 20–30 % до 80 % от состава газовой смеси. Легкие метановые нефти содержат газы, состоящие на 20–30 % из тяжелых углеводородов. Тяжелые нефти наоборот, содержат преимущественно метан. Соотношение метана и его гомологов меняется в нефтяных газах с увеличением возраста пород. Газы древних отложений более обогащены тяжелыми УВ и азотом, чем молодые.

Углеводородные газы, состоящие в основном из метана, называются ***сухими.*** При незначительном содержании тяжелых углеводородов они называются ***тощими,*** и газы со значительным содержанием тяжелых УВ называются ***жирными.*** Для характеристики УВ состава газов применяется понятие «***коэффициент сухости***» – отношение процентного содержания метана к сумме его гомологов: CH_4 /C_2H_6 + высшие. Для этих целей используется и такой критерий как газовый фактор или его обратная величина – содержание стабильного конденсата в граммах или кубических сантиметрах в 1 $м^3$ газа. Сухие газы содержат конденсата менее 10 г/$м^3$, тощие – от 10 до 30 г/$м^3$ и жирные газы – от 30 до 90 г/$м^3$. Изменение коэффициента сухости газов является показателем направления их миграции.

В отличие от своих гомологов метан обладает наибольшей подвижностью и одновременно наименьшей растворимостью в воде и способностью к адсорбции, поэтому он опережает другие УВ газы при миграции. Устойчивость к химическим воздействиям обусловлена отсутствием у метана связей С–С, менее прочных, чем С–Н. Метан может иметь биохимическое, глубинное и радиохимическое происхождение. Поэтому он не является надежным геохимическим индикатором или поисковым признаком наличия скоплений УВ.

Гомологи метана – ***этан (C_2H_6), пропан (C_3H_8), бутан (C_4H_{10})*** имеют большую, по сравнению с метаном сорбционную способность и низкий коэффициент диффузии, что позволяет им концентрироваться в газах закрытых пор. Наибольшая из всех УВ газов растворимость в воде у этана (0,047 $м^3/м^3$ при 20 °С). Смеси этих газов с воздухом

взрывоопасны. Содержание каждого из гомологов в газах чисто газовых залежей обычно менее 0,5 %, в нефтяных попутных газах достигает 30 %.

Состав газов в залежах постоянно меняется за счет действия многих факторов. Одним из них является растворимость индивидуальных газовых компонентов в водах и нефтях. Например, растворимость метана в нефтях в пять раз меньше, чем растворимость этана и в 21 раз меньше, чем пропана. Азот обладает растворимостью в 15 раз меньшей, чем метан. Поэтому газы в газовых шапках обогащены метаном и азотом. В то же время растворимость газообразных гомологов метана растет с увеличением в нефтях легких фракций УВ.

Природные газы также содержат и неуглеводородные компоненты: углекислый газ, азот, сероводород, водород, инертные газы.

Двуокись (диоксид) углерода (углекислота) CO_2 – в нормальных условиях – газ, в полтора раза тяжелее воздуха. Двуокись углерода хорошо растворяется в воде, растворимость возрастает с увеличением давления: при 20 °С и 0,1 МПа в 1 объеме воды растворяется около 1 объема CO_2; при давлении 30 МПа и 100 °С растворимость CO2 увеличивается до 30 объемов. Содержание CO_2 в газах и нефтях от 0 до 59 %. Двуокись углерода образуется: при окислении углеводородов и других органических соединений, при декарбоксилировании органических кислот, при разложении бикарбонатов, возможно мантийное происхождение CO_2.

Азот – бесцветный, химически инертный газ без запаха, содержание его в нефтяных попутных газах – от 0 до 50–70 %. Высокие концентрации азота могут быть связаны с его хорошими миграционными свойствами: доля азота в попутных газах возрастает в месторождениях, находящихся вдали от зон генерации УВ. Азот газовых и газоконденсатных залежей имеет атмосферное, биохимическое и глубинное происхождение. У азота два стабильных изотопа 14N и 15N. Содержание азота увеличивается с возрастом отложений. Показатель ∑УВ/N2 – коэффициент химической закрытости недр – возрастает с увеличением глубины.

Аргон в залежах углеводородных газов имеет атмосферное (проникновение инфильтрационных вод) и радиогенное происхождение. Аргон представлен тремя изотопами 40Ar, 38Ar и 36Ar, из них преобладает радиогенный изотоп 40Ar, образованный из изотопа 40К; его высокие концентрации отмечаются для месторождений, расположенных в приразломных зонах.

Сероводород (H_2S) – бесцветный горючий газ с характерным резким запахом, хорошо растворимый в воде. В свободных природных газах его концентрация редко превышает 1 %, в газах из карбонатно-сульфатных толщ до 10–20, редко до 50 %. Сероводород чаще всего образуется в результате биологического восстановления сульфатов, растворенных в водах, сульфатредуцирующими бактериями, а с глубины 2–3 км – термокаталитического преобразования сернистых компонентов нефтей и химического восстановления сульфатов. Часть сероводорода имеет глубинное происхождение.

Содержание азота и кислых газов (CO_2 и H_2S), которые дают при растворении в воде слабые кислоты – угольную (H_2CO_3) и сероводородную (H_2S), может составлять десятки процентов и более, а иногда и превышать содержание углеводородных газов.

Водород (H_2) – самый легкий газ в природе, бесцветный, не имеет запаха, в газах нефтегазоносных районов водород присутствует довольно редко, повышение его кон-

центрации свойственно вулканическим и другим глубинным газам. Чаще всего водород ассоциируется с соленосными, угленосными и нефтеносными отложениями; он приурочен к наиболее погруженным частям депрессий. Во многих месторождениях углеводородов Западного Предкавказья в составе газов присутствует до 3,5 % водорода.

Гелий (He) – газ без цвета и запаха, химически инертный. Гелий, содержащийся в свободных и нефтяных газах, имеет радиогенное происхождение. Это легкий и миграционно-способный газ, поэтому его наибольшие концентрации отмечены в древних палеозойских отложениях. Содержание гелия в попутных газах 0,5 %. Повышенные концентрации гелия отмечаются в зонах нарушений.

2.2.5. Физические свойства газа

Природные газы бесцветны, легко смешиваются с воздухом, растворяемость их в воде и нефти различна. На растворимость природного газа влияют температура, давление, состав газа и нефти. Растворимость газа в нефти повышается с ростом давления и уменьшается с ростом температуры; она растет в ряду C_1-C_4. Растворимость газа уменьшается с увеличением плотности нефти.

Давление, при котором данная нефть полностью насыщена газом, называется ***давлением насыщения.*** Если давление в залежи падает, то газ выделяется в свободную фазу.

Плотность газов (gas density) – масса вещества в единице объема, выражается в г/см^3 или отношением молекулярной массы (в молях) к объему моля ρ = М/22,4 л. Плотность метана – 0,717 кг/м³; этана – 1,357 кг/м³; двуокиси углерода – 1,977 кг/м³. Обычно используется относительная плотность по воздуху (безразмерная величина – отношение плотности газа к плотности воздуха, при нормальных условиях плотность воздуха 1,293 кг/м^3). Относительная плотность метана 0,554 (20 °С), этана 1,05, пропана 1,55, диоксида углерода 1,53, сероводорода 1,18.

Газонасыщенность (Г) – важный показатель газоносности недр; газонасыщенность нефти – газовый фактор. ***Газонасыщенность вод*** (см^3/л, м^3/м^3) – *суммарное содержание газа в указанном объеме флюида* (л, м^3). Вблизи контура газоконденсатных залежей независимо от гидрохимической зональности значения Г = 2–4 м3/м3.

2.2.6. Газоконденсат

> ***Конденсат (hydrocarbon condensate) –*** *природная смесь в основном легких углеводородных соединений, находящихся в газе в растворенном состоянии при определенных термобарических условиях и переходящих в жидкую фазу при снижении давления ниже давления конденсации. В стандартных условиях конденсат (стабильный) находится в жидком состоянии и не содержит газообразных УВ. В состав конденсата могут входить сера и парафин.*

Конденсаты различаются по групповому и фракционному составу. К основным параметрам пластового газа, содержащего конденсат, также относятся конденсатно-газовый фактор и давление начала конденсации. Конденсат характеризуется плотностью и вязкостью в стандартных условиях [30].

Газоконденсатом называют нефть, растворенную в газе. В условиях недр (на глубинах от 1300 до 6000 м, при пластовом давлении от 10 до 60 МПа и выше, и пластовой температуре – от 60 до 140 ˚С и выше) газоконденсатные скопления нахо-

дятся в газообразном состоянии. Расположенные на больших глубинах, газоконденсатные системы приближаются по своим свойствам к нефтям, но при этом там же могут находиться и легкие газоконденсаты. При снижении давления их нефтяные УВ (C_5+высш) начинают переходить в жидкую фазу: первыми в газовую фазу переходят УВ с меньшей молекулярной массой, затем – и более тяжелые УВ.

При снижении давления начинается конденсация УВ: первыми конденсируются более тяжелые УВ. Выпавшая жидкая фаза ГКС называется конденсатом. В стандартных условиях конденсат – это прозрачная, или слабоокрашенная в коричневатый или зеленоватый цвет жидкость.

Различают конденсат сырой и стабильный: ***сырой конденсат*** получают при сепарации (разделении) газоконденсата; – ***стабильный конденсат*** – путем глубокой дегазации сырого конденсата.

Конденсаты состоят в основном из *УВ* и могут содержать: смол до 3,7 %, асфальтенов – до 0,3 %, и серы – до 1,4 %. В бензиновой фракции конденсатов преобладают алканы, реже – ароматические и нафтеновые УВ. Некоторые конденсаты среди алканов содержат до 4 % парафина. По сравнению с нефтью конденсаты состоят из более простых и легких компонентов.

Плотность стабильного конденсата меняется от 0,6 до 0,82 г/см3, молекулярная масса от 90 до 170, температура кипения находится в пределах 35–250 ˚С. Редко, но встречаются конденсаты, конец кипения которых, лежит в пределах 350–500 ˚С. Сырые конденсаты начинают кипеть при температуре 24 ˚С.

По генезису газоконденсаты могут иметь первичное и вторичное происхождение. ***Первичные газоконденсаты*** образуются в нефтегазопроизводящих породах при преобразовании рассеянного ОВ. ***Вторичные газоконденсаты*** – при термокаталитических превращениях нефтей.

Важной характеристикой газоконденсата является ***газовый*** или ***газоконденсатный фактор,*** под которым понимают отношение количества сепарированного газа к количеству выделенной из него жидкости в нормальных условиях. Величина газоконденсатного фактора изменяется у разных газоконденсатных залежей от 900–1000 до 25000 м³/т. Обратная величина газоконденсатного фактора – ***конденсатность,*** содержание стабилизированного конденсата в газе в условиях залежи (см³/м³, г/м³). Конденсатность достигает значения – 700 см³/т. По газоконденсатосодержанию выделяют:

- *незначительное – менее 25,*
- *малое – от 25 до 100,*
- *среднее – от 100 до 300,*
- *повышенное – от 200 до 300,*
- *высокое – от 300 до 500,*
- *уникально высокое – более 500.*

2.2.8. Газовые гидраты

Газовыми гидратами называют твердые растворы, которые большинство газов (за исключением гелия, водорода и Н-Бутана) при определенном давлении и температуре образуют с водой. При формировании газогидратов, молекулы воды создают с помощью водородной связи кристаллические решетки, в полости которых внедряются молекулы только одного определенного газа, где они удерживаются слабыми ван-дерваальсовыми силами. Иногда такие твердые растворы газа в воде называют клатратами, что означает по латыни «защищенные решеткой» или кристаллогидратами.

Впервые гидраты газов (сернистого газа и хлора) наблюдали еще в конце XVIII века Дж. Пристли, Б. Пелетье и В. Карстен. В 1810 г. газовые гидраты были описаны Г. Дэви. К 1888 году П. Виллар получил гидраты CH_4, C_2H_6, C_2H_4, C_2H_2, и N_2O.

В 1940-е годы советские ученые высказывают гипотезу о наличии залежей газовых гидратов в зоне вечной мерзлоты.

В 1960-е годы были обнаружены первые месторождения газовых гидратов на севере СССР. С этого момента газовые гидраты начинают рассматриваться как потенциальные источник топлива.

Внешний вид этих кристаллических веществ напоминает снег или фирн (рыхлый лед). Попадание молекул метана в «ловушку» из молекул воды и смерзание их в твердое вещество возможно только при относительно высоком давлении и низких температурах. Такие условия складываются в морях и океанах на глубине 250–600 м. Они часто имеют характерный запах природного газа, и могут гореть. Благодаря своей клатратной структуре единичный объем газового гидрата может содержать до 160–180 объемов чистого газа. Они легко распадаются на воду и газ при повышении температуры.

При извлечении из воды «подводный снег» начинает быстро распадаться на воду и метан. По оценкам экспертов, общее количество метана, содержащегося в газогидратах, на порядок превышает запасы углеводородов в традиционных месторождениях газа.

Газогидраты обнаружены во многих нефтегазоносных провинциях России, там, где существуют зона многолетнемерзлых пород и в придонных слоях морской воды – до глубины нескольких метров ниже дна. Им соответствуют до 23 % площади континентов, особенно Евразии и 90 % площади Мирового океана. Ресурсы газа на этих площадях сопоставимы с запасами свободного газа в залежах. В России газогидраты могут занимать около половины территории суши, которая промерзает на глубину от 500 до 1000 м. Они обнаружены и в придонных осадках Балтийского, Черного и Каспийского морей, в придонных отложениях озера Байкал. Впервые единая газогидратная и газовая залежь была выявлена на северо-востоке Западной Сибири на Мессояхском месторождении в сеноманских песчаниках. Залежь расположена на глубине около 800 м, где в газогидратном состоянии находится 75 % газа. Пластовая температура в залежи меняется от 8,4 до 12,5 ˚С, а давление – от 7,5 до 8,5 МПа [57].

Общая формула газовых гидратов M·nH2O, где M – молекула газа. Значения n меняются от 5,75 до 17, в зависимости от состава газа и условий образования гидратов. В реальных условиях n может быть больше, вследствие неполного заполнения полости решетки гидрата молекулами газа – гидратообразователя. Состав некоторых гидратов при температуре 0 °С и равновесном давлении следующий: $CH_4 \cdot 5{,}9H_2O$; $CO_2 \cdot 6{,}0H_2O$; $N_2 \cdot 6{,}0H_2O$, $H_2S \cdot 6{,}1H_2O$, $C_2H_6 \cdot 8{,}2H_2O$, $C_3H_8 \cdot 17H_2O$, $C_4H_{10} \cdot 17H_2O$.

Формирование газовых гидратов происходит с выделением тепла и определяется составом газа, температурой и давлением. Обычно они образуются при температуре ниже 30 °С и повышенном давлении. При 0 °С гидрат метана образуется при давлении 3 МПа, гидрат этана при 0,5 МПа, гидрат пропана при 0,15 МПа, гидрат диоксида углерода при 1 МПа, гидрат азота при 15 МПа. При температуре 25 °С гидрат метана образуется уже при давлении 40 МПа. Плотность газогидратов лежит в пределах от 0,9 до 1,1 г/см^3.

При добыче газа гидраты могут образовываться в стволах скважин, промысловых коммуникациях и магистральных газопроводах. Отлагаясь на стенках труб, гидраты резко уменьшают их пропускную способность.

Для борьбы с образованием гидратов на газовых промыслах вводят в скважины и трубопроводы ингибиторы (метиловый спирт, гликоли, 30 %-ный раствор CaCl2), а также поддерживают температуру потока газа выше температуры гидратообразования с помощью подогревателей, теплоизоляцией трубопроводов и подбором режима эксплуатации, обеспечивающего максимальную температуру газового потока. Для предупреждения гидратообразования в магистральных газопроводах наиболее эффективной является газоосушка – очистка газа от паров воды.

Разложение газогидратов на газ и воду связано с повышением температуры или снижением давления. При образовании газогидратов один объем воды связывает от 70 до 220 объемов газа, поэтому при данных термобарических условиях в одном и том же объеме в газогидратах может содержаться углеводородных газов в несколько раз больше, чем в свободном газе. Газогидраты не образуются в воде, потому что концентрация растворенного газа там во много раз меньше концентрации, равновесной с газогидратом (исследования В.П. Царева, Ю.Ф. Макогона и др.).

Газогидраты образуются из свободного газа на разделе газ – вода, а из растворенного газа – на разделе горная порода – вода, так как на поверхности минеральных частиц имеется слой адсорбированных молекул газа.

Природные газовые гидраты, залежи которых содержатся в океанических осадках и в арктической вечной мерзлоте, содержат значительные количества природного газа, в основном метана. Из кубометра газогидратов можно получить около 160 кубометров метана. Запасы газогидратов огромны, предположительно они превышают все разведанные на текущий момент запасы природного газа [14; 38].

Громадный резерв топлива в виде газовых гидратов сосредоточен по всему миру, как в недрах Земли, так и на дне Мирового океана (рис. 2.9) [15; 41].В ряде стран (США, Япония, Индия) разработаны национальные программы исследования природных газовых гидратов (их использование в качестве перспективного источника энергии, индикация сопутствующих нефтяных и газовых месторождений). Индийская национальная программа нацелена на широкомасштабное исследование месторождений природных газовых гидратов, находящихся в пределах континентального склона вокруг полуострова Индостан. Индийское правительство выделило значительные средства для реализации этой программы.

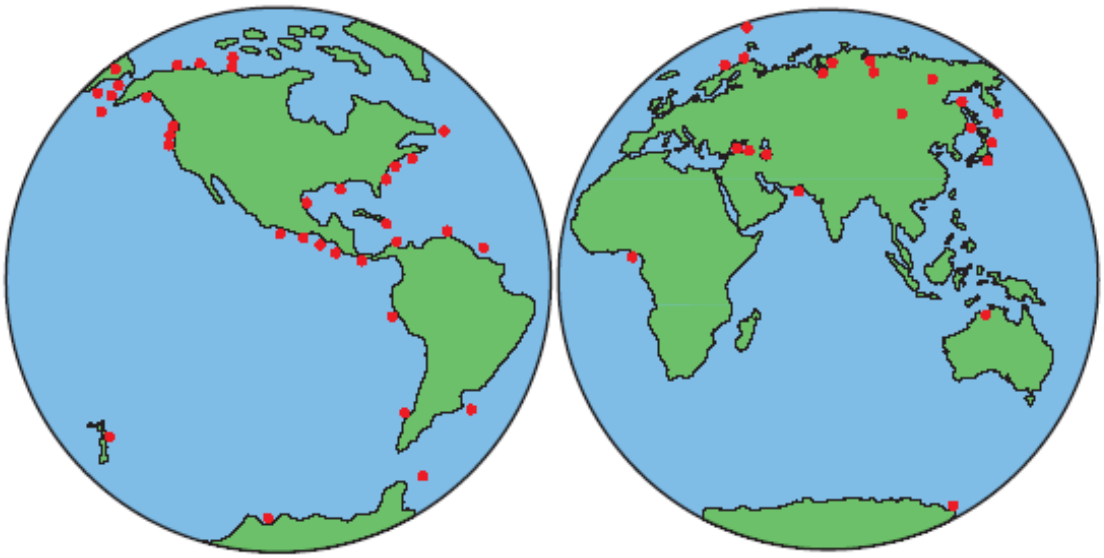


Рис. 2.9. Разведанные месторождения природных газовых гидратов на Земле (по Дядину Ю.А., Гущину А.Л., 1998)

В соответствии с ней к 2010 году Индия намеривается начать промышленную добычу природного газа из газовых гидратов.

2.2.9. Природные битумы

История использования природных ***битумов (bitumen)*** (смол) уходит к глубокой древности. Известны сооружения в междуречье Тигра и Евфрата и в Египте, которые возводились с применением битумов за 3000 лет до н. э. Битумами покрывали водохранилища и хранилища для зерна, скрепляли плиты стен и полов во дворцах и храмах.

Их использовали для гидроизоляции тоннеля, построенного в начале 1-го тыс. до н. э. под рекой Евфратом, и в целях бальзамирования и мумификации [14; 76].

Первоначально к битумам относили только природные образования, в основном нефть и ее естественные производные (асфальт). Затем битумами стали называть искусственные асфальтоподобные продукты, получаемые переработкой природных битумов, остатков от перегонки нефти, каменноугольной и сланцевой смол (технические битумы). Кроме того, название «битумы» распространили на экстракты, извлекаемые органическими растворителями из торфа, бурого угля и др. (битумы твердых топлив). Экстракты, извлекаемые из осадков и осадочных пород, называются ***битумоидами*** [30; 57]. Все природные битумы подразделяются на ***нафтиды*** и ***нафтоиды.*** К нафтидам относят нефть и ее естественные производные: мальты, асфальты, асфальтиты, кериты, озокериты т. д.

Мальта (pit asphalt, or maltha) – полужидкий природный битум, представляющий собой вязкую сгустившуюся нефть, подвергшуюся выветриванию. Мальты состоят из масел (40–65 %) и асфальтово-смолистых компонентов (не менее 35 %). Дальнейшее изменение мальт под влиянием того же фактора приводит к образованию: твердых, но легкоплавких асфальтов, содержащих 60–75 % асфальтово-смолистых веществ; асфальтитов – твердых высокоплавких и полностью растворяющихся в хлороформе и сероуглероде продуктов, содержащих более 75 % асфальтово-смолистых веществ; керитов. К битумам иногда относят также все углеводородные в своей основе природные газы (*газообразные нафтиды*).

Нафтоиды – нафтидоподобные продукты естественной возгонки органического вещества под влиянием магматического тепла. Они встречаются значительно реже нафтидов, еще очень слабо изучены и не имеют промышленного значения.

Технические битумы – продукты, обладающие обычно твердой или вязкой консистенцией и получаемые главным образом из тяжелых нефтяных остатков, богатых асфальтово-смолистыми веществами, для этого используют методы глубокой вакуумной перегонки тяжелых нефтяных остатков – мазутов, гудронов и др.; при 300–350 °С (остаточные битумы); окисления кислородом воздуха тяжелых остатков от перегонки нефти (гудронов и др.); при 260–280 °С (окисленные битумы); смешения окисленных битумов с неокисленными нефтепродуктами.

Основными компонентами нефтяных битумов являются асфальтены, смолы и нефтяные масла. Первые обусловливают твёрдость битумов, вторые их цементацию и эластичность, третьи служат разжижающей средой для смол и асфальтенов. Заменителями нефтяных битумов могут быть продукты термической переработки твердых топлив: высококипящие фракции смол, получаемых при коксовании и полукоксовании каменных углей, каменноугольные пеки, продукты сухой перегонки каменных углей, горючих сланцев и др.

Из общего количества битумов, потребляемых в различных отраслях промышленности, свыше 90 % падает на долю битумов искусственных, получаемых из нефти; их мировое производство составляет десятки млн *т*.

Битумами твердых топлив называют продукты, извлекаемые из торфа и бурых углей органическими растворителями. Главные их составные части – воски и смолы. Наиболее ценны из экстрагируемых продуктов воски; их характерные свойства – высокие температуры плавления, низкая электропроводность, высокая влагостойкость и способность при небольших добавках к другим веществам повышать температуру плавления. Содержание битумов в битуминозных торфах составляет: при извлечении бензолом 10–15 %, бензином 6–9 %. В битуминозных бурых углях (александрийские угли Украины) содержание продуктов, извлекаемых бензолом, достигает 14–16 %. Вы-

ход битумов твёрдых топлив в производственных условиях обычно составляет 80–85 % от их аналитического содержания в топливе. Минимальное содержание битумов в твердом топливе, необходимое для рентабельности процесса, 8–10 % [2; 60; 116; 125].

Асфальты природные образуется из нефти в результате испарения легких фракций, окисления под влиянием процессов гипергенеза. Сначала нефть превращается в густую, очень вязкую мальту, а затем в твердый, легко плавящийся асфальт. Дальнейшее изменение асфальтов обычно приводит к образованию асфальтитов. Иногда асфальты образует более или менее мощную кору на поверхности больших «нефтяных озер» (например, асфальтовое озеро на о. Тринидад).

Асфальты широко распространены в районах неглубокого залегания или выхода на поверхность Земли нефтеносных пород. Обычно заполняют трещины и каверны в известняках, доломитах и других породах. Содержание асфальтов в породах (по массе) колеблется от 2–3 до 20 %. Крупные месторождения в России расположены в Куйбышевской и Оренбургской областях, Республике Коми. За рубежом – в нефтеносных районах Венесуэлы, Франции, Иордании, Канады, Израиля.

Крупнейшим скоплением асфальта такого типа является месторождение Атабаска, находящееся в Канаде. Выходящие на поверхность песчаники раннемелового возраста содержат до 20 % асфальта, запасы которого оцениваются в 139 млрд. $м^3$ [119].

В Канаде сосредоточены грандиозные запасы тяжелой нефти, которые приурочены к зоне нефтегазонакопления, в виде дуги длиной 960 км и площадью 77 тыс. $км^2$, охватывающей насыщенные вязкой нефтью пески месторождений Атабаска, Пис-Ривер, Колд-Лейк, Уобаска, Ллойдминстер и Ют. Запасы этих месторождений составляют в сумме более 220 млрд $м^3$.

Еще более мощные скопления (480 млрд $м^3$) такой же высоковязкой и тяжелой нефти выявлены в восточной Венесуэле в полосе длиной 700 км и шириной 50–80 км по левому берегу реки Ориноко (в нижнем течении) [111].

Плотность нефти этих месторождений составляет 966–1030 $кг/м^3$, температура застывания столь велика, что на глубинах до 600 м она либо твердая, либо напоминает по консистенции зубную пасту.

Нефть Атабаски и Оринокского пояса имеет плотность, превышающую 1000 $кг/м^3$. Разогретая до жидкого состояния, она быстро застывает в пористой среде, пропитанной холодной пластовой водой. Эта нефть не растворяется ни в воде, ни в газе. Получить водный раствор этой нефти так же невозможно, как растворить в воде асфальт [119].

Асфальтиты, твердые природные битумы (нафтиды), представляют собой продукт существенного гипергенного изменения нефтей близ поверхности Земли. Асфальтиты плавятся при температуре выше 100 °С, целиком растворяются в сероуглероде и хлороформе, накапливаются в виде пластовых залежей у выходов нефти [116; 125].

Величайший естественный резервуар асфальта, состоящий примерно на 40 % из битума, на 30 % из глин и на 30 % из соленой воды находится в Ла-Бреа, на юго-западе Тринидада (рис. 2.10).

Самой известной достопримечательностью острова является маслянистое озеро серо-черного дегтя, занимающее 45 гектаров земли и уходящее в глубину на 82 м (фототабл. 2.1).

По поверхности озера можно ходить, настолько она плотная и крепкая. Дождевая вода собирается в углублениях между складками, и битумные масла растекаются по этим лужицам, переливаясь всеми цветами радуги в изменяющемся освещении. По местной легенде, озеро дегтя образовалось на месте поселения индейцев чайма, проклятого богами после того, как его жители посмели употребить в пищу священных колибри. Свежий деготь постоянно поднимается на поверхность и разгоняется по краям медленными течениями.

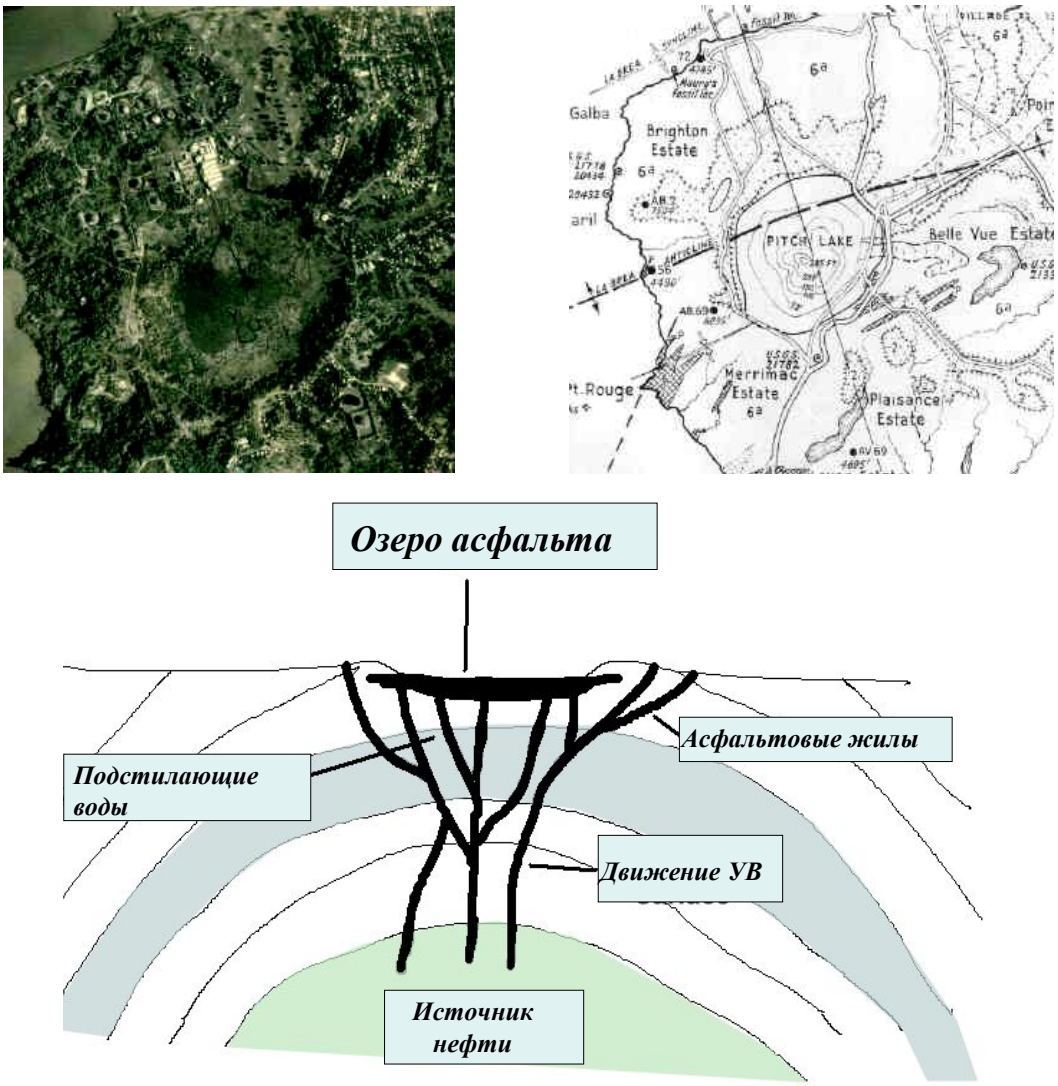
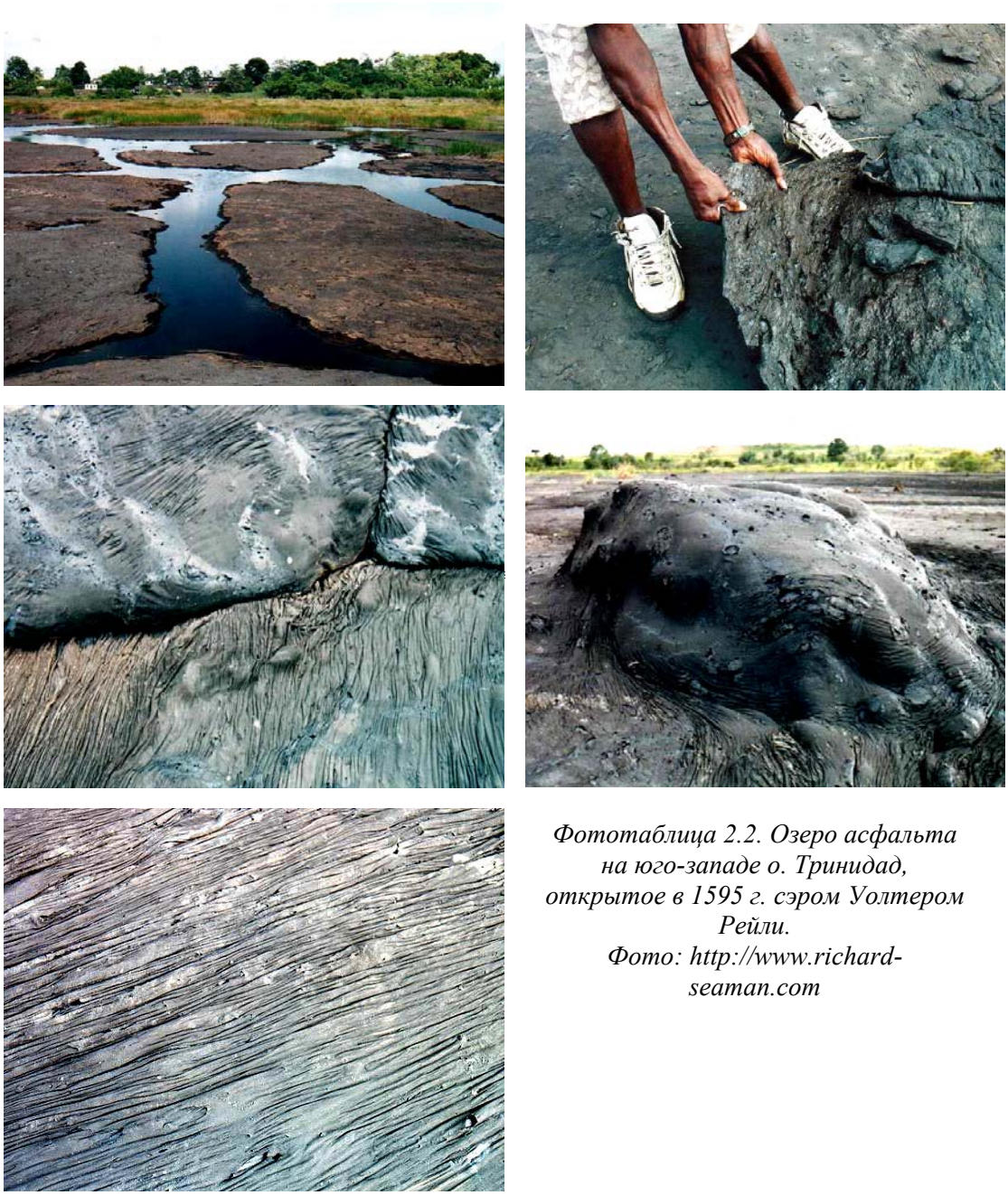


Рис. 2.10. Аэрофотоснимок, геологическая карта и схематический разрез озера асфальта на О. Тринидад (Kugler, 1959)

Промышленная добыча дегтя и смол велась на озере в течение как минимум 100 лет, но все прокопанные траншеи очень быстро заполняются новым асфальтом, стирающим все следы человеческой деятельности. Тринидад был открыт Колумбом в 1498 году. Столетием позже английский авантюрист сэр Уолтер Рэйли посетил остров и использовал деготь для своих кораблей, заявив, что он значительно превосходит по качеству деготь, поставляемый из Норвегии. Сегодня природный асфальт чаще используют для покрытия местных дорог.

Озеро смолы существует в близлежащей Венесуэле, а в центре оживленного Лос-Анджелеса расположены смоляные ямы Ла Бреа (brea – «смола» по-испански.) Они обнесены изгородью, чтобы люди не могли упасть в них и увязнуть – судьба, постигшая сотни животных задолго до того, как 200 лет назад испанцы основали здесь город.

Уже в 1875 году геологи рассуждали о том, что в смоляных ямах могли сохраниться кости животных, но прошло еще 30 лет, прежде чем археологи приступили к исследованию их содержимого. Было извлечено более полумиллиона костей животных, в том числе саблезубых тигров, мамонтов, медведей, ныне вымершего вида, огромных грифов с размахом крыльев 4 м и множество разнообразных грызунов, ящериц и насекомых. Скелеты из Ла-Бреа, составляющие величайшую в мире коллекцию останков животных, существовавших 15000 лет назад, выставлены в краевом музее Лос-Анджелеса.



Фототаблица 2.2. Озеро асфальта на юго-западе о. Тринидад, открытое в 1595 г. сэром Уолтером Рейли. Фото: http://www.richard-seaman.com

Озокерит (ozokerite) (от греч. «озо» – издаю и «керос» – воск) – горный воск, минерал из группы нафтидов (битумов), жирный на ощупь и напоминающий по внешнему виду пчелиный воск (в больших массах – горная порода этого же названия). Цвет озокерита варьирует от светло-зелёного, желтого до бурого. Имеет запах керосина. Легко загорается от спички. Состоит из смеси твердых высокоплавких УВ главным образом парафинового ряда C_nH_{2n+2} с некоторой примесью жидких УВ того же ряда. В зависимости от количества примесей имеет консистенцию от мазеобразной до твердой и хрупкой (реже). Плотность колеблется от 850 (и ниже) до 1000 *кг/м*^{3}. Элементный состав: 84–86 % углерода и 13,5–15 % водорода. Плавится при температуре 52–85 °С, иногда выше.

Озокерит растворим в бензине, керосине, нефти, сероуглероде, бензоле, хлороформе. Почти нерастворим в спирте, воде и щелочах. Генетически озокерит связан с месторождениями парафинистой нефти; встречается в жилах и в пластах. Известны пластовые озокеритовые залежи, когда горный воск пропитывает хорошо проницаемые пески, песчаники и известняки, где его содержание – от 4 до 16 %. Самое крупное ме-

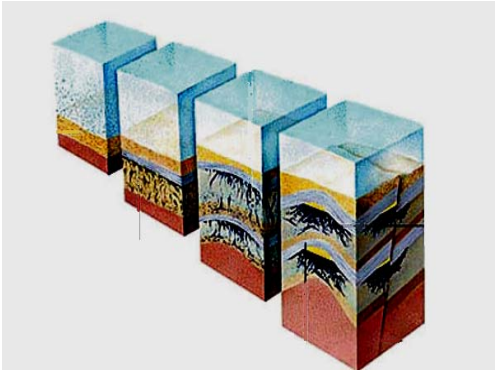
сторождение озокерита находится на Западной Украине (*Бориславское нефтяное месторождение*). Выходящие жилы озокерита, заключенные в песчаниках и сланцах, имеют мощность несколько метров и прослеживаются до глубины 140 м.

Залежи озокерита обнаружены в России, в Туркмении (п-ов Челекен), Узбекистане (Фергана), а также в Китае (Джунгарский НГБ), в Румынии, в США (штат Юта).

Вопросы для самопроверки:

1. *Какие полезные ископаемые носят название «каустобиолитов»?*
2. *Что такое нефть и каковы ее основные физические свойства?*
3. *Что представляет собой конденсат?*
4. *Что такое растворимость газа в нефти и в воде?*
5. *Может ли диффузия газа привести к его накоплению в земных недрах?*
6. *Какую плотность имеет нефть?*
7. *Какие компоненты входят в состав нефти?*
8. *Какие свойства нефти и газа изучает геология этих полезных ископаемых?*
9. *Почему метан не может находиться в земной коре в жидком состоянии?*
10. *Что такое кеннель и бокхед?*
11. *В каких условиях происходит накопление торфяников?*
12. *По какой причине углефикация проявляется в строго определенных природных зонах?*
13. *Что такое вязкость нефти? Назовите ее виды.*
14. *Существуют ли в природе залежи твердых вязких нефтей?*
15. *Что такое мальта и каково ее отличие от природных асфальтов?*
16. *В каком состоянии находятся углеводородные газы, генерируемые в осадочной оболочке земной коры?*
17. *Чем сухой газ отличается от жирного?*
18. *Может ли газ образовывать твердые соединения с водой?*
19. *19.Какое явление носит название ретроградного испарения?*
20. *Какова плотность конденсатов?*
21. *Какие свойства нефти наиболее важны для нефтяников?*
22. *Какие выводы позволяет сделать люминесцентный анализ?*
23. *Какой газ носит название попутного нефтяного?*
24. *Сколько процентов может составлять концентрация метана в растворенном газе?*
25. *Какие свойства нефти показывает товарная классификация?*
26. *Какие природные ископаемые относятся к каустобиолитам нефтяного ряда?*
27. *На какие соединения подразделяются соединения углеводородов?*
28. *Какое давление носит название «давления насыщения»?*
29. *В каких единицах измеряется плотность нефти?*
30. *Углеводороды, какого ряда преобладают в составе конденсатов?*
31. *Какую роль в процессах формирования залежей нефти и газа играют физические свойства природных газов?*
32. *Где происходит формирование газогидратов?*
33. *В каких условиях плотность нефтей меньше?*

ГЛАВА 3
ПРОИСХОЖДЕНИЕ УВ



Только тогда, когда мы будем иметь правильное представление о тех процессах, в результате которых возникла нефть, мы будем знать, каким образом в земной коре образуются ее залежи, и получим надежные указания, в каких местах надо искать нефть и как надлежит наиболее целесообразно организовать ее разведку

И.М. Губкин

Вопрос происхождения нефти и газа в недрах земной коры уже много столетий будоражит умы геологической общественности, являясь своеобразным научным феноменом. Развитие представлений об условиях формирования УВ происходило в несколько неравнозначных по времени этапов по нескольким господствующим направлениям.

I этап, *берущий свое начало еще с доисторических времен, продолжался до середины XVIII века.* Древние ученые образование нефти чаще связывали с грозными природными явлениями, которые могли наблюдать – с вулканической деятельностью и землетрясениями.

В I в до н. э. Витрувий, исходивший из механизма выноса солей с водой, приводит одно из первых объяснений происхождения нефти – ее формирование и выход из недр вместе с водой.

Страбон (I в. до н. э, – 20–24 гг. н. э.), изучая выходы нефти на юге Европы, Ближнем Востоке и грязевые вулканы в Мертвом море объединил их генетически.

Арабские ученые Их-Ван-эс-Сафа (950 г.) и Эль-Казвани (1275 г.) процесс образования нефти объясняли взаимодействием воды, воздуха, огня, серы, земли.

Ближе всех к решению этой проблемы уже в начале XVIII в, подошел немецкий ученый И. Геккель, который за исходное вещество нефти принимал остатки растений и животных, т. е. органический материал. Несколько позже французский ученый Б. Де Молье образование горючих ископаемых также связывал с органическими остатками, захороненными в морских осадках, а вулканические процессы объяснял их горением.

II этап *(середина XVIII – конец XIX вв.).* Этот период в истории развития гипотез о происхождении нефти ознаменовался двумя важными событиями: зарождением геохимических исследований ОВ с целью познания сущности образования нефти и выделением осадочных пород как нефтематеринского объекта.

В 1733 г. выходит трактат М.В. Ломоносова, объясняющий происхождение нефти. М.В. Ломоносов считал, что нефть выгоняется подземным жаром из каменных углей в виде бурой и черной маслянистой жидкости и поступает в трещины и полости и по существу уже в то время определил основные положения современной теории органического происхождения нефти: исходное вещество (органика), образование нефти в условиях повышенных температур, свойственных каменноугольной стадии углефикации, вторичное залегание нефти по отношению к местам образования – аккумуляция в трещинах и пустотах. Впервые показал связь образования нефти с геологическим строением земли, принимая за источник тепла для преобразования рассеянного ОВ глу-

бинный тепловой поток. Близких взглядов на происхождение нефти в то время придерживались Ж. Бюффон, Дж. Геттон, Ч. Лайель, Г, Абих, Г. Потонье, Д. Уайт и др.

Английского химик Ч. Гатчетт доказал своими исследованиями, что в состав природных битумов входят те же элементы (С, Н, О, N), что и в растительные масла, смолы, животные жиры. Он считал, что в природе имеет место единый генетический ряд: нефть – мальта – минеральные смолы – асфальт – гагат – ископаемые угли, и в этом ряду каждый последующий член по своему составу характеризуется убылью водорода. Он был недалек от истины.

В середине XIX в, американский ученый Д. Ньюберри (1859 г.) связал рождение нефти с обогащением органическим веществом битуминозных сланцев, подстилающих залежь нефти; несколько позже (1863 г.), американский ученый Винчел ввел понятие о нефтематеринских свитах, как месте рождения нефти. В дальнейшем учение о нефтематеринских свитах успешно развивалось и конкретизировалось при проведении нефтепоисковых работ Г.П. Михайловским, Н.И. Андрусовым, А, Д. Архангельским, И, М. Губкиным и их последователями, В США в 30-х гг. этого столетия большой вклад в изучение нефтематеринских свойств осадочных отложений внесен Ф. Траском и П. Патнодом.

С середины XIX в. получают распространение самые различные представления об условиях происхождения нефти. Основные различия в выдвигаемых гипотезах в XIX в. касались в основном состава исходного ОВ – растительного или животного и в меньшей степени – механизма и путей формирования нефтяных залежей.

Важным этапом в развитии представлений о происхождении нефти явились экспериментальные лабораторные работы по синтезу органических и неорганических соединений. Возможность получить соединения углерода и водорода, используя как исходный материал минеральные компоненты, послужила основой для развития первых представлений о неорганическом происхождении нефти. М. Бертло (1860 г.) синтезировал ацетилен (C_2H_2) путем реакций щелочных металлов с углекислотой, водой. Показав возможность образования УВ таким путем, М. Бертло, однако, не утверждал категорично, что это единственный путь образования нефти в природе.

В 1877 г. Д.И. Менделеев обосновал гипотезу образование нефти путем неорганического синтеза («Минеральная гипотеза»). Гипотезу о неорганическом происхождении нефти в XIX в. и начале XX в. поддерживали А. Гумбольдт, Э. Ленд и др.

Значительным событием, оказавшим большое влияние на формирование основ концепции органического происхождения нефти, были лабораторные эксперименты химиков США и Германии (К. Уоррен, Ф. Сторер, К. Готлиб и др.). Особенно важные эксперименты провел К. Энглер (1888–1900 гг.), который показал возможность образования предельных и непредельных УВ при нагревании рыбьего жира под давлением. Несколько позже в качестве исходного материала он признавал и диатомовые водоросли, но полностью исключал из этого процесса остатки наземного растительного материала. К. Энглер был горячим сторонником органического происхождения нефти.

Таким образом, к началу XX века во взглядах на генезис нефти оформились две концепции: неорганического и органического происхождения. В качестве исходного материала сторонники органического происхождения нефти рассматривали остатки животных организмов и диатомовых водорослей в субаквальных осадочных отложениях.

III этап *(XX в. – по настоящее время).* В этот период во взглядах доминирует концепция органического происхождения нефти. В России эти представления развивали Г.П. Михайловский, Н.И. Андрусов, А.Д. Архангельский, К.П. Калицкий, И.М. Губкин и др., в Румынии – П. Мразек, в Германии – К. Энглер, в США – Э. Блюммер и др.

Важным моментом в развитии представлений о происхождении нефти были выводы Г. Абиха о вторичной природе нефти в залежах, а также о приуроченности про-

мышленных скоплений нефти и газа на Апшеронском полуострове к антиклиналям, т. е. формировались основы познания процессов генерации УВ и их миграции в осадочных отложениях от мест их рождения к областям накопления.

Г.П. Михайловским в 1906 г. сформулированы основные положения гипотезы органического происхождения нефти. В качестве исходного материала он принимал рассеянные формы смешанного (растительного и животного) вещества, захороненного в морских глинистых осадках. В процессе погружения осадков сначала под действием микроорганизмов, а затем повышенных температуры и давления происходит битуминизация ОВ. Последующее складкообразование способствует перемещению УВ из глинистых отложений в песчаные коллекторы.

К.П. Калицкий в 1923 г. предположил, что нефть образуется из морских водорослей (зоостера) в местах их обильного развития, а значит всегда сингенетична вмещающим породам. Такой подход не объяснял широкое распространение нефти в различных литофациальных образованиях.

Бурное развитие промышленности во всем мире, поиски новых углеводородных ресурсов и сырья приобретали все более плановый характер. Расширение исследований в области литологии, гидрогеологии, гидробиологии, биохимии, выяснение условий залегания нефти, ее состава и свойств неизбежно приводили ученых к заключению о преимущественном образовании нефти из биогенного ОВ осадков. Все большее признание получала концепция органического происхождения нефти, ее «сапропелевая» теория. Допускалось, что образование нефти и газа связано с рассеянным ОВ преимущественно сапропелевого типа. На базе сапропелевого варианта Г. Потонье родилась современная теория органического происхождения нефти.

Впервые наиболее полно и целенаправленно обобщены и показаны все имеющиеся к тому времени факты, характеризующие процесс нефтегазообразования, его стадийность, длительность и непрерывность в основополагающей работе И.М. Губкина «Учение о нефти», который по существу заложил основы современной теории органического происхождения нефти [34].

В 1948 г. впервые в работе В.А. Соколова «Очерки генезиса нефти» приводится полное обобщение всех имеющихся к тому времени материалов по геохимии ОВ пород и нефтей. В работе показаны пути образования УВ нефти в осадочных породах, впервые приведена схема вертикальной зональности образования и нахождения УВ в осадочном комплексе Земли, согласно которой в породах верхней части разреза (биохимическая зона газогенерации) нефть еще не образуется, а ее генерация осуществляется в породах при их погружении в область более высоких температуры и давления в результате термолиза и термокатализа ОВ в породах.

Вопросам происхождения нефти посвящены многочисленные работы А.А. Бакирова, Н.Б. Вассоевича, В.В. Вебера, М.А. Калинко, Н.А. Кудрявцева, В.Б. Порфирьева, Г.Н. Доленко, Ф. Сташшна, Г. Филиппи, Д. Эрдмана, Х. Херберга, Р. Корделла. Дж. Уилсона и многих других [3; 12; 16; 49; 83; 89; 97; 119; 116].

Несмотря на многовековую историю этой проблемы, планомерные работы по выяснению генезиса нефти были начаты лишь в конце прошлого столетия. В объяснении формирования УВ уже более ста лет противоборствуют две основные концепции, породившие две оппозиции исследователей. Согласно первой теории нефть и природный газ образовались в осадочном чехле земной коры в результате глубокого преобразования остатков животных и растительных организмов, населявших древние моря и озера в разные геологические эпохи (***органическая концепция***). Их оппоненты – неорганики – утверждают, что нефть и газ образовались в мантии Земли в результате синтеза углерода и водорода в условиях высокой температуры и давления (***неорганическая гипотеза***). На протяжении десятков лет биогенное и абиогенное происхождение нефти рассматри-

ваются как концепции взаимоисключающие друг друга. Разными группами исследователей и та и другая признаются несостоятельными.

Подавляющее большинство теоретических разработок в нефтяной геологии и геохимии базируются на постулатах правильности органической или неорганической гипотез, т. е. проблема в принципе считается решенной. Обе точки зрения, оперируют современными знаниями, которыми располагают науки о Земле, физика, химия, биология, сохраняют в настоящее время устойчивый антагонизм и решительное неприятие выводов друг друга.

3.1. Гипотезы происхождения нефти

3.1.1. Неорганические гипотезы

Все имеющиеся гипотезы по данной проблеме можно разделить на две группы: неорганические и органические.

Неорганические гипотезы происхождения нефти были наиболее популярны в СССР, где ее отстаивали две научные школы – в Санкт-Петербурге (Ленинграде) во главе с Н.А. Кудрявцевым и Киеве во главе с В.Б. Порфирьевым. Адепты этого направления опирались на авторитет Д.И. Менделеева, который высказал предположение о том, что нефть могла образоваться при воздействии воды на карбид железа. Главными же геологическими фактами, легшими в основу построений «неоргаников», было нахождение некоторых залежей нефти в вулканических, интрузивно-магматических и метаморфических породах. Такие залежи действительно существуют. Особенно показателен пример крупного скопления нефти в трещиноватых и выветрелых гранитах на месторождении «Белый тигр» на юге Вьетнама, в дельте Меконга.

За сравнительно большой период времени развития гипотез неорганического происхождения нефти было предложено достаточно большое их количество. К числу наиболее популярные из них относятся карбидная теория и вулканическая гипотеза.

Карбидная теория происхождения нефти. Д.И. Менделеев, достаточно полно описавший карбидную гипотезу, исходил как из личных наблюдений за выходами нефти в районах г. Баку, в Пенсильвании, так и из возможности химических реакций между карбидами металлов, водой, следствием которых является образование УВ. Основные положения гипотезы Д.И. Менделеева сводятся к следующему:

- *выходы нефти на поверхность свидетельствуют о стремлении ее к восходящим движениям, т. е., «место образования нефти должно быть ниже тех мест, где она содержится»;*
- *если бы нефть происходила из организмов, то в местах ее скопления должны быть «угольные остатки»;*
- *нефть в Пенсильвании встречается в девонских и даже силурийских отложениях, а в последних организмов было мало;*
- *при горообразовании возникают разломы, через которые вода, проникая вглубь, вступает в реакцию с «углеродистым металлом», в результате чего образуются окислы и предельные УВ.*

Реакция, обеспечивающая образование первичных соединений углерода и водорода, может быть представлена следующим образом:

$$2FeC + 3H2O = Fe2O3 + C2H6.$$

Однако известно, что только карбиды алюминия в реакции с водой могут образовать предельные УВ (метан). Большинство же карбидов металлов в реакции с водой выделяют ацетилен, который в условиях повышенного давления полимеризуется и мо-

жет образовать бензол, а в результате последующей гидрогенизации и нафтены. Возможность таких реакций, т. е. образование УВ разного состава, близких к нефтям, при действии воды на карбиды металлов при наличии соответствующих катализаторов, температуры, давления доказана в лабораторных условиях. Тот факт, что в нефтях содержатся и гетеросоединения, по данной схеме образования нефти объясняется тем, что в недрах земли имеются не только карбиды металлов, но и сульфиды, нитриды, которые в соответствующих условиях образуют углеродистые гетеросоединения.

Для карбидного варианта необходимо допустить в пределах земной коры существование расплавленных масс углеродистых металлов и возможность проникновения к ним воды. При этом должны быть проводящие пути воды к жидким карбидам и обратно от очага генерации к местам скопления УВ.

И.М. Губкин убедительно показал невозможность существования подобных трещин – проводящих путей от земного ядра к твердой земной коре. Препятствием является лежащий между ними пластичный базальтовый пояс, затрудняющий как проникновение воды к ядру, так и обратный восходящий поток УВ, если бы таковые и образовывались при воздействии ювенальных вод на карбиды металлов. Генерация УВ нефтей путем неорганического синтеза отвергалась и по другим причинам (*УВ, образованные путем воздействия воды на карбиды металлов, были оптически неактивными, в то время как природные нефти обладают этим свойством*).

Вулканическая гипотеза происхождения нефти предполагает генерацию УВ в магме и их подъем в верхние комплексы земной коры, где они, заполняя трещины и пустоты, образуют скопления.

Начиная с А. Гумбольдта (Humboldt, 1814), почти все сторонники неорганического происхождения нефти в качестве довода, который прямо указывает на связь нефти с магматическими очагами, приводят случаи обнаружения УВ в продуктах деятельности современных вулканов. Большинство приводимых примеров выборочно заимствовано из устаревших источников, при этом не рассмотрен весь комплекс различных и весьма многочисленных данных, а также не учитывается геологическое строение районов развития вулканов. Выводы, сделанные с помощью такого метода анализа фактического материала, не могут быть объективными и отражать реально существующие закономерности.

За последние 25–80 лет детально изучены характер и продукты деятельности современных вулканов. Возможные признаками нефти могли бы быть: углеводороды в составе вулканических газов, углеводородные газы в составе лав, а также присутствие битумов среди продуктов деятельности современных вулканов. Результаты исследований свидетельствуют об обратной ситуации. УВ могут встречаться, но спорадически (метан при извержениях), что не может быть доказательством генетической связи месторождений углеводородов с вулканической деятельностью.

Нефте-, газо-, и битумопроявления в магматических породах как никакой другой вопрос нефтяной геологии привлекает к себе огромное внимание и вызывает множество дискуссий.

Сторонники неорганического происхождения нефти, основываясь на тех или иных данных, утверждают, что все нефте- и газопроявления в магматических породах генетически связаны с ними. Этому вопросу посвящено множество научно-исследовательских работ, статей и докладов на различных совещаниях по происхождению нефти. При описании достаточно большого количества примеров обнаружения нефти, газа и битумов в магматических породах ни разу, никем не приводилось их классификации и систематизации.

Механизм происхождения нефти выглядит примерно следующим образом (Кудрявцев Н.А., 1954).

В земных недрах, судя по астрономическим данным, при высоких температурах (600–12000 °С) образуется метин CH, при более низких (3000–4000 °С) – метилен CH_2;

при еще более низких – последовательно метил CH_3, а затем и метан CH_4. С понижением температуры метин переходит в ацетилен, в бензол, метилен в гексан и т. п.

«В начальной стадии остывания магмы образовании нефтяных УВ из выделяющихся вместе с другими газами простейших УВ и водорода должно происходить, вероятно, на значительном расстоянии от магматического очага в зоне наиболее оптимальных температуры и давления. С понижение температуры магмы эта зона приближается к ней. В изверженных породах, излившихся на поверхность или создавших вблизи от нее магматические тела, может происходить образование нефтяных УВ, о чем свидетельствуют многочисленные находки включений нефти и твердых битумов в серпентинитах, базальтах, диабазах и других основных изверженных породах.

Наличие рассеянных битумов в образовавшихся на поверхности обсидианах и пеплах некоторых вулканов и отсутствие их во всех глубинных полнокристаллических породах говорит о том, что при медленном остывании на глубине магма отдает содержащиеся в ней УВ полностью или почти полностью».

Результаты детальных исследований противоречат этим выводам. Нефтегазопроявления в магматических породах встречаются, во-первых, очень редко, а во-вторых, не могут быть генетически связанными с магматическими породами.

Об отсутствии генетической связи между битумами, нефтями и углеводородными газами и вмещающими их интрузивными пародами свидетельствуют следующие данные:

1. *Большая редкость наличия битумов, нефтей и газов в интрузивных породах;*
2. *Отсутствие корреляционной связи между составом пород и содержанием в них указанных веществ;*
3. *Отсутствие связи между размерами интрузивов и их возрастом и содержанием в них битуминозных компонентов;*
4. *Наличие полостей, целиком заполненных битумом или метаном;*
5. *Наличие битумов и углеводородных газов в интрузивных породах, подвергшихся значительному и довольно высокотемпературному автометаморфизму (серпентинизации, карбонатизации и др.);*
6. *Отсутствие синтеза углеводородов при моделировании магматических процессов;*
7. *Наличие битумов только в тех интрузивных, телах, которые прорывают или контактируют с осадочными породами, обогащенными органическим веществом.*

Распределение и характер нефте-, битумо-и газопроявлений в магматических породах не связаны с закономерностями распространения последних, а почти во всех случаях зависят от характера и близости контактирующих осадочных образований. В то же время в осадочных образованиях несоизмеримо шире распространены нефте-, битумо- и газопроявления и скопления этих веществ, причем установлена связь их с составом пород и полное отсутствие связи с магматической деятельностью. Все это дает право однозначно решать вопрос о генетической связи нефти, битумов и горючих газов, содержащихся в магматических породах, с осадочными образованиями.

Нефте-, газо-, и битумопроявления в метаморфических породах. Нефтепроявления, наблюдавшиеся А. Гумбольдтом в гнейсах Венесуэлы, послужили причиной для высказывания первого предположения о неорганическом происхождении нефти. С тех пор все сторонники этого предположения считали наличие нефте-, газо- и битумопроявлений в метаморфических породах одним из доказательств неорганического происхождения нефти.

При этом различные исследователи интерпретируют подобные факты неодинаково. Одни считают, что нефть, газ и битумы попадают в метаморфические породы благодаря миграции их по зонам глубинных разломов. По мнению других, УВ образуются в процессе метаморфизма пород. Третьи считают, что породы до метаморфизма содержали УВ, которые в процессе метаморфизма превратились в графит.

Количество нефте-, газо- и битумопроявлений в метаморфических породах весьма незначительно по сравнению с числом подобных проявлений в магматических и особенно в осадочных породах. Чаще фиксируются газопроявления, чем битумо- и нефтепроявления. Нет никакой связи между частотой распространения, составом и количеством нефте-, газо- и битумопроявлений, с одной стороны, и структурой и составом метаморфических пород, с другой.

Нефте- и битумопроявления встречаются чаще на склонах щитов и в ядрах складчатых систем; не наблюдаются в пределах кристаллических массивов. В большинстве районов, где отмечены нефте-, газо- и битумопроявления в метаморфических породах, последние контактируют с осадочными породами, содержащими органическое вещество либо в стратиграфическом разрезе, либо по разрывным нарушениям.

В сравнительно редких случаях битумы содержатся в изолированных пустотах метаморфических пород, характеризуются крайней степенью метаморфизма и не связаны с осадочными породами.

Для нефте-и битумопроявления в метаморфических породах, можно найти следующие закономерности:

1. *Собственно нефтепроявления и частично битумопроявления в метаморфических породах наблюдаются вблизи контактов их с осадочными породами. В этих случаях степень метаморфизации битуминозных веществ не связана со степенью метаморфизма пород.*
2. *Наличие некоторых битумопроявлений в метаморфических породах не зависит от присутствия вблизи осадочных пород. Степень метаморфизма пород и содержащиеся в них битуминозные компоненты находятся в прямой связи.*

Указанные закономерности могут обусловливаться лишь тем, что первые вещества попали в породы после их метаморфизма из расположенных вблизи осадочных образований, вторые же находились в породах до процессов метаморфизма, и эти процессы сказались на них отрицательно [94].

Сторонники неорганического происхождения нефти в качестве одного из доказательств приводят высказывания астрономов и астрофизиков о наличии УВ на различных космических телах. В фазу звездного состояния планет в их газовой оболочке уже существуют УВ, которые по мере охлаждения планеты поглощаются магмой, а затем при отвердении планеты и образовании земной коры выделяются из магмы и, поднимаясь, заполняют пустоты и трещины, образуя нефтяные месторождения (Н.А. Соколов).

Детальный анализ астрономических данных показывает, что в атмосферах планет гигантов присутствует только углеводороды CH_4. При изучении атмосфер этих планет следов других УВ обнаружить не удалось. Каких либо признаков проявлений нефти на других планетах солнечной системы также не зафиксировано, что по аналогии должно свидетельствовать об отсутствии нефти такого генезиса на земле.

Более сложно обстоит вопрос с наличием органического вещества в метеоритах. В составе углеродсодержащей части метеоритов выделяются углистое вещество, «организованные включения» и битуминозное вещество. Углистое вещество составляет большую часть углеродсодержащих соединений, распределено оно сравнительно равномерно во всем теле углистых хондритов в виде очень мелких вкрапленников, находящихся в сростках с минеральным веществом хондритов [97].

Вопрос о природе ОВ, содержащегося в метеоритах, еще далек от разрешения. В подходах к его решению наметилось пять взаимно исключающих друг друга точек зрения:

1. ОВ, содержащееся в метеоритах, имеет абиогенный генезис, образовалось в результате химических реакций, протекавших в первичном веществе, из которого образовались планеты и протоастероиды (Бдовыкин, 1965; Kaplan and oth., 1963 и др.).

2. Метеориты образовались в результате распада большой планеты, на которой развивалась органическая жизнь (Кринов, 1955).
3. По третьему предположению, метеориты представляют обломки, земных пород, выброшенных во время сильных вулканических извержений и вернувшихся впоследствии на Землю.
4. Сторонники четвертого предположения Б. Нэги. У. Майнштайн и другие считают, что ОВ и «организованные элементы», содержащиеся в углистых хондритах, являются следами жизнедеятельности самых ранних превращений органического мира (Meinschein and oth., 1963; Hadgson. Baker, 1964 и др.).
5. Согласно пятой точке зрения характер содержащегося в метеоритах ОВ, его состав и свойства нередко обусловливаются процессами контаминации, развивающимися между метеоритами и почвой и породой, в которую они погружаются после падения (Anders and other 1964). Например, исследователи, изучающие аминокислоты в метеоритах, не могут решить, с чем связано присутствие этих веществ: они не исключают и возможность загрязнения.

Сторонники каждого из указанных предположений приводят много довольно веских аргументов, подтверждающих эти предположения. Результаты исследований органической материи одних и тех же метеоритов, полученных разными исследователям, неодинаковы.

В настоящее время образование нефтей путем неорганического синтеза обосновано лишь лабораторными экспериментами, подтверждающими возможность синтеза УВ в условиях высоких температуры и давления. Неорганический синтез нефти не объясняет многократно доказанные на различных природных объектах генетические связи между УВ нефтей и ОВ нефтематеринских пород [39; 51; 94].

При синтезе УВ в условиях аномально высоких температуры и давления число образующихся изомеров бесконтрольно, в то время как в нефтях установлен закономерный ряд структур нормального строения и изомеров, типичный для конкретного геологического объекта и поддающийся идентификации современными методами анализа.

Наличие хемофоссилий в нефтях, несущих генетическую информацию об исходных структурах биомолекул, находится в противоречии с абиогенным синтезом нефти, тем более что многие из них разрушаются при высокой температуре.

Не находит объяснения вертикальная зональность генерации и распределения скоплений УВ (газ – нефть – газ) в осадочных комплексах и связь между временем образования ловушек и их заполнением.

Таким образом, с позиций неорганической концепции образования нефти в целом нельзя объяснить ряд важных связей и закономерностей в размещении месторождений нефти и газа.

3.1.2. Органические гипотезы

Биогенная концепция происхождения нефти объясняет основные особенности распространения и состава нефти:

- *более 99 % месторождений нефти и газа сосредоточено в осадочных горных породах, т. е. в породах, образовавшихся из донных отложений древних водных бассейнов, в которых развивалась жизнь;*
- *осадочные породы (глины, песчаники, известняки и др.) характеризуются широким распространением дисперсных битуминозных веществ («диффузно-рассеянной нефти»), близких по составу к обычной нефти. Общее количество рассеянной нефти в осадочной оболочке Земли намного превышает общее количество нефти в месторождениях;*
- *в нефтегазоносных регионах залежи нефти и газа стратифицированы, т. е. в каждом регионе приурочены в основном к пластам горных пород определенного возраста;*

- *химический состав нефти в месторождениях и состав рассеянной нефти в горных породах имеют много сходных черт с составом живого вещества: в них присутствуют биомолекулы или их фрагменты (изопреноиды, порфирины и др.), часть которых обусловливает оптическую активность нефти, присущую живому, и т. д.*

Биогенная концепция происхождения нефти не представляет собой в настоящее время единую законченную теорию. В ее рамках остаются дискуссионными наиболее принципиальные вопросы: стадии литогенеза, с которыми связано, в основном, нефтеобразование; источники энергии для синтеза нефтяных УВ из керогена; механизм собирания рассеянных углеводородов в скопления; формы и энергия миграции нефти в горных породах; происхождение типов нефтей и другие. На все эти вопросы биогенная концепция пока не дает однозначных ответов: большинство решений имеют альтернативы.

Значительная часть сторонников биогенной концепции разделяет осадочно-миграционную теорию. Согласно этой теории, главный фактор нефтеобразования – тепловая деструкция созревшего керогена при достижении породами в процессе погружения зоны температур 110–165 °С на глубинах от 1,5 до 7,5 км.

Другие исследователи считают эти положения неприемлемыми, отводя главное место в нефтеобразовании биохимическим процессам, происходящим на самых ранних стадиях литогенеза в определенных благоприятных условиях морских донных осадков.

Третья группа исследователей исходит из того, что превращение многих биогенных соединений, характеризующихся низкими величинами свободной энергии (жирные кислоты, аминокислоты, спирты, сахара и т. д.), в углеводороды-соединения с относительно высоким уровнем свободной энергии, часто оказывается термодинамически запрещенным в условиях осадочной толщи. Источником энергии для нефтеобразования они считают не столько теплоту, сколько упругие деформации горных пород под воздействием сейсмических процессов, в результате этого повышается поверхностная энергия зерен минералов, за счет чего могут происходить процессы синтеза углеводородов.

Среди современных гипотез нефтеобразования, развиваемых в рамках биогенной концепции, появляются разнообразные представления, признающие необходимость учитывать большую роль вещества и энергии глубоких зон Земли:

- *гипотезы гидрогенизации биогенного вещества осадочных пород глубинным водородом;*
- *гипотеза очагов-реакторов, образующихся в зонах глубинных разломов среди осадочных пород или ниже их в связи с подъемом из глубин высокотемпературного вещества, активизирующего процессы нефтеобразования;*
- *общая теория нефтегазоносности, создаваемая на базе биогенной концепции, согласно которой потоки глубинных флюидов активизируют процесс нефтегазообразования в осадочных породах и извлекают из них УВ, участвуя тем самым в формировании месторождений;*
- *гипотеза субдукции, согласно которой морские осадки, содержащие биогенное ОВ, затягиваются по крупному разлому под литосферную плиту в зону мантии Земли*.

По другим представлениям, процесс биогенного нефтеобразования продолжался также и в зоне метаморфизма, т. е. глубокого химического и физического изменения горных пород в области высоких температур, давлений и интенсивных деформаций горных пород.

Разноречивость представлений о процессах образования нефти из остатков отмерших организмов не мешает сторонникам биогенной концепции считать ее в принципе правильной. Все разногласия объясняются сложностью самой проблемы и многообразием нефтеобразовательных процессов т основным вопросом биогенной концепции нефтеобразования является вопрос об источнике исходного ОВ. Признание, что нефтеобразующие химические элементы проходили в своей истории биоло-

гическую стадию и были первоначально рассеяны в осадочных породах, объединяет разнообразные гипотезы и теории в рамках биогенной концепции.

Основной вывод, вытекающий из органической теории происхождения нефти и углеводородного газа, заключается в том, что их поиски следует производить в осадочных породах.

Основные геологические аргументы в пользу органического происхождения УВ

1. *Доказательством генетической связи УВ, содержащихся в осадочных породах, с последними являются: 1) наличие УВ на всех стадиях формирования этих пород: седиментогенеза, диагенеза и катагенеза; 2) связь между содержанием УВ и фациально-литологическим составом заключающих их отложений и в первую очередь с геохимической обстановкой осадконакопления; 3) увеличение количества, УВ в породах в центральных частях впадин.*
2. *Характер залегания залежей нефти и газа является свидетельством органического происхождения этих веществ. Выявленные закономерности в распределении залежей нефти и газа подтверждают правильность указанной гипотезы: Первая закономерность – наличие в пределах одной пли группы смежных впадин регионально-нефтегазоносных толщ, постоянно или почти постоянно содержащих в благоприятных структурных условиях залежи нефти или газа. Вторая закономерность – наличие продуктивных горизонтов в пачках осадочных пород, залегающих среди непроницаемых разностей. Третья закономерность – в распределении запасов нефти по стратиграфическим комплексам, согласно которым максимальные запасы не приурочены к наиболее древним отложениям (Калинко, 1943). Между тем, при поступлении УВ снизу – максимальными запасами должны были бы обладать наиболее древние отложения.*
3. *Наличие залежей нефти во всех седиментационных бассейнах, причем характер распределения залежей и запасов нефти и газа во впадинах зависит от их принадлежности к определенным типам, возрасту и продолжительности формирования, мощности осадочного чехла в них. УВ в залежах составляют небольшую часть, на несколько порядков меньше количества УВ, содержащихся в осадочных породах в рассеянном состоянии.*
4. *Химический состав нефтей, представляющих сложные смеси многих УВ в гомологических рядах, а также других соединений, большей частью характерных для биогенных веществ.*
5. *Сходство состава УВ нефтей с составом синбитумоидов, содержащихся в тех же стратиграфических комплексах. Это сходство касается распределения УВ как по группам (метановых, нафтеновых и ароматических), так и по структуре отдельных групп по преобладанию четырехкольчатых циклопарафинов среди других нафтенов, присутствию гибридных УВ, индивидуальных УВ (нормальных алканов, изоалканов, циклопентанов и циклогексанов) и т. п.*
6. *Наличие определенных генетических типов нефтей, характерных для конкретных стратиграфо-литологических комплексов.*
7. *Присутствие в нефтях веществ, имеющих явно биогенное происхождение, таких как порфирины, пристан и др. При этом, как установлено, порфирины образуются различными путями, но обязательно из биогенных веществ – бактериохлорофилла и хлорофилла. Первый характерен для примитивных организмов и является предшественником хлорофилла.*
8. *Оптическая активность нефтей и микронефтей. Оптическая асимметрия органических молекул служит необходимым и достаточным основанием для ут-*

верждения вывода о наличии живого вещества или продуктов его посмертного разложения. С этих позиций оптически активная нефть может быть только продуктом биосферы, а не результатом неорганического синтеза.

9. *Различия в изотопном составе углерода и серы нефтей различных стратиграфических комплексов в пределах отдельных месторождений и районов. Зависимость изотопного состава углерода от фациальной обстановки и отличие его от изотопного состава углерода космических тел и других веществ неорганического происхождения. Изотопный состав серы нефтей свидетельствует, с одной стороны, о ее биогенном происхождении, с другой – о связи с изотопным составом серы океанов.*

Несмотря на то, что органическое происхождение нефти подтверждается широкими комплексами геологических, физических, химических и геохимических данных, не все проблемы органических гипотез нашли свое решение.

3.2. ОВ в земной коре и пути его преобразования в УВ нефтяного ряда

3.2.1. Состав органики

Процесс нефтеобразования процесс длительный (от десятков до сотен млн. лет), сложный, еще до конца непонятый, тесно связан со стадиями литогенеза и проходит несколько этапов своего развития. На первом этапе идет созревание и образование рассеянных УВ (микронефти); на втором этапе – переход микронефти в нефть (нафтиды) [104].

Процесс идет очень медленно, пока осадки не погрузятся на глубину более 2 км, будучи перекрыты более молодыми слоями, и не нагреются. Лишь тогда наступит главная фаза нефтеобразования. На большей же глубине, порядка 6 км, и при более высокой температуре вместо нефти начнет образовываться газ [30].

Процесс нефтеобразования завершается лишь тогда, когда капли нефти, начнут собираться в более крупные скопления, что происходит только при отжимании нефти вместе со связанной водой из материнской породы под весом вышележащих слоев, напором газа и при ее переходе в пористые породы-коллекторы, в частности пески и песчаники.

Исходным веществом для формирования УВ является дисперсная органика. Исходная органическая материя для нефтяных и газовых УВ формируется из липидной части фито- и зоопланктона, бентоса, высшей наземной растительности, остатки которых накапливаются совместно с минеральной частью в субаквальных (океанических, морских, озерно-болотных) условиях.

Среднее содержание ОВ, попадающего в донные отложения, редко превосходит 1 % от массы осадка. Лишь относительно небольшая часть этого вещества (10–3 %) преобразуется в нефть. Остальная часть сохраняется в осадке и переходит в литифицированную породу. Органическое живое вещество бывает двух типов: автохтонное и аллохтонное.

Автохтонная органика образуется за счет организмов, населяющих морской бассейн (фитопланктон). Зоопланктон, зообентос, простейшие бактерии не являются первичными продуцентами, т. к. ведут синтез на основе ранее созданного ОВ [98]. Каждый год фитопланктон производит 21 млрд т Сорг., что составляет приблизительно 93 % от общего количества органики. Главную роль в создании первичной продукции в морях и океанах играют диатомовые водоросли, кокколиты, сине-зеленые водоросли, синтезирующие более 55 % ОВ. Из чистой биопродукции в осадок переходит лишь 85 млн т (3–9 %), остальные 90–97 % ОВ растворяются или «сгорают» на поверхности осадка. На количество накапливаемой органики влияют: литологический тип вмещающих осадков, длительность пребывания ее в воде и темп осадконакопления. При низкой скорости (2–6 мм за 1000 лет) сохраняется менее 0,01 % Сорг., при умеренной (20–130 мм за 1000 лет) – от 0,1 до 2 %; при высокой (660–1400 за 1000 лет) – от 11 до 18 % [141].

Аллохтонные органические остатки в растворенной форме приносят реки (363 млн т Сорг. в год), подземные глубинные стоки, твердые стоки с эоловым материалом (460 млн т Сорг. в год, 1/3 которого осаждается в зоне шельфа), в результате абразии берегов и вулканической деятельности (около 18 млн т). Их большую часть составляют гуминовые соединения, обладающие высокой биологической активностью. Максимальное количество ОВ концентрируется в мелководных водоемах (лагунах, заливах и бухтах) и в верхней части океанического шельфа [104]. Распад значительного количества ОВ приводит к сокращению мощности окисленного слоя осадков. Также накопление ОВ происходит в дельтах и авандельтах.

Остальная часть органики попадает в глубоководные условия (до глубин 4–5 км), где осаждаются мощные толщи илов. В этой зоне идет формирование карбонатных и кремнистых осадков, прочно связывающих ОВ с минеральной основой, тем самым, предохраняя его от растворения.

Рассеянное органическое вещество (РОВ) представлено в осадочных породах в виде органогенно-минерального комплекса, связанного с глинистыми и карбонатно-глинистыми типами осадков или в виде детрита – углефицированных растительных остатков, распространенных в песчано-алеврито-глинистых осадочных толщах. Традиционно со времен Г. Потонье выделяют несколько типов ОВ, отличающихся по химическому составу и условиям образования: ***сапропелевый; гумусовый и сапропелево-гумусовый.***

Различия в составе органики, отложенной из двух этих источников – гумуса и сапропеля, прослеживаются в составе нефтей, возникших за их счет. Накопление значительных масс органического вещества в осадках было возможно в условиях отсутствия или ограниченного доступа свободного кислорода, что могло происходить лишь в водной среде.

> ***Гумус (humus)*** *– сложное комплексное вещество, представляющее собой аморфный комплексный субстрат коричневого или черного цвета, обязанное своим происхождением разложению органических остатков растительного и животного происхождения, перерабатываемое микроорганизмами в аэробных и анаэробных условиях. Химически гумус состоит из остатков органики растительного происхождения наименее подверженных разложению; субстанций продолжающих разлагаться; комплексных веществ получившихся в результате разложения, в том числе и в результате гидролиза и окисления и веществ являющихся результатом жизнедеятельности микроорганизмов*.

Сапропель состоит из минеральной и органической частей. Минеральная часть образовалась в результате выпадения из водных растворов элементов зольной пищи биомассы, глины, песка, и т. д. Органическая часть – в результате анаэробного биохимического разложения биомассы и ее последующего ресинтеза микроорганизмами. Содержание гуминовых веществ в сапропеле достигает 70 %.

> ***Сапропель*** *(греч. «Sapros»-гнилой и «Pelos»-ил) – натуральные природные органические отложения пресноводных водоемов, исходным материалом которых являются водные растения и животные остатки в совокупности с привнесенными с суши частями растений, пыльцой, песком, глиной, а также растворами различных минеральных веществ.*

В состав сапропеля входят все элементы пищи растений, такие как K_2O, P_2O_5, CaCO. Сапропель снижает кислотность почвы и повышает влагоемкость пахотного слоя, является

радиопротектором, т. е. способствует закреплению в почве в малоподвижной и недоступной растениям форме радиоактивного стронция и других тяжелых металлов.

Гуминовые вещества являются наиболее распространённым природным полимером на Земле. Они представляют собой органические соединения, образовавшиеся в процессе разложения растений, являются соединениями преимущественно кислотной природы и содержат значительное количество азота

Интенсивное преобразование ОВ происходит по мере погружения осадка на глубину на стадиях седиментогенеза, диагенеза и катагенеза. На последних двух стадиях изменения, происходящие с органикой особенно значительны.

До попадания в осадок все живое вещество в морских и океанических бассейнах подвергается бактериальному воздействию, в результате которого убывает количественно, и перестраивается, с существенным изменением своего химического состава.

Основную массу вещества исходных живых организмов, составляют, не считая воды, белки, углеводы, липиды и липоиды (жиры и воски), лигнин. В значительных количествах присутствуют пигменты, витамины, смолы.

Белки – сложные вещества, в состав которых входят углерод, водород, кислород, азот, сера и фосфор. В природных условиях они легко разрушаются до исходных мономеров и аминокислот. Поэтому в неживой природе вместо высокополимерных соединений белка встречаются обычно их мономерные структурные единицы – аминокислоты. Содержание аминокислот в современных морских осадках составляет примерно 0,5 мг/л. В осадочных породах аминокислоты присутствуют в остатках раковин, костях рыб и т. д. Часть ископаемых аминокислот связана с полимерами небелкового характера (гуминовыми веществами), часть находится в адсорбированном состоянии [17; 30].

За счет разложения аминокислот в раннем диагенезе образуются УВ, в основном низшие парафины нефтей, а также CO_2, NH_3, за счет которого в дальнейшем формируются азотистые соединения.

Углеводы в живом веществе представлены простыми сахарами и полимерами. В почвах, торфах и субаквальных осадках встречаются как моносахариды, так и олигосахариды (раффиноза, сахароза, мальтоза). В сапропелях углеводы составляют около 40 % всего ОВ. В древних отложениях почти нет свободных сахаров, но они присутствуют в составе полисахаридов (целлюлозы), и аминополисахаридов (хитин). Содержание аминосахаров в современных отложениях достигает 1 мг/л, а в древних – до 0,1 мг/л.

Липидо-липоидные компоненты (от греч. lipos – жир), живого вещества играют особенно важную роль в образовании нефтей. Из липидов в организмах наибольшее значение имеют жиры, т. е. эфиры, глицериды жирных кислот. При разложении они дают жирные кислоты, составляющие значительную часть живого вещества (в растительном материале от 5 до 25 %, в глубоководном зоопланктоне – около 14 %, в современных осадках – 0,002–0,006 %). Поскольку в осадочных породах встречаются преимущественно жирные кислоты с C_{14}–C_{18}, то их распад приводит к образованию с одной стороны, легких (C_5–C_{18}) и газообразных УВ (C_1–C_4), а с другой – высокомолекулярных УВ (C_{14}–C_{18}) и более тяжелых.

Воски представляют собой эфиры высокомолекулярных спиртов, очень стойкие соединения, которые хорошо сохраняются в породах.

Растительные смолы и бальзамы, а также УВ живого вещества примыкают к липидам. Растительные смолы устойчивы, в ископаемом состоянии – это янтарь. Углеводороды

(преимущественно метанового типа) в живом веществе обычно встречаются в незначительных количествах. Не совсем ясно – в свободном или в связанном состоянии находятся эти УВ в живых формах. Однако, учитывая их высокую биохимическую устойчивость, можно считать, что они непосредственно аккумулируются в осадках. Но путем подобной прямой «трансляции» в осадки попадает лишь часть УВ, главным образом, метановых.

Пигменты в живом веществе количественно занимают небольшое место, но с геохимической точки зрения они интересны, так как обнаруживаются в нефтях в неизмененном виде и в виде своих производных. Пигменты представлены двумя группами: каратиноидами и производными хлорофилла и гемина. Пигменты группы хлорофилла, по-видимому, являются переносчиками биогенного азота из организмов в нефть.

Лигнин образует важнейшую часть вещества древесных высших растений и является высокополимерным соединением. Разрушаясь, лигнин в качестве осколков дает ароматические альдегиды, например ванилин в ископаемой древесине, лигнитах. Из осколков лигнина за счет синтеза идет образование такого важного компонента природного ОВ, как гуминовые кислоты и родственные им соединения.

3.2.2. Геохимическая история преобразования ОВ

В геохимической истории преобразования ОВ осадочных пород можно выделить два основных этапа: *биохимическое превращение ОВ*, начинающееся при седиментогенезе и заканчивающееся на стадии диагенеза; *термокаталитическое преобразование ОВ* (стадия катагенеза), происходящее при погружении осадочных пород на глубину. Для каждой стадии характерны свои действующие факторы и свои источники энергии.

Стадия седиментогенеза. Биомасса отмерших организмов и продуктов их прижизненных выделений до поступления в свежеотложенный осадок многократно перерабатывается гетеротрофными организмами в субаэральных и субаквальных условиях, окисляется кислородом воздуха, разрушается механически.

Подавляющая часть (до 99 %) ежегодной биопродукции Земли полностью разрушается и минерализуется до CO_2, H_2O, NH_3 и различных минеральных солей на путях транспортировки к конечным водоемам стока и зонам седиментации. Средний коэффициент фоссилизации в условиях болот – 8,6 %, для озер – 3–5 %, для шельфовых областей моря около 1 %, на континентальном склоне – 0,37 %, в абиссальных зонах – 0,06 %.

Наиболее высокая фоссилизация ОВ характерна для озерно-болотной обстановки осадконакопления, а также для некоторых полуизолированных заливов и морей типа Черного моря, в придонной водной толще которых наблюдается бескислородная анаэробная обстановка, часто с сероводородным заражением, препятствующая полной деградации ОВ до его захоронения в осадке.

Количество и компонентный состав захороняемого ОВ зависят от динамики изменения и особенностей таких седиментогенных факторов, как ландшафтно-климатическая и геологическая обстановка в областях сноса, транзита (преимущественно на суше) и осадконакопления, характер биоценозов, гидрогеологические условия и др. взаимодействие этих факторов приводит к накоплению в осадках водоемов суши и в морских условиях ОВ с различным сочетанием компонентов гумусовой и сапропелевой природы.

Первичные факторы седиментогенеза – режим тектонических движений и палеогеографические условия в областях размыва и накопления – предопределяя фациальную обстановку, в конечном итоге контролируют литолого-петрографический состав осадочных образований, состав и содержание в них ОВ и общий характер минералогических ассоциаций (соотношение форм железа, серы и др.)

В соответствии с климатическими особенностями на континентах выделяют гумидный, аридный и гляциальный типы литогенеза.

Гумидный тип литогенеза объединяет осадконакопление в морях и озерах гумидных зон, а так же на водосборных пространствах аллювиально-болотных равнин, в предгорьях и межгорных долинах рек и конусов выноса временных потоков. Породы гумидных обстановок осадконакопления окрашены в различные оттенки бурых, зеленых, желтых и особенно серых и черных цветов, что связано с низкими значениями окислительно-восстановительного потенциала и повышенным содержанием остаточного органического углерода более 0,2 %.

Первыми при микробиальном преобразовании ОВ отмерших организмов разлагаются белки и углеводы, с образованием аминокислот, сахаров, фенолов и их производных. В ОВ взвеси уже идет процесс гумификации ОВ. Большая часть углеводов и белков переходит в воднорастворимые соединения и гидролизуется. С глубиной растет доля таких соединений как жирные кислоты, стерины, жирные спирты, УВ. Также, с увеличением глубины бассейна битумоиды приобретают менее восстановительный характер.

Взвесь, поставляемая водами рек, особенно обогащена металлами: Ni, Fe, Pb и др. после отмирания клетки эти элементы снова попадают в воду, постоянно гидролизуются и осаждаются.

Состав ОВ на стадии седиментогенеза. В осадках, помимо кислорода и азота, связанных с атмосферой, установлены биохимические газы, образовавшиеся в результате микробиальных процессов в осадках: углекислый газ, метан, этан, этилен, пропан, пропилен, бутан, бутилен, изобутан. Как правило, метана во много раз больше, чем его гомологов, концентрация которых столь мала, что не может представлять интерес для газообразования и обычно зависит от содержания ОВ в осадках: чем его больше, тем выше их концентрация.

В битумоидах из осадков преобладают смолисто-асфальтеновые компоненты, доля УВ составляет 10–15 %. Последние представлены в основном метанонафтеновыми структурами. Отличительный признак УВ в современных осадках – преобладание высокомолекулярных соединений (выше C_{15}), отсутствие низкомолекулярных соединений, составляющих бензиновую фракцию в нефтях [49].

На стадии диагенеза наблюдаются интенсивные структурные преобразования рыхлых осадков, выражающиеся в ранней физико-химической трансформации ОВ, протекающей в начале под влиянием биогеохимических процессов, а затем возрастающих температуры и давления.

В поверхностном слое осадка присутствует четыре компонента: минеральная часть, костное органическое вещество, поровые воды и живые организмы бентоса. Наиболее активной группой являются микроорганизмы, пользующиеся широким распространением.

Деятельность микроорганизмов определяет практически все протекающие в раннем диагенезе процессы, поэтому его называют микробиальной стадией. В позднем диагенезе ОВ также испытывает преобразования, связанные с микробиальной деятельностью, поэтому в целом диагенез – это биогенная стадия преобразования осадка. Выделяют несколько стадий диагенеза.

Ранний диагенез, протекает в верхнем слое осадка в окислительной или нейтральной обстановке. В бассейнах с нормальным кислородным режимом толщина этого слоя составляет 10–15 см, но может достигать и 0,5 м. В бассейнах с дефицитом кислорода этот слой не превышает несколько сантиметров или вообще отсутствует. Продолжи-

тельность его от нескольких дней до нескольких тысячелетий, в течение которых происходит биохимическое разложение ОВ. Белки и углеводы подвергаются расщеплению в водной толще. В результате в осадках присутствуют аминокислоты и сахара, содержание их редко превышает 10 % и быстро сокращается с глубиной.

Характерной особенностью распределения микроорганизмов в осадках является резкое уменьшение их общего количества на глубине в несколько дециметров. Это обусловлено истощением части ОВ, доступного для питания, накоплением вредных для жизнедеятельности бактерий веществ, физико-химическими превращениями в осадке. Для всех типов осадков морей и озер наблюдается резкое преобладание аэробов над численностью анаэробов. Этот этап также называют вадозной частью метеорной области, т. е. зоны, где действуют атмосферные осадки, располагается выше уровня насыщения пор водой. Поровые пространства, таким образом, находятся в контакте с атмосферными газами.

Второй этап (фреатическая часть метеорной области) раннего диагенеза протекает в современных осадках до глубин 10 м, находящихся ниже уровня наземных вод и характеризуется восстановлением сульфатов, железа и марганца. Существует также фреатическая зона приповерхностной морской области. Поровое пространство в зоне постоянно заполнено водой, здесь наблюдается отрицательный окислительно-восстановительный потенциал. Величины давления и температуры в зоне незначительно отличаются от соответствующих величин на поверхности Земли. Движение поровых вод происходит в соответствии с градиентом давления. Это давление образует цикл, включающий выпадение дождя, стекание и просачивание вод, течение вод в пористых породах, их ход и испарение.

Для третьего этапа (морская область) характерно прекращением бактериальной стадии. Происходит перераспределение новообразованных минералов, формирование конкреций, локальная цементация и перекристаллизация ранее образовавшихся минералов. Давления и температуры здесь незначительно отличаются от давлений и температур на поверхности Земли. В поровых водах имеет место восстановительная обстановка. На химический состав поровых растворов сильное влияние оказывают процессы бактериального окисления и реакции восстановления.

На четвертом этапе (область захоронения и погружения) рыхлый осадок превращается в крепкую компактную породу. Отжим поровых вод идет до глубин 300 м, происходит дегидратация водных минералов и частичная перекристаллизация глин. Состав вод, присутствующих в этой области диагенеза, существенно отличается от состава пресных или морских вод, что обусловлено при уплотнении продавливанием исходной погребенной воды через своего род фильтр, необратимо изменяющий ее состав. Глубинные воды не принимают участия в метеорном цикле и подвержены влиянию температур и давлений, которые могут значительно превосходить температуры и давления на поверхности Земли.

В процессе диагенеза формируются различные новообразования (конкреции), отличающиеся друг от друга по составу и форме нахождения. Некоторые из них бывают рассеяны по всей толще осадка, например глауконит, пирит, сидерит и другие минералы. Но часто новообразования концентрируются вокруг каких-либо центров и образуют конкреции шаровидной, почковидной, лапчатой, вытянутой формы. Размеры их от нескольких миллиметров до больших конкреционных линз, протягивающихся на несколько метров. К главным изменениям осадков при диагенезе могут быть отнесены:

1. *Обезвоживание и уплотнение, возникающие под давлением накопившихся новых слоев осадка.*

2. *Цементация, происходящая из-за наличия различных химических соединений, заполняющих поры и пустоты и цементирующих частицы осадка. Цементирующими веществами чаще всего являются кремнезем, оксиды железа, карбонаты и другие, что в ряде случаев находит отражение в названиях горных пород, например железистый песчаник, известковистый песчаник и т. п.*
3. *Кристаллизация и перекристаллизация, особенно проявляющиеся в мелкозернистых и иловых хемогенных и органогенных осадках, состоящих из легкорастворимых минералов. Это может приводить к переходу опала в халцедон.*

На стадиях седиментогенеза и диагенеза формируются потенциально нефтематеринские, газоматеринские осадки – породы. На этой стадии органический углерод расходуется на редукцию железа, на образование биохимического метана, диоксида углерода. Выделяющийся газ в основном уходит в атмосферу; некоторая часть его захороняется в форме газовых гидратов или в растворенном в воде виде. Концентрация жидких УВ в рассеянном ОВ пород этих стадий ничтожно мала и не может обеспечить формирование промышленных скоплений нефти.

Катагенез – направленный по действию комплекс постдиагенетических процессов, протекающих в осадочных породах вплоть до их превращения в метаморфические является ведущим процессом в преобразовании ОВ, генерации нефти и газа и изменении свойств самих пород нефтегазоносных отложений, что в совокупности во многом определяет закономерности распределения нефти и газа в земной коре.

Подавляющее большинство явлений катагенеза представляют собой совокупность одновременно или последовательно действующих факторов преобразования вещества (температура, статическое, динамическое и флюидодинамическое давление, сейсмические колебания, радиоактивность, химические реакции, естественные поля Земли).

Главными факторами катагенеза являются температура и давление, создающие в совокупности определенный термобарический режим, который необходим для приобретения ОВ в процессе его изменения присущих данному уровню катагенеза физико-химических свойств. В процессе погружения отложений Т и Р возрастают параллельно и одновременно, меняется только доля влияния каждого из них в суммарном эффекте катагенеза [5].

На стадии катагенеза реализуются потенциальные возможности пород генерировать газ, нефть, конденсат. Процесс начинается с образования газа, которое сопутствует нефтеобразованию и завершает его. Генетический ряд образующихся УВ согласуется с термобарическими условиями разных зон, которые проходят нефтегазоматеринские породы, и находит подтверждение в вертикальной зональности распределения УВ газа, нефти, конденсата, сухого газа.

Процесс катагенного преобразования ОВ развивается сначала медленно (***протокатагенез***) и сопровождается преимущественно газообразованием с преобладанием углекислого газа. К середине ***мезокатагенеза*** (градации МК1-МК3, температура 100–200 °С) происходят основная генерация жидких УВ микронефти, в отрыве от матрицы ОВ перемещение в более пористые породы, миграция и эмиграция микронефти. Этап основной реализации нефтематеринских свойств пород определяется как ***главная фаза нефтеобразования*** (температура 60–180 °С, R0 0,5–2), а нефтематеринские породы, находящиеся в этих условиях – как главная зона нефтеобразования. В этих условиях породы становятся собственно нефтепроизводящими.

Этот процесс подчиняется законам термодинамики и регионально распространен в широком стратиграфическом диапазоне осадочных образований.

На стадии катагенеза до 30 % ОВ превращаются в микронефть, образуются УВ, входящие в состав бензинокеросиновой фракции. От протокатагенеза к мезокатаге-

незу содержание жидких УВ в составе ОВ увеличивается в 10–15 раз. Для условий главной фазы нефтеобразования характерна повышенная концентрация алканов и изоалканов. На ее завершающей стадии (≥180 °С) в системе развиваются реакции крекинга и деструкции УВ.

В ***апокатагенезе*** вследствие разрыва прочных связей под действием высоких температур и давления генерируется сухой газ.

Для определения степени катагенного преобразования ОВ осадочных пород используют шкалу И.И. Амосова, учитывающую элементарный состав нерастворимой фракции ОВ и другие его характеристики. Если в породе присутствуют углистые включения типа витринита, то их отражательную способность используют в качестве «природного термометра». По отражающей способности витринита можно судить о максимальных температурных воздействиях на породы и определять стадии литификации осадочных пород, а следовательно и степень катагенной превращенности, заключенного в них ОВ. Наиболее распространенной шкалой катагенных преобразований является схема Н.Б. Вассоевича (табл. 3.1).

Вертикальная зональность образования УВ. Процесс преобразования рассеянного ОВ идет очень неравномерно. На его различных этапах происходит генерация либо газообразных, либо жидких компонентов. Впервые вертикальная зональность нефтегазообразования была выявлена в 1948 г. В.А. Соколовым, установившим в разрезе осадочного чехла ряд зон с разной интенсивностью и направленностью процессов формирования УВ и представившим процесс графически (рис. 3.1).

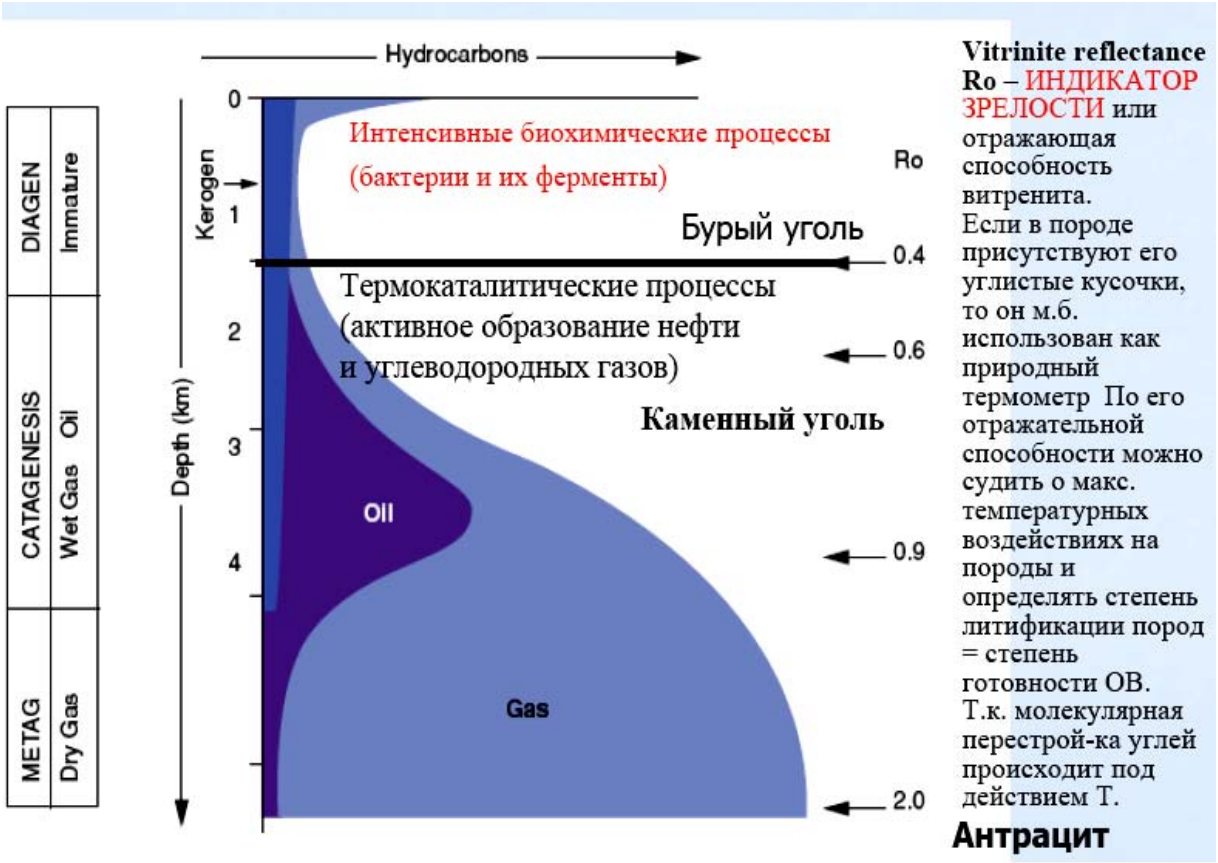


Рис. 3.1. Общая схема вертикальной зональности образования УВ в осадочных породах (по В.А. Соколову, Б. Тиссо, А.Э. Конторовичу)

Таблица 3.1

Границы постдиагенетических изменений осадочных пород по шкале отражательной способности витринита (по Н.Б. Вассоевичу, 1975)

Приближенные границы этапов изменений осадочных пород				Стадии термогенетического изменения витринита				Стадии углефикации	
По зарубежным данным	По Н.М. Страхову, 1957 г.	По Н.Б. Вассоевичу, 1962 г.		Основные процессы		Обозначения по Аммосову И.И., 1951 г.	Границы R^0, %		
	Эпигенез	Катагенез	Протокатагенез	Дегидратация		$О_1$		$Б_1$	Бурые угли
Диагенез						$О_2$		$Б_2$	
						$О_3$		$Б_3$	
				Термогенетические превращения осадочных пород под действием тепловых потоков недр	Низкие	I		Д	
						II		Г	Каменные угли
			Мезокатагенез			III		Ж	
					Средние	IV		К	
						V		КО	
	Ранний метаморфизм		Апокатагенез			VI		Т	
					Высокие	VII		ПА	Антрациты
						VIII		А	
Метаморфизм	Метаморфизм	Метагенез				IX		АС	
						X			Графиты

Верхняя часть разреза (до глубины 50 м) находится во власти биохимических преобразований. УВ органического вещества, накапливающегося в осадке в диффузионно-рассеянном состоянии, и сама органическая материя подвергается воздействию бактерий и их ферментов. Происходит образование CH_4 и CO_2. В интервале глубин от 50 м до 1 км выделяется переходная зона, в которой ОВ претерпевает слабые изменения.

По мере погружения толщи осадочных пород на глубины свыше 1 км биохимические процессы начинают затухать, уступая место процессам термокаталитическим. В начальные фазы термокаталитической зоны наблюдается минимум интенсивности нефтегазообразования.

Термокаталитическая зона охватывает всю часть разреза от 1 км и глубже и подразделяется на верхнюю (нефтегазовую) и нижнюю (метановую) подзоны. При длительном воздействии повышенной температуры происходит полный распад углистых и других ОВ, УВ и гетероциклических соединений нефти. В нижней зоне, при погружении пород на глубину свыше 6000 м накапливаются метан и устойчивые полициклические соединения [67; 90].

Н.Б. Вассоевич предложил несколько отличную схему нефтегазообразования: в зоне катагенеза по мере погружения формируются скопления газа, затем нефти, в позднем катагенезе – газоконденсата [15]. Некоторые химические соединения в составе нефти возникли еще в живых телах организмов и после их смерти были унаследованы нефтью. Следующая порция нефти биогенного происхождения (диагенетическая) формировалась непосредственно в осадках. Основная масса нефти образуется позже накопления нефтематеринских пород в результате термокатализа ОВ. Термолиз и термокатализ ОВ достигают максимальных масштабов в интервале глубин 2–5 км, где температура изменяется от 50–60° до 130–170 °С.

Углеводородные горючие газы генетически связаны либо с гумусовым (угольным), либо с сапропелевым (нефтяным) ОВ. По составу угольный (сухой) и нефтяной (жирный) газы существенно отличаются. При погружении пород на глубины с температурой 50–60 °С и выше значительно усиливаются процессы углефикации и битуминизации, приводящие к изменению ОВ. На определенных глубинах усиливается новообразование УВ, в большом количестве генерируются гомологи метана ($C_2 – C_3$) и жидкие легкие УВ, составляющие, являющиеся основой бензиновой и керосиновой фракции нефти. Интервалы усиления процессов преобразования УВ сильно варьируют в разных районах и зависят от темпов опускания, перерывов в осадконакоплении, геотермической истории бассейна седиментации.

По модели Б. Тиссо и Д. Вельте интенсивное физико-химическое преобразование ОВ начинается на стадиях раннего диагенеза и раннего катагенеза под влиянием сначала биохимических, а затем каталитических процессов. Молодые осадки, состоящие из минеральной части остатков органических образований, поровой воды (до 60–80 % по массе) и живых микроорганизмов (бактерий, водорослей, грибов) под действием микробиальной активности начинают разлагаться. Их растворимые биополимеры (жиры, белки, углеводы, лигнин) в результате поликонденсации и полимеризации превращаются в нерастворимые гетерогенные геополимеры.

На стадии диагенеза с ОВ происходят определенные структурные изменения: увеличивается его устойчивость, за счет образования поликонденсатов гуминового типа, нерастворимых в щелочах и появления керогена, нерастворимого в органических растворителях.

> ***Керогеном (kerogen)*** *называют фракции ОВ горючих сланцев и рассеянного ОВ пород, нерастворимые в органических растворителях, неокисляющих кислотах и щелочах. Кероген представляет собой порошок коричневато-черного цвета, получаемого путем последовательного разложения минеральной части дебитуминированной породы соляной и плавиковой кислотами (обогащением).*

Различают несколько видов керогена: *сапропелевый, гумусовый и смешанный.* Диагностика генетической принадлежности керогена основана на данных углепетрографического и химического исследований. Для диагностики керогена по химическим данным используют атомные отношения H/C и O/C, которые вычисляют по данным элементного анализа [91].

Сапропелевый кероген по сравнению с гумусовым характеризуется повышенным содержанием водорода (H/C – соответственно 1,7–0,3 и 1,0–0,3) и низким содержанием кислорода (O/C – 0,1–0,02 и 0,4–0,02).

Явные различия в составе керогена наблюдаются для РОВ низших стадий катагенеза. По мере повышения степени катагенеза РОВ кероген утрачивает специфические генетические черты и приближается по составу к графиту. ***Иногда в нефтяной геологии термином кероген обозначается все РОВ в целом.***

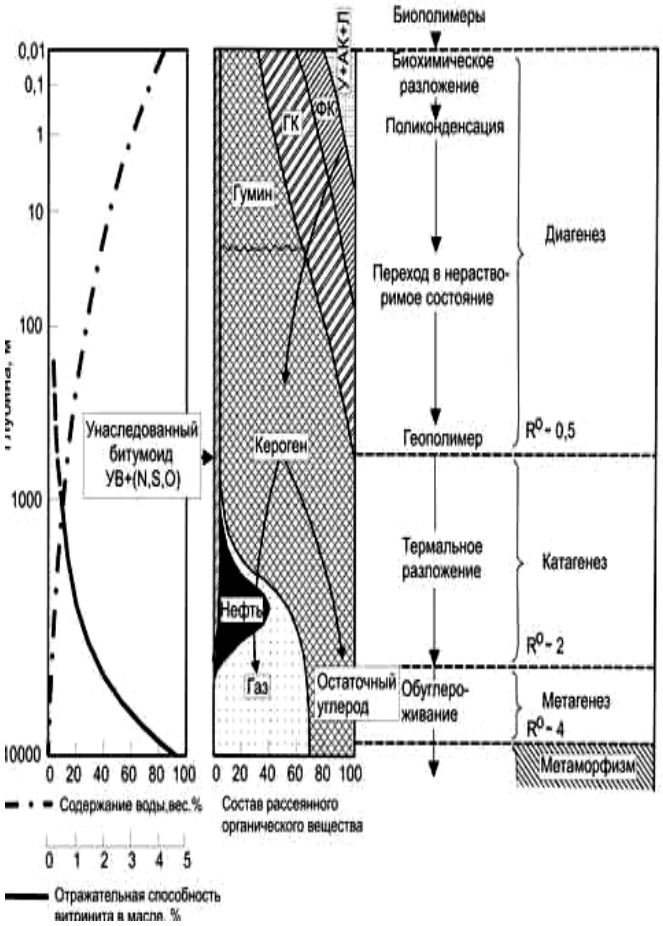


Рис. 3.2. Схема эволюции ОВ, (по Б. Тиссо и Д. Вельте)

При катагенезе вследствие повышения температуры до 150 °C кероген начинает интенсивно генерировать нефть, конденсат и жирный газ. Генерация жидких УВ сопровождается значительным выделением газа. По мере увеличения температуры в результате крекинга усиливается образование легких УВ, и их количество резко возрастает как в углеводородной фракции материнской породы, так и в нефти (рис. 3.2).

3.3. Нефтегазоматеринские толщи

Одним из важнейших вопросов в нефтяной геологии при прогнозировании изучаемых территорий является выделение и прослеживание в разрезе отложений нефтепродуцирующих УВ, регионально-нефтегазоносных комплексов и пород-флюидоупоров. К числу основных понятий относятся: ***нефтематеринская, нефтепроизводящая свиты и микронефть.***

> ***Свита нефтематеринская –*** *относительно однородный в литологическом составе комплекс осадочных пород, содержащих биогенное рассеянное ОВ и образовавшиеся в его составе УВ, которые могут дать начало скоплениям нефти и газа* [98].

В разной степени, нефтематеринскими можно считать все субаквальные отложения самого разнообразного состава, содержащие определенное количество РОВ, в составе которого присутствуют нефтегазовые УВ. Но далеко не все они могут стать источником формирования промышленных скоплений нефти и газа.

В случае преобразования гумусового ОВ, захороненного в рассеянной форме, генерируются, главным образом, газообразные УВ и углистое вещество. Все стадии преобразования сапропелевого ОВ сопровождаются газообразованием, но главным продуктом этого процесса является нефть. Диагностическими признаками нефтематеринской свиты являются:

1. *Накопление осадков в нормально морских, реже в пресноводных условиях;*
2. *Распространение восстановительных геохимических фаций в осадках;*
3. *Повышенная концентрация в породах РОВ при заметном количестве сапропелевых микрокомпонентов;*
4. *Повышенная концентрация рассеянных нефтяных УВ в породах;*
5. *Массовое распространение в ее составе паравтохтонных битумоидов, свидетельствующих о начале этапа интенсивной генерации УВ РОВ данной свиты.*

Нефтематеринские свиты дифференцируются по литологическому составу, по соотношению материнских пород и коллекторов, по типу и концентрации материнского для нефти РОВ, по величине нефтематеринского потенциала РОВ (*количество микронефти, которое может образовываться единицей массы РОВ или содержащих его пород за все время существования нефтематеринской свиты при достижении РОВ максимальной степени превращенности).*

Нефтематеринские свиты одновременно могут являться и потенциально нефтепроизводящими, т. к. в главной зоне нефтегазообразования они могут реализовать свой нефтематеринский потенциал, а в главной зоне газообразования – газоматеринский потенциал.

Нефтематеринские свиты широко распространены во всех осадочных бассейнах различного тектонического строения, испытывавших погружение на протяжении длительного геологического времени. Условия длительного и устойчивого прогибания благоприятны для возникновения нескольких толщ, обогащенных РОВ и обладающих задатками нефтематеринских. Эти толщи можно подразделить на несколько типов (табл. 3.2).

Возраст нефтематеринских свит имеет широкий диапазон – от протерозоя (*редкинская битуминозная свита Русской платформы*) до неогена (*нефтематеринские толщи Предкавказья в эоцене, миоцене*). С увеличением глубины по стратиграфическому разрезу частота встречаемости обогащенных ОВ нефтематеринских толщ значительно уменьшается.

> ***Свита нефтепроизводящая*** *– нефтематеринская свита, погрузившаяся в процессе геологической истории в главную зону нефтеобразования и частично реализовавшая свой нефтематеринский потенциал* [98].

Нефтепроизводящей свитой называют нефтематеринскую свиту, которая при погружении прошла всю главную зону нефтеобразования и полностью реализовала свой нефтематеринский потенциал. Все процессы образования и эмиграции микронефти в ней практически завершены. Диагностическими признаками нефтепроизводящих свит являются:

- *достаточно большая глубина (не менее 1,5–2 км) погружения;*
- *достижение РОВ пород МК1 – МК2 градаций катагенеза;*

- *заметно повышенное (по сравнению с этапом протокатагенеза) содержание автохтонного битумоида и нефтяных УВ в породах, свидетельствующее о начале активного протекания первичных миграционных процессов;*
- *появление остаточных сингенетичных битумоидов в результате частично прошедших процессов эмиграции микронефти из РОВ материнских пород;*
- *снижение нефтематеринского потенциала;*
- *наличие признаков свершившейся активной генерации и первичной миграции микронефти;*
- *наличие показателей частично произошедшей эмиграции микронефти из материнских пород в пласты-коллекторы;*

Таблица 3.2

Классификация нефтематеринских отложений по содержанию ОВ, в % (по Н.Б. Вассоевичу, А.Э. Конторовичу, с добавлениями Б.А. Соколова)

Степень насыщенности пород ОВ	Содержание ОВ, %	Алиновое* и смешанное ОВ		*Арконовое* ОВ*
		Глинистые породы	Карбонатные породы	*Глинистые породы*
Сильно рассеянное	0,5	Слабобитуминозные	Слабобитуминозные	*Слабоуглистые*
Слабо рассеянное	0,5–2,5	Среднебитуминозные	Среднебитуминозные	*Среднеуглистые*
Слабо концентрированное	2,5–10	Сильнобитуминозные	Сильнобитуминозные	*Сильноуглистые*
Умеренно концентрированное	10–40	Доманикиты Баженитты Горючие сланцы	Горючие мергели	*Углистые сланцы*
Сильно концентрированное	40	Уголь сапропелевый	Уголь сапропелевый	*Уголь (гумусовый)*

Алиновое ОВ – вещество богатое водородом, характерно для липоидов и полимерлипоидинов.; формируется в глинистых, карбонатно-глинистых, глинисто-карбонатных осадках с высокой биопродуктивностью, преимущественно в восстановительных и слабовосстановительных условиях.

Арконовое ОВ – антипод алинового ОВ; обеднено водородом и характеризуется конденсированными ареновыми структурами, характерными для гумусовых веществ. Накапливается, главным образом, в осадках прибрежно-морских фаций, озерных бассейнов, вблизи источников сноса терригенного материала. Основной органический материал – остатки высших растений.

Нефтепроизводящие свиты, полностью исчерпавшие свой нефтематеринский потенциал, обладают еще и значительным потенциалом газообразования, который начинает реализовываться при погружении толщ на большую глубину. Диагностические признаки газопроизводящих толщ:

1) *большая глубина (не менее 4 км);*
2) *достижение РОВ пород градаций катагенеза МК4 – АК1;*
3) *значительно более низкое (по сравнению с зоной ГФН) содержание битумоида в РОВ пород;*
4) *повышенное содержание в нем УВ вследствие перехода части асфальтово-смолистых компонентов в нерастворимое состояние;*
5) *повышенное содержание метана в газовой фазе РОВ;*

6) *значительное снижение (по сравнению с зоной ГФН) содержания водорода в нерастворимой части РОВ.*

Все типично нефтематеринские свиты (***баженииты, доманикиты***) образовались в трансгрессивные фазы циклов и характеризуют максимум трансгрессий. Газоматеринские толщи формировались в начальные фазы трансгрессий [5; 6].

Между процессами нефтегазообразования и циклично построенными осадочными толщами существует тесная связь, обусловленная закономерной повторяемостью эпох интенсивного накопления ОВ в осадках. При сапропелевом типе органики формировались преимущественно нефтематеринские толщи; при гумусовом – преимущественно газоматеринские свиты.

Нефтегазоматеринские толщи распространены в осадочных бассейнах разных типов, приуроченных: – к геоструктурным впадинам; – к платформам; – к предгорным и межгорным прогибам. Характерные признаки нефтегазоматеринских толщ отражены в табл. 3.3.

Таблица 3.3

Признаки нефтегазоматеринских толщ (по М.К. Калинко, 1967)

	Дифференциация НГМТ по данному признаку
1. Литологический состав	*I – терригенные; II – терригенно-карбонатные; III – карбонатные; IV – кремнистые*
2. Строение	*А – однородное; Б – неоднородное*
3. Постоянство состава и строения по площади	*П – постоянные; НП – непостоянные*
4. Мощность	*СМ–сверхмощные, более 500 м; М–мощные, 100–500 м; НМ–нормальные, 60–100 м; ММ–маломощные, 20–60 м; НН-незначительной мощности, менее 20 м.*
5. Выдержанность мощности по площади	*ВМ – выдержанные; ИМ – изменчивые*
6. Распространение	*П – полирегиональные; Р – региональные; З – зональные; Л – локальные*
7. Тип ОВ	*С – с сапропелевым ОВ; СГ – с сапропелево-гумусовым ОВ; ГС – с гумусово-сапропелевым ОВ; Г – с гумусовым ОВ*
8. Концентрация ОВ	*1 – доманикитовые, более 5 %; 2 – с весьма высокой концентрацией ОВ, 3–5 %; 3 – с высокой концентрацией ОВ, 1–3 %; 4 – кларковые, 0,5– 1 %; 5 – с низкой концентрацией ОВ, менее 0,5 %*
9. Выдержанность концентрации ОВ по площади	*ПВ – полирегионально выдержанные; РВ – регионально выдержанные; ЗВ – зонально выдержанные; ЛВ – локально выдержанные*
10. Расположение относительно ближайших природных резервуаров	*КР – конрезервуарные; ПР – подрезервуарные; НР – надрезервуарные; ИР – изолированные*

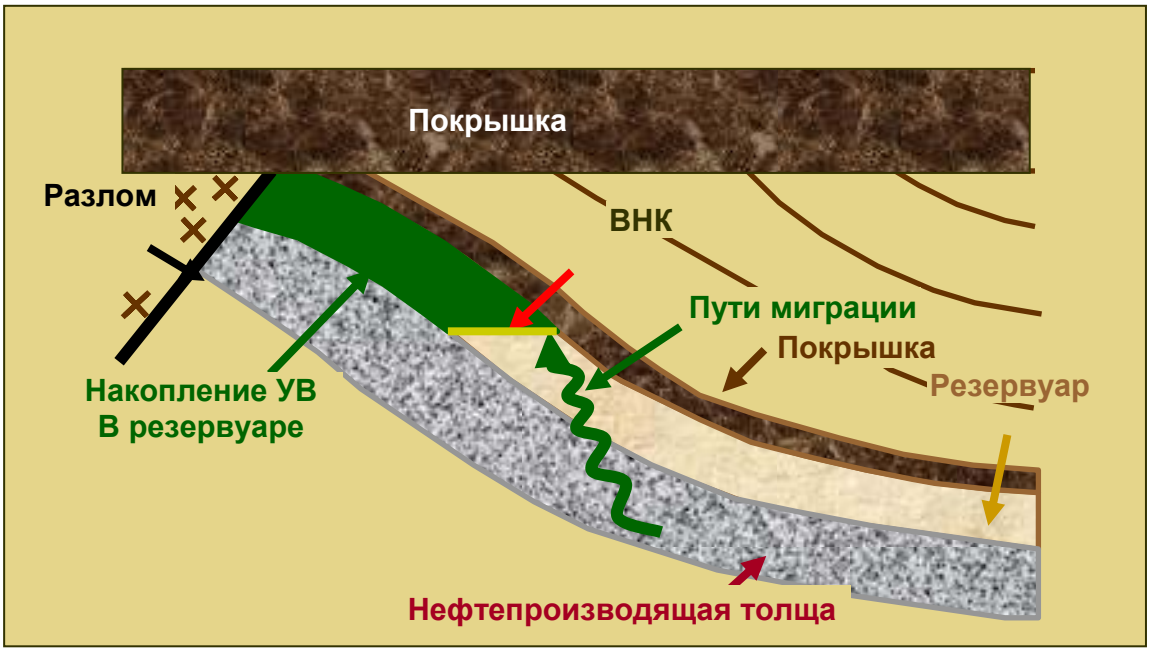
В каждом регионе есть хотя бы одна НГМ толща, характеризующаяся максимальной генерацией УВ (жидких или газообразных), обеспечивающая основную часть его ресурсов. Основные различия НГМТ разных геоструктурных зон заключаются в величинах их мощности и площади распространения [5].

Вопросы для самопроверки:

1. *Какие доказательства биогенного происхождения нефти Вам известны?*
2. *Чем отличаются нефтегазоматеринские толщи от нефтегазопроизводящих толщ?*
3. *Что такое доманикиты?*
4. *Какими путями попадает органическое вещество в бассейн седиментации?*
5. *Какие типы органики Вы знаете?*
6. *Где происходит формирование гумуса и сапропели?*
7. *Как сказывается состав исходного ОВ на процессе его преобразования при погружении осадочной породы в термокаталитические зоны?*
8. *Какие отложения можно рассматривать в качестве перспективных нефтегазоматеринских свит?*
9. *В каких условиях формируются лучшие по качеству нефтепроизводящие толщи ?*
10. *Что такое микронефть?*
11. *Могут ли в материнских толщах находиться залежи нефти или газа?*
12. *Приведите примеры нефтегазоматеринских отложений.*
13. *Какие изменения происходят с ОВ на стадии диагенеза?*
14. *Какую зоны называют фреатической?*
15. *Какие УВ формируются в случае преобразования гумусового исходного вещества?*
16. *Объясните схему зональности формирования УВ.*
17. *Перечислите признаки нефтегазоматеринских толщ, известные Вам?*
18. *Какие признаки являются идентификационными для газопроизводящих толщ?*
19. *Опишите кратко схему эволюции ОВ?*
20. *Чем представлено рассеянное органическое вещество в осадочных породах?*
21. *Что такое лигнин?*
22. *Дайте определение понятию «кероген».*
23. *На каких глубинах начинают формироваться УВ?*
24. *Назовите возраст нефтематеринских свит в пределах земной оболочки?*
25. *Какой аргумент является главным в карбидной теории формирования УВ?*
26. *Какие неорганические гипотезы происхождения нефти Вам известны?*
27. *Какие из пород – магматические или метаморфические содержат большее количество залежей углеводородов?*

ГЛАВА 4
МИГРАЦИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ В ЗЕМНОЙ КОРЕ

4.1. Геологические условия миграции



Вопрос перемещения углеводородов в недрах земной коры является одним из наиболее основополагающих для нефтяной геологии. Неоднозначность взглядов на проблему мигрирования нефти и газа обусловила появление большого количества исследователей этого явления и как следствие, многих классификаций и теорий, объясняющих механизмы и условия процесса.

К. Крейчн-Граф (1934) подразделял миграцию на ***интрамиграцию*** (*миграцию внутри одного слоя породы)* и ***эмиграцию*** (*миграция из одного слоя в другой*). Также он подразделял миграцию в зависимости от протекания ее внутри нефтематеринской породы или извне ее. Ф. Лехи (1934) подразделял миграцию на ***вертикальную и латеральную,*** идущую по простиранию пласта. А. Мак-Кой и В. Иллинг (1934, 1938) выделяли ***первичную*** *(перемещение нефти из материнских глинистых пород в терригенные пласты-коллекторы)* и ***вторичную*** (*перемещение нефти по породам-коллекторам*) виды миграции [97].

Комиссия Американской Ассоциации геологов-нефтяников в 1936 г. предложила рассматривать явления миграции в зависимости от совпадения или несовпадения нефтематеринских пород с породами-резервуарами, выделяя миграцию из материнской породы в резервуар, внутри резервуара и из одного резервуара в другой. Ф. Ван-Тайл, В. Паркер, У. Скитерс (1945) рассматривали виды миграции и аккумуляции с точки зрения теорий, объясняющих образование нефтегазовых залежей (*антиклинальная, гидравлическая, фильтрационная, теория уплотнения и др.*) [150].

И.О. Брод (1951) классифицировал процессы миграции по форме и путям движения, при этом выделяя *локальную* и *региональную миграции*, *внутрирезервуарную* и *внерезервуарную*, подразделяя их при этом в зависимости от геологических условий, направленности и путей движения (*по порам, капиллярам, разломам и трещинам*) [9].

Проблема миграции и аккумуляции нефти и газа и в настоящее время является одной из наиболее сложных и многогранных, т. к. сам процесс образования залежи никто и никогда непосредственно наблюдать не мог. Не всегда ясна относительная роль различ-

ных форм миграции. Практически не разработан вопрос об этапности и продолжительности миграционных процессов. Всю информацию об этом процессе мы получаем в период разработки месторождений и при изучении материалов отдельных скважин.

В процессе седиментогенеза происходит накопление осадочных слоистых пород с дисперсным органическим веществом, которые имеют тенденцию к уплотнению. Одновременно формируются благоприятные для залегания нефти и газа пористые породы (известняки и песчаники). Поры между частицами заполняются смесью нефти, газа и воды; эта смесь в процессе уплотнения выжимается и тем самым принуждается к миграции из пор пород. Наиболее легко мигрируют газообразные вещества. Нефть и вода более ограничены в своем передвижении. При благоприятных условиях передвижение УВ может происходить на значительные расстояния, хотя и с небольшой скоростью.

Нефть и газ приобретают промышленное значение, когда они, попав в резервуар, концентрируются в локальное скопление. Изучение условия образования таких скоплений невозможно без изучения миграции УВ, их аккумуляции и рассеивания, что особенно важно в практическом отношении для поисков и разведки нефти и газа. Знания геологической обстановки, характерной для конкретных нефтегазоносных территорий позволяют представить схему граничных геологических условий, обуславливающих любую теорию миграции и аккумуляции нефти и газа. Эти условия могут быть сформулированы следующим образом:

Каждая залежь нефти и газа находится в водной среде, которая может быть свободной, связанной, краевой или подошвенной, поэтому проблема миграции тесно связана с движением воды, изменениями пластового давления и другими гидрогеологическими факторами.

Гидродинамический градиент давления между скважинами свидетельствует о непрерывном движении воды, насыщающей коллектор, причем вода движется в направлении снижения гидравлического потенциала, скорость этого движения зависит как от разницы в величинах гидравлического потенциала областей питания и разгрузки, так и от пропускной способности (проницаемости) водоносных пластов.

Нефть и газ обычно не смешиваются с водой и обладают меньшей плотностью, чем окружающая их вода.

Нефтегазоносные резервуары значительно отличаются, друг от друга по возрасту, составу и происхождению, соответственно имеют и разные фильтрационно-емкостные параметры; обладают различными термобарическими характеристиками, часто меняющимися во времени.

В природе существует определенное количество разных типов ловушек, образование которых обусловлено структурным, стратиграфическим факторами, либо их комбинацией. Геологическая история ловушки изменяется в широких пределах – от единичного геологического «эпизода» до комбинации множества различных явлений, накладывавших в течение длительного геологического времени свои отпечатки на залежь. При этом залежи в известняках или доломитах характеризуются теми же особенностями соотношения пластовых флюидов, положения водо- и газо-нефтяных контактов и границ ловушек, что и залежи в терригенных коллекторах. Однако химические соотношения пород и насыщающих их флюидов, явления растворения, цементации, уплотнения и перекристаллизации в этих двух типах природных резервуаров совершенно различны.

Геологическая история большинства осадочных регионов практически всегда характеризуется проявлением в определенные моменты времени регионального складкообразования, вызывающего изменения регионального наклона, горообразования или значительного нагревания (в результате магматической деятельности), различные изменения гидродинамических условий и др. подобных процессов, нарушающих равновесие пластовых флюидов, обуславливая при этом их движение.

Главным свойством геологического пространства, обеспечивающим протекание процессов миграции УВ является его неоднородность в литологическом (пористость и проницаемость, зависящие от структурно-текстурных особенностей породы) и структурно-тектоническом планах. Именно литолого-седиментологические и тектонические условия, обуславливающие миграцию нефти и газа, определяют ее пути, места аккумуляции и условия дальнейшего существования УВ в качестве залежей.

4.2. Виды миграции

Все миграционные процессы разделяются по времени их проявления, масштабам, направлению и форме.

> ***Миграцией (Migration) нефти или газа*** *называют перемещение этих веществ в осадочной оболочке в различном агрегатном состоянии по порам и трещинам в горных породах, по поверхностям наслоений, разрывным нарушениям и стратиграфическим несогласиям [3].*

Различают несколько видов миграции: *внутрипластовая (внутрирезервуарная); межпластовая (межрезервуарная); молекулярная; фазовая; первичная; вторичная; боковая (латеральная); вертикальная; эмиграция; локальная; зональная; региональная; струйная.*

> ***Миграция внутрипластовая*** *(внутрирезервуарная) – миграция, происходящая в теле осадочной толщи или одного пласта, осуществляемая по внутренним порам и трещинам.*

> ***Миграция межпластовая*** *(межрезервуарная) – миграция, происходящая в теле осадочной толщи или одного пласта, осуществляемая по разрывным нарушениям и стратиграфическим несогласиям из одного природного резервуара в другой (рис. 4.1)*

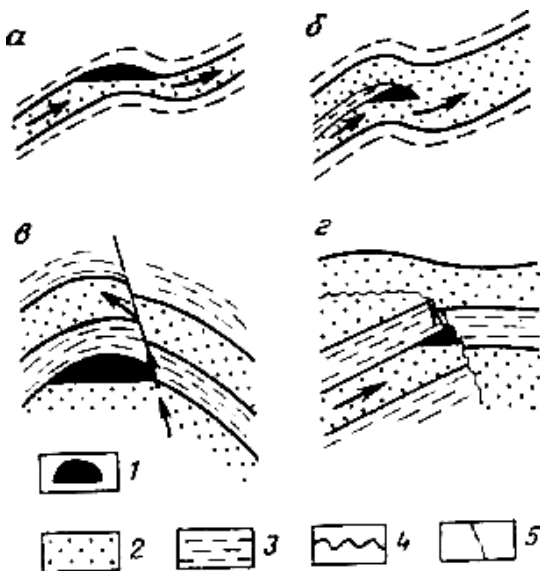


Рис.4.1.Схема внутрипластовой (а,б) и межпластовой (в,г) миграции (по Э.А. Бакирову и др., 1990)
1 – залежь нефти; 2 – пласт-коллектор; 3 – глина; 4 – стратиграфические несогласия; 5 – разрывные нарушения; стрелки – направление миграции.

Миграция УВ осуществляется в разных направлениях – вдоль напластования по латерали – ***боковая миграция***; вертикально к напластованию – ***вертикальная миграция***.

Главным фактором перемещения УВ является сила тяжести, поэтому УВ практически всегда идут вверх. При наличии вверх по раз-

резу непрерывной пористой и проницаемой среды она осуществляется субвертикально. В случае наличия надежной по мощности и непроницаемой покрышки перемещение нефти и газа буде приобретать сублатеральный характер. Чаще миграция носит смешанный характер (*когда зоны вертикальной и латеральной миграции ступенчато чередуются в разрезе*).

Газ, в отличие от нефти, имеющий меньший удельный вес, способен к более быстрому и длительному перемещению.

Боковая (латеральная) миграция происходит по зонам наименьшего фильтрационного или капиллярного сопротивления, по восстанию проницаемого пласта в его кровельной части по породам, имеющим наибольшую проницаемость до тектонического перегиба (антиклиналь, дизъюнктивное нарушение) или литологического (выклинивание, фациальное замещение) экрана.

По масштабам проявления латеральную миграцию разделяют на: локальную (перемещение УВ на небольшие расстояния, контролируемые размерами участка гипсометрического влияния локальной структуры); зональную (соответствующую зоне нефтегазонакопления) и региональную (соответствующую структуре I и более высоких порядков) [97].

При региональной миграции происходит перемещении УВ из области их генерации на значительные расстояния к зонам нефтегазонакопления. В роли таких зон выступают валообразные поднятия, антиклинальные структуры и т. п.). В результате формируются совокупность месторождений и зон, формирующих нефтегазоносную область или провинцию.

Вертикальная (восходящая) миграция происходит через слабопроницаемые экранирующие покрышки по зонам повышенной трещиноватости. Флюиды могут мигрировать вкрест напластования, как снизу вверх, так и сверху вниз, в зависимости от местоположения зоны пониженного гидравлического потенциала. Если песчаный пласт, характеризующийся высоким значением величины гидравлического потенциала, расположен в разрезе данного участка выше, чем пласт с пониженным гидравлическим градиентом, движение флюидов будет направлено вниз, в сторону пласта с пониженным градиентом, по любому пути, по которому будет возможно такое движение. Различие в гидравлических градиентах разных пластов устанавливается различными методами, в том числе непосредственными замерами пластовых давлений и путем расчетов обычных гидростатических градиентов для этих пластов [63].

По характеру движения и в зависимости от физического состояния УВ различают три основные формы миграции: ***молекулярная; фазовая и комбинированная.***

Молекулярная миграция характеризует перемещение УВ вместе с водой в растворенном состоянии, в истинных, коллоидных растворах или эмульсиях.

При ***фазовой миграции*** происходит перемещение в фазово-обособленном, свободном состоянии и путем диффузии. В последнем случае УВ могут находиться в жидком (нефть) и газообразном (газ) состоянии.

При ***комбинированной миграции*** перемещение УВ осуществляется в виде парообразного газонефтяного или газоконденсатного растворов. В ходе миграции эти формы в зависимости от изменения термобарических условий меняются, переходя одна в другую. Газ, из водорастворенного состояния выделяется в свободную фазу; газоконденсатная система распадается на газовую и жидкую (дериватная нефть) фазы; смешение в определенных соотношениях свободных нефти и газа приводит к образованию газоконденсатной системы. Одновременно происходит изменение свойств мигрирующих компонентов, что также влияет на изменение формы и скорости их миграции.

По отношению к нефтегазоматеринским толщам различают первичную и вторичную миграцию (рис. 4.2).

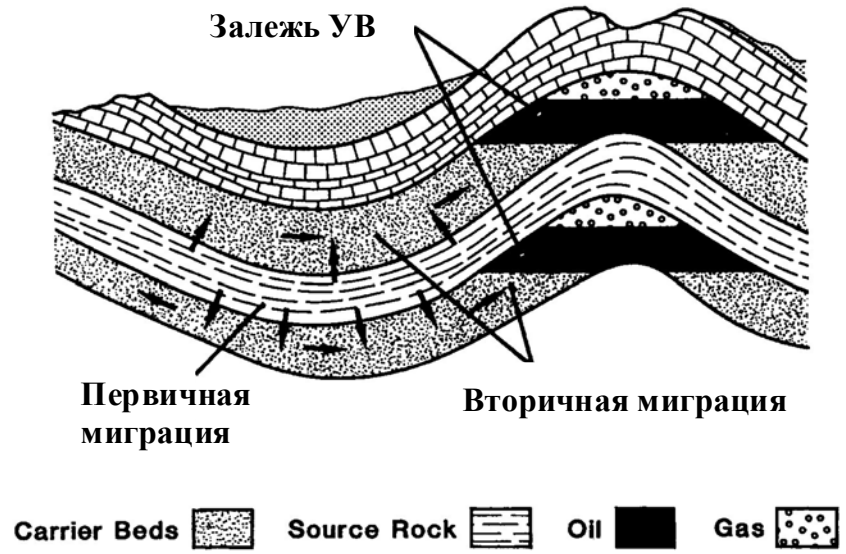


Рис. 4.2. Виды миграции по отношению к нефтегазоматеринским толщам

Первичная миграция (Primary migration) представляет собой совокупность процессов десорбции микронефти от материнского РОВ и передвижения по материнской толще (свите) вплоть до ухода из нее [97]. Десорбция микронефти осуществляется на всех стадиях ее созревания, достигая наивысшей интенсивности в период достижения РОВ ГФН. При этом, массовое образование зрелой микронефти сопровождается генерацией значительных количеств газообразных продуктов, возрастанием давления вокруг частиц РОВ и пульсационными выбросами новообразованных продуктов из замкнутого пространства вокруг частиц органики. Все эти процессы обуславливают движение микронефти внутри нефтематеринской породы.

Основным диагностическим признаком первичной миграции служит появление в породах сингенетичных паравтохтонных битумоидов, количество которых значительно возрастает на ГФН и характеризует переход породы из категории нефтематеринских в категорию нефтепроизводящих. Уход микронефти в породу (преимущественно субвертикально) показывает начало собственно миграции нефти [73; 97].

Вторичная миграция (Secondary migration) – миграция газа и нефти, протекающая вне материнских пород и приводящая как к формированию залежей, так и к их расформированию.

Струйная миграция – миграция УВ в свободном состоянии. Встречается не часто и характерна для условия переформирования скоплений нефти и газа. Условиями возникновения такого вида миграции являются глинистые толщи значительной мощности по сравнению с породами коллекторами. При интенсивной генерации нефти и газа в таких отложениях, избыток УВ, образующийся после полного насыщения воды, может привести к возникновению струи нефти или газа, которая будет перемещаться уже в свободном состоянии к зонам нефтегазонакопления [5].

4.3. Факторы, обуславливающие миграцию УВ

История большинства осадочных бассейнов всегда характеризуется проявлением в определенные моменты времени регионального складкообразования, вызывающего изменения регионального наклона, горообразования или значительного нагревания (в результате магматической деятельности), различные изменения гидродинамики и др. процессов, нарушающих равновесие пластовых флюидов, обуславливая при этом их движение (рис. 4.3).

Причины и движущие силы, обуславливающие процессы генерации, первичной миграции (эмиграции), миграции, аккумуляции и разрушения залежей УВ и определяющие характер этих процессов носят название факторов нефтегазоносности. К числу основных факторов относят:

- *силу тяжести;*
- *геостатическое, геодинамическое и гидростатическое давления;*
- *температуру;*
- *уплотнение пород;*
- *гидравлику;*
- *физико-химическое взаимодействие горных пород с РОВ;*
- *подземные воды и газы.*

Непосредственная количественная оценка степени влияния каждого из этих факторов обычно затруднена.

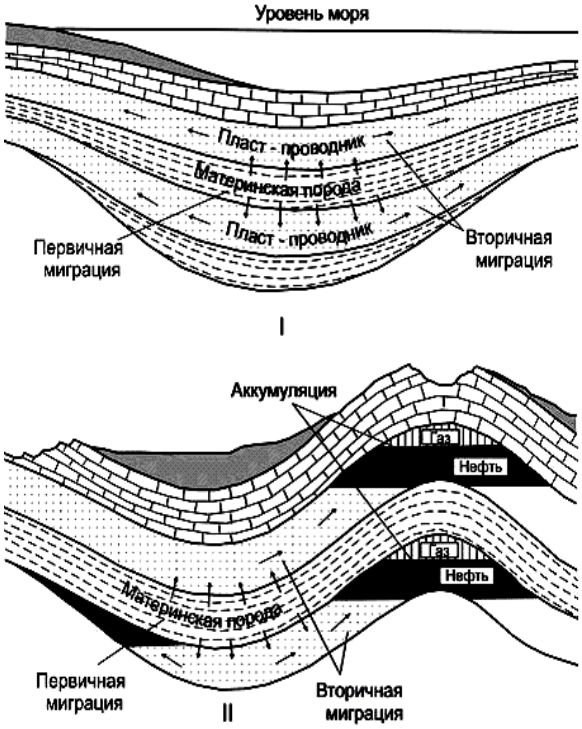


Рис. 4.3. Схема взаимосвязи процессов складкообразования и миграции УВ

Уплотнение пород. Решающий фактор для первичной миграции. При уплотнении осадочных пород уменьшение объема их пустотного пространства (*увеличение ее плотности*) происходит за счет сближения осадочных зерен, слагающих породу, а также заполнения пустот в результате образования новых минералов, перекристаллизации ранее существующих минералов и механического перераспределения материала в процессе пластической деформации.

Основную роль при уплотнении пород играет вес вышележащих толщ. Различие коэффициентов уплотнения пород разного литологического состава способствует отжатию поровых седиментационных вод (*элизионный водообмен*) с растворенными УВ из областей большего уплотнения (*пелитовые, тонкоотмученные породы*) в области меньшего уплотнения (*песчаники, карбонаты и т. п.)*.

Донные пелитовые отложения имеют очень высокую первоначальную осадочную пористость (70–80 %). По мере их накопления происходит уплотнение расположенных ниже слоев и выжимание, содержащейся в них воды. Песчаные и карбонатные породы, имеющие жесткий структурный скелет, уплотняются менее значительно. Между поровым пространством глинистых пород и порово-трещинным пространством более жестких, проницаемых терригенных пород создается перепад давления. В замкнутых микропорах между частичками глинистых минералов давление превышает гидростатическое и может приблизиться к геостатическому. В порах практически не сжимаемых пород-коллекторов давление близко к гидростатическому. Чем больше опускаются на глубину породы, тем больше перепад давления, который может достичь 80–100 атмосфер на глубине 1000 м. Образовавшиеся в стадию диагенеза нефтяные УВ («юная» нефть) выжимаются из осадков вместе с водой.

Особую роль в процессе механического уплотнения глин и отжатия флюидов при миграции нефти играет то обстоятельство, что скорость уплотнения равномерно снижается по мере погружения пород на большие глубины. С погружением породы все более нагреваются, что обусловливает увеличение объема нефти и газа и тем самым способствует их перемещению. Движение УВ может активизироваться также в результате увеличения давления вследствие образования больших объемов новых веществ. При погружении пород на боль-

шие глубины усиливается генерация газа, и первичная нефть выносится им из материнских пород в виде газового раствора, что доказано экспериментальными исследованиями [66].

Диффузия. Диффузия играет существенную роль в первичной миграции и в формировании фазы свободных углеводородных, выделившихся из водорастворенного состояния. Диффузия представляет собой один из механизмов взаимного проникновения молекул одного вещества в другое вследствие разности концентрации и стремления выравнить их. Диффузия УВ всегда происходит в направлении областей меньших концентраций. Поэтому наличие диффузионного потока над скоплениями УВ в земной коре приводит скорее к разрушению залежей и рассеиванию УВ. В некоторых благоприятных условиях (наличие мощных соленосных покрышек) не исключена возможность сбора диффундирующих УВ в других толщах и формирование новых скоплений.

Гравитационный фактор. При вторичной миграции нефть и газ, попадая в коллектор, заполненный водой, стремятся занять наиболее высокое положение, иначе говоря, перемещаются вертикально вверх. Миграция флюидов по пластам-коллекторам в значительных масштабах становится возможной при наличии наклона пласта и перепада давления. А.Л. Козлов считает, что наклон пласта 1 т 2 м/км создает достаточные условия для перемещения нефти и газа под действием гравитационных сил, выражающегося во всплывании их в водонасыщенных породах. Благодаря гравитационному фактору возможно накопление нефти и газа в ловушках.

Гидравлический фактор. Сущность действия гидравлического фактора заключается в том, что вода при движении в пластах-коллекторах увлекает за собой пузырьки газа и капельки (пленки) нефти. Миграция нефти и газа вместе с водой может происходить и в сорбированном (водой) состоянии – это одна из наиболее распространенных форм их перемещения в хорошо проницаемых породах (*внутрирезервуарная миграция*). В процессе движения воды нефть и газ могут образовывать самостоятельные фазы. Дальнейшее перемещение выделившихся из воды нефти и газа происходит за счет гравитационного фактора в виде струй по приподнятым частям валообразных поднятий. Таковы основные факторы миграции нефти и газа в коллекторах с хорошей проницаемостью. В плохо проницаемых породах (алевролитах и глинах) основным фактором миграции является избыточное давление в подстилающих газонасыщенных толщах, обусловливающее диффузию газа.

Гидротермальный фактор. Количество воды, отжимаемой при уплотнении, с глубиной погружения уменьшается. Благодаря пластовым температурам, увеличивающимся с глубиной, объем воды возрастает. Такое явление служит благоприятным фактором для миграции УВ на значительных глубинах. Гидротермальная модель с наиболее открытой системой пор, характерна для нормальных и смешанных фаций морского мелководья. Если поровые флюиды более изолированы, как в случае недоуплотненных фаций, то жидкость не может свободно расширяться и давление ее будет возрастать [132].

Процесс миграции флюидов под влиянием гидротермальных условий протекает направленно от разогретых участков к холодным, от погруженных толщ в сторону неглубокозалегающих и от центра бассейна к его периферийным участкам. Роль гидротермального фактора сводится к усилению процесса сжатия потока флюида при погружении.

Осмотические процессы. Под термином ***«осмос»*** понимают процесс перемещения молекул растворителя через слабопроницаемую (непроницаемую для молекул растворенного вещества) перегородку под влиянием разности концентраций растворенного вещества по обе стороны от перегородки. Роль полупроницаемых перегородок,

создающих предпосылки для осмотических процессов, выполняют некоторые глинистые породы, имеющие субкапиллярные поры.

Во многих осадочных бассейнах минерализация пластовых вод возрастает с глубиной или с ростом уплотнения пород. Эти величины минерализации обычно выше, чем минерализация морской воды (около 35 х 10^{-3}). В недоуплотненных зонах минерализация ниже, чем в зонах нормального и смешанного уплотнения. Основной причиной таких колебаний минерализации считают фильтрацию ионного обмена глинами [140].

Ионная фильтрация глинами и глинистыми сланцами прослеживается лабораторными методами. И те, и другие породы отфильтровывают соли из раствора, значит флюиды, проходящие через глинистые породы должны быть более пресными, чем первичный раствор. Минерализация меняется обратно пропорционально по отношению к пористости глинистых сланцев, т. е. она возрастает по мере уменьшения пористости. Следовательно, минерализация должна возрастать от центра к периферии каждого слоя глин.

Различие осмотического давления вследствие изменения минерализации не очень значительно, по сравнению с градиентом давления, обусловленным уплотнением. Так как поток жидкостей, связанный с осмотическими явлениями, движется в том же направлении, что и под воздействием уплотнения, то первичная миграция УВ из глин в проницаемые породы резервуара значительно облегчается.

4.4. Масштабы, направления и скорости миграции УВ из материнских пород

Расстояния, направления и скорости миграции УВ зависят от их состояния и геологической обстановки формирования залежей. Нефть при своем движении выбирает линии наименьшего сопротивления, по которым и будет мигрировать.

По масштабам движения (расстояниям) миграция делится на ***региональную,*** контролируемую соотношениями в пространстве зон нефтегазообразования и зон нефтегазонакопления, и ***локальную,*** контролируемую отдельными структурами и различными осложнениями (разрывными смещениями, литологическими и стратиграфическими экранами).

Максимальные расстояния, на которые мигрирует газ вместе с пластовыми водами, соизмеримы с протяженностью артезианских бассейнов и могут достигать нескольких сот километров (Амударьинский НГБ, Западно-Сибир-ский НГБ).

Внутрирезервуарная миграция в платформенных областях ограничивается расстояниями между приподнятыми элементами положительных структур первого порядка и погруженными зонами примыкающих к ним впадин и прогибов, служивших основными нефтесборными площадями и очагами генерации УВ. При таких условиях, масштабы миграции не превышают нескольких десятков – нескольких сотен км.

При первичной миграции вместе с отжимаемыми из глинистых материнских пород водами в пласт-коллектор перемещаются и углеводороды. Скорость миграции УВ в этом случае будет не меньше, чем воды. Однако интенсивность первичной региональной миграции газа в растворенном состоянии вместе с элизиоиными водами в среднем за какой-либо этап погружения (и уплотнения) глинистых материнских пород характеризуется довольно низкими значениями, не более п- $10^{\sim 6}$ $м^3/м^2$. год.

Вторичная миграция газа (и, возможно, нефти) в растворенном состоянии происходит с той же скоростью и в том же направлении, что и движение пластовых вод, в которых он растворен. Пластовые воды перемещаются в основном в латеральном (по напластованию) направлении (в область меньших пластовых давлений).

Диффузионный массоперенос газа, который осуществляется во всех направлениях (в сторону уменьшения концентрации газа) через трещины водонасыщенных горных пород, в том числе и глинистых, характеризуется наименьшими скоростями. Максимальные вертикальные расстояния, на которые мигрирует газ в диффузионном потоке,

определяются диффузионной проницаемостью пород и временем этого процесса. По современным представлениям, эти расстояния вряд ли могут превышать 10 км.

Газ и нефть в свободном состоянии мигрируют преимущественно в вертикальном направлении к кровле пласта-коллектора, а затем в направлении большего угла восстания пласта. Миграция в этом случае характеризуется наибольшими скоростями.

Скорость струйной миграции газа и нефти зависит главным образом от фазовой проницаемости пород для газа и нефти и пористости пласта, а также от вязкости нефти и газа, угла наклона пласта и разности плотностей воды, нефти и газа в пластовых условиях. По расчетам А.Е. Гуревича, скорость движения газа при угле наклона 1° может составить 1 м/год, при 70° – 71 м/год, что значительно (на два порядка) превышает скорость миграции газа в растворенном состоянии вместе с движущимися пластовыми водами. Расчеты В.П. Савченко показывают, что высота сечения струи при этом может быть весьма небольшой – около 1 м.

При генерации газа (и нефти) в самом природном резервуаре либо в подстилающих его газоматеринских (нефтегазоматеринских) отложениях в условиях уже насыщенных (предельно) газом поровых вод генерируемый газ (и, возможно, нефть) оказывается в свободном состоянии и в этом состоянии мигрирует в ловушку (или поступает в природный резервуар и затем мигрирует в ловушку). Расстояния, на которые газ (и, возможно, нефть) мигрирует в этом случае, не будут превышать размеров зоны влияния ловушки.

При вертикальном (межпластовом) перетоке газа и нефти по разрывным смещениям из нижележащей залежи или при латеральной миграции их из одной ловушки в другую (в том же природном резервуаре) расстояния миграции будут контролироваться той геологической обстановкой, в которой осуществляется перемещение струи газа и жидкой нефти. Они будут зависеть от мощности толщи пород, которая отделяет первичную залежь (нижележащую) от вторичной (образованной в результате вертикального перетока), либо будут определяться расстояниями, отделяющими смежные ловушки одного и того же резервуара.

Существует некоторая закономерность тектонического плана. На платформенных территориях преобладает латеральная миграция УВ. Роль вертикальной миграции не столь значительна. В геосинклинальных областях, предгорных прогибах с широким развитием диапиризма, дизъюнктивных дислокаций, грязевого вулканизма, соляно-купольной тектоники большая роль принадлежит вертикальному перемещению флюидов.

Вторичная миграция в зависимости от конкретных геологических условий может или следовать за первичной, или отставать от нее на значительные промежутки времени (иногда на десятки миллионов лет).

Некоторые исследователи полагают, что для формирования залежей нефти благоприятные условия наступают вслед за отложением вмещающих ее пород. Так образовались, по мнению К.А. Машковича, девонские залежи Саратовского Поволжья, А.И. Клещев предполагает, что девонские залежи в терригенных отложениях Татарского свода возникли в кыновское время, т. е. всего на протяжении 1–3 млн лет.

На основании наличия залежей в плиоценовых отложениях в Калифорнии, сформировавшихся в ловушках плейстоценового возраста, А. Леворсен (1970 г.) приходит к выводу, что минимальное время для образования, миграции и аккумуляции нефти и газа в залежи в данном районе составило приблизительно 1 млн лет [60].

Для месторождений Прикаспийской НГП, по Н.А. Калинину, процессы миграции и аккумуляции УВ были тесно связаны со стратиграфическими несогласиями и длительностью перерыва в осадконакоплении: чем меньше перерыв, тем большие запасы нефти аккумулируются под поверхностями несогласия. При значительных перерывах (например, при залегании плиоценовых слоев на юрских) ниже поверхности стратиграфического несогласия промышленных скоплений не установлено. И в то же время в случае несогласного срезания юрских отложений нижнемеловым комплексом в первых появляются

промышленные скопления нефти. Было подсчитано, что процессы образования, миграции и аккумуляции нефти здесь продолжались в течение 35–100 млн лет [43].

У. Рассел (1951 г.) приводит примеры, когда после образования генерировавших их свит УВ не мигрировали в течение длительного времени (более 100 млн. лет), в других же случаях перерыв составлял всего 10 млн лет.

Исследования С.П. Максимова, А.И. Иванова, В.А. Кирова показали, что залежи нефти на месторождениях Куйбышевского Поволжья в каменноугольных отложениях формировались в конце нижне-каменноугольного периода или в течение московского века, залежи в девонских отложениях – в период от конца франского века до московского. Месторождения Волго-Уральской провинции формировались в течение 30–60 млн лет [43; 73; 97].

Среди исследователей нет единого мнения в отношении времени проявления и длительности региональной миграции УВ. Процесс этот весьма сложный и зависит от конкретных геологических условий. В одних районах может быть относительно кратковременным (единицы миллионов лет), а в других – весьма длительным (десятки или даже сотни миллионов лет). Время проявления региональной миграции и ее длительность обусловливаются, прежде всего, историей тектонического развития региона.

4.5. Формирование скоплений нефти и газа

Проблема формирования месторождений нефти и газа является наименее разработанной в геологии нефти и газа. Это объясняется тем, что формирование залежей нефти и газа не столько геологическое явление, сколько физико-химическое, связанное с такими процессами как: растворимость природных флюидов, прямая и обратная, в условиях меняющихся температуры и давления в неоднородно-пористой среде; фильтрация несмешивающихся флюидов в неоднородно-проницаемой среде при меняющихся температуре и давлении; сорбционные явления, сопровождающие фильтрацию флюидов; гравитационное расчленение флюидов в пористой среде; химические превращения нефти и газа в процессе длительного нахождения в меняющихся термобарических условиях и т. д. Некоторые из этих процессов вообще плохо изучены в фундаментальных науках.

Нефть и газ при миграции в свободной фазе перемещаются в пласте-коллекторе в направлении максимального угла восстания пласта. В первой же ловушке, встреченной мигрирующими газом и нефтью, будет происходить их аккумуляция и в результате образуется залежь. Если нефти и газа достаточно для заполнения целого ряда ловушек, лежащих на пути их миграции, то первая ловушка заполнится газом, вторая может быть заполнена нефтью и газом, третья – лишь нефтью, а все остальные, расположенные гипсометрически выше (рис. 4.4), могут оказаться пустыми (содержать воду). В этом случае происходит так называемое ***дифференциальное улавливание*** нефти и газа.

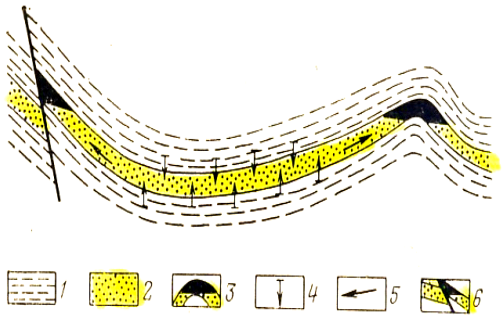


Рис. 4.4. Механизм формирования скоплений нефти и газа (по А.А. Бакирову и др., 1982)
1 – глинистые породы; 2 – коллектор;
3 – залежь нефти; 4 – направление первичной миграции УВ; 5 – направление вторичной миграции УВ;6 – тектонический экран

Теория дифференциального улавливания нефти и газа при миграции их через цепочку сообщающихся друг с другом ловушек, расположенных одна выше другой, была разработана советскими учеными В.П. Савченко, С.П. Максимовым. Независимо от них принцип этот был сформулирован и канадским геологом В. Гассоу [95].

Миграция нефти и газа в свободном состоянии может осуществляться не только внутри пласта-коллектора, но и через разрывные смещения, что также приводит к формированию залежей. Если в пласте-коллекторе происходит движение нефти с растворенным в ней газом, то на больших глубинах ловушки будут заполнены нефтью (и растворенным в ней газом). После заполнения этих ловушек нефть будет мигрировать вверх по восстанию пластов. На участке, где пластовое давление окажется ниже давления насыщения, газ будет выделяться из нефти в свободную фазу и поступать вместе с нефтью в ближайшую ловушку. В этой ловушке может образоваться нефтяная залежь с газовой шапкой, или, если газа будет много, она заполнится газом, а нефть будет вытеснена им в следующую гипсометрически выше расположенную ловушку, которая будет содержать газонефтяную или нефтяную залежь. Если нефти или газа не хватит для заполнения всех ловушек, то наиболее высоко расположенные из них будут заполнены только водой.

Таким образом, дифференциальное улавливание нефти и газа имеет место при формировании их залежей только в тех случаях, когда движение и нефти, и газа осуществляется в свободной фазе.

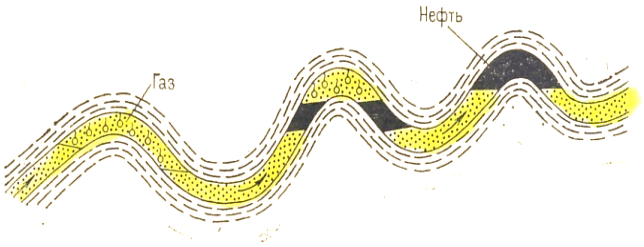


Рис. 4.5. Схема размещения залежей нефти и газа согласно принципу дифференциального улавливания УВ (по А.А. Бакирову и др., 1982)

Принцип дифференциального улавливания не универсален и не объясняет формирование залежей во всех случаях. Например: при миграции газа в растворенном состоянии в антиклинальных структурах, расположенных на больших глубинах, газовые залежи не смогут образоваться в случае, если воды недонасыщены газом. Ловушки окажутся заполненными водой. Выделение газа в свободное состояние и заполнение им ловушек, расположенных выше, возможно при условии, если при перемещении пластовых вод вверх по восстанию пласта пластовое давление окажется меньше давления насыщения. В этом случае характер размещения залежей будет иной, чем в случае дифференциального улавливания. Высоко расположенные ловушки будут содержать залежи газа, а глубоко расположенные окажутся пустыми (рис. 4.5). Следовательно, особенности размещения залежей газа и нефти в значительной мере могут быть обусловлены и другими геологическими факторами.

Формирование газовых залежей за счет газа, прежде растворенного в воде, а затем выделившегося в свободное состояние, в результате восходящих тектонических движений, охвативших данный регион, будет происходить во всех ловушках, расположенных в этом регионе, если пластовое давление в них окажется меньше давления насыщения [5].

Формирование залежей происходит не только при ***латеральной*** *(внутрирезервуарной)* миграции газа и нефти. Аккумуляция УВ имеет место и при ***вертикальной*** *(межрезервуарной)* их миграции. В латеральном и в вертикальном направлениях УВ могут мигрировать в *рассеянном* виде.

Скорость накопления нефти в ловушках, определенная И.В. Высоцким, составляет от 12 до 700 т/год, а продолжительность формирования нефтяных залежей 1–12 млн лет [97].

Процессы миграции и аккумуляции нефти и газа происходят в изменяющейся геологической обстановке. В одних случаях формируются первичные залежи – из рассеянных углеводородов, в других вторичные – за счет УВ расформировавшихся первичных залежей.

Характер распределения нефти и газа в процессе их миграции и аккумуляции в мощных литологических толщах во многом определяется наличием глинистых и других покрышек, их мощностями, выдержанностью по площади, экранирующей способностью, положением в пространстве, соотношением с пластами-коллекторами, а также

развитием различных типов ловушек, их вмещающей способностью, гидрогеологической обстановкой, разрывными смещениями и другими факторами.

В отдельных случаях залежи могут образоваться «на месте». Это возможно, если нефтегазоматеринские формации содержат линзы или не связанные между собой прослои пород-коллекторов, окруженные непроницаемыми пластами. Образовавшиеся нефть и газ попадают в изолированные коллекторы и там сохраняются.

Определение времени образования залежей УВ вызывает затруднения прежде всего из-за сложности установления времени конца формирования залежи. За начало образования залежи можно принять время формирования ловушки, за конец образования скопления – время прекращения поступления УВ в ловушку или время замедленного поступления их, соизмеримого со скоростью разрушения скопления (т. е. объем скопления не увеличивается). Это может быть вызвано изменением структурного плана района ловушки (изменение наклона толщи, несущей углеводороды), отсечением ловушки от материнской толщи разрывом, истощением потенциала материнской толщи и т. д.

Образовавшаяся залежь нефти (газа) испытывает неоднократные поднятия и последующие погружения, и, таким образом, ее современный вид может быть следствием нескольких фаз накопления (при погружении) и частичного разрушения (при значительном поднятии).

Существуют следующие основные методы определения времени формирования залежей нефти: палеоструктурный метод, метод давления насыщения, минералогический метод, историко-геохимический метод, газонефтехимический метод, объемный метод, гелий – аргоновый метод.

Время (продолжительность) формирования скоплений нефти определяется прежде всего временем действия механизма эмиграции УВ из материнской свиты в меньшей степени скоростью внутрирезервуарной миграции, которая (учитывая скорость миграции УВ в свободном состоянии), вероятно, составляет небольшой процент в общем балансе времени формирования скопления.

Формирование залежей нефти происходит со средней скоростью от 12 до 700 т/год, последняя цифра – для крупных и гигантских месторождений. Продолжительность формирования залежей нефти составляет 1–12 млн лет, последняя цифра – для крупных и гигантских месторождений.

4.6. Разрушение залежей УВ

Скопления нефти и газа, образованные в результате миграции и аккумуляции их в ловушках, в последующем могут быть частично или полностью разрушены под влиянием тектонических, биохимических, химических и физических процессов. Некоторые факторы, вначале обусловливающие формирование залежей, со временем начинают играть отрицательную роль, приводя к их разрушению.

Тектонические движения могут привести к исчезновению ловушки вследствие ее наклона или образования дизъюнктивного нарушения, тогда нефть и газ из нее будут мигрировать в другую ловушку или на поверхность. Если в течение продолжительного времени крупные территории испытывают восходящие движения, то нефтегазосодержащие породы могут быть, выведены на поверхность и эродированы.

Биохимические реакции при наличии разлагающих УВ бактерий и химические процессы (окисление) также могут привести к уничтожению скоплений нефти и газа.

Диффузионные процессы с момента возникновения скоплений УВ действуют в направлении их рассеивания, в особенности газа.

Многими исследователями при изучении механизма формирования локальных структур методом палеотектонического анализа в ряде регионов отмечено, что вследствие дифференцированных подвижек блоков фундамента на отдельных этапах развития некоторые локальные структуры раскрывались. При этом, залежи нефти и газа, содер-

жащиеся в ловушках древнего заложения, развивавшихся конседиментационно (одновременно с осадконакоплением), в результате изменения прежнего структурного плана подвергались частичному или полному разрушению или переформированию. При раскрытии ловушек УВ начинают перемещаться вверх по восстанию слоев, пока не встретят на своем пути новые герметичные структурные или другие формы, способные играть роль ловушек. Если они будут выходить на поверхность, то в результате разрушения нефти (окисления и испарения легких фракций) формируются скопления асфальта.

Разрывные нарушения и эрозионные процессы, обусловливающие выходы пород, содержащих нефть и газ, на дневную поверхность также способствуют разрушению залежей. Примерами подобных явлений служат закированные породы, известные на Апшеронском полуострове, в Западной Туркмении, на Сахалине, на о-ве Тринидад и в других районах, как свидетельства значительных масштабных разрушений бывших месторождений нефти [32].

В Канаде (Атабаска) запасы битумов, образовавшихся в результате разрушения нефти, составляют по одним данным 50, по другим 75 млрд т. В пределах Волго-Уральской провинции (Татария) также происходило разрушение месторождений нефти, которое привело к образованию асфальтов (битумов) в отложениях перми с запасами 18–20 млрд т. [5].

Геохимические процессы, протекающие в зоне ВНК *(водонефтяного)* или ГВК (*газоводяного контакта*), также способствуют окислению и разрушению УВ и восстановлению растворенных в подземных водах сульфатов при участии сульфатредуцирующих бактерий. В.А. Соколовым подсчитано, что для окисления 1 г метана требуется 6 г сульфат-иона, т. е. для окисления 1 млрд $м^3$ 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. По данным А.С. Соколова, в подавляющем большинстве случаев месторождения серы располагаются в разрезах выше залежей нефти и газа [51].

Залежи серы, сформировавшиеся в результате разрушения нефтяных и газовых скоплений, известны в Туркмении (Серные Бугры Центрально-Каракумского свода, месторождение в Гаурдаке), в Восточном Узбекистане (Ферганская впадина), на Западной Украине, в солянокупольной провинции Мексиканского залива и в ряде других районов. Предполагается, что для образования залежей серы в Туркмении должно было разрушиться несколько триллионов кубических метров газа [5].

В ряде случаев причиной разрушения залежей нефти и газа является гидродинамическая активность подземных вод, вымывающих УВ (особенно нефть).

Вопросы для самопроверки:

1. *Какие явления и процессы приводят к уничтожению залежей нефти и газа?*
2. *Какие виды миграции УВ по отношению к нефтегазоматеринским толщам Вам известны?*
3. *Каков главный фактор перемещения УВ?*
4. *Какие процессы носят название «осмотических»?*
5. *В каких направлениях в пластовых условиях могут перемещаться углеводороды?*
6. *В каком физическом состоянии мигрируют углеводороды в недрах земной коры?*
7. *Может ли осуществляться миграция нефти и газа в осадочных толщах по поверхностям несогласий?*
8. *Объясните механизм вертикального перемещения УВ.*
9. *Какое практическое значение в нефтяной геологии имеет решение вопроса о времени формирования залежи?*

Глава 5
ПРИРОДНЫЕ РЕЗЕРВУАРЫ НЕФТИ И ГАЗА

В геологической литературе, посвященной нефтяной тематике нет однозначного понимания и трактовки термина ***«природный резервуар».*** Разные исследователи признают его термином свободного пользования, под которым обычно понимают:

«… часть ловушки, содержащую нефть или газ, которая может быть образована различными породами, иметь разную форму, размеры и происхождение» (А. Леворсен);

«… природную емкость для нефти, газа и воды, внутри которой они могут циркулировать и форма которая обусловлена соотношением коллектора с вмещающим его (коллектор) плохо проницаемыми породами» (И.О. Брод, Н.А. Еременко);

«… естественный коллектор (вместилище) для нефти, газа, воды, различным способом ограниченный относительно непроницаемыми породами (экранами, водоупорами)» (Ф.Г. Гурари, Ю.Н. Карагодин, В.В. Гребенюк, В.В. Коптев, 1971 г);

«… номинальное породно-слоевое тело или породное тело-коллектор, ограниченное снизу и (или)сверху относительно непроницаемыми (слабопроницаемыми)породными (породно-слоевыми) образованиями (водоупорами или экранами) и поэтому являющееся реальным или потенциальным вместилищем флюидов (нефти, газа, воды и различных их сочетаний) (А.А. Трофимук, Ю.Н. Карагодин, Э.Б. Мовшович1983 г.);

«… пласт, участок пласта или группа сообщающихся пластов, обладающих поровым (межзерновым), каверновым или трещинным пространством, вмещающих жидкость или газ, которые могут перемещаться, частично или со всех сторон ограничен непроницаемыми породами» (В.В. Семенович, И.В. Высоцкий, Ю.И. Корчагин, 1987 г.).

«… породное тело-коллектор или пустотное пространство, ограниченное флюидоупором, способствующим передвижению, а в случае наличия ловушки – наполнению и сохранению УВ» (Ю.Н. Карагодин, В.А. Казаненков и др., 2000 г.).

Строение природных резервуаров определяется их типом, вещественным составом слагающих их пород, типом пустотного пространства пород-коллекторов и выдержанностью этих пород по площади.

Различают несколько типов природных резервуаров, три из которых являются основными (рис. 5.1. Форма (морфология) природного резервуара определяется соотношением в разрезе и по площади пород-коллекторов и пород-покрышек. Изменчивость формы продуктивного пласта определяется неодинаковой его толщиной (общей и эффективной), расчлененностью, выклиниванием всего пласта и слагающих его пропластков, их литолого-фациальным замещением непроницаемыми разностями.

Пластовые природные резервуары представляют собой пласты-коллекторы, ограниченные на значительной территории в кровле и подошве непроницаемыми породами (флюидоупорами) (рис. 5.2). Их мощность варьирует в значительных пределах (от 1–2 м до десятков м). В литологическом плане могут быть представлены и терригенными и карбонатными породами; могут содержать прослои и пропластки непроницаемых пород в толще коллектора.

Пластовые природные резервуары с литологически выклинивающимся коллектором широко развиты в отложениях многих геологических систем. Выклинивание пласта-коллектора может происходить в случае моноклинального залегания осадочных образований в направлении восстания пород.

Массивные природные резервуары (однородные) (рис. 5.3) представляют собой мощную толщу пород-коллекторов (сотни м) различного, либо одинакового вещест-

венного состава. Традиционно массивными резервуарами называют любые рифогенные постройки, сложенные органогенными и хемогенными известняками и доломитами.

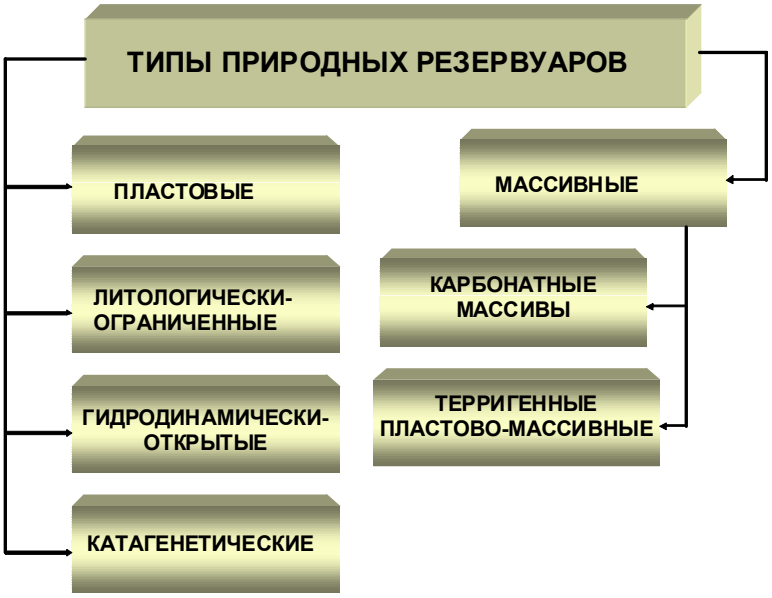


Рис. 5.1. Типы природных резервуаров

Все пласты, составляющие тело массива, как правило, гидродинамически связаны между собой, но могут являться разновозрастными. Флюидоупорами являются пласты или толщи каменной соли, глинистых или сульфатных пород.

Такой природный резервуар охватывает несколько ярусов и может выделяться в объеме целой формации.

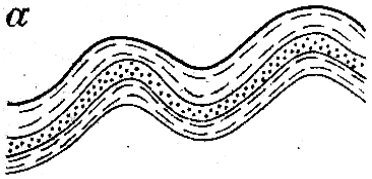


Рис. 5.2. Пластовый природный резервуар

Массивные терригенно-пластовые резервуары (неоднородные) сложены терригенными породами и являются разновидностью массивных. Как правило, представляют собой сложное переслаивание пород-коллекторов и пород-экранов (рис. 5.4). Являются генетически единым комплексом природных резервуаров, объединенным гидродинамической сообщаемостью коллектора. Природные резервуары данного типа характеризуются стабильным литологическим составом – переслаиванием песчаных, алевритовых, глинистых пород, реже известняков и мергелей. Такие комплексы типичны для флишевых толщ геосинклинальных областей.

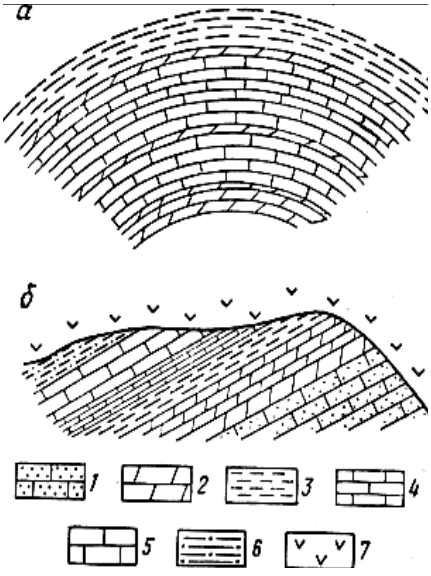


Рис. 5.3. Схема массивных резервуаров (по Н. А. Еременко):
а – однородного, б – неоднородного
1 – песчаники; 2 – мергели;
3 – глины; 4 – доломиты;
5 – известняки; 6 – алевролиты;
7 – соленосные отложения

Иногда массивные резервуары представлены чередованием песчаных пластов с маломощными прослоями глин. В теле таких массивов наблюдаются отдельные участки высокой проницаемости и плохо проницаемые зоны. Благодаря трещинам, разломам (рис. 5.4а) или невыдержанности экра-

нирующих свойств глин (рис. 5.4б) пласты-коллекторы образуют единую гидродинамическую систему. Она создается также, когда пласты-коллекторы в результате стратиграфического срезания перекрываются проницаемыми породами (рис. 5.4в).

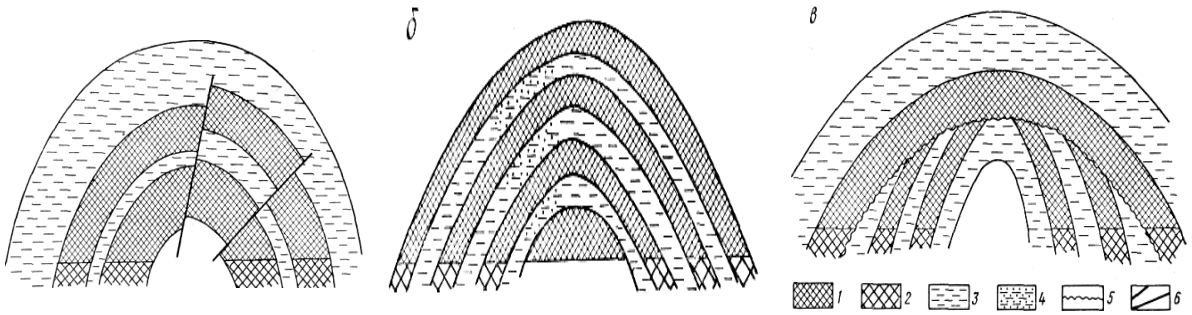


Рис. 5.4.Схема сложно построенного массивного резервуара (по Н.А. Еременко)
Гидродинамическая связь между пластами осуществляется:
а – по разломам, соединяющим продуктивные горизонты; б – благодаря наличию в непроницаемых покрышках, разделяющих пласты-коллекторы, песчано-глинистых проницаемых участков; в – в результате стратиграфического срезания пластов-коллекторов проницаемыми породами. 1 – нефтеносный или газоносный пласт; 2 – водонасыщенная часть пласта; 3 – непроницаемая покрышка; 4 – песчано-глинистые проницаемые или слабо проницаемые участки в непроницаемых покрышках; 5 – поверхность стратиграфического несогласия; 6 – разрывные нарушения

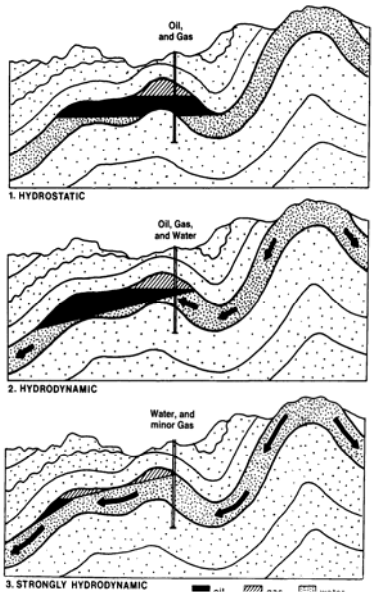


Рис. 5.5. Идеализированные модели ловушек гидродинамического типа

Природные резервуары литологически-ограниченные со всех сторон. К этому типу природных резервуаров относят пласты-коллекторы, представляющие собой песчаную линзу, ограниченную со всех сторон глинистыми породами. Имеют не очень большую площадь распространения и самую разнообразную морфологию. Генетически могут быть приурочены к баровым комплексам, к отложениям дельт, шнурковым речным каналам, турбидитовым потокам, отложениям конусов выноса.

Гидродинамически открытые природные резервуары – т. е. резервуары, непосредственно сообщающиеся с дневной поверхностью или проницаемыми породами (рис. 5.5) В зависимости от характера гидродинамической системы следует различать природные резервуары открытые, полузакрытые и закрытые, в которых условия миграции и аккумуляции УВ значительно отличны.

Катагенетические природные резервуары – резервуары, возникшие в результате на локальных участках, вследствие катагенетических процессов. Этот тип резервуара имеет малое распространение в природе. Коллекторские свойства пород улучшены за счет вторичных изменений в первичном поровом пространстве. Большая часть пород, слагающих природный резервуар, заполнена водой, т. к. они первично насыщены седиментационными, или, элизионными («элизио» – выжимание), водами, либо в их поровое пространство внедрились атмосферные, т. е. инфильтрационные воды. Нефть и природный газ по отношению к седиментационной воде являются более поздними образованиями. УВ, оказавшись в свободном состоянии в природном резервуаре, заполненном водой, стремятся занять в нем самое высокое положение. Они перемещаются вверх, оттесняя воду (вследствие гравитационного эффекта), до тех пор, пока не достигнут кровли пласта-коллектора (подошвы пласта-флюидоупора).

5.1. Породы-коллекторы

Любая горная порода, обладающая пористостью, проницаемостью и способностью аккумулировать в себе УВ, а также запасы подземных вод имеет право называться коллектором. Основным свойством пород-коллекторов является наличие пустотного пространства, которое и заполняют флюиды. Все типы горных пород характеризуются наличием пустотного пространства, но отдавать флюиды могут далеко не все из них. Способности пород вмещать и отдавать при разработке нефть, газ и воду неодинаковы. Основные признаки, характеризующие качество пород-коллекторов: ***пористость, проницаемость***, ***плотность и насыщенность пор флюидами***. Совокупность этих признаков, охарактеризованных количественно, определяет коллекторские свойства породы в целом.

Практически все известные месторождения нефти и газа заключены в осадочных породах. Выветрелые и трещиноватые разности изверженных и метаморфических пород содержат лишь немногочисленные и небольшие залежи.

В России на долю нефтяных и газовых залежей, приуроченных к породам-коллекторам терригенного состава (песчаники, пески, алевролиты и алевриты), приходится 74 %, к карбонатным коллекторам (известняки, доломиты) – 18 % и к терригенно-карбонатным – 8 %. Доля терригенных коллекторов при рассмотрении газовых и газоконденсатных залежей увеличивается до 81 % [27].

Пустотное пространство пород представлено порами, кавернами и трещинами. Некоторая часть его образована организмами (пустотное пространство в рифогенных известняках, полости в раковинах и т. д.). Процент содержания пустот в породе носит название ***пористости (porosity).***

Наиболее обычный тип пустот – промежутки между зернами крупнозернистых осадочных пород, подобных песчаникам. Размер зерен не влияет на процент пористости, если этот размер одинаков, но при смешении зерен разного размера мелкие зерна частично заполняют пространство между крупными, уменьшая тем самым процент пористости. Итоговая пористость обломочных пород зависит от степени последующей цементации зерен; цемент породы осаждается из циркулирующих вод (таковы многие карбонатные, сульфатные и другие «хемогенные» цементы; весьма распространенные глинистые цементы образуются при одновременном осаждении песчаных зерен и глинистых частиц). Если цементация полная, то пористость не сохраняется.

Другой распространенный тип пустот – это каверны растворения в карбонатных породах – известняках и доломитах. Всякий раз, когда такие породы находятся в зоне проникновения или циркуляции подземных вод, они в какой-то степени растворяются, и результатом может быть образование высокопористых пород. Размер каверн выщелачивания изменяется от микроскопических пор до гигантских пещер. Еще одним типом природных пустот являются каверны выветривания, а также трещины и щели (рис. 5.6).

Количественно пористость оценивают коэффициентом, представляющим собой отношение объема пор к объему породы, выраженное либо в процентах от объема породы, либо в долях единицы. Выделяют несколько типов пористости: *первичную, вторичную, общую, закрытую, открытую, эффективную.*

Под ***первичной пористостью (Primary porosity)*** понимается поровое пространство, возникающее при выпадении осадка.

Вторичная пористость (Secondary porosity) или постседиментационная, представляет собой поровое пространство, сформированное после того, как осадок был отложен, под влиянием процессов (например, растворения, трещиноватости и т. д.) (фототабл. 5.1).

Общая пористость определена как количество порового пространства внутри породы, выраженного во фракциях или процентах. Это своеобразная мера приемистости породы.

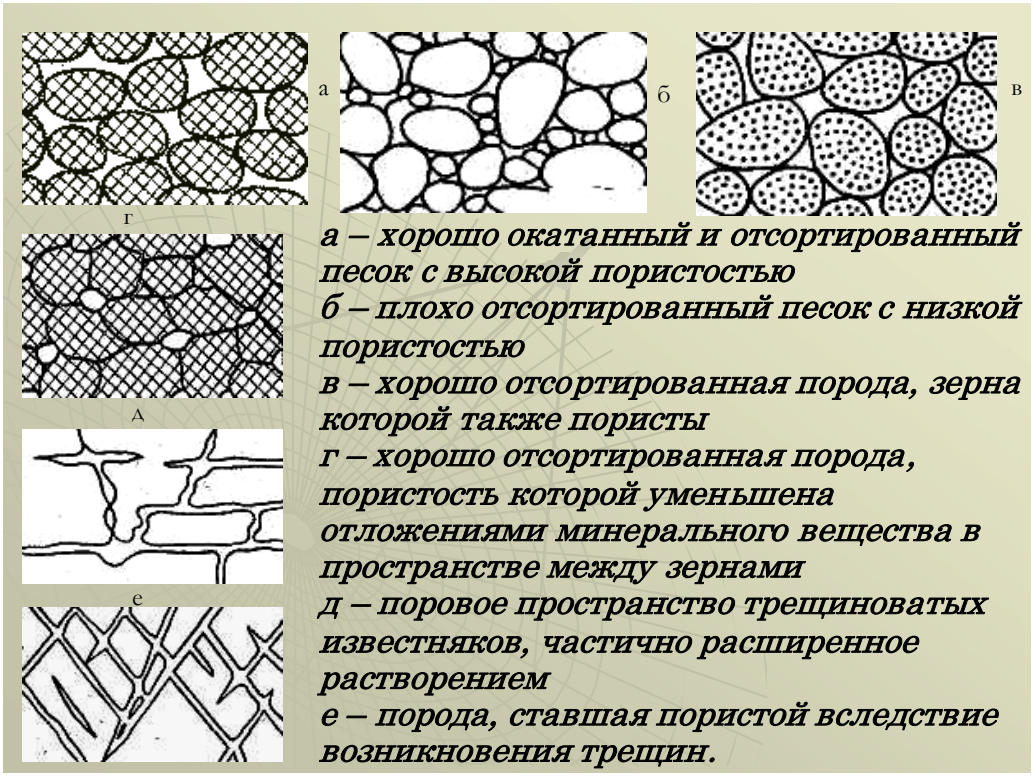


Рис. 5.6. Типы порового пространства в осадочных породах

Коэффициент общей (полной, абсолютной) пористости ($m_п$) в процентах зависит от объема всех пор:

$$m_п = \frac{\sum V_{пор}}{V_{образца}} \times 100\%.$$

Открытая пористость представляет собой объем открытых пор в породе. Коэффициент открытой пористости ($m_о$) зависит от объёма сообщающихся между собой пор:

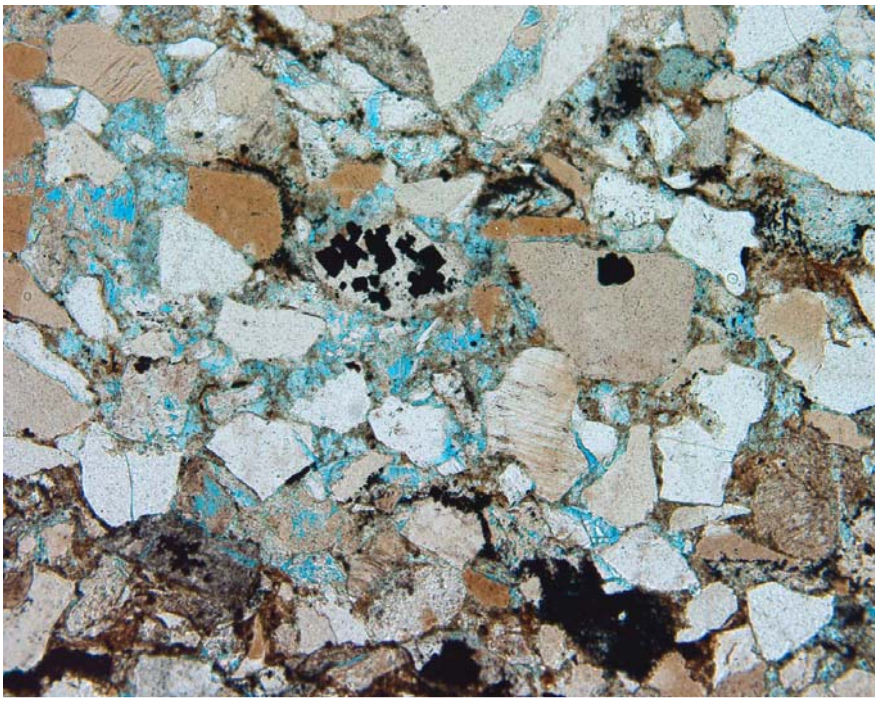
$$m_о = \frac{\sum V_{сообщ.\,пор}}{V_{образца}} \times 100\%.$$

Эффективная пористость породы определена, как свойство породы аккумулировать углеводороды, т. е. это объем сообщающихся между собой пор. Коэффициент эффективной пористости ($m_{эф.}$) оценивает фильтрацию в породе жидкости или газа, и зависит от объёма пор, через которые идет фильтрация.

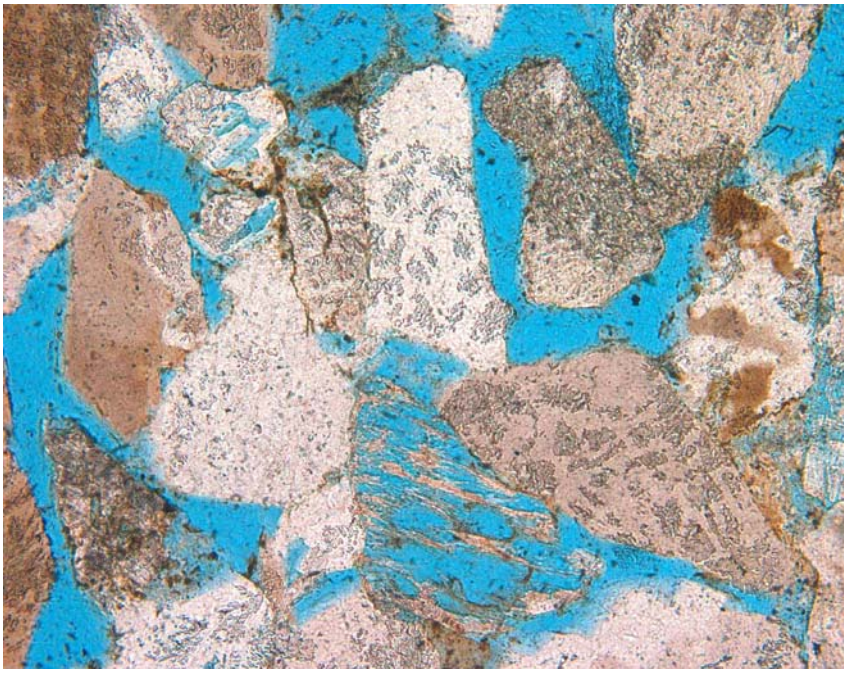
$$m_{эф} = \frac{\sum V_{пор\ фильтр.}}{V_{образца}} \times 100\%$$

Для зернистых пород, содержащих малое или среднее количество цементирующего материала, общая и эффективная пористость примерно равны. Для пород, содержащих большое количество цемента, между эффективной и общей пористостью наблюдается существенное различие. В общем случае, для коэффициентов пористости всегда выполняется соотношение:

$$m_п > m_о > m_{эф}.$$



Онтонигайская пл., скв.19. Кубики пирита в зерне кварца (возможно железистого кварцита). Фото: Жуковской Е.А.



Фототабл. 5.1. ***Западно-Моисеевская пл., скв. 31-П***
Пористость –40 %, видны зерна растворенных ПШ вплоть до образования реликтов. Пористость вторичная. Фото Жуковской Е.А.

Поровые каналы нефтяных пластов условно подразделяются на три группы. В зависимости от размера выделяют: ***мегапоры*** – полости, средний радиус которых превышает 10 мм, иногда карстовые полости, достигающие нескольких метров; ***сверх-капиллярные*** поры, с размером от 0,1 до 10 мм; ***капиллярные*** поры с размером от 1×10^{-3} до 0,1 мм и субкапиллярные поры, размеры которых определены, как менее, чем 1×10^{-3} [27; 122]. Типичная межзерновая пористость в песчано-алевритовой породе представлена на рис. 5.7.

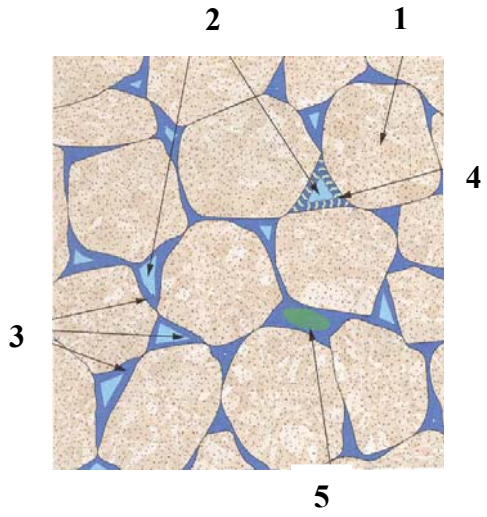


Рис. 5.7. Пример типичной межзерновой пористости: Поры между смоченными водой зернами песчаника заполнены флюидами и тонкими слоями глины: 1 – зерна песчаника; 2 – свободная вода в открытом поровом пространстве; 3 – капиллярно-связанная вода; 4 – вода, удерживаемая глинами; 5 – нефть в породе

Факторы, влияющие на первичную пористость.

Диапазон величин пористости для резервуара любой глубины значителен и является результатом взаимодействия большого числа факторов. Они не обусловлены повышением растворения в связи с возрастанием давления, создаваемым вышележащими толщами, но связаны со всеми формами цементации. Факторы также обусловлены средой седиментации, задающей первичную пористость осадков, характер распределения зерен, их форму, механические свойства и химическую стабильность исходных компонентов, а также природу и давление поровых флюидов [143].

Пористость только, что отложенного осадка зависит от пяти основных факторов: размерности зерен; от их формы; от сортировки, упаковки и степени окатанности. Теоретически, пористость не зависит от размера зерна, но практически, пористость имеет тенденцию увеличиваться с уменьшением размера зерен. В плохо сортированных осадках, маленькие зерна могут размещаться между большими зернами и мешать фильтрации. Пористость уменьшается экспоненциально с захоронением (погружением).

Измерение пористости резервуара. Для измерения пористости в образцах пород используют цилиндрики керна, полный керн (для конгломератов или кавернозных карбонатов) или керн, выбуренный из стенки скважины

- Ртутная порометрия
- Визуальная оценка или CAT Scanner

Каротажи в открытом стволе.

Измерение пористости в скважинных (пластовых) условиях):

- нейтронный каротаж
- акустический каротаж
- плотностной каротаж

В практике нефтяной геологии в настоящее время широко используется оценочная классификация песчано-алевритовых коллекторов нефти и газа с межзерновой пористостью [122]. Основные параметры этой классификации представлены в табл. 5.1. Данная классификация отражена в многочисленной отечественной геологической литературе и используется в рамках современного фациально-генетического подхода к проблеме интерпретации данных промысловой геофизики, керна и седиментологии терригенных осадочных образований.

Таблица 5.1

Классификация терригенных коллекторов (по А.А. Ханину)

Класс коллектора	Породы	Эффективная пористость, %	Проницаемость по газу, мД	*Характеристика коллектора по проницаемости и емкости*
I	Песчаник среднезернистый Песчаник мелкозернистый Алевролит среднезернистый Алевролит мелкозернистый	>16,5 >20 >23,5 >29	>1000 «» «» «»	*Очень высокая*
I I	Песчаник среднезернистый Песчаник мелкозернистый	15–16,6 18–20	500–1000 «»	*Высокая*
I I I	Алевролит среднезернистый Алевролит мелкозернистый Песчаник среднезернистый Песчаник мелкозернистый Алевролит среднезернистый Алевролит мелкозернистый	21,5–23,5 26,5–29 11–15 14–18 16,8–21,5 20,5–26,5	500–1000 «» 100–500 «» «» «»	*Средняя*
IV	Песчаник среднезернистый Песчаник мелкозернистый Алевролит среднезернистый Алевролит мелкозернистый	5,8–11 8–14 10–16,8 12–20,5	1–100 «» «» «»	*Пониженная*
V	Песчаник среднезернистый Песчаник мелкозернистый Алевролит среднезернистый Алевролит мелкозернистый	0,5–5,8 2–8 3,3–10 3,6–12	1–10 «» «» «»	*Низкая*
VI	*Песчаник среднезернистый* *Песчаник мелкозернистый* *Алевролит среднезернистый* *Алевролит мелкозернистый*	*<0,5* *<2* *<3,3* *<3,6*	*<1* *«»* *«»* *«»*	*Весьма низкая*

Существенным недостатком представленной классификации является отсутствие контроля между пористостью и проницаемостью в пределах выделенных классов коллекторов в связи с качественным подходом систематизации пористости и проницаемости от гранулометрической неоднородности терригенного резервуара.

В практике зарубежных исследований интеграция параметров пористости и проницаемости при описании ФЕС гранулярного коллектора рассматривается в свете концепции ***гидравлических единиц потока (коллектора)*** [143; 150], позволяющих выделять типы пород с близкими характеристиками порового пространства. Вариация геометрии пор, обусловленная седиментационными и диагенетическими процессами, определяет существование различных типов коллектора – гидравлических единиц, которые имеют связь как со статическими (пористость, распределение пор по размерам), так и динамическими (абсолютная и фазовые проницаемости, функция капиллярного давления) параметрами резервуара.

Согласно формулировке (Amaefulle и др. 1993) гидравлическая единица коллектора определяется как:

> «*представительный элементарный объем породы внутри, которого геологические и петрофизические свойства, влияющие на течение жидкости, взаимно согласованы и предсказуемо отличны от других пород*» [150].

Помимо петрофизических параметров гидравлические единицы имеют пространственное развитие, подчеркивая литологическую и фациальную неоднородность коллектора. Возможность HU характеризовать фильтрационно-емкостную неоднородность резервуара в пространстве, позволяет выбрать ее в качестве базового элемента при построении математической модели коллектора.

Влияние на пористость аутигенного минералообразования. На свойства песчано-алевритовых резервуаров, помимо седиментационных причин (текстурных особенностей, гранулометрического и минералогического состава аллотигенной части, количества и состава цемента) значительно влияют последующие преобразования, пород. Общеизвестен целый ряд общих закономерностей в изменении коллекторских свойств пород в результате диа- катагенетических процессов, протекавших в них. Но значение отдельных факторов и степень влияния на фильтрационно-емкостные параметры отложений в каждом конкретном случае далеко не равнозначно.

Главной причиной таких вариаций являются седиментационные условия формирования того или иного коллектора. Помимо генезиса первичной матрицы на пористость значительно влияют вторичные минералы, формирующиеся в поровом пространстве на стадии диагенеза. Свой отпечаток накладывают и углеводороды, циркулирующие в поровом пространстве и соприкасающиеся как с породой, так и вновь образованными минералами.

Характер распределения вторичных минералов, их ассоциации, количество, возможно, изучать традиционными петрографическими методами, включающими количественно минералогический подсчет новообразований в шлифах, наиболее типичные особенности минералов, их взаимозамещения и минеральные ассоциации [82; 100].

Какие же аутигенные минеральные образования наиболее распространены в терригенных коллекторах месторождений Томской области?

По данным многих авторов, аутигенные минеральные ассоциации представлены различными минералами, разных минеральных генераций. Вторичная минерализация в отложениях тюменской и васюганской свит (средняя – верхняя юра) сводятся к появлению в песчано-алевритовых и глинистых породах минералов, не свойственных первоначально отлагавшемуся осадку (аутигенных карбонатов – сидерита, кальцита, доломита), пирита, марказита, гидроокислов железа, каолинита, кварца и лейкоксена. Также в породах широко развита серицитизация, слюдизация, сидеритицация и каолинитизация [82].

В юрском разрезе аутигенное минералообразование носит закономерный характер, что выражается в определенной зональности суммарного распределения вторичных минералов и обусловлено рядом причин. Важнейшими причинами, обусловившими подобные явления, являются: унаследованность вторичных изменений в зависимости от состава пород вверх по разрезу, по мере удаления от фундамента к верхним частям чехла; фациальная изменчивость, особенности аутигенеза в разнофациальных осадках, а также процессы, связанные с миграцией УВ, формированием и разрушением залежей. В общем случае, в отложениях верхней юры (васюганская свита) происходит уменьшение кальцита и лейкоксена при одновременном возрастании доли пирита. В нижних частях разреза вблизи фундамента отмечается повышенное содержание сидерита [82].

Ниже приведена краткая характеристика аутигенных минералов, наиболее часто встречаемых в разрезах скважин.

Наиболее широко распространены ***аутигенные карбонаты.*** Они встречаются в виде рассеянной тонкой сыпи в песчаниках и глинах, слагают конкреции (образования пластовые и линзовидные) мощностью от нескольких см до 1–1,5 м, образуют псевдо-

морфозы по флористическим и фаунистическим остаткам, микрожелваковые включения, стяжения выполняют трещины. Карбонатные минералы весьма агрессивны (часто) по отношению к обломочным зернам и замещают их либо частично, либо полностью. Количество карбонатов колеблется в широких пределах и составляет от 2–3 до 20–30 %, изредка возрастая до 40–50 %.

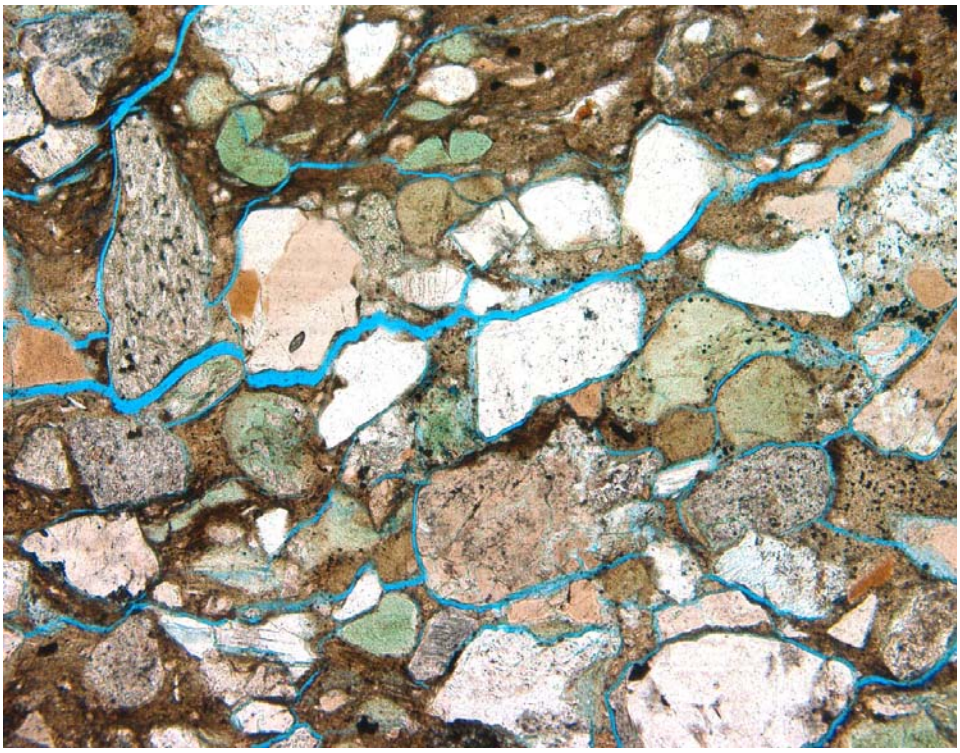
Кальцит образует основную массу цемента только в отдельных прослоях песчано-алевритовых пород. В рассеянном виде он присутствует редко. Кальцит однозначно влияет на ФЕС коллекторов. Его появление в составе песчаников всегда ведет к ухудшению качества коллектора.

Сидерит образует пелитоморфные агрегаты, присутствует в виде сферолитов, неправильных включений с тонкозернистой структурой и реже мелких ромбоэдрических кристаллов и их срастаний, входят в состав сложного цемента, сплошного, крустификационного, пятнистого и пойкилитового типов. Сидерит преобладает в породах с низкой пористостью. Он распределяется обычно послойно в виде пелитоморфных микрожелвачков, примазок, образует псевдоморфозы, но органическим остаткам, реже перекристаллизован в сферокристаллы, инкрустационные каемки и единичные микро-мелкозернистые агрегатные скопления. Содержание и распространение сидерита в породах контролируется фациальными особенностями: и зависит напрямую от его гранулометрического состава. Так, в песчаных породах минерал, как правило, приурочен к наиболее тонкой фракции и не слагает сплошной мономинеральный цемент, всегда находясь в ассоциации с другими минералами. А в отдельных алевритовых породах он может слагать почти мономинеральные пластовые тела мощностью до нескольких сантиметров. Корреляционные связи между пористостью и содержанием сидерита отрицательны и при больших количествах минерала достаточно высоки, малые же содержания минерала снижают пористость незначительно.

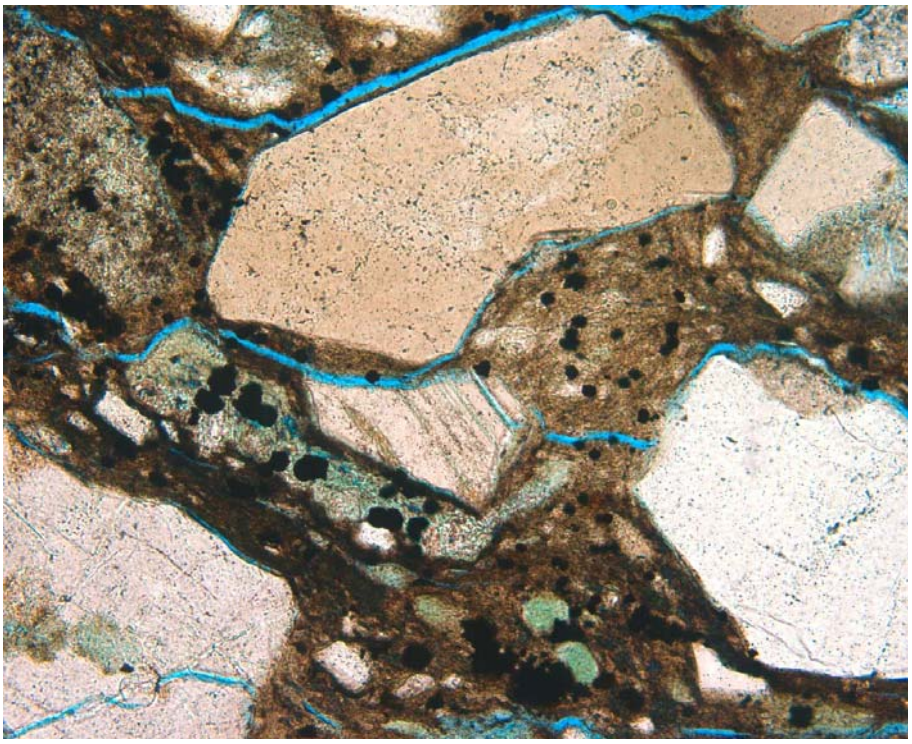
Пирит (или его модификация – марказит) выделяется спорадически, встречается в породах в виде мелких стяжений, шариков, кубических кристаллов, скоплений плохо образованных зерен, радиально-лучистых агрегатов, неправильных пятен или в виде псевдоморфоз по органическим остаткам, тонкой сыпи по твердому окисленному битуму, биотиту и в дисперсной форме (фототабл. 5.2). Пиритизированные породы содержат от 1 до 5 % пирита, в единичных случаях его количество поднимается выше. Повышенная пиритовая минерализация часто присутствует в битумсодержащих подзонах ВНК или перекрывающих нефтяную залежь глинистых покрышках, а также в глинисто-алевритовых породах, насыщенных рассеянными растительными остатками, с которыми генетически связан пирит [82].

Его количество резко зависит от фациальных условий накопления осадка. Более обогащены пиритом, отложения верхневасюганской подсвиты прибрежно-морского происхождения, особенно песчаники пластов подугольной толщи. Именно здесь отмечается цементация песчаников с образованием участков с почти мономи-неральным пиритовым цементом. Чаще же в песчаниках и алевролитах пирит развивается локальными участками и уничтожает поры лишь в местах их образования, сохраняя в несцементированных участках песчаного пласта его хорошие фильтрационные свойства. При этом снижение емкостных свойств зависит от размеров участков и частоты их встречаемости, а корреляционные связи пирита с пористостью пород не всегда устанавливаются достаточно надежно.

Гидроокислы железа в разрезе тюменской свиты встречаются редко. Чаще всего отмечается их присутствие в водонасыщенной части нефтяных пластов в виде пленочного цемента в песчаниках и алевролитах. Их содержание невелико и колеблется в пределах 1–2 %. Лишь в участках с наложенной карбонатизацией наблюдается повышенное значение гидроокислов железа, сохраненное вследствие консервирующего действия карбонатного цемента [100].



Фототабл. 5.2. ***Вахская пл., скв. 108****. Мелкие скопления пирита в поровом пространстве. Вторичная пористость (ширина шлифа – 0,96 мм). Фото: Жуковской Е.А.*



Каолинит глинистый минерал с наиболее простой структурой и наиболее однородный по составу. Он образуется как при гидротермальном изменении, так и при поверхностном выветривании полевых шпатов. Каолинит – обычный обломочный глинистый минерал в отложениях, образовавшихся за счет размыва выветрелых гранитов и гнейсов. При диагенезе каолинит часто подвергается существенной перекристаллизации с образованием характерных каолинитовых пачек. В некоторых отложениях также часто встречаются гармошковидные агрегаты или червеобразные кристаллы каолинита.

Это один из наиболее распространенных аутигенных минералов встречаемых в песчаных породах. Он развивается в поровом пространстве проницаемых разностей, а также является вторичным минералом, замещающим калиевые полевые шпаты, гидрослюды, хлорит. Каолинит образует полигональные чешуйчатые агрегаты в порах, вееро- и вермикулитоподобные вытянутые скопления по слюдистым минералам и хлориту. Содержание каолинита составляет от 2 до 7 % и находится в прямой зависимости от зернистости песчаных пород и от их проницаемости. Он имеет равномерное распределение в поровом пространстве и особенно характерен для песчаников с более крупнозернистым составом. Как правило, наиболее крупнозернистые разности обладают повышенными коллекторскими свойствами. С большей зернистостью пород связаны не только конфигурация и размер порового пространства, но и наблюдается более высокая степень раскристаллизации каолинита с образованием равномернозернистых и вермикулитоподобных агрегатов каолинита. При этом между отдельными зернами каолинита сохраняется свободное поровое пространство в виде щелевидных и интерстициальных промежутков. Процессы преобразования пород при поступлении нефти в коллектор также способствуют структурному преобразованию каолинита в поровом пространстве, увеличивая степень кристалличности минерала [100].

Аутигенный кварц постоянно присутствует в песчано-алевритовых породах. Он нарастает в виде репарационных оболочек на первоначально окатанных обломках, придавая последним остроугольную или зубчатую форму. Разрастание кварцевых зерен происходит за счет свободного порового пространства или за счет уплотнения рыхло заполненных пустот в проницаемых участках, Это приводит к осложнению порового пространства и уменьшению объема сообщающихся пор и, как следствие, к ухудшению фильтрационно-емкостных качеств пород-коллекторов. В случае скопления в проницаемых участках нескольких близко расположенных кварцевых обломков при регенерации происходит срастание последних с образованием агрегатов с плотной непроницаемой кварцитовидной структурой. В небольших количествах на самых ранних стадиях катагенеза при выделении аутигенного кварца отмечается образование зерен с хорошо выраженными кристаллографически – гранями, ребрами, вершинами. Они образуют прочные сливные контакты между соседними зернами, и при неполном заполнении первичных пор тем самым как бы консервируют имеющееся свободное поровое пространство между обломками и в дальнейшем препятствуют сокращению порового пространства при увеличении геостатической нагрузки в последующие этапы существования породы [82].

Лейкоксен образует неправильные пятна, рассеянные в песчаных породах, иногда пленки вокруг терригенных зерен. Чаще всего это мелкие и тонкие бесформенные примазки в водоносной части продуктивных пластов, а также рассеянная сыпь по всему разрезу. Содержание аутигенных титанистых минералов невелико и составляет 1–3 %.

Проницаемость (Permeability) – это свойство пород быть проводником при движении жидкостей или газов. Наряду с пористостью, это один из самых важных параметров коллектора. Неизменно проницаемость определяется экспериментальным путем – объемным расходом невзаимодействующей с породой жидкости, имеющей определенную вязкость и протекающей через заданное поперечное сечение горной породы, перпендикулярное заданному градиенту давления. Может быть оценена по шлифам или в результате анализа размерности зерен.

Единицей проницаемости в системе СИ является $м^2$ внесистемной единицей, широко распространенной в нефтепромысловой практике является Дарси (Д), при этом 1 Дарси приблизительно = 1 $мкм^2$ (рис. 5.8).

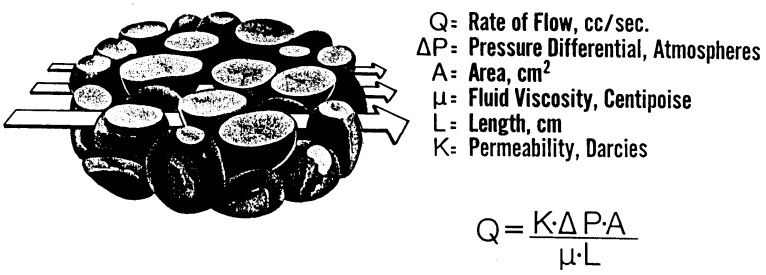


Рис. 5.8. Проницаемость горных пород и закон Дарси

Так же как и пористость, проницаемость делится на несколько типов: абсолютную, эффективную, относительную.

Под ***абсолютной (физической) проницаемостью*** понимается проницаемость горной породы, измеренная при фильтрации через нее однородной жидкости или газа.

Эффективная проницаемость – это способность пород, насыщенных водонефтегазовыми смесями пропускать отдельно нефть, газ и воду (проницаемость одного флюида в присутствии одного или большего числа флюидов)

Относительная проницаемость – отношение эффективной проницаемости конкретного флюида к абсолютной проницаемости в процентах

Факторы, влияющие на проницаемость. Проницаемость горной породы зависит от степени насыщения породы флюидами, соотношения фаз, физико-химических свойств породы и флюидов. На первичную (осадочную) проницаемость накапливаемого осадка влияет тот же набор факторов, что и на пористость пород. Из них наибольшее влияние, в плане улучшения оказывает параметр сортировки. С увеличением времени захоронения (постседиментационные изменения, диагенез) проницаемость породы может либо увеличиваться, либо уменьшаться.

Некоторые глины имеют такую же высокую пористость, как и песчаники, но они непроницаемы, так как размер их пор очень мал. Чем крупнее поры, тем выше проницаемость. Прямой связи между пористостью и проницаемостью, в общем, нет, хотя обычно породы с невысокой пористостью (10–15 %) имеют также и низкую проницаемость. Если проницаемость мала, то нефть будет только слабо сочиться из породы и продуктивность окажется ниже экономически эффективной. Поэтому трудно извлекать нефть из глин, хотя обильные признаки нефти в них имеются во многих районах мира. Методы извлечения нефти из глинистых пород разрабатываются.

Классификация коллекторов. Наиболее распространенными породами-коллекторами являются песчано-алевритовые и карбонатные разности, но известен также ряд пород, обладающих необходимыми геологическими или структурными характеристиками, которые позволяют им содержать нефть или газ в промышленных количествах в своем поровом пространстве. К таковым относятся трещиноватые глины (аргиллиты), конгломераты, зоны выветривания на древних поверхностях гранитов и серпентизированные магматические образования [122].

В настоящий момент существует несколько категорий классификаций пород-коллекторов. Общие из них базируются на генезисе, составе и строении проницаемых пород; структуре, морфологии и времени формирования пустотного пространства (классификации М.К. Калинко, 1958 г; А.А. Ханина, 1969 г.). Классификации оценочные представляют качество пород-коллекторов в численных значениях по фильтрационно-емкостным параметрам. Составляются такие классификация для конкретной литологической группы пород (карбонатных, терригенных и т. п.) (классификации

Г.И. Теодоровича, 1958 г.; И.А. Конюхова, 1961 г.; А.А. Ханина, 1969 г. и др.). Для решения конкретных задач предложены классификации генетические, морфологические, по типу пустотного пространства и т. п.

Почти все существующие классификации достаточно формальны. Группы и классы, выделяемые в них, относительны, так как представление о коллекторах изменяется, а технические средства позволяют вовлекать в разработку все более и более «плохие» коллекторы [90; 100; 122].

По характеру и природе порового пространства Н.Б. Вассоевич и М.К. Калинко (1958 г.) предложили разделять все коллекторы на две большие группы:

1. Коллекторы с межзерновыми (межгранулярными) порами:

а) межзерновое пространство свободное;

б) в межзерновом пространстве присутствует: цемент и заполняющее вещество;

2. Коллекторы с межагрегатным поровым пространством:

а) кавернозные:

- *микрокавернозные;*
- *собственно кавернозные (макрокавернозные);*

б) трещиноватые:

- *микротрещиноватые;*
- *макротрещиноватые.*

Коллекторы, отнесенные в данной классификации к I группе, образованы терригенными породами, в которых поровое пространство находится между минеральными зернами. Они обладают большей емкостью и проницаемостью. Коллекторы II группы – кавернозные и трещинные известняки, доломиты или доломитизированные известняки (карбонатные породы) характеризуются значительным развитием трещиноватости и кавернозности [16; 51].

В настоящее время наиболее широко применяется классификация А.А. Ханина (ВНИИГАЗ), который на анализе большого фактического материала установить зависимость между величинами пористости (полезной емкости) и проницаемости для отдельных групп коллекторов, выделяемых по гранулометрии (среднезернистые и мелкозернистые песчаники, алевролиты с преобладанием крупноалевритовой фракции и с преобладанием мелкоалевритовой фракции) [122].

На основе анализа построения кривых было выделено шесть классов коллекторов (I, II, III, IV, V, VI) с проницаемостью соответственно свыше 1000 мД, от 1000 до 500, от 500 до 100, от 100 до 10, от 10 до 1 мД и менее. Каждому типу песчано-алевритовых пород в пределах того или иного класса соответствует своя величина эффективной пористости. Породы, относящиеся к VI классу с проницаемостью менее 1 мД, обычно в естественных условиях содержат 90 % и более остаточной воды и не являются коллекторами промышленного значения. С учетом гранулометрического состава пород классификация терригенных коллекторов, по А.А. Ханину, представлена в табл. 5.1.

Схема общей классификации коллекторов, принятая в МИНГ им. И.М. Губкина, базируется на литологическом составе пород, структуре и морфологии порового пространства. Высшим элементом приняты группы коллекторов, выделяемые по литологическому составу (обломочные, глинистые, карбонатные, магматические, метаморфические, кремнистые, сульфатные). Редко встречающиеся метаморфические, магматические кремнистые, сульфатные группы коллекторов и коры выветривания объединены в одну группу.

По поровому пространству выделены коллекторы порового, трещинного и смешанного типов (табл. 5.2) [100].

Классификация основана на сопоставлении исходных классификаций, и в ней учтены как структурные признаки породы, так отчасти и их состав. Выделение классов

производится в основном по величине открытой пористости, при этом ее границы, а акже границы проницаемости в классах очень широкие (соответственно 10–20 %, 100–1000 мД). Общая классификация коллекторов нефти и газа приведена в табл. 5.3.

Таблица 5.2

Классификация коллекторов нефти и газа

Группа пород	Тип коллектора	Вид порового пространства	Характерные литологические разности пород
1. Обломочные	Поровый	Межзерновой	Пески, песчаники, алевриты, алевролиты, промежуточные разности и калькарениты
	Трещинный	Трещинный	Песчаники и алевролиты регенерационной структуры, прочные песчаники и левролиты с карбонатным цементом
	Смешанный (сложный)	Межзерновой, трещинный	Прочные песчаники и алевролиты с остаточной межзерновой пористостью
2. Карбонатные	Поровый	Межформенный	Биогенные, биохемогенные, оолитовые известняки и доломиты
		Внутриформенный	Биоморфные (фораминиферовые, гастроподовые, коралловые) известняки
		Межзерновой	Доломитистые и доломитовые, хемогенные и криптогенные известняки и доломиты
	Трещинный	Трещинный	Криптогенные доломиты, известняки хемогенные окремнелые и глинисто-кремнистые
	Смешанный (сложный)	Межзерновой, трещинный, каверновый,	Уплотненные известняки и оломиты различного генезиса
3. Глинистые	Трещинный	Трещинный	Аргиллиты известковые, аргиллиты известково-кремнистые
4. Магматические, метаморфические и оры выветривания, кремнистые, сульфатные	Поровый	Межзерновой	Кора выветривания гранитов, гнейсов, силициты
	Трещинный	Трещинный	Метаморфические сланцы, серпентиниты, андезиты, кремнистые породы, ангидриты
	Смешанный (сложный)	Межзерновой, трещинный	Серпентиниты, андезиты

Породы-коллекторы дифференцируют по степени выдержанности литологии, по распространению (региональные, локальные, зональные), по мощности – т. е. по признакам, которые характеризуют их емкость, способность содержать и отдавать флюиды.

В общем, виде породы-коллекторы подразделяются на промышленные нефтеносные, из которых возможно получение достаточных по величине притоков, и непромышленные, из которых получение таких притоков на данном этапе невозможно. Для газа в связи с его подвижностью категория промышленных коллекторов расширяется.

Таблица 5.3

Общая классификация коллекторов нефти и газа
(для карбонатных и терригенных пород)

Типы коллекторов	Классы по емкостным и фильтрационным свойствам
Кавернозные в карбонатных и других осадочных, а также выщелоченных магматических и метаморфических породах	*1 класс* открытая пористость до 40 %, проницаемость до 1000 мД и выше
Гранулярные хорошо отсортированные преимущественно мономинеральные с малым количеством цемента оолитовые известняки Биопустотные рифовые известняки, биоморфные породы	*2 класс* открытая пористость более 20 %, проницаемость 10–1000 мД
Гранулярные олигомиктового и аркозового состава Карбонатные органогенно-детритусовые	*3 класс* открытая пористость 15–20 %, проницаемость 10–100 мД
Гранулярные полимиктового состава с высоким содержанием цемента Карбонатные пелитоморфные, мелкозернистые, комковатые, строматолитовые	*4 класс* открытая 10–15 %, пористость / проницаемость 1–10 мД
Трещинные тектоническая трещиноватость	*5 класс* трещинная пустотность 2–3 %, проницаемость до 1000 мД
литогенетическая трещиноватость	*6 класс* трещинная пустотность 5–10 %, проницаемость 10–1000 мД

Номенклатура пород-коллекторов. В практике наименования продуктивных отложений в англоязычных странах применяются своеобразные названия. Наименование породе-коллектору, обнаруженному на определенной территории присваивается по названию какой-либо скважины или залежи на начальном этапе разработки. Название может быть случайно придуманным буровиком или геологом. После употребления его в разговорной речи, попадает в печатные издания, затем приобретает юридический статус и остается во всех документах *(«песчаник Симпсон»; «кремнистый сланец Уэлч»*).

В названии часто отражается глубина залегания одного продуктивного горизонта относительно другого *(«третий блуждающий пласт»; «пласт первый Уилкокс»*) или характер соподчиненности одного пласта с другими *(«песчаник Индианка»* – название песчаной линзы, которая обособилась из пласта песчаника *«Большой индеец»).*

Когда удается установить соответствие погребенной на глубине, какой-либо уже известной осадочной толщи, ей присваивается геологическое название – *«песчаник Орискани», «известняк Асмари»* и т. п.

В практике нефтепоисковых работ в США обычным является использование в названии фамилии владельца земли, на которой пробурена скважина-испытательница *(«песчаник Джонс»).*

Иногда продуктивная толща может быть названа от названия залежи, при обнаружении которой она была впервые вскрыта *(«песчаник Мирандо» от «залежи Мирандо»*) [63].

В Российской практике принято индексировать нефтяные пласты по мере их вскрытия и геологического изучения разреза осадочной толщи.

В юрско-меловых отложениях Западно-Сибирской ***нефтегазоносной провинции (НГП)*** выделяется от четырех до восьми ***нефтегазоносных комплексов (НГК)***, кроме этого

выявлены залежи в доюрских отложениях бассейна. Каждый НГК состоит из толщи коллекторских пород и региональной покрышки, изолирующей его от выше- и нижележащих.

Индекс пласта состоит из буквы, обычно соответствующей первой букве стратиграфического подразделения (**М** – *фундамент*, **Ю** – *юрский продуктивный комплекс*, **Б** –*валанжин-готерив*, **А** – *вартовская серия*, *готерив-баррем*, **ПК** – *покурская серия, апт-сеноман*). В ряде НГР есть и местные индексы пластов, плохо коррелирующихся с возрастными аналогами в соседних районах (например, **НП** – *новопортовская свита* – на Южном Ямале, **Ач** – *ачимовская пачка* и др.).

В индексы пластов групп **А** и **Б** введена вторая буква, отвечающая районам распространения (например, **АС** и **БС** на Сургутском своде, **АВ** и **БВ** на Нижневартовском и т. п.). Внутри группы пластов последние индексируются римскими цифрами сверху вниз.

Если два проницаемых пласта или более объединяются за счет изменения литологического состава разделяющих их непроницаемых пластов, то под их индексом ставятся крайние номера объединенных пластов (**$АС_{1–3}$** и **$БВ_{8–9}$** и т. д.).

Если пласт разделяется на несколько выдержанных пропластков, то для каждого из них в верху индекса пласта ставится порядковый номер пропластка сверху вниз арабскими цифрами. Если пропласток сложен непроницаемыми породами, то номер его ставится в скобках. В необходимых случаях, например, при подсчете запасов нефти и газа, особенно при определении коэффициента нефтеотдачи, могут быть выделены и подразделения еще более дробные, чем пласт и пропласток [57].

5.1.1. Терригенные коллекторы

Одной из ключевых проблем нефтяной геологии является необходимость прогнозирования, выделения и количественной оценки песчаных резервуаров разных обстановок осадконакопления. Поэтому для специалиста-нефтяника необходимо знать взаимосвязь между обстановкой седиментации и качеством коллектора. Особое внимание должно быть обращено на характерные параметры осадочной толщи, свойственные тем или иным пластовым условиям. В ископаемом состоянии первоначальная форма песчаных тел практически никогда не сохраняется, в силу специфики условий литификации. Но сохраняются внутреннее строение и текстура, обусловливающие фильтрационно-емкостные свойства коллекторов.

Прогнозирование изменения коллекторских свойств пород при последующем их захоронении может быть осуществлено статистическими методами на основе изучения происходивших физических и химических процессов либо по результатам количественных петрографических исследований, причем каждый метод имеет свои ограничения.

Песчаники наиболее важный объект при поисках залежей УВ. Изначально пористые песчаники образуются в более широком диапазоне обстановок, чем карбонаты, для формирования которых требуются совсем иные специфические условия.

Пористые песчано-алевритовые пласты образуются в широком диапазоне обстановок осадконакопления, состоят из относительно стабильных компонентов, менее подверженных физическим и химическим преобразованиям в течение диагенеза, обусловливающего ухудшение пористости после отложения породы.

Алевритовые породы, как и песчаные, относятся к числу широко распространенных осадочных образований. Песчаные и алевритовые породы связаны между собой и имеют много общего.

Выяснение истории тектонического развития территории, базирующееся на геолого-геофизических работах, облегчает прогноз областей развития и аккумуляции песчано-алевритовых толщ. Благоприятные для сохранения песчаников участки располагаются в быстро прогибающихся депрессионных зонах, отличающихся непрерывным

накоплением потенциальных нефтегазоматеринских пород при одновременном наличии в них благоприятных условий для генерации и отжатия нефти и газа.

Поэтому геологи-нефтяники должны уметь применять в качестве поискового критерия седиментологию.

Алевритовые породы, как и песчаные, образуются в различных палеогеографических условиях. Наиболее распространены их морские, озерные, речные и эоловые разности. К современным представителям последних относятся некоторые виды лёсса.

Алевролитовые породы являются коллекторами, но меньше распространены, чем песчаники и более низкие по качеству. В большинстве случаев алевролиты как коллектора наблюдаются при переслаивании с песчаными. Многое зависимости от гранулометрического состава самих алевролитов, а также пород, с которыми они переслаиваются и их соотношения, с песчаниками или с глинистыми аргиллитами.

В большинстве месторождений Западной Сибири коллекторами являются пласты песчаников и алевролитов. Но часто алевритовые породы снижают нефтеотдачу из-за своих более низких фильтрационно-емкостных свойств.

Существует ряд специфических факторов, позволяющих объяснять закономерности распределения, размер и качество песчаных коллекторов.

Своеобразие генезиса песчаников и особенности их распределения обусловливают специфические характеристики песчаных коллекторов, отличающихся от коллекторов карбонатных по макро- и микроструктурно-текстурным особенностям и физико-химическим свойствам. Наиболее характерной особенностью песчаных коллекторов является их площадное развитие, а не распределение в разрезе.

В морских разрезах типично нефтяных месторождений мощность отдельных толщ песчаников достигает 100 м и более, а обычно составляет менее 40 м, причем узкие полосы таких песчаников редко протягиваются менее чем на 2 км. В континентальных условиях также встречаются сплошные зоны развития песчаников, достигающие мощности в несколько сотен метров, но как правило, они менее благоприятны с точки зрения формирования залежей углеводородов.

Микроструктура песчаников определяет пределы их пористости, проницаемости и содержания УВ. Объем норового пространства, через которое осуществляется движение флюидов, зависит от характера упаковки полусферических частиц диаметром до 2 мм (рис. 5.9).

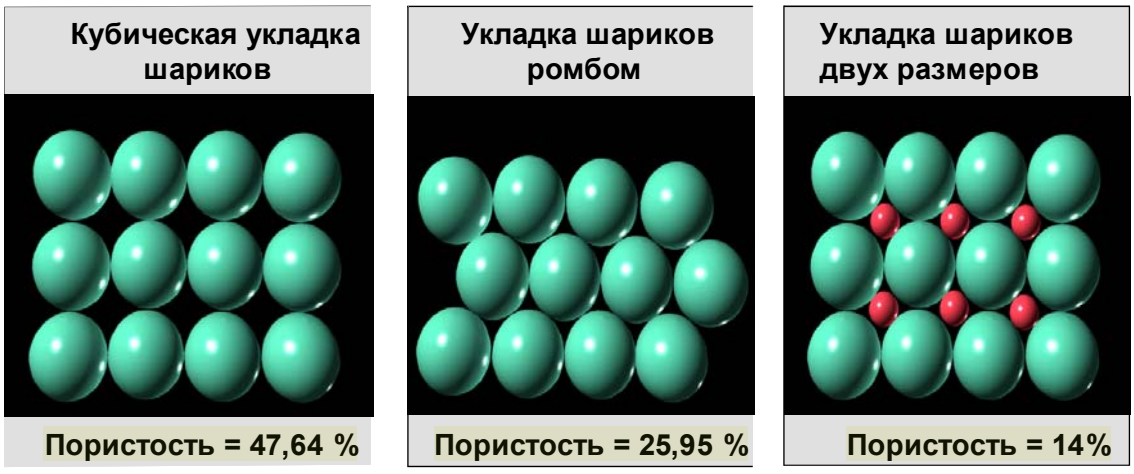


Рис. 5.9. Влияние параметра упаковки на пористость песчано-алевритовых коллекторов

Согласно данным экспериментальных исследований ведущих седиментологов пористость песчаников в момент седиментации либо вскоре после нее находится в диапазоне 30–50 % и чаще всего характеризуется средней величиной, близкой к 40 % [143]. Это справедливо также и для древних песчаников, отлагавшихся в широком диапазоне обстановок

седиментации. Большинство песчаных коллекторов характеризуется пористостью, оцениваемой ниже 30 %, которая объясняется в основном цементацией, а не уплотнением.

Для разрабатываемых месторождений Северного моря пористость составляет 20–30 %., для месторождений Западной Сибири – 18–26 %.

Проницаемость коллекторов-песчаников значительно ниже: около 1 Д считается высокой, а значения свыше 4 Д – аномальными. Расхождение значений проницаемости обусловлено степенью цементации. Песчаники обычно сложены в основном слабо гидрофильными субстанциями (кварц, карбонаты) с включениями различных объемов сильно гидрофильных материалов (глинистых минералов).

Глины механически, без учета доли их объема, влияют на проницаемость, что связано с пластичностью и волокнистой формой их частиц. Для глубокозалегающих коллекторов необходимо учитывать степень сжатия порового пространства [100; 143].

В целом, песчаные коллекторы смочены водой, удерживающейся в виде тонких пленок, обволакивающих зерна, и в большом объеме в виде каемок на контактах зерен [54]. Минимальная водонасыщенность продуктивных песчаников редко меньше 10 % и обычно находится в диапазоне 15–40 %.

Чем выше пористость и проницаемость песчаных коллекторов, тем ниже вероятность того, что разломы или трещины будут служить путями высокой проходимости флюидов. Поэтому в этом смысле пористость и проницаемость в песчаных резервуарах отличаются большей однородностью, чем в карбонатных коллекторах, где разрывы и трещины могут служить причиной фактической гидростатической сообщаемое скважин, удаленных на многие километры, несмотря на низкие показатели матричной пористости и проницаемости. Важную роль также играет и разномасштабная неоднородность песчаников, проявляющаяся в виде наличия локальных барьеров в более поровой и проницаемой среде, а не в форме локальных сообщающихся каналов в более уплотненной толще.

5.1.1.1. Седиментационные факторы, контролирующие геометрию и свойства песчаных коллекторов

Мощность песчаных тел, их площадное развитие и форма в плане, внутреннее строение и природа контактов с вмещающими толщами закладываются обстановкой осадконакопления, предопределяющей объем коллектора и методику размещения скважин.

Изучение разрезов осадочных бассейнов в плане конкретизации количества возможных локальных обстановок седиментации и построения моделей распределения фаций могут быть использованы для прогнозирования возможных размеров и изменений характерных признаков выявленных песчаных тел по различным направлениям, а также и для обнаружения ранее не установленных залежей.

Одним из сложных вопросов является невозможность получения информации о глубинном строении в масштабе, соизмеримом с размерами природного резервуара.

Форма любого песчаного тела в геологическом разрезе с течением времени является переменным параметром, изменяющимся под воздействием уплотнения, а на более поздних этапах, благодаря тектоническим факторам и эрозионным процессам.

Большинство песчаных тел мигрируют и вследствие этого изменяют свою первоначальную форму и количественное соотношение сохранившихся фаций осадков. Иногда такая миграция приводит к образованию покровных песков, в которых от первоначальной формы осадочного тела остаются только ограниченные по мощности толщи, характеризующиеся определенной вертикальной последовательностью слоев.

Когда погружение по отношению к уровню моря сопоставимо по интенсивности со скоростью аккумуляции, фациальные зоны остаются почти стабильными и песчаные тела

разрастаются в вертикальной плоскости, в результате чего в какой-то мере сохраняются их седиментационные параметры длины и ширины. Таким образом, первоначальная пространственная форма и размеры песчаных тел служат прямым нефтепоисковым признаком только в редких случаях, когда они стабилизируются в течение какого-то отрезка геологического времени, как правило, вследствие быстрого погружения.

Рассматривая степень сохранности данной толщи в разрезе необходимо выяснение других факторов, влияющих на качество коллектора (внутренней стратификации, текстурно-структурных особенностей, пористости, проницаемости).

Какие свойства важны для оптимального извлечения нефти?

1. *Желательно, чтобы размеры коллектора были значительными, поскольку этим определяется сумма запасов.*
2. *Важно иметь высокую пористость и минимальную водонасыщенность.*
3. *С экономической точки зрения важны такие параметры, как высокие уровни отбора и объем запасов, а следовательно, и высокая проницаемость может компенсироваться значительно большей мощностью продуктивного разреза.*

В результате большинства осадочных процессов в каждом отдельном слое образуются частицы различных размеров, поэтому не существует изотропных коллекторов. Отклонением от изотропии считается изменение проницаемости на границе между слоями, вследствие расслоения по размерам зерен. Анизотропию свойств также может вызывать наличие пластов, субпараллельных региональной слоистости осадков в бассейне и сложенных маломощными слоями глин или другой непроницаемой толщей, в которой даже слои песчаников представлены сцементированными алевритистыми или аргиллитовыми разностями либо содержат многочисленные ориентированные волокна слюд или углистого (растительного) вещества.

Движение флюидов в микроплане контролируется соотношением глинистых частиц внутри песчаной тощи, а не изменением проницаемости чистых песков коллектора.

Взаимное пространственное соотношение таких неоднородностей в значительной мере определяет быстроту и полноту дренирования коллектора. Встречаются две противоположные геометрические формы строения коллектора, характеризующиеся наличием соответственно либо параллельных, либо ветвящихся проницаемых барьеров. Каждый из них можно подразделить согласно их размеру и степени выдержанности.

На практике преобладает промежуточная или смешанная форма, но чем больше ветвящихся и выдержанных барьеров, тем труднее осуществляется дренирование заключенных между ними песков, меньше продуктивность и коэффициент извлечения [143].

По форме в плане все песчаные тела могут быть разделены на пласты или покровы, характеризующиеся более или менее правильной изометрической формой, протягивающиеся более чем на 5 км; стручковидные тела с соотношением длины к ширине менее 3:1 и удлиненные тела – более 3:1. Удлиненные тела делятся на лентовидные, дендроидные (ветвящиеся) и пояса (образовавшиеся за счет слияния нескольких ветвей).

Отдельные песчаные тела (русла (наземные и морские), бары, береговые валы и барьерные острова) имеют мощность от 5 до 75 м, но в среднем для каждой группы обстановок седиментации характерны значения от 16 до 36 м; большинство тел имеет мощность от 20 до 30 м.

Ширина таких тел отличается еще более широким диапазоном значений – от одного до нескольких сотен километров, Более высокие величины обусловлены латеральной миграцией либо неоднозначностью трактовки при идентификации, но в среднем для каждой группы близки к 4 км.

Протяженность их также неодинакова и колеблется от 5 до 300 км, но в среднем для каждой группы находится в одних и тех же пределах и редко превышает 50 км. Со-

отношение длины и ширины близко к 10:1 для всех обстановок, за исключением «палеорусел» рек на суше, где это соотношение равно 50:1. Отношение ширины к мощности варьирует от 100:1 до 200:1.

Наиболее важными параметрами, которые необходимо прогнозировать являются направления, по которым они вытянуты, и максимальная проницаемость.

5.1.1.2. Влияние обстановки седиментации на свойства коллектора

Обстановка осадконакопления определяет многие специфические черты коллектора: морфологию, состав и структурно-текстурные особенности, характер изменений в диагенезе, типы и степень цементации. Поэтому особенно важно уметь объяснять изменения пористости и проницаемости, создавая модели, прогнозирующие степень цементации.

Большинство известных тел-резервуаров формируются в ограниченном количестве региональных обстановок осадконакопления: эоловые пески пустынь, аллювиальные, дельтовые, прибрежных пляжей и отмелей, приливно-отливной зоны, морской шельф и относительное глубоководье.

Эоловые песчаники представляют собой наиболее благоприятный из всех кластических коллекторов тип, который при сочетании наличия покрышки, геометрии ловушки и нефтегазоматеринских пород может образовывать резервуар большой мощности (до 300 м) и содержать крупнейшие залежи УВ. На газовом месторождении Леман в южной части Северного моря мощность непрерывной толщи дюнных песков пермской формации ротлигендес достигает 200 м [100; 143]. Дюнные фации охватывают территорию палеопустынного бассейна ротлигеидеса 1000×300 км^2 под водами Северного моря и в Нидерландах. Такие размеры обусловливают, среди прочих важных факторов, огромные запасы. Доказанные и вероятные запасы газа на месторождениях южной части Северного моря, в Нидерландах и ФРГ составляли 2600Х109 м^3. Песчаники представлены преимущественно эоловыми фациями, с небольшим количеством флювиальных фациальных комплексов (рис. 5.10).

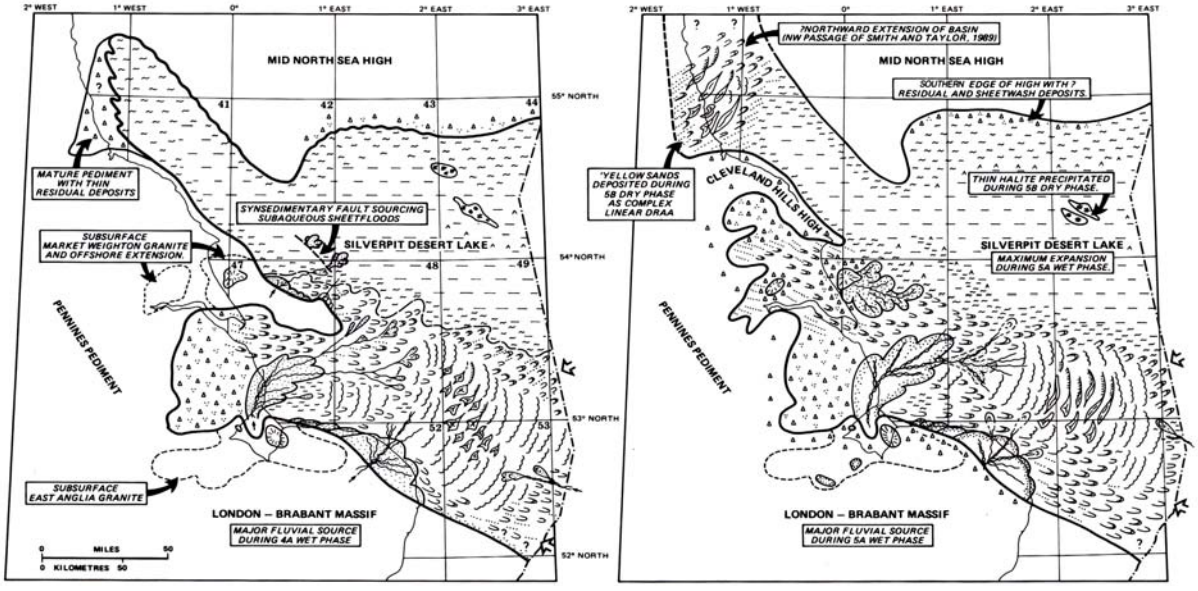


Рис. 5.10. Осадочная модель для пермской формации дюнных песчаников Rotliegend, месторождение Леман, юг Северного моря (сектор UK) Эоловые обстановки седиментации, обрамляющие мелководное озеро (From George and Berry, 1993)

Крупные залежи дюнных песков отлагаются на относительно ровных поверхностях, а наиболее хорошо сохраняемые формы приурочены к уплотненным границам

раздела с вышележащими отложениями. Для эоловых залежей характерно образование ловушек структурного типа. Внешняя форма отдельных дюн сохраняется при стремительной морской трансгрессии.

Тип дюн контролирует размеры и форму коллектора. Барханы, имеющие серповидную форму с концами, вытянутыми в направлении преобладающих ветров, образуются при умеренной силе ветра. При большей силе ветров образуются продольные дюны, представляющие собой почти прямые песчаные гряды, вытянутые параллельно друг другу в направлении превалирующих ветров. Поэтому для целей прогнозирования важно узнать направление действия палеоветров, о котором можно судить по материалам региональных исследований либо по результатам изучения керна, либо по каротажным диаграммам наклономера. В поперечных дюнах косая слоистость наклонена в сторону действия ветров, в продольных дюнах большинство слоев отходит от осевых частей под углами, близкими к 90° [143].

Отлагаясь выше уровня грунтовых вод, дюнные песчаники в меньшей степени подвергаются цементации на начальных этапах, чем сопутствующие им флювиальные фации. Выпадающая ночью роса, чередующаяся с интенсивным процессом испарения в дневное время, очевидно, способствовала «затвердению» дюн в основном благодаря кремниевому цементу [100].

Там, где этот уровень близок к поверхности, возможен гипсовый цемент, переходящий с глубиной в ангидритовый; на более поздних стадиях отмечаются ангидритовая и карбонатная цементации, если, как это часто случается, пески залегают совместно с мощными толщами эвапоритов [143].

Типичные величины пористости 22–25 %, а проницаемости – до 1000 мД.

Крупные пустыни расположены преимущественно в зоне пассатных ветров между широтами 10 и 30° к северу или югу от палеоэкватора, особенно на подветренной окраине континентов и позади горных цепей, которая препятствует продвижению фронта дождей (рис. 5.11).

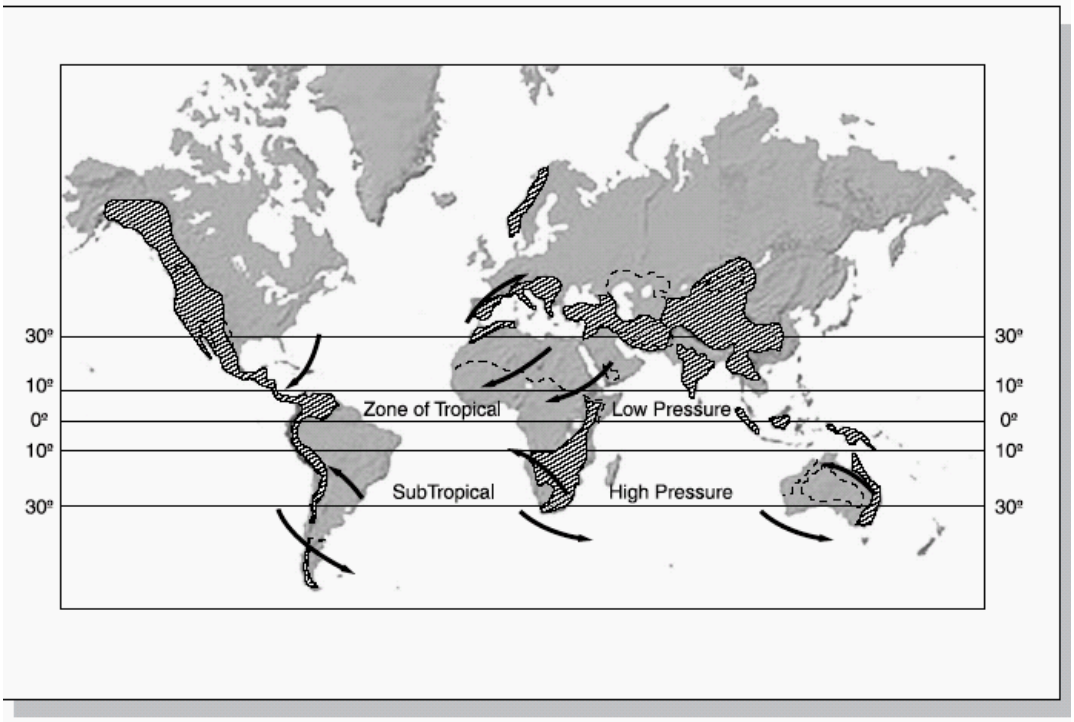


Рис. 5.11. Распределение главных пустынь мира относительно климатической зональности (after Glennie, 1970)

К числу основных требований, необходимых для формирования эоловых песчаников большой протяженности относят:

- *наличие значительного источника сноса обломочного материала правильной формы, обеспечиваемого обычно крупными реками, которые время от времени транспортировали обломочный материал от горных областей к наветренной стороне зоны аккумуляции;*
- *соответствующая скорость прогибания бассейна; последняя не должна оказаться чрезмерно высокой, чтобы не вызвать преждевременную трансгрессию моря.*

Лучшими песчаными коллекторами в области аридного климата являются разномасштабные дюны (барханы, продольные, поперечные, звездчатые комплексы), имеющие характерное внутреннее строение и четкие поверхности разных порядков. I II и III порядки эоловых серий отражают условия формирования каждой из них и направления древних палеоветров (рис. 5.12).

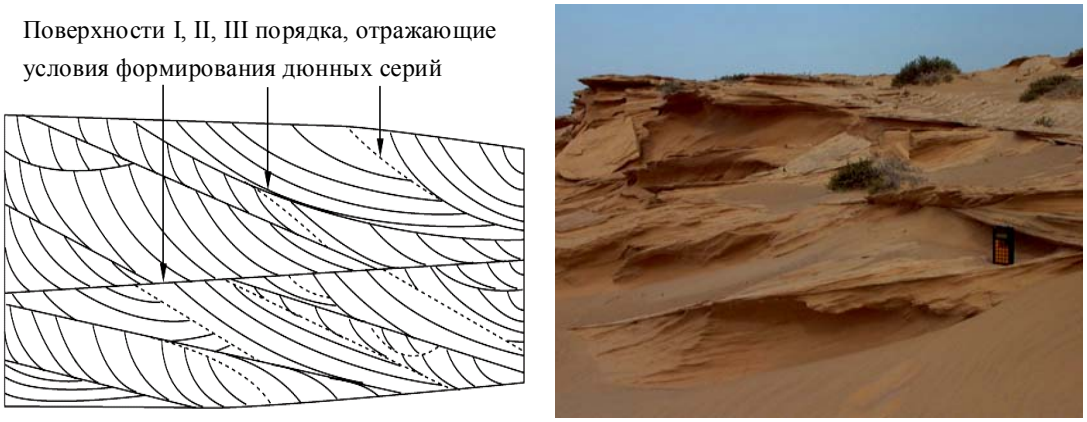


Рис. 5.12. Внутренние строение небольшой эоловой дюны, отражающее условия формирования поверхностей разных порядков (междюнные, эрозионные и т. д.)

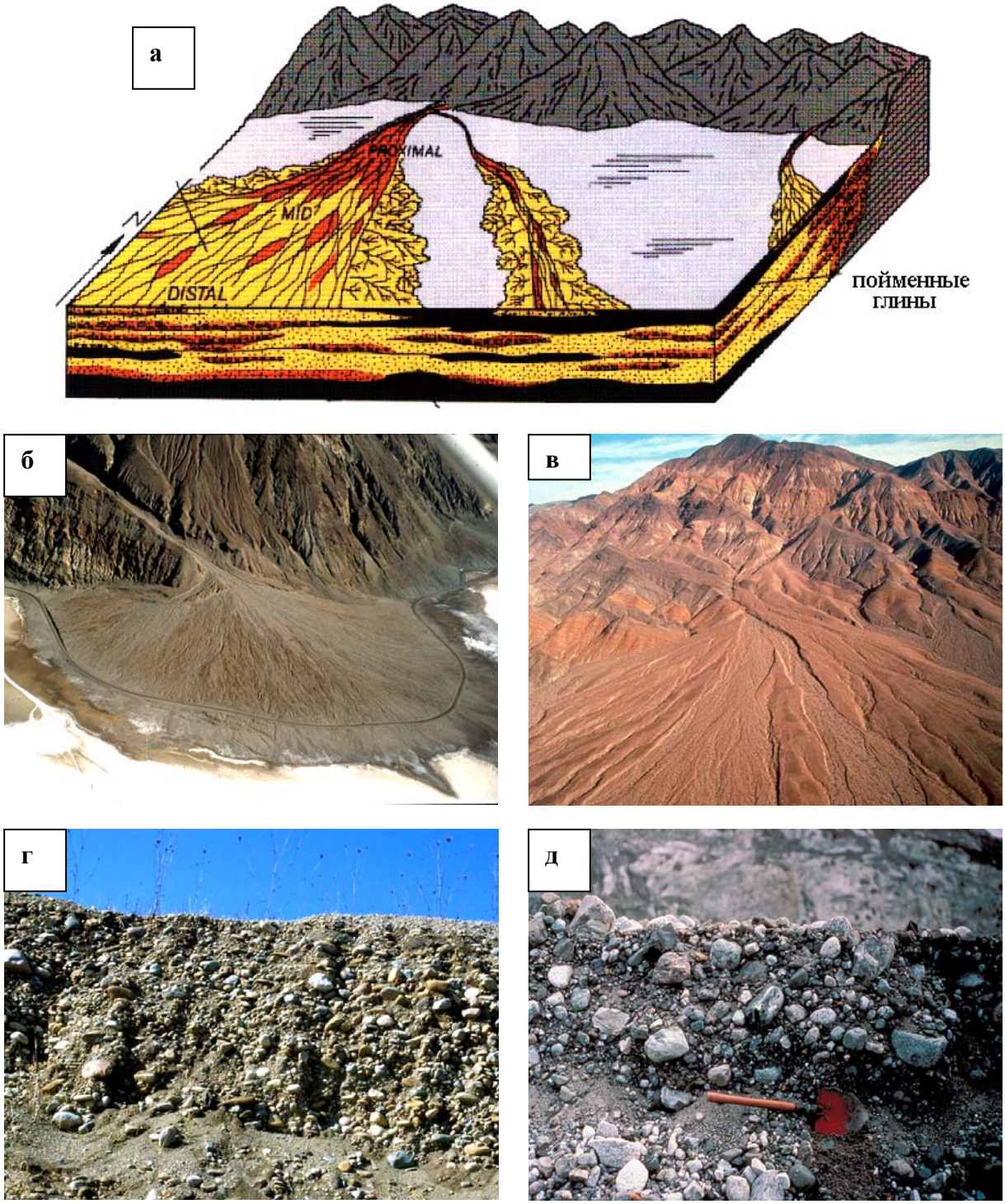
Отложения междюнья в ископаемом состоянии являются локальными внутрирезервуарными покрышками.

Аллювиальные конусы выноса формируются у подножий горных систем, образуя обширную клиновидную толщу, сложенную грубозернистым обломочным материалом. При наличии зоны разломов мощность такого клина может достигать 3000 м и более в отличие от покровной формы, свойственной большинству обломочных пород.

Углы регионального наклона составляют более 20–30°, но по мере удаления от области сноса быстро сокращаются до 2–3°. Основной обломочный материал транспортируется ветвящимися реками и временными водотоками, то большая часть конуса выноса формируется за счет гравитационного оползания (фототабл. 5.3).

Состав отложений меняется от валунов до глин, зачастую смешавшихся друг с другом в результате грязевых потоков. В направлении транспортировки уменьшается размер зерен и увеличивается степень их сортировки. Вещественный состав отличается крайней незрелостью.

Первичные пористость и проницаемость могут быть относительно высокими в песчаниках и линзах гравия, но за счет быстрого уплотнения и развития цементов в диагенезе при захоронении не являются хорошими потенциальными коллекторами. Железистый и карбонатный цементы формируются уже на ранних стадиях диагенеза. Наиболее высокой цементацией характеризуются плохо отсортированные слои аллювия, содержащие более 25 % материала с размером зерен выше, чем размеры гальки. Основным источником карбоната кальция служили, по-видимому, выветрелые алевриты и пески.



Фототабл. 5.3. Отложения аллювиальных конусов выноса:
а) блок-диаграмма, иллюстрирующая концептуальную модель аллювиального конуса выноса;
б) предгорный аллювиальный конус выноса долины смерти, США; в) аллювиальный конус выноса бедленда, США; г, д) грубогалечниковый плейстоценовый конус выноса.
Фото: Marli Miller University of Oregon

Меловые аллювиальные конусы выноса, погребенные под толщами морских глинистых сланцев сеномана, представляют собой высокоемкие коллекторы для залежей нефти в бассейне Сирт, Ливия и залегают на глубине от 2500 до 4500 м. С ними связаны гигантские месторождения Зелтен, Сарир и Ваха [143].

Аллювиальные песчаники являются наиболее распространенным типом коллекторов. При диагностике русловых фаций необходимо четко выделять три параметра: геометрию, распределение фаций русла и близлежащих к нему участков, отложившихся за кратковременный период (несколько сот лет), и разрезы, являющиеся результатом развития тех же процессов за тысячи и миллионы лет, в течение которых отмечалось усиление или замедление, стабилизация либо инверсия процесса погружения.

Для аллювиальных толщ характерно уменьшение размера зерен вверх по разрезу, с ормированием мощных серий, характер которых колеблется в соответствии со скоростью погружения, изменением объема сносимого материала и направлением миграции.

Пески могли отлагаться в течение двух отличных друг от друга режимов развития рек – разветвления и меандрирования русла. На стадии разветвления для рек характерны более высокий градиент, сильная, но более ритмичная разгрузка и более грубозернистые по сравнению со стадией меандрирования осадки. Они обычно развиваются ближе к истокам реки и чаще всего в условиях менее умеренного климата (фототабл. 5.4; 5.5).

В разветвляющихся руслах продольные бары вытянуты вдоль фарватера в период наводка, и площадь их расширяется в течение стадий понижения уровня воды в реке, древние русла периодически подпруживаются и направление их изменяется. Оба типа очень трудно распознать по материалам скважин, они продуцируют разрезы, различающиеся уменьшением вверх размера зерен, мощность которых соизмеряется с глубиной реки в период паводка. Но представлены отложения ветвящихся и меандрирующих рек разными литологическими типами осадков.

Различия между типами осадков этих двух режимов обусловлены в основном долей мелкозернистых фракций, заполняющих зоны поймы и русла и наличием в средней части разреза разветвляющейся реки крупномасштабных плоско-плитчатых косых слойков несколько более грубозернистых песков, указывающих направление потоков, ориентированных под большими углами к толще, залегающей непосредственно ниже и выше, для которой характерна мульдовая косая слоистость. По керну такое расчленение сделать трудно.

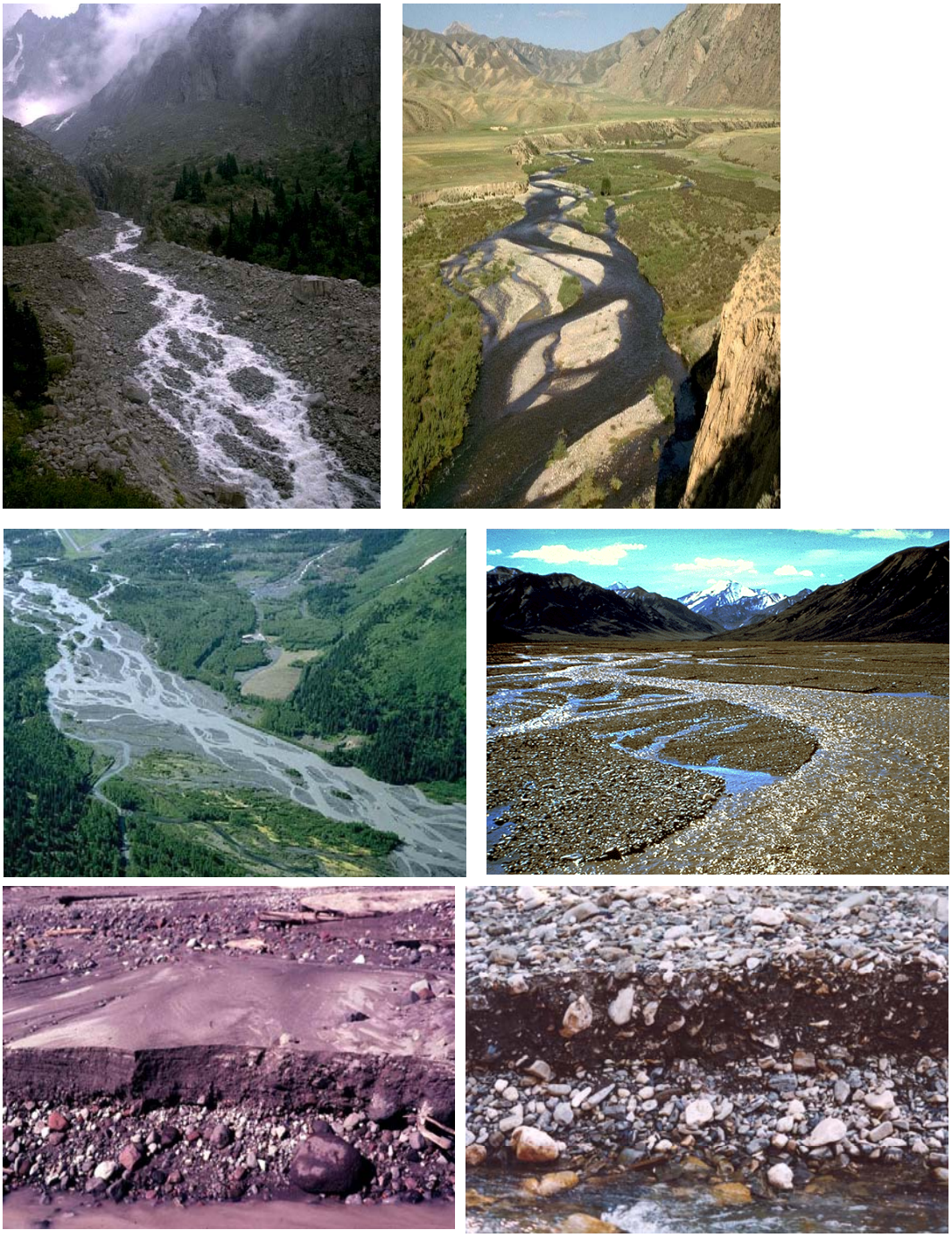
В древних толщах величина мощности отложений поймы, сохранившихся от размыва, в меньшей степени, по-видимому, определяется режимом реки, чем скоростью погружения. При значительно быстром погружении отложившийся разрез сохраняется полностью, а при замедленном погружении будут эродироваться верхние части нижележащих толщ вследствие миграции потока, и поэтому чем медленнее идет погружение, тем меньше вероятность того, что отложения поймы сохранятся.

Трудность распознавания разрезов разветвляющихся и меандрирующих потоков обусловлена не только замедленным погружением, но и тем, что в низах пачек отдельные участки погружались более быстро и сохранялись от размыва самые верхние по сравнению с другими участками части. Мелкозернистые пачки верхней части разреза уплотнялись более интенсивно, то эти участки будут характеризоваться большей степенью сохранности, до тех пор, пока они не попадут в зону или временно не будут затронуты процессом мигрирующего русла.

В результате образуются пласты песчаника, регионально развитые в пределах аллювиальных равнин. Их мощность контролируется только объемом привносимого материала, скоростью погружения и временем. Простирание русла, косая слоистость, ориентировка зерен и максимальная проницаемость должны определяться совпадением с направлением простирания палеосклона.

Пески русел и прирусловых валов могут быть представлены чистыми и хорошо отсортированными разностями с хорошей начальной пористостью и проницаемостью и линзовидным строением. Сложенные ими коллекторы содержат слабопроницаемые прослои, представленные верхами отдельных мелкозернистых пачек с уменьшением размера зерен вверх по разрезу, сохранившимися от размыва. В большинстве случаев

русла разделяются по форме в плане чаще всего на основании материалов бурения многих скважин. Чаще всего они представлены покровными песками меандрирования, а не отдельными речными руслами.



Фототабл. 5.4. Реки ветвящегося типа
с образованием грубогалечниковых и гравийных отмелей (Braided bar).

Древние аллювиальные отложения врезаны в толщу более древних пород, что свидетельствует о сравнительно невысокой степени сохранности. Мощность русловых песков варьирует от 6 до 75 м (в среднем 36 м), ширина от 250 м до 20 км (в среднем 4 км), и они прослежены на расстояние от 6 до 160 км. Пористость колеблется от 10 до 25 % (в среднем 17 %), а проницаемость – от 60 до 200 мД (среднеарифметическое

500 мД). В большинстве районов мира они образуют «шнурковые залежи», с которыми связаны крупные месторождения нефти и газа [143].

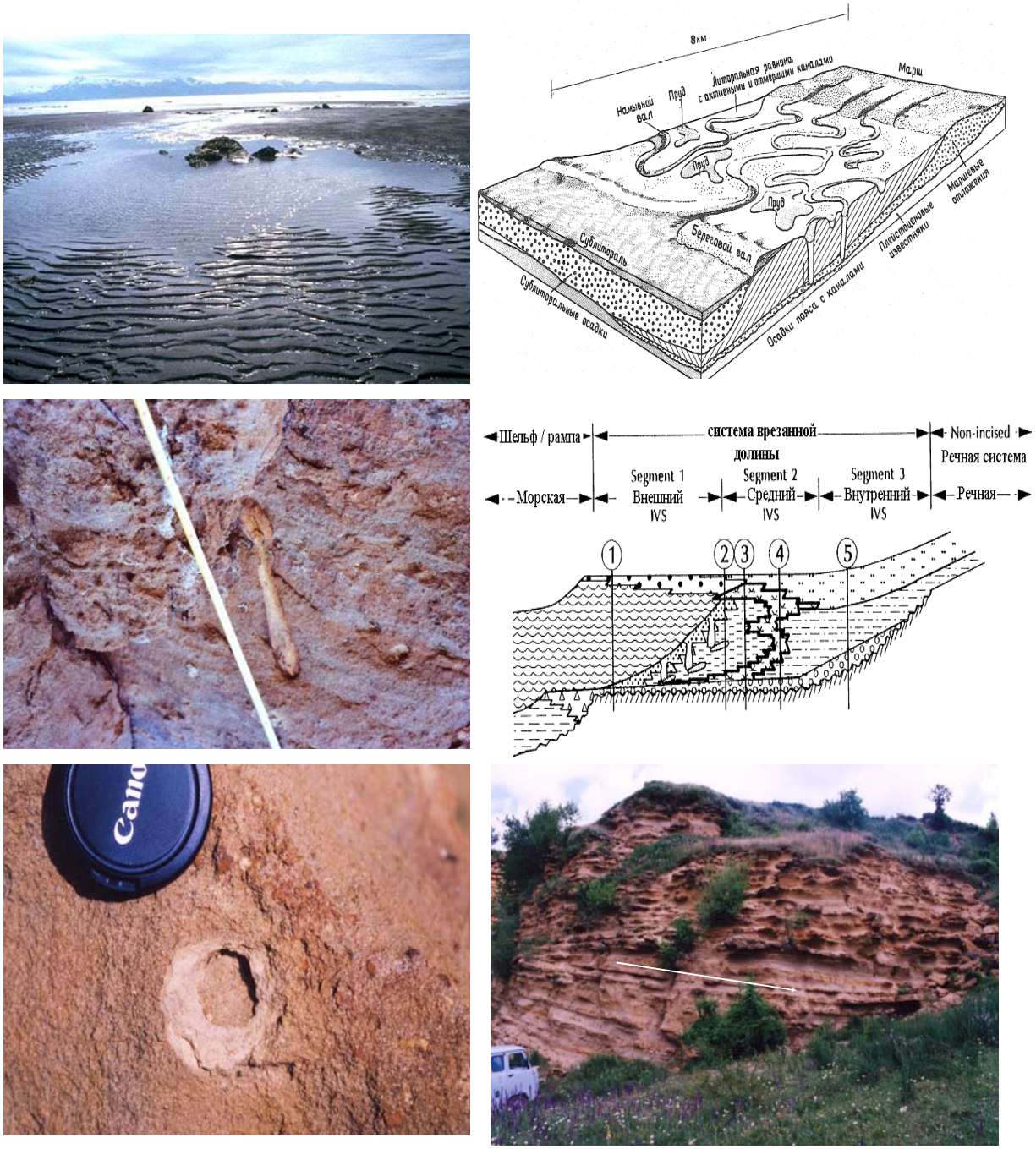
Фототабл. 5.5. Реки меандрирующие с формированием со спокойной боковой миграцией русел, дающие правильную последовательность с уменьшением зерен осадка кверху. Реки имеют широкую пойму и текут только по одному руслу, имеющему сильную извилистость.

Песчаники эстуариев и приливно-отливных равнин. Характерным признаком эстуариев и равнин приливно-отливного типа является преобладание обратных течений. В надприливных равнинах преобладают илистые осадки, в эстуариях происходит накопление песчаного материала.

И эстуарии и приливные равнины отделены от открытого моря, энергия волн и течений должна гаситься по мере того, как толща осадков все более приближается к уровню вод при максимальных приливах, и именно поэтому для обстановок седиментации здесь характерно уменьшение размеров зерен вверх по разрезу (фототабл. 5.6).

В эстуариях система взаимно огибающих друг друга перемещающихся русел отливных потоков образует различной формы песчаные гряды, вытянутые параллельно направлению течений, для которых характерны косая слоистость (часто биполярная), глинистые покрышки и знаки ряби.

Мощность контролируется глубинами бассейна. В некоторых эстуариях пески приливов отличаются умеренной чистотой и хорошей сортированностью и могут служить прекрасными коллекторами для залежей УВ.



Фототабл. 5.6. Отложения и модели приливно-отливной и эстуариевой зоны

Приливные песчаные тела часто развиты по периферии эстуариев и лагун позади барьерных отмелей и образуют обширные участки субаэральных окраин дельт. Для них характерным является увеличение вверх по разрезу доли илистых прослоев в толще песков межприливной зоны. Среди текстур преобладает перистая косая слоистость,

волнистая и линзовидная мелкомасштабная слоистость, мелкие знаки ряби и многочисленные следы жизнедеятельности организмов.

Приливные песчаные тела часто пересекаются ручьями, отлагавшими толщи песков с уменьшением размера зерен вверх по разрезу и взаимно переслаивающихся песков и илов па внутренней стороне петли меандры. Характерна заболоченность территории. Коллекторы, формирующиеся в условиях эстуария и приливно-отливной зоны, имеют значительную анизотропию проницаемости.

Пляжи, барьеры, отмели, бары образуют важную группу потенциальных песчаных коллекторов. В ископаемом состоянии часто образуют единый комплекс, состоящий из отдельных аккреционных линз. Обладают линейной формой, определенной мощностью (зависящей от диапазона прилива и глубины вод над уровнем волнолома) обычно от 10 до 20 м, ширина порядка 4 км. Сила ветра является главным агентом, отвечающим за энергию волн, расходуемую на эрозию, транспортировку и отложение песка. Вверх по разрезу и вдоль береговой линии наблюдается увеличение размера зерен. Наиболее зрелые, чистые и хорошо отсортированные разности приурочены к кровле песчаника, В самой верхней части таких толщ могут находиться эоловые пески дюн.

Пляжевые осадки характеризуются пологой слоистостью, тонкослоистые, слабо наклонены в сторону моря, к плоскостям напластования часто приурочены зоны концентрации тяжелых минералов. Мощность слоя возрастает вверх по разрезу. В сторону моря отложения пляжей сменяются песчаниками со следами жизнедеятельности организмов и линзовид-нослоистыми алевритистыми и загрязненными песками. Качество коллектора ухудшаются. К пляжам могут примыкать береговые марши, аллювиальные либо другие типы континентальных фаций (фототабл. 5.7).

Лагунные отложения представлены илистыми или песчанистыми толщами, размеры которых обусловлены диапазоном приливов. Там, где между лагуной или эстуарием и открытым морем наблюдается значительная полоса водного пространства, приливные каналы играют важную роль, и именно ими обусловлены более крутые формы косой слоистости, ориентированные своим наклоном по различным направлениям.

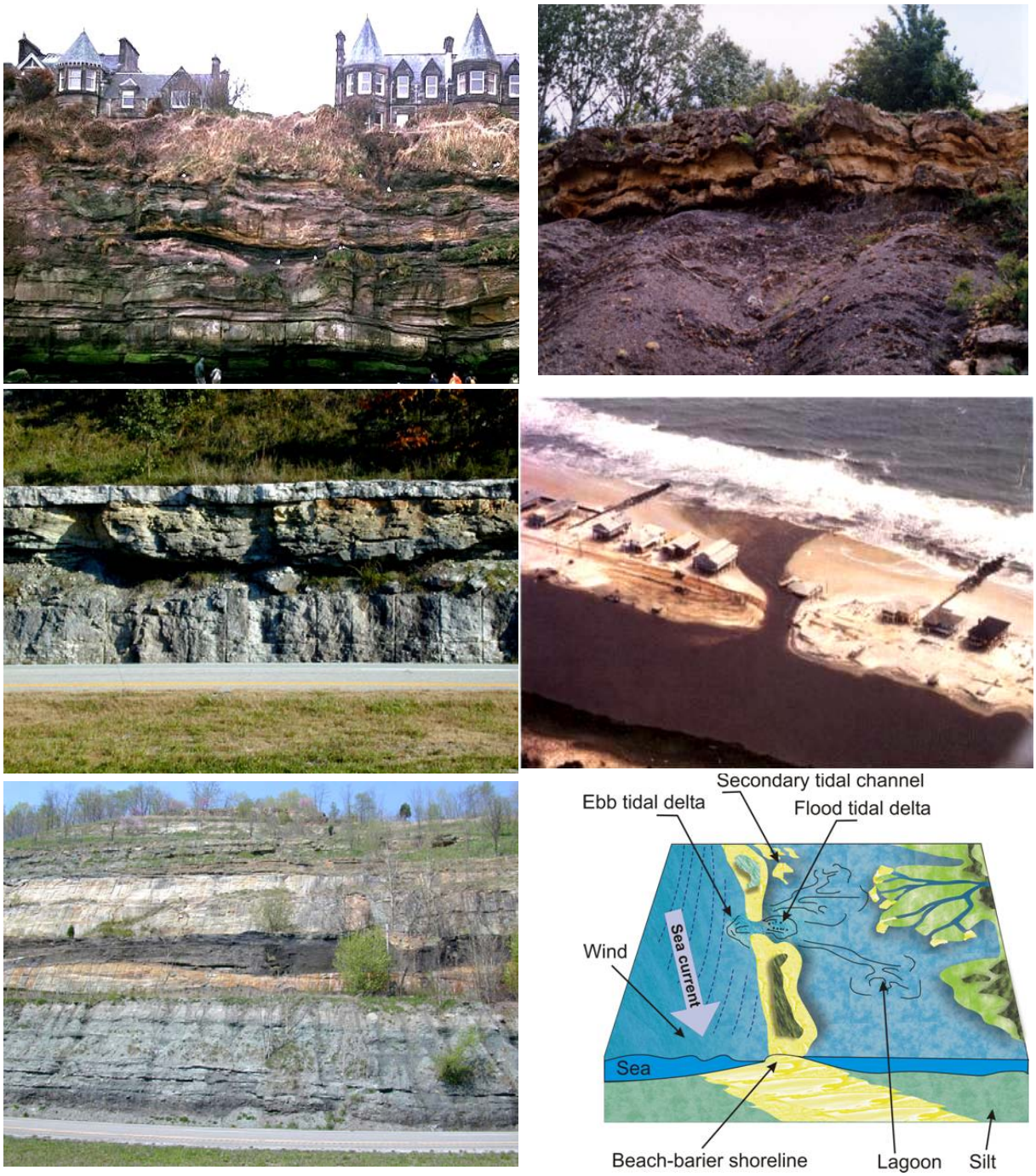
Увеличение вверх по разрезу размера зерен, вертикальная последовательность текстур и сопутствующих осадочных структур, созданных благодаря латеральной миграции приливных заливов, отмечались многими седиментологами, которые объясняли данную связь с процессом создания древних барьерных отмелей. Длинные оси зерен в современных песках [100] ориентированы под прямым углом к берегу, и в этом же направлении проницаемость также будет наиболее высокой.

Для образования карбонатного цемента необходимы более теплый и более сухой палеоклимат и замедленный перенос осадков. Но и в умеренном климата пляжевые современные гряды часто сложены эоловыми наносами, состоящими из обломков раковин, представленных представленых арагонитом.

Коллектора, связанные с барьерными или аналогичными отмелями имеют в среднем мощность 20 м, ширину 4,4 км и протяженность 42 км. Пористость в основном колеблется в диапазоне 15–25 %. а проницаемость – преимущественно от 50 до 200 мД.

При диагностике мелководно-морских резервуаров необходимо уметь определять трансгрессивные и регрессивные последовательности, отличающиеся направленностью в изменении размера зерен (рис. 5.13).

Пески морского шельфа. На современных шельфах основное осадконакопление сконцентрировано на песчаных грядах – крупных, преимущественно продольных, реже поперечных элементах палеорельефа мощностью до 50 м, шириной около 5 км и длиной 70 км, отлагавшихся на глубинах между 10 и 100 м ниже зоны влияния сильных приливных течений.



Фототабл.5.6.Обнажения древних пляжевых, баровых, барьерных тел и идеализированная модель для мелководно-морской обстановки седиментации.

Продольные гряды вытянуты параллельно береговой линии. Гряды характеризуются несложным основанием и выпуклой, асимметричной кровлей. Внутреннее строение отличается почти полным отсутствием диагональной слоистости, чаще встречается крупномасштабная наклонная плоскостная слоистость. Внутри некоторых тел зафиксированы параллельные несогласия, но в других грядах они отсутствуют. Не отмечается видимого постепенного увеличения либо уменьшения размера зерен вверх по разрезу. Преобладающая ориентация осей зерен песка составляет 45° к направлению простирания гряд и параллельна знакам ряби, обусловленной боковыми течениями, перемещающимися вдоль фронтальной части. Зерна в песчаных грядах хорошо окатаны, отличаются зрелостью, мелкозернистостью и очень высокой степенью отсортированности и соответственно явля-

ются коллекторами превосходного качества. В зонах развития известкового материала либо организмов с известковым каркасом, есть вероятность наличия кальцитового цемента.

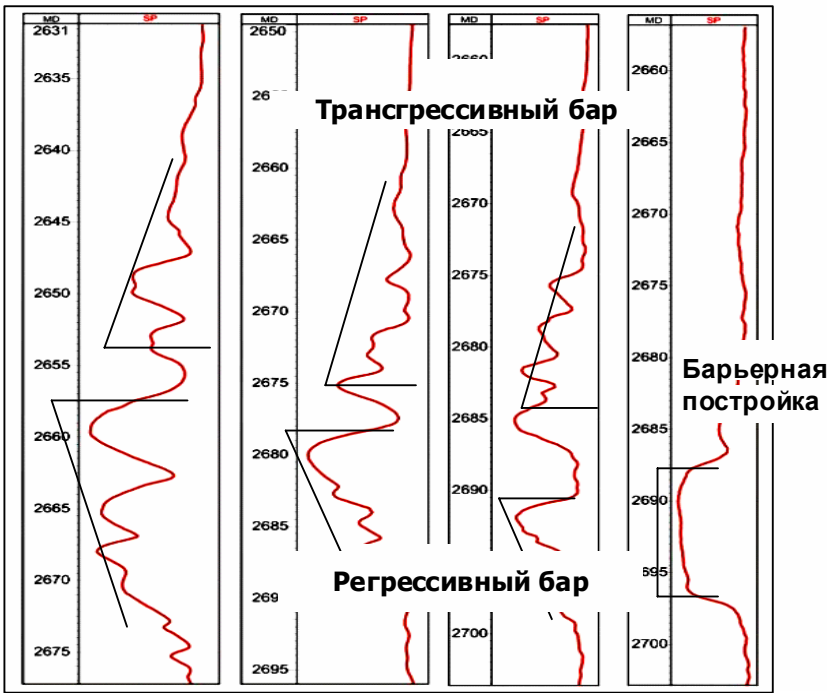


Рис.5.13. Электрометрическая характеристика мелководных песчано-алеврито-вых построек

Для древних надприливных баров и для современных шельфовых гряд характерно увеличение размера зерен вверх по разрезу. От подошвы к кровле наблюдается изменение структуры осадка и направленности палеотечений на момент седиментации (рис. 5.14).

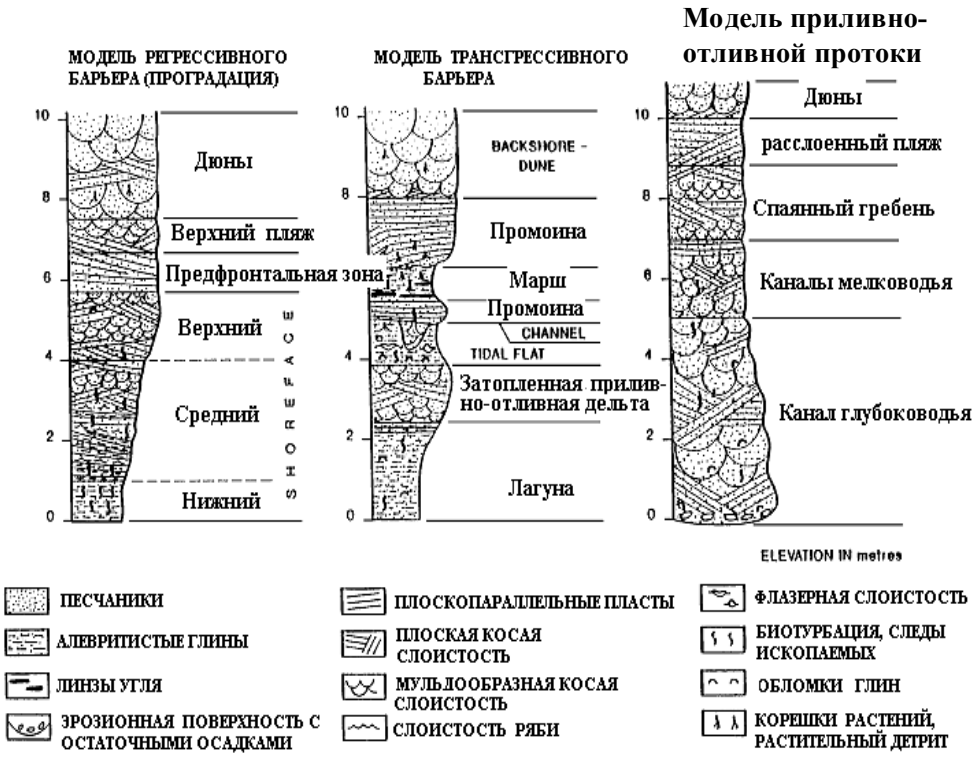


Рис. 5.14. Идеализированные модели для трансгрессивной и регрессивной баровых систем (по Рединту, 1990)

Многие зрелые кварцевые покровные песчаники отлагались на стабильных кратонных шельфах в результате многократной миграции надприливных баров и других песчаных тел побережья, но в ископаемом состоянии природа литифицированных толщ не поддается диагностике.

Пласты и линзы, образовавшиеся в процессе трансгрессивного либо регрессивного цикла, характеризуются соответственным уменьшением, или увеличением вверх по разрезу размеров зерен. Песчаники трансгрессивного цикла отличаются значительной площадью своего развития и малой мощностью. Чем медленнее развивается трансгрессия, тем больше просеивается песка и возрастает вероятность его переноса в сторону берега и скопления в соответствующем количестве только у основной береговой линии, в то время как быстрая трансгрессия может оставить после себя толщу гораздо большей мощности, песчинки которой, однако, будут отличаться более низкой степенью сортированности [100].

Мощность их колеблется от 6 до 90 м, пористость – от 15 до 28 %, а проницаемость – от 80 до 3000 мД. Для трансгрессивных песков характерно наличие глауконитовых и фосфоритовых конкреций и фаунистических остатков. Поскольку размер зерен в них вверх по разрезу уменьшается, и выше пески постепенно переходят в морские глины, то к кровле ухудшаются коллекторские свойства.

Обширные покровы регрессивных песков развиваются только на тех участках, куда непрерывно приносятся терригенные материалы (область дельт). В таких песках могут находиться в довольно большом объеме еще незрелые зерна песка, привнесенного реками (частицы глин, кремниевых сланцев, полевые шпаты, слюды, известняки и углистое вещество), которые могут разрушаться механическим путем либо химически после своего захоронения, снижая первоначально высокую пористость и проницаемость. Быстрая седиментация способствует раннему свободному выпадению кальцита. Коллекторские свойства наиболее высоки в верхней части такого пласта, который отлагался в наиболее активных условиях.

Дельтовые песчаные резервуары. Дельтой называется надводная низменная часть конуса реки в месте ее впадения в море или озеро со сложнейшей и изменчивой сетью водотоков и водоемов и специфическим ландшафтом. Древние дельты формируют значительные по мощности резервуары, и представляет собой большинство мест отложения терригенного материала.

Главный созидающий фактор – величина стока наносов реки. Чем она больше, тем больше, при прочих равных условиях, и объем аллювиального конуса выноса реки и площадь дельты.

Способствуют образованию дельты и мелководность залива или прибрежной зоны моря, вертикальные движения земной коры с положительным знаком (тектоническое поднятие), понижение уровня водоема, в который река впадает.

Главный фактор, препятствующий образованию и развитию дельты, – разрушающее воздействие морского волнения. Формированию дельты не способствуют также большие глубины залива или прибрежной зоны моря, сильные приливные течения, тектоническое опускание или просадка грунта.

Развитие дельтовой системы происходит двумя путями. Первый – медленный, эволюционный – характерен для рек с небольшой или средней величиной нагрузки потока наносами (мутность воды менее 1 кг/м^3). Примером может служить развитие дельты Килийского рукава в устье Дуная.

Второй путь – с прорывами русла, быстрый, скачкообразный – характерен для рек с большой мутностью (более 1 кг/м^3). Каждый цикл развития начинается с прорыва потока в новом направлении (дельты Миссисипи и Сулака). Именно в дельтах рек с большим стоком наносов зафиксирована максимальная скорость выдвижения в море: у Амударьи – 4 км/год, у Хуанхэ – до 10 км/год (в 1976–1985 гг. суша нарастала здесь на 42 км^2 в год).

На основе преобладающего воздействия трех основных процессов – энергии приливов-отливов, волнового или речного воздействия все дельты можно разделить на две крупные группы: *дельты деструктивные* и *дельты конструктивные*.

Конструктивными силами являются главным образом речные, со строительством дельты, вызванным выдвижением распределительных каналов.

Деструктивными (разрушительными) силами являются волны и приливно-отливная энергия.

В высоко-конструктивных дельтах преобладают речные процессы. В высоко-деструктивных дельтах являются преобладающими волновые и / или приливно-отливные процессы. Каждый тип дельты имеет характерную морфологию и образец фаций, с четко различимой вертикальной последовательностью смены фаций, распределением фаций в пространстве и геометрией песчаных тел (рис. 5.15).

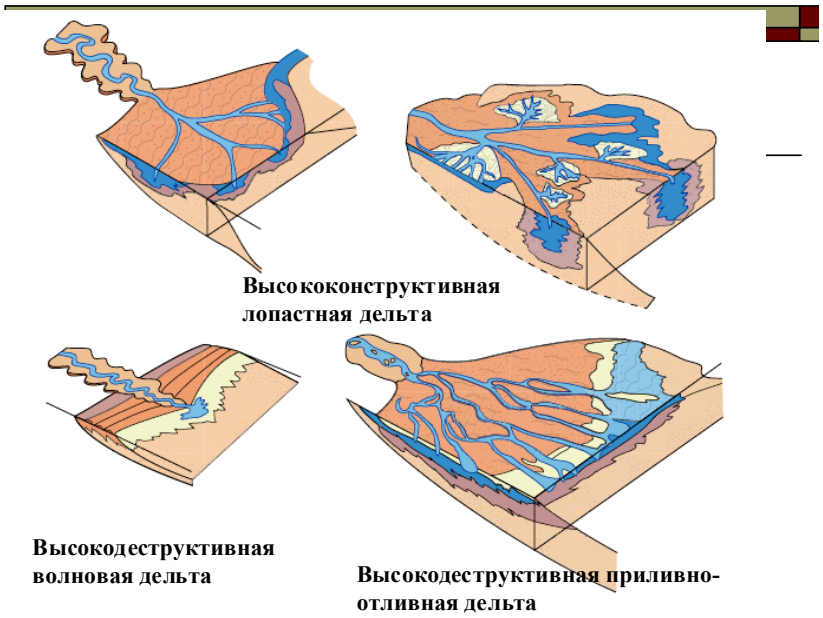
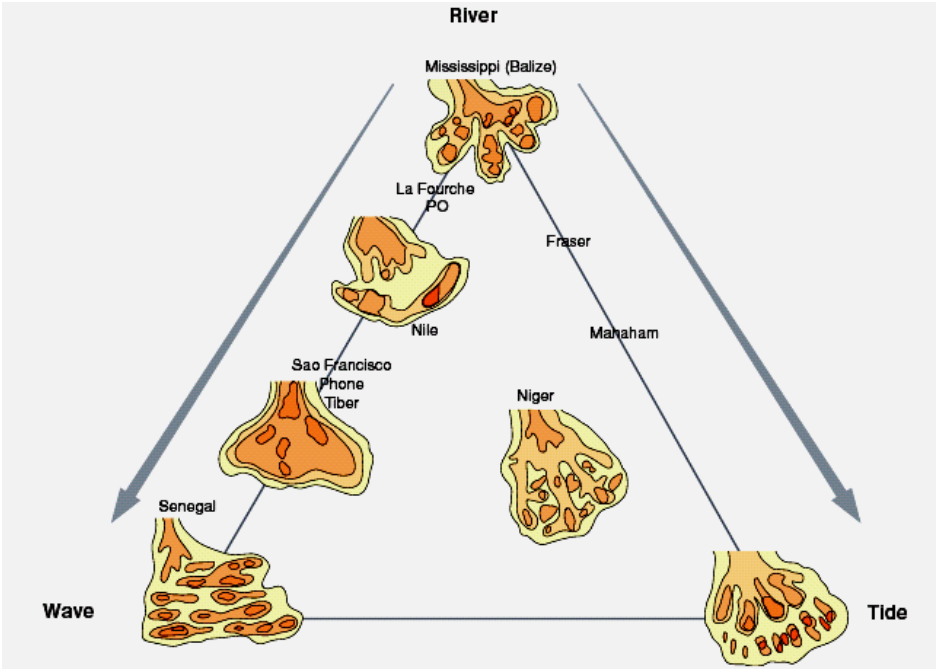
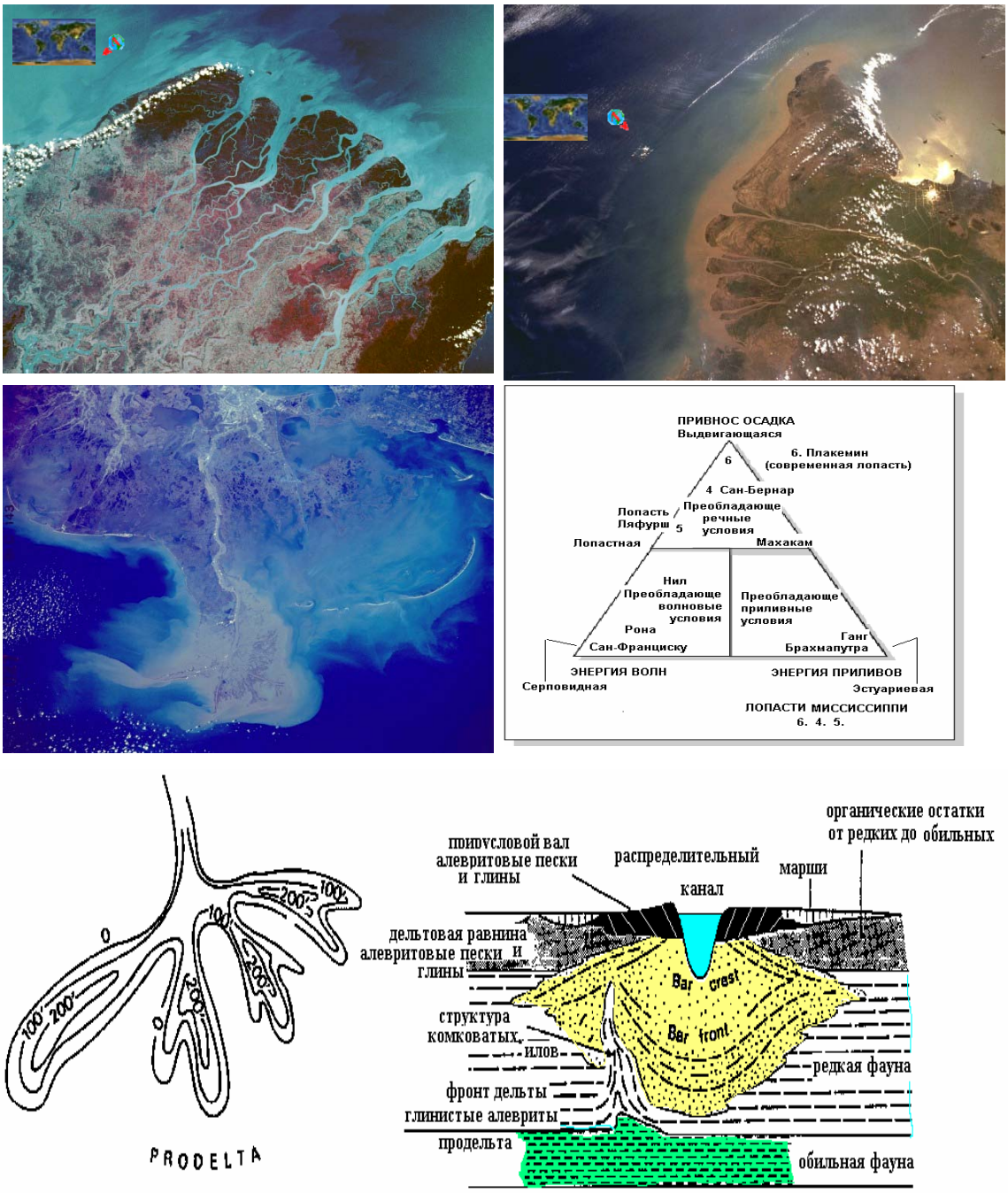


Рис.5.15. Классификация дельт по преобладающему влиянию процессов: речных, волновых, приливных по Galloway (1975)



При изучении дельтовых систем следует различать три главные ассоциации фаций в дельтах, формирующихся в главных подразделениях дельтовой обстановки:

- ***Фронт дельты*** *(береговая линия с областями распределительных устьевых баров, лагун, приливно-отливных каналов, пляжей барьеров и внутренних заливов, и опускающимся в сторону моря профилем);*
- ***Дельтовая равнина*** *(наземная, низко-выположенная область с развитием позади фронта дельты, состоящая из распределительных каналов, маршей, проточных болот и озер);*
- ***Продельта (****подводная часть дельтового конуса выноса, представленная тонко-отмученными илами).*



Фототабл. 5.8. Классификация дельт по преобладающему влиянию процессов: речных, волновых, приливных по Galloway (1975)

В дельтах речного типа основной объем осадков откладывается в качестве фронтальных масс. Приливно-отливные течения, вдольбереговые наносы и активность волн слабые. Главный сток осадков отлагается в виде приустьевых насыпей, имеющих внутренне косослоистое строение. Широко развиты наземные и подводные береговые валы. Илистая седиментация происходит во внутренних заливах площади. Быстрая проградация происходит в сторону морского бассейна. Приустьевые песчаные насыпи формируют песчаные тела, известные, как «баровые-пальцы» или «шнурковые пески».

Дельты волнового типа формируются в условиях действия волн высокой энергетики. Отложения приустьевой насыпи непрерывно перемываются и образуют гребневые песчаные комплексы – пески прибрежных барьеров. Приустьевые насыпи не формируются. Пляжи растут латерально в ответ на береговые течения. Обычно в проградацию вовлечен полный фронт дельты. Часто в ассоциации с дельтовыми песками накапливаются эоловые отложения маленьких береговых дюн, образующие сложно-построенный полифациальный комплекс. Система наземной дельтовой равнины часто плохо развита.

Дельта приливно-отливного типа развивается в областях, где высок приливно-отливный диапазон. Главным агентом рассеивания осадка в пределах распределительных каналов является приливно-отливный поток. Гребень и морфология канала развиваются в пределах приустьевых насыпей в сторону моря. Гребни песчаных тел представлены хорошо отсортированным песком и обладают хорошим коллекторским потенциалом. Дельтовая равнина состоит главным образом, из приливно-отливных гряд, сложенных тонкозернистым осадком (фототабл. 5.8).

Формирование речных дельт в современную геологическую эпоху подчиняется стадийности и цикличности и может быть описано качественно и количественно с применением балансовых и гидравлических уравнений. Все закономерности современного осадконакопления в дельтовых системах могут быть перенесены на их древние аналоги.

Эти изменчивые природные объекты являются ареной постоянной борьбы рек и морей. Здесь невозможно существование длительного равновесия. Если преобладает созидающее воздействие реки, дельта выдвигается в море, если влияние моря пересиливает, дельта либо разрушается волнением, либо затопляется при повышении уровня.

5.1.1.3. Диагенетические изменения терригенных осадков

Для нефтяной геологии прогнозная задача определения типов цементов и характера их распределения в резервуаре является одной из наиболее важных. Еще до бурения, нефтянику важно удостовериться в качестве коллектора. На первом этапе предстоит доказать, что тот или иной песчаник при заданных региональных условиях и на заданной глубине будет обладать благоприятными фильтрационно-емкостными параметрами. На втором этапе, когда выделен и доказан бурением песчаный резервуар, необходимо осуществить его детальное изучение, связанное с возможными изменениями, характеризующими неизученную часть резервуара либо сопредельные пласты песчаников.

Сложность задачи обусловлена непостоянством процесса диагенеза. В большинстве случаев приходится принимать его изменения, как некоторый элемент случайной изменчивости. Видоизменения порового пространства в осадке под воздействием диагенеза зачастую настолько значительны, что несмотря на предпринятую попытку, возможность использования седиментологии при разведке песчаников мала.

Уплотнение. Одним из первых диагенетических процессов, начинающихся при минимальном погружении несцементированных отложений, является уплотнение.

> ***Уплотнение (Compaction)*** *– процесс уменьшения среднего объема или мощности осадочного тела, сложенного тонкозернистыми осадками, или сокращения порового пространства в этом теле в результате увеличения нагрузки формирующихся вышележащих толщ или вследствие давления, обусловленного движениями земной коры. Выражается как уменьшение пористости за счет более плотной упаковки осадочных частиц.*

В пределах нескольких верхних метров в свежеотложенном слое развивается поровое давление, превышающее давление нагрузки. В дальнейшем, малейшая вибрация вызывает массовое перемещение осадочного материала с отжатием флюидов и перераспределением зерен в более плотные упаковки.

Наиболее активно процесс уплотнения протекает в тех участках породы, где зерна не скреплены цементом. Уплотнение, развивающееся под воздействием повышенного растворения при возрастании давления, отмечается несколько позднее, чем главные фазы цементации [100].

Вследствие высоких скоростей седиментации, при быстром погружении осадочного бассейна захоронение песчаного материала осуществляется без его разжижения. Поэтому на глубине можно встретить резервуары, состоящие из отдельных пластов, находящихся в переуплотненном состоянии (они не претерпевают уплотнение в той мере, как если бы уплотнялись при разжижжении).

Плотность упаковки будет зависеть от суммы компонентов заполнения пор (глины, карбонаты, вторичный кварц и т. д.) за исключением видимой пористости.

При изучении процессов уплотнения песчаных зерен в шлифах следует помнить, что рассматриваемое поровое пространство ограничено рамками видимого в шлифе, поэтому оно обычно несколько меньше пористости, определяемой другими методами, особенно при малых значениях, и связь между двумя величинами следует находить экспериментальным путем. Связь между величинами видимой и замеренной пористости может определяться контрастностью применяемого красителя и качеством оптической системы микроскопа (фототабл. 5.9).

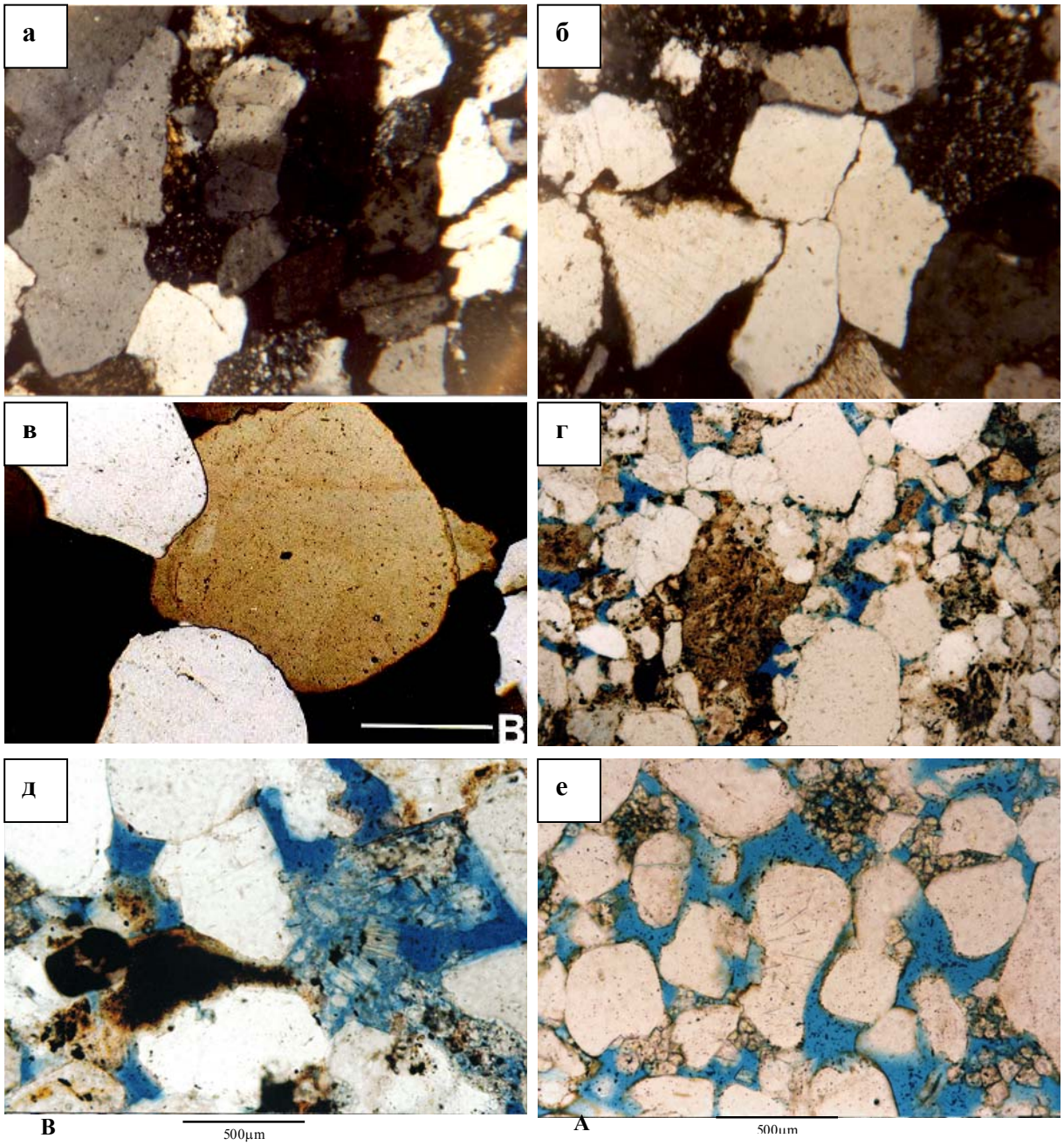
Цементация. Для геологов-нефтяников важно умение увязать различия в фиксируемой степени цементации песчаников с историей развития самой породы после ее захоронения. Задача изучение цементов должна сводиться к прогнозу типов и количества цемента, которые присутствуют в конкретном песчанике.

> ***Цементацией (Cementation)*** *называют диагенетический процесс, при котором грубые кластические осадки литифицируются или цементируются в твердую компактную породу в результате отложения или осаждения минералов, заполняющих промежутки между отдельными зернами осадка. Цементация может происходить одновременно с процессом осадконакопления, или же цемент может быть привнесен впоследствии.*

При цементации происходит интенсивный обмен веществ с формациями, вмещающими рассматриваемую толщу песчаного коллектора.

В качестве цементов установлены многие разновидности минералов, но только некоторые из них при достаточном количестве представляет определенное значение для геологов-нефтяников. Из всех типов наиболее ощутимое понижение пористости обусловливают кварцевые и известковые цементы, представленные кальцитом, доломитом и в меньшей степени сидеритом. При специфических условиях важную роль мо-

гут играть ангидрит, барит, флюорит, галит, окиси железа или пирит. Вторичное окварцевание часто сопровождается образованием вторичных полевых шпатов, которые по объему могут занимать значительную долю в некоторых песчаниках.



Фототабл. 5.9. Цементы обломочных пород,
как следствие уплотнения и вторичных диагенетических преобразований
а) Конформно-регенерационные структуры. Аутигенный кварц нарастает на зерно кварца в виде регенерационных оболочек; б, в) Конформно-инкорпорационные контакты обломочных зерен. В интерстициях наблюдается каолинитовый цемент. Ник.+.Увел.63.
Органическое вещество приурочено к поровому пространству

Типы цемента выражают его структурные особенности по отношению к породе в целом (т. е. соотношение цемента с обломочной частью). Обычно выделяют четыре типа цемента: *а) базальный*; *б) открытый поровый; в) закрытый поровый; г) неполный поровый; д) контурный; е) прерывистый контурный* (рис. 5.16).

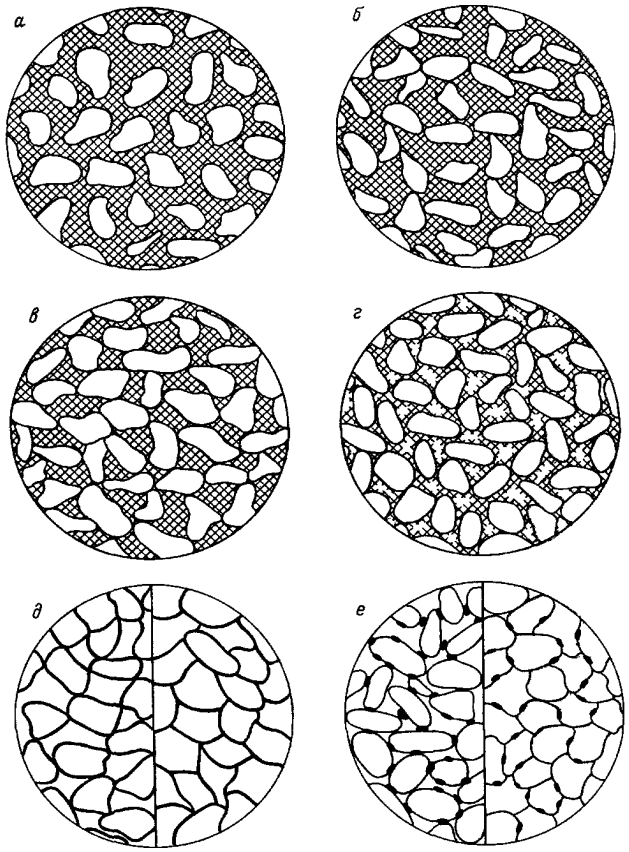


Рис. 5. 16. Типы цемента по количеству и распределению в породе: а) базальный; б) открытый поровый; в) закрытый поровый; г) неполный поровый; д) контурный; е) прерывистый контурный (по Шванову, 1987)

Цемент присутствует в подавляющем большинстве обломочных пород и является их важной составной частью, обусловливающей физические свойства, состав и последовательность выделения минералов. Для его диагностики приходится использовать лупу, срезы и пришлифовки, смачивать породы водой, применять соляную кислоту, иглу.

Морфологические типы цемента характеризуются не только качественным соотношением обломков и цемента и их взаиморасположением, но отличаются и количеством цемента: от первого к четвертому типу оно непрерывно уменьшается.

Цементы можно различать по внутренней структуре, а также по однородности и равномерности распределения в породе:

- ***цемент пелитоморфный*** *(микрозернистый, скрытокристаллический или аморфный, размер зерен < 0,01 мм, т. е. зерна не видны),*
- ***тонкозернистый*** *(0,01–0,05 мм),*
- ***мелкозернистый-*** *(0,05–0,1 мм),*
- ***среднезернистый-*** *(0,1–0,5 мм),*
- ***крупнозернистый-*** *(>0,5 мм или 0,5–1 мм)*
- ***грубозернистый*** *(> 1 мм).*

По структуре цемент может быть *однородным или неоднородным* (*разнозернистым).* По распределению в породе можно выделять: *цемент равномерно распределенный и сгустковый, распределенный неравномерно.*

Базальный цемент (***Basal cement***) – зерна не соприкасаются друг с другом, а погружены в цемент. При описании этого типа цемента часто встречается распространенная ошибка – констатация того, что «цемента в породе «больше 50 %». В обломочной породе цемента всегда меньше половины, иначе породу следует называть по цементу (например, известняком песчанистым и т. д.). Однако в шлифах из-за того, что некоторые зерна срезаются не через центр, может быть кажущееся преобладание цемента.

Цемент заполнения – зерна соприкасаются друг с другом, а цемент заполняет лишь поры между ними.

Цемент пленочный – цемент покрывает зерна пленкой (иногда не сплошной), а остальная часть пор остается пустой; цементация большей частью непрочная. В некоторых случаях (например, в метаморфизованных породах) эти поры могут быть заполнены цементом другого типа (заполнения пор или регенерации) и тогда следует говорить о наличии пленочного цемента другой разновидности

Цемент соприкосновения, или контактовый – цемент присутствует лишь в местах соприкосновения зерен, а основная часть пор остается незаполненной.

Неполнота геохимических сведений, трудности количественного прогноза цемента, который образуется в процессе осадконакопления того или иного песчаника, обусловлены, невозможностью определить особенности движения вод через песчаники, поступающих из разнообразных источников в процессе истории геологического развития.

В относительно простых ситуациях возможно осуществление качественного прогноза. Если песчаник отложился при соответствующих термобарических условиях под мощной толщей морских глин, залегающих на глубине, с благоприятной обстановкой для превращения монтмориллонита в иллит, то можно ожидать появления вторичного кварцевого цемента, поскольку при такой реакции из глин высвобождается кремний, а растворимость кварца строго зависит от температуры.

Если глины первоначально содержали много известкового вещества или разрез включал значительное количество известняков, то в них следует ожидать кальцитовый цемент. Песчаники будут сцементированы кальцитом там, где они соприкасались с уплотняющимися (преимущественно аномально) глинами и известняками. Кальцитовый цемент в песчаниках чаще всего развивается на контактах с глинами.

Обстановка осадконакопления может играть важную роль в особенностях распределения кальцитового цемента, поскольку перераспределение не только многочисленных обломков раковин и других видов первичного карбоната кальция ведет к локальной цементации на ранней стадии диагенеза в некоторых морских обстановках.

Качественный прогноз типа цемента реален на основе знаний о стратиграфической последовательности пластов в разрезе в комплексе с полными сведениями о характере потока флюидов. Но дать этому прогнозу количественное выражение нельзя ввиду невозможности установить детальность системы на всю глубину, поскольку она видоизменяется с начала осадконакопления и до настоящего времени, например, в результате изменения региональных наклонов и дифференцированных подвижек по разломам [143].

Сейсморазведка позволяет увидеть основные разломы, но многие из них меньшей амплитуды выявить не удается, и движения по ним не всегда происходили только в том направлении, о котором можно судить по современным условиям залегания.

Обычно выделяются две стадии снижения пористости, которым свойственны следующие характеристики:

- *первоначальные цементы, появляющиеся на не очень большой глубине непосредственно прямо связанные со средой осадконакопления, отличаются весьма разнообразным распределением.*
- *поздние цементы, образующиеся в процессе более глубокого погружения (за исключением тех, которые поступали вдоль и концентрировались вблизи разломов), отличаются более однообразным распределением, которое, однако, обязательно контролируется типом матрикса и начальных цементов.*

Для терригенных пород при диагенезе характерен процесс замещения.

> ***Замещение (Replacement).*** *Процесс замещения, характеризующийся практически одновременным растворением и отложением минерала, при котором образующийся минеральный агрегат может сформироваться внутри первичного минерала или агрегата минералов. По химическому составу новое минеральное образование отличается от прежнего, частично или полностью.*

Аутигенное минералообразование наиболее важно для понимания перераспределения вторичного порового пространства резервуаров.

> ***Authigenesis (neocrystallization) –*** *процесс аутигенного минералообразования. Формирование минералов на месте их нахождения. Различают седиментационные аутигенные минералы, возникшие в самом бассейне, а не внесенные в него извне; диагенетические аутигенные, возникшие при диагенезе за счет переработки твердых фаз осадка и из растворов; катагенетические аутигенные, возникшие при катагенезе за счет преобразования вещества в новых термодинамических условиях, и т. п.*

Основные диагенетические преобразования на стадии аутигенеза связаны с процессами, затрагивающими глинистые минералы.

Почти любой материал, стабильный в диапазоне температур О-250 °С и при давлениях до 1750 кгс/см^2, может стать породой-коллектором, послужив при этом источником необходимых ионов (за счет либо нестабильных минералов в песчанике, либо поровых флюидов, содержащихся в них первоначально или проходивших через них) при благоприятных кинетических реакциях и за соответствующий диапазон времени [143].

В качестве аутигенных минералов в песчаниках встречены такие разновидности глин, как каолинит (или относительно близкая к нему разновидность – диккит), иллит, хлорит, монтмориллонит и смешаннослойные виды. Все они влияют в основном на проницаемость, давление на входе в поры и на содержание остаточной воды. Наиболее распространенными в этом смысле являются такие минералы, как каолинит, иллит и хлорит (фототабл. 5.10).

Наличие частиц, разной формы и размеров глинистых минералов в резервуаре в большинстве случаев вызывает ухудшение проницаемости и повышение содержания остаточной воды при заданной пористости, а также уменьшают коэффициент извлечения УВ.

Аутигенные глины встречаются либо в виде массы кристаллов, уложенной в поры, либо в виде ориентированных каемок вокруг зерен песчаника. Размер частиц обычно около 5 мк, но иногда превышает 15–20 мк.

Аутигенные глинистые минералы могут заполнять поры пород на обширной территории, свидетельствуя о кристаллизации за счет ионов, выносимых поровыми водами на некоторое расстояние, либо они могут встречаться в каолините, образующемся за счет преобразования полевого шпата, который является источником требуемого количества алюминия и кремния.

В каемках могут встречаться кристаллы, длинная ось которых ориентирована либо параллельно, либо перпендикулярно к поверхности вмещающего зерна.

Каолинит (Kaolinite) – минерал подкласса слоистых силикатов, $Al_2[Si_2O_5](OH)_4$. Полиморфные модификации – диккит и накрит. Твердость 1–1,5; плотность 2,5–2,7 г/см3; сильно гигроскопичен. Продукт выветривания.

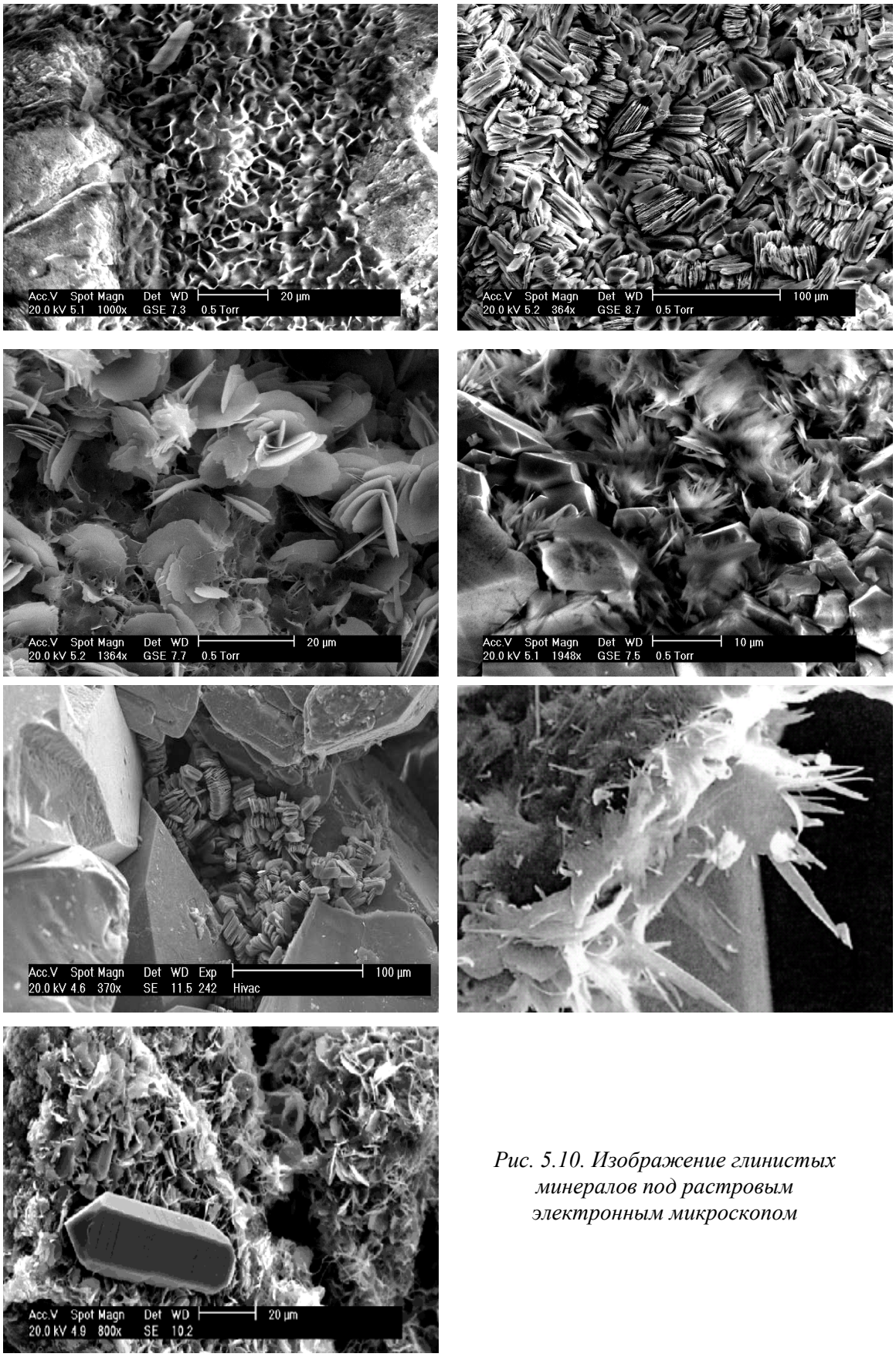


Рис. 5.10. Изображение глинистых минералов под растровым электронным микроскопом

Каолинит образует псевдогексагональные пластины, чаще всего расположенные равномерно в виде листоватых либо червеобразных пачек (фототабл. 5.10).

Хлорит аутигенный (Antigenic chlorite) – породообразующий минерал, силикат сложного состава. Преобладающие химические элементы – Mg, Al, Fe, Ni, иногда Mn, Cr, Li. Название происходит от греч. «хлорос» – зеленый. Цвет обычно зеленый разных оттенков, реже – почти белый или черный. Твердость 2–2,5, плотность 2,6. В отличие от слюд спайные листочки не упругие, а гибкие. Блеск от стеклянного до перламутрового. Хлориты повсеместно встречаются как вторичные продукты изменения таких силикатов, как амфиболы, пироксены и слюды (биотит и флогопит). Отличается несколько более угловатыми, радиально ориентированными пластинами и, кроме того, может также продуцировать плотные игольчатые агрегаты в порах.

Глауконит (Glauconite) – минерал зеленого или темно-зеленого цвета, представляющий моноклинный водный силикат алюминия, в котором окисное железо явно преобладает над закисным и который характеризуется постоянным присутствием калия. Твердость 2–3; уд. вес 2,2–2,9.

Иллит (Illite)- наиболее распространенный трехэтажный алюмосиликат, содержащий до 8 % K_2O. Присутствие калия обусловлено либо неполным переходом калиевых полевых шпатов в каолин, либо диагенетическими изменениями каолинита в морской обстановке. Термин используется в качестве общего названия группы трехслойных, слюдоподобных, серых, светло-зеленых или желтовато-коричневых глинистых минералов, широко распространенных в глинистых отложениях (особенно в морских глинах и развитых на них почвах).

По составу и структуре являются промежуточными между мусковитом и монтмориллонитом (Grim, 1968). Содержит меньше калия и больше воды, чем истинные слюды, но больше калия по сравнению с каолинитом и монтмориллонитом. По способности к обмену катионов, по способности абсорбировать и удерживать воду, по физическим свойствам (таким, как коэффициент пластичности) иллит является промежуточным между каолинитами и монтмориллонитами. Большинство так называемых иллитов может быть механической смесью мелкозернистого монтмориллонита и мусковита или глиной, состоящей из чередующихся слоев с монтмориллонитовой и мусковитовой структурой.

Иллит редко образует достаточно крупные кристаллы, поэтому его трудно диагностировать. Иллитовые частицы меньше по размеру, чем кристаллы каолинита и хуже развиты. Иногда иллит отождествляют с гидрослюдами. Встречается либо в виде отдельных массивных пластинчатых включений, либо в виде тонких волокон, причем аналогичные условия типичны и для монтмориллонита, хотя его отдельности отличаются меньшим масштабом (фототабл. 5.10).

Аутигенные глины в основном более гомогенны, отличаются повышенной степенью кристаллизации, большим размером зерен и характеризуются одной из форм равномерного агрегатного состояния.

Каолинизация полевого шпата требует небольшого объема поровой воды для растворения твердых компонентов, включая K^+ и H_4Si0_4, и протекает при относительно низком pH, обусловленном, растворенной H_2CO_3. Такие условия наиболее характерны для неглубоко залегающих горизонтов метеорных грунтовых вод, и процесс каолинизации полевых шпатов, как полагают многие ведущие седиментологи, в основном протекает вскоре после захоронения, в течение последующего выхода в зону выветривания, вблизи разломов или других русел, обеспечивающих подток вод.

Каолинит переходит в другие глины, такие, как иллит, при температурах свыше 150 °С и при наличии щелочных металлов.

Дегидратация монтмориллонита протекает при 110–150 °С, теряется при этом магний или калий и образуются смешаннослойные глины, хлорит или иллит.

Иллиты и хлориты относительно стабильны в различных средах и при увеличении температуры возрастает только степень кристаллизации; поэтому их можно использовать в качестве геотермометров [100].

В процессах диагенеза часто наблюдается некоторое перекрытие между различными стадиями и возможны еще более поздние фазы цементации, но это в целом не обязательно преобразует общую картину.

Каждая стадия диктует определенные ограничения, определяющие степень последовательности развивающихся процессов.

Более универсальные процессы обусловливают появление различий в емкостных свойствах песчаных коллекторов на ранних этапах. Примером этому служат баровые пески регрессивного цикла, которые к кровле становятся более чистыми, но содержат различный детритовый глинистый матрикс, количество которого в нижней части разреза возрастает.

На ранней стадии диагенеза кальцитовый цемент концентрируется вблизи гребня за счет кальцитизации арагонитовых обломков раковин. В процессе погружения до 2–4 км кварцевый цемент, отлагаемый мигрирующими флюидами, образует наросты относительно равной мощности вокруг кварцевых зерен, не защищенных глиной или кальцитом.

При более глубоком погружении в зонах наименьшей механической стойкости возникает наиболее интенсивное давление растворения чаще всего на тех участках, где вторичное окварцевание сдерживалось незначительными количествами глин.

5.1.2. Карбонатные коллекторы

Карбонатные породы нередко слагают значительные по мощности толщи. Принято считать, что исходным материалом для образования карбонатных пород служили растворенные в водах соли кальция и магния. При избыточном количестве последних в водной среде они начинают выделяться в осадок чисто химическим путем, либо при поглощении из водной среды живыми организмами эти соли попадают в осадок в виде карбонатных скелетных остатков [32; 90; 94].

Несомненным является наличие в этих породах трех генетических карбонатных составляющих:

1) *биогенного, точнее органогенного, карбоната, преимущественно CaCO3, в виде скелетных остатков различных организмов и водорослей;*
2) *хемогенного карбоната, осажденного непосредственно из водных растворов;*
3) *обломочного карбоната, представленного различными по размерам и форме обломками карбонатных пород (или уплотненных карбонатных осадков). Количественные содержания этих карбонатных составляющих в породах (осадках) могут варьировать в очень широких пределах.*

Соответственно процессы карбонатообразования могут быть органогенными, хемогенными и чисто механическими.

Главными факторами физико-химических (и гидродинамических) условий, контролирующими осаждение карбонатов, являются:

1) *состав вод седиментационного бассейна – общая их минерализация и солевой состав, поскольку растворимость карбонатов в разных растворах солей (соответственно в водах различных водоемов) будет различной;*
2) *газовый фактор – практически количество растворенной в водах свободной углекислоты (CO_2), поскольку повышение или снижение его сдвигает карбонатное равновесие в ту или иную сторону, в частности, для $CaCO_3$: $CaCO_3 + H_2O + CO_2$ $Ca(HCO_3)_2$;*
3) *температура и давление, изменение которых вызывает изменение содержания в водах свободной CO_2. Повышение температуры (снижение давления) способствуют удалению CO_2 из водной среды и, следовательно, выделению карбонатов*

в осадок. Наоборот, при понижении температуры вод (повышении давления) растворимость CO_2 в них возрастает, соответственно повышается растворимость $CaCO_3$, что препятствует его осаждению;

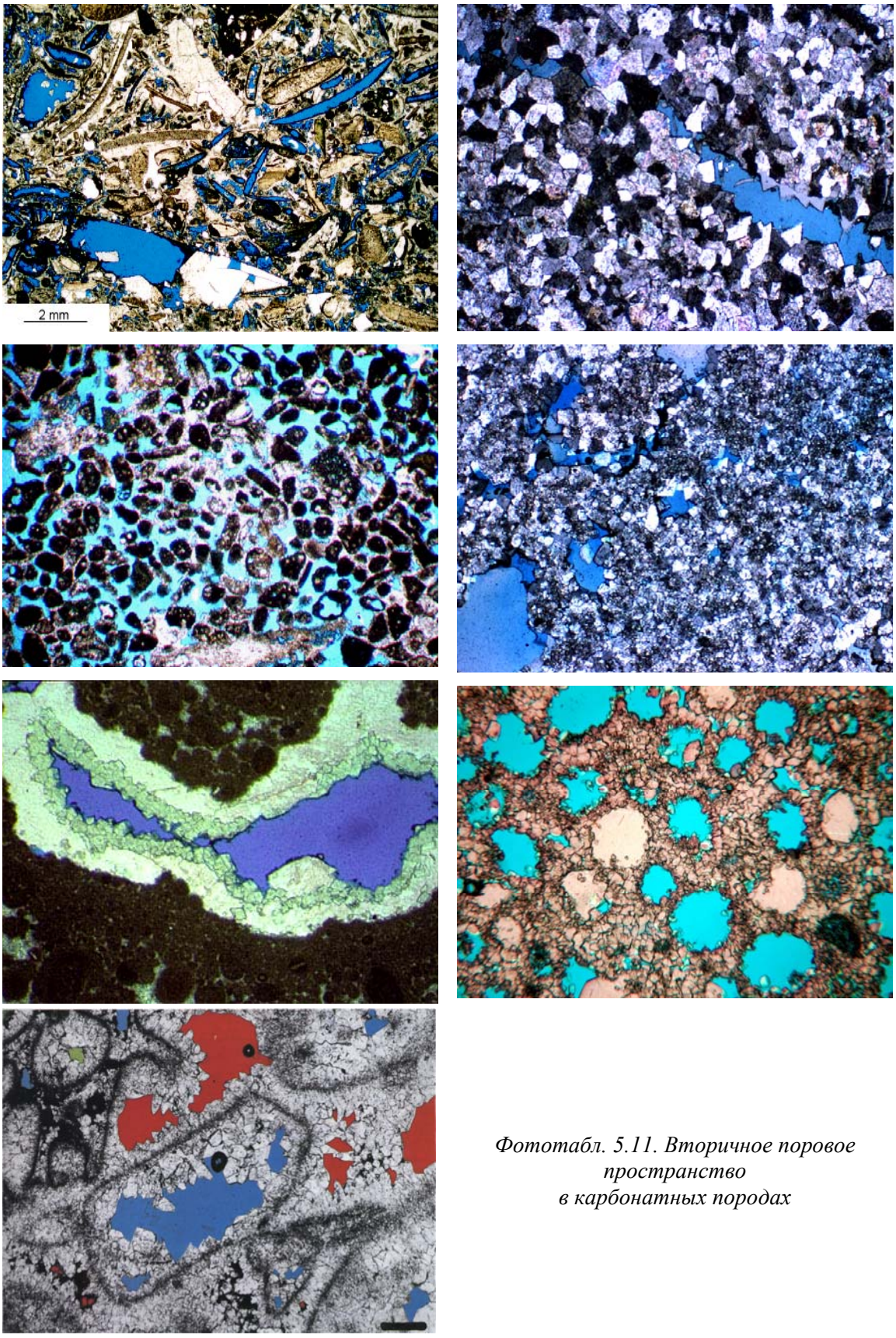
4) *щелочной резерв (pH) водной среды – для возможностей осадки карбонатов она должна быть щелочной, со значениями pH > 8, при этом не только в поверхностных, но и в придонных слоях бассейна, так как иначе отложения карбонатов вновь будут переходить из осадка в раствор;*
5) *гидродинамических режим водных бассейнов, который создается различными движениями вод – волновыми, течениями (со всегда присущей им турбулентностью) и в подчиненной степени приливно – отливными движениями и конвекционными потоками.*

Все эти перемещения меняют физико-химические условия в различных участках седиментационного бассейна. Кроме того, они вызывают горизонтальные переносы осевшего на дно карбонатного материала, пока он еще не зафиксирован в осадок. Лишь небольшая часть пор носит первичный характер. Большая их часть – вторична (рис. 5.17; фототабл. 5.11).

Рис. 5.17. Геологическая классификация пор и поровых систем в карбонатных породах (from North,1985, after Choquette and Pray, 1970)

Диагенетические изменения карбонатных осадков. При литификации карбонатных пород с ними происходит целый ряд превращений, начинающихся на стадии раннего диагенеза – до полного изменения карбонатной породы на стадиях ката-метагенеза.

В раннем диагенезисе осадок представляет собой высокопористую, сильно обводненную, неуравновешенную, неустойчивую многокомпонентную физико-химическую систему легкоподвижных и реакционноспособных веществ.



Фототабл. 5.11. Вторичное поровое пространство в карбонатных породах

На стадии позднего диагенеза процессы изменения осадков значительно замедляются, и в конце ее осадок достигает состояния внутренне уравновешенной системы, т. е. превращается в породу.

В катагенезе преобразования пород происходят при постепенном погружении их на большие глубины. В условиях заметного возрастания температуры и давления породы, почти не меняя минеральный состав, испытывают значительное региональное уплотнение. Следствием его является перекристаллизация карбонатного материала (укрупнение зерен) с образованием сложных, зубчатых контактов зерен. Имеющиеся в карбонатных породах поры, а также трещины при наличии в разрезах глинистых пород могут заполняться водами, при региональном уплотнении отжимаемыми из глин в больших количествах. Возможно «катагенетическое проникновение» в карбонатные породы вод и другого происхождения, в том числе эндогенного.

Процессы, которые могут происходить в карбонатных осадках в диагенезе и в карбонатных породах в эпигенезе, весьма сходны. К ним относятся *уплотнение, цементация, доломитизация, перекристаллизация, сульфатизация, выщелачивание* и др.

Уплотнение и цементация (Compaction and Cementation). Уплотнение осадков в диагенезе связано с отжиманием из них захороненных вод под влиянием возрастающей нагрузки перекрывающих отложений. Уплотнение осадков приводит к уменьшению их влажности, возрастанию их плотности и, главное, к сокращению их пористости. Сведения о характере уплотнения карбонатных илов в диагенезе ограниченны и неоднозначны. В большинстве случаев оно признается значительным, и, главное, происходящим очень быстро. Считается, что основное уплотнение карбонатных илов происходит в их самых верхних слоях мощностью до 0,5–0,6 м.

Значительным уплотнением и быстрой литификацией объясняется основная потеря карбонатными осадками первоначальной высокой пористости. В современных карбонатных осадках она составляет в среднем 60–70 %, что резко контрастирует с пористостью древних карбонатных пород, которая обычно имеет значения около 2–3 % и менее, а в карбонатных пластах – коллекторах, содержащих залежи нефти и газа, в среднем 8–10 % и менее.

Также в потере первоначальной пористости карбонатных осадков решающую роль играло не уплотнение, а «цементация», т. е. процессы минерального карбонатообразования. В разных типах карбонатных пород уплотнение проявляется по-разному, соответственно по-разному отражаясь в изменении (снижении) первоначально высокой пористости осадков. Наиболее резко сказывается уплотнение на пелитоморфных карбонатных илах, значительно меньше – на карбонатных осадках, состоящих в основном (40–50 % и более) из форменных карбонатных образований; слабо подвергаются уплотнению карбонатные «осадки» – продукты различных прижизненных органогенных построек.

Перекристаллизация (Recrystallization) **–** процесс роста кристаллических зерен, т. е. увеличение их размеров, происходящее без изменения их минерального состава. К перекристаллизации относят также и укрупнение зерен, происходящее при переходе неустойчивых метастабильных модификаций CaCO3 (арагонита и высокомагнезиального кальцита) или $CaCO_3$* $MgCO_3$ (кальциевого доломита, или протодоломита) в устойчивые низкомагнезиальные кальцит и доломит.

В диагенезе перекристаллизация происходит за счет частичного растворения и переотложения растворенного карбоната в осадке иловыми водами. В эпигенезе она обусловлена в большей степени растворяющим влиянием давления (при катагенезе) либо воздействием циркулирующих в породе вадозных вод (при регрессивном эпигенезе). Общим правилом растворения является лучшая растворимость более мелких зерен, за счет которой и растут зерна, относительно более крупные.

Результатом диагенетической перекристаллизации служит частичное или полное преобразование пелитоморфной (коллоидной, тонкозернистой) карбонатной массы

в мелкозернистую. Условно размер возникающих зерен ограничивается пределом 0,05 мм. Как правило, диагенетическая, особенно раннедиагенетическая, перекристаллизация, происходящая в заметно обводненном осадке, носит более или менее равномерный характер.

Влияние перекристаллизация на пористость может выражаться по – разному:

1) *пористость не будет меняться, если происходящее при перекристаллизации частичное растворение и переотложение карбонатных веществ будет сбалансированным;*
2) *пористость может ухудшаться при возникновении компактного сложения карбонатной массы, что довольно распространено при процессах диагенетической перекристаллизации;*
3) *пористость может возрастать в тех случаях, когда растворение карбонатного материала преобладает над переотложение, т. е. растворенный карбонат частично удаляется из породы (случаи, более типичные для эпигенетической перекристаллизации).*

Доломитизация (Dolomitization), которой подвергались известняки, может быть диагенетической и эпигенетической. Раннедиагенетическая седиментационно-диагенетическая доломитизация известковых илов – один из наиболее вероятных и наиболее распространенных путей формирования доломитов и первичных известково-доломитовых пород. Возникающий при этом доломит может быть как мелко-, так и тонкозернистым, с зернами (соответственно 0,01–0,05 и менее 0,01 мм), имеющими большей частью неправильные, изометрично-округленные или ромбоэдрические очертания.

На более поздних этапах раннего диагенеза – в позднем диагенезе формируются относительно более крупные зерна доломита, размерами до 0,05 и частично до 0,1 мм. В силу того, что доломит обладает более высокой кристаллизационной способностью, чем кальцит, зерна большей частью имеют отчетливую форму ромбоэдров.

Раннедиагенетический доломит, формируясь в рыхлом осадке, распределяется в известковой массе более или менее равномерно. При этом нередко в породах с комками, оолитами и другими подобными карбонатными форменными образованиями последние сложены тонко- и мелкозернистым кальцитом и доломитом одновременно, как без резкого обособления их зерен, так и с раздельными преимущественными концентрациями их в отдельных участках или концентрических слоях.

Более поздний диагенетический доломит обнаруживает наклонность к избирательному развитию в отдельных участках тонкозернистой известковой массы. Нередко мелкие доломитовые зерно внедряются в периферийные участки скелетных осадков и других форменных образований.

При эпигенетической доломитизации известняков зерна доломита чаще всего имеют размеры более 0,1 мм (до 1–2 мм и более) и распределяются в известковой массе неравномерно. Обычно они имеют ромбоэдрическую форму, нередко обладая зональным строением. Иногда содержат микровключения кальцита. Они развиваются как в зернистой известковой массе, так и в остатках фауны и в других форменных образованиях, по периферии и внутри их.

Выщелачивание (Leaching) **–** процесс растворения веществ, сопровождаемый выносом растворенных компонентов и формированием различных по форме и размерам пустот выщелачивания. Выщелачиванию могут подвергаться как карбонатные осадки (диагенетическое выщелачивание), так и карбонатные породы (эпигенетическое выщелачивание).

Диагенетическое выщелачивание карбонатных осадков довольно ограниченно. Условия их заметной обводненности, малой подвижности иловых вод и замедленности диффузионных перемещений веществ создают обстановку для преобладания в осадках

процессов растворения, сопровождаемого местным, локальным переотложением растворенных компонентов.

Эпигенетическое выщелачивание в противоположность диагенетическому может приводить к весьма существенным изменениям пористости карбонатных пород и практически оказывает весьма сильное влияние на формирование их коллекторских свойств. Эпигенетическое выщелачивание обусловлено циркуляцией по карбонатным породам относительно быстро движущихся, агрессивных по отношению к ним вод, будь то воды ювенальные или наиболее распространенные вадозные. Циркуляция последних возможна лишь при нахождении карбонатной породы в поверхностной или приповерхностной зоне, независимо от того, оказались ли породы здесь уже пройдя стадии катагенеза, либо сразу же после катагенеза.

В породах смешанного известково-доломитового состава различное сопротивление растворению могут оказывать кальцит и доломит, т. к. растворимость последнего (при равных прочих условиях) значительно (в 24 раза) меньше.

Результатом эпигенетического выщелачивания является возникновение пустот самых различных размеров: от мелких пор (до 1 мм) и каверн (более 1 мм) до крупных карстовых полостей, измеряемых метрами. Форма пор и каверн неправильная, округло – изометрическая, удлиненная, щелевидная, заливообразная и т. д.

Встречаются пустоты, сохранившиеся от выщелачивания различных некарбонатных минеральных выделений (ангидрит, галит и др.), с реликтовыми очертаниями их кристаллических форм.

Распределение вторичных пустот выщелачивания в карбонатных породах, как правило, весьма неравномерное, рассеянное, пятнистое, полосчатое, линейное и т. д. Иногда они различаются внутри минеральных трещин и стиллолитов, часто развиваются по ходу открытых микротрещин.

Суммарный объем пор и каверн выщелачивания, если они не подверглись позднейшему «залечиванию» минеральными новообразованиями, может быть значительным. Обусловленная им вторичная пористость карбонатных пород нередко превышает межзерновую пористость и служит основным видом емкости карбонатного коллектора.

Сульфатизация (Sulphatization). Сульфаты (гипс, ангидрит) часто ассоциируются с карбонатными породами, в которых они могут быть генетически как первичными, так и вторичными.

Первичные седиментационно-диагенетические сульфаты (ангидрит) наблюдаются в доломитах эвапоритовых толщ, в разрезе которых наряду с солями образуют отдельные, иногда мощные пласты. В самих доломитах седиментационно-диагенетические выделения ангидрита наблюдаются в виде рассеянных мелких зерен и их агрегатных скоплений, образующих различные по размерам линзы, линзовидные пропластки и прослои.

В раннем диагенезе в обводненных осадках начинается активное перераспределение веществ, при котором значительно более неустойчивые, растворимые и подвижные сульфаты проникают в доломитовые илы, выделяясь в них там, где это возможно. Нередко это приводит к образованию пород смешанного ангидрит – доломитового состава.

Вторичные, позднедиагенетические и особенно эпигенетические, выделения сульфатов (ангидрита и гипса) возможны в любых карбонатных породах, в самых различных типах доломитов и известняков.

Различный характер этих трех основных типов карбонатных осадков и последующих диагенетических, главным образом раннедиагенетических, их преобразований определяет различный характер их первичной пористости:

а) пелитоморфные карбонатные илы уплотняются и литифицируются весьма быстро, при этом резко снижается пористость. Сохранившаяся ее доля незначи-

тельна и обусловлена почти исключительно межзерновыми порами, по размерам очень небольшими;

б) карбонатные осадки, преимущественно состоящие из форменных образований, имеют более жесткую каркасную основу и реагируют на уплотнение заметно слабее. Их пористость обусловлена меж- и внутриформенными пустотами, межзерновые поры играют подчиненную роль. Сохранение первичной пористости таких карбонатных осадков во многом зависит от количества химически или биохимически осажденного пелитоморфного карбоната и интенсивности диагенетической цементации;

в) прижизненно возникавшие органогенные карбонатные постройки уже на стадии седиментогенеза имели жесткий, устойчивый, высокопористый каркас. Уплотнению они почти не подвергаются. Сохранение в диагенезе их значительно высокой пористости (внутриформенной, частично межформенной и межзерновой) определяется в основном процессами диагенетической минерализации.

Окончательное оформление коллекторских свойств карбонатных пород происходит в эпигенезе в результате развития тектонических трещиноватости и процессов эпигенетического выщелачивания и минералообразования.

Формирование емкости карбонатных пород предопределяется условиями карбонатного осадкообразования. Диагенетические преобразования отдельных типов карбонатных осадков заметно различны.

В числе основных типов карбонатных осадков, возникающих при седиментогенезе, можно выделить:

а) химически и биохимически осажденные пелитоморфные карбонатные илы;

б) карбонатные осадки, в значительной части или преимущественно (40–50 % и более) сложенные различными форменными образованиями (скелетными остатками, оолитами, сгустками и комками и т. д.); различные органогенные карбонатные постройки, возникшие за счет жизнедеятельности организмов при их жизни, на местах обитания.

Различный характер этих трех основных типов карбонатных осадков и последующих диагенетических, главным образом раннедиагенетических, их преобразований определяет различный характер их первичной пористости.

Окончательное оформление коллекторских свойств карбонатных пород происходит в эпигенезе в результате развития тектонической трещиноватости и процессов эпигенетического выщелачивания и минералообразования.

Трещиноватость и выщелачивание способствуют возрастанию проницаемости и пористости карбонатных пород. Процессы сульфатизации, окремнения и кальцитизации снижает пористость и проницаемость последних. Эпигенетическая перекристаллизация и доломитизация могут оказывать на изменение этих параметров различное влияние, соответственно улучшая или ухудшая коллекторские свойства пород.

Помимо процессов диагенетических на карбонатные породы значительно воздействуют эффекты биотурбации мелких точильщиков (рис. 5.18).

5.1.3. Кремнистые коллекторы

Кремнистый коллектор является довольно редким природным типом, не часто встречающимся в нефтепромысловой практике. Химически осажденный кремнезем часто встречается в качестве обычной акцессорной примеси во многих карбонатных породах. В редких случаях он преобладает и может составить до 99 % всего петрографического состава.

В Калифорнии формация Монтерей (миоцен), являющаяся основной коллекторской толщей представлена кремнистыми породами различных типов. Гемипелагиче-

ские глинистые и кремнисто-глинистые отложения формации накапливались на протяжении 8–9 млн лет толщиной 300–1000 м.

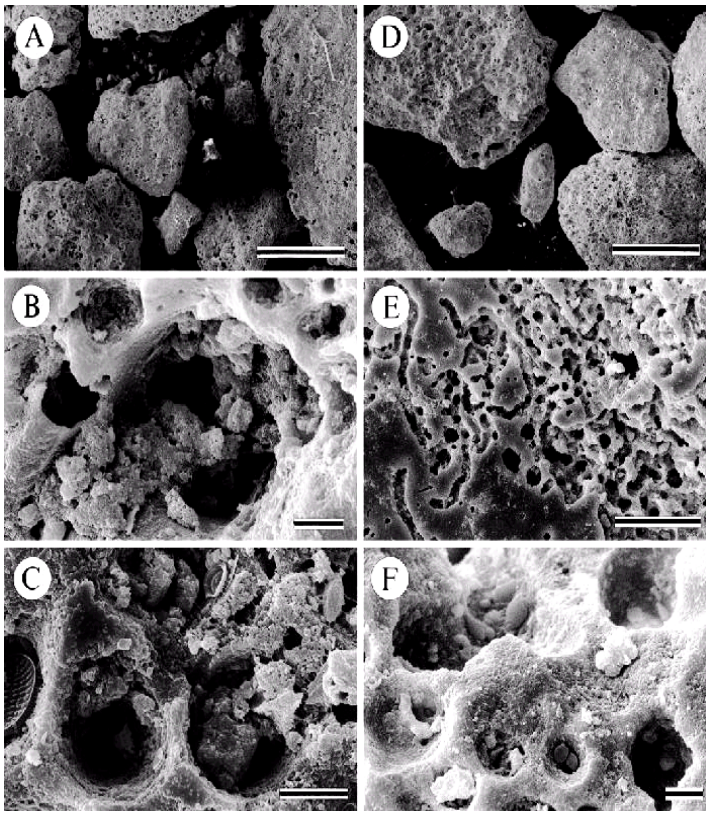


Рис. 5.18. Эффекты биотурбации «мягких» карбонатных зерен

Сложена формация разнообразными кремнистыми породами и известковистыми фосфатными аргиллитами, отложенными в анаэробной обстановке. Содержание ОВ около 3 %, в фосфатовых разностях – до 18 %. Более 80 % нефти, добываемой в *нефтегазоносном бассейне (НГБ)* Санта-Мария и выявленных запасов связано с отложениями формации Монтерей. Суммарная мощность продуктивных интервалов составляет более 330 м. Породы сформировались в результате преобразования диатомитов в ходе растворения тонкостенных опаловых раковин и последующего переотложения кремнезема [60].

В западном Техасе в некоторых нефтяных залежах коллектором является плотная, твердая, хрупкая, непрозрачная кремнистая порода с пористостью трещинного и кавернового типа [63].

5.1.4. Магматические и метаморфические породы-коллекторы

Магматические и метаморфические горные породы относятся к нетрадиционным коллекторам нефти и газа. По имеющимся данным, с изверженными и метаморфическими породами, а также их ассоциациями, формирующими «комплексы фундамента» связано менее 1 % залежей нефти и газа. Однако на сегодняшний день достоверно установлена промышленная нефтегазоносность пород кристаллического фундамента, открыты месторождения нефти и газа [61; 88; 127; 143]. Практически все они связаны с зонами региональных несогласий, расположенных вблизи глубинных разломных дислокаций, часто на пересечении субширотных и долготных разломов, и приурочены к погребенным структурам (поднятиям). Преодолен основной стереотип: в кристаллических образованиях фундамента не может быть промышленных скоплений УВ и поэтому их не нужно там искать.

Залежи УВ промышленного значения в магматических и метаморфических породах фундамента, в корах выветривания известны практически на всех континентах (табл. 5.4).

Таблица 5.4

Сводка по месторождениям УВ в породах фундамента

Месторождение	Территория	Литология коллектора	возраст	*нефтегазоносность*
НГБ Мексиканского залива				
Монтебо, Бакуранао	Сев.-Кубинский прогиб	серпентиниты	домеловой	*нефть*
Латинская Америка				
Кармаполис, Риачуэло	Бразилия, Серджипский	метаморфические коллекторы	докембрий	*небольшие нефтепроявления*
Кокорна, Рио негро	Колумбия, Среднемагдаленский бассейн	метаморфические дислоцированные породы	верхний палеозой	*нефть (небольшие залежи)*
Европа				
Кикинда	Югославия, Панонский бассейн	Кристаллические сланцы, гнейсы, граниты	докембрий, палеозой	*нефть (ограниченная добыча)*
Баттония, Алджио	Венгрия Панонский бассейн	метаморфические. породы	палеозой	*Нефтенасыщенные породы*
Мелкие месторождения Гвадалквивирского бассейна	Испания	трещинные кварциты и хлоритовые сланцы	палеозой	*нефть*
Шугурово	Волго-камская НГП	гнейсы	палеозой	*нефть*
Китай				
Яэрся	Бассейн Джиукси, прогиб Кингси	Метаморфические породы	каледонский	*нефть с газом*
Дацин	Северный Китай	гнейсы	архей	*нефть*
Сингунтай	Восточный Китай, Бохайваньская впадина	гнейсы	архей	*нефть*
Индонезия				
Арджуна	Южно-Калимантанский бассейн, Яванское море	Метаморфические породы	докайнозой	*газ (сухой)*
Северная Америка				
Эль Сегандо	Калифорния, бассейн Лос-Анжелес	сланцы	эра	*нефть*
Орт, Рингуолд, Сайлика, Биэвр, Трэп, Эйвилег, Крефтпраза	Центр. Канзас, Канзасский свод	кварциты	докембрий	*нефть*
Западная Сибирь				
Березовское, Деминское, Пунгинское, Юж. и Сев. Алясовское и др.	*Березовский газоносный район Приуралья*	*граниты, гнейсы, коры выветривания*	*палеозой*	*газ*

Окончание табл. 5.4

Даниловско, Убинское, Трехозерное	Межовский НГР	известняки, эффузивы, сланцы, гранитоиды	палеозой	*нефть, газ*
Казахстан, Среднекаспийский НГБ				
Юбилейное	*Предкавказье*	*кварцевые роговики*	*палеозой*	*нефть*

Магматические горные пород имеют незначительную пористость, составляющую 1–3 % (коэффициент полной пористости некоторых магматических пород приведен в табл. 5.5).

Таблица 5.5

Коэффициент полной пористости по выборочным типам магматических пород

Порода	***Коэффициент полной пористости, %***	
	Максимальные и минимальные значения	*Наиболее вероятные значения*
Габбро	*0.6–1.0*	–
Базальт	*0.6–19.0*	–
Диабаз	*0.8–12.0*	–
Диорит	*0.25*	*0.25*
Сиенит	*0.5–0.6*	–
Гранит	*0.1–5.0*	–

В погребенных вулканических породах разного возраста на территории Австралии, Азии, Африки, Европы, Северной и Южной Америки выявлено около 600 промышленных месторождений, извлекаемые запасы которых составляют более 3 млрд. т нефти и 1,5 трлн. м³ газа. В их числе входит 15 зарубежных гигантов, запасы которых насчитывают от 70 до 700 млн. т. углеводородного сырья.

В пределах России и прилегающих стран нефть из таких пород добывается в Мурадханлы Азербайджана возле г. Евлах, в Кахетии около г. Гурджаани и в Самгори, Патардзеули, Телети и Ниноцминда вблизи Тбилиси, где потенциальный дебит нефти каждой из скважин достигает 1500–2000 т/сут.

На японских островах Хонсю и Хоккайдо регионально нефтегазоносным является вулканический «зеленый туф». Из многих действующих вулканов, фумарол и гидротерм вместе с глубинным (мантийным) гелием выделяется и метан.

В нефтегазоносных областях Мексики на поверхности закартированы десятки тысяч жил вулканических пород, из которых истекают нефть, мальта и асфальт.

На Сицилии уже около 20 лет разрабатываются газонефтяное месторождение Гальяно и газовые месторождения Бронте, Катания, Чизина и Сан-Николо, тесным кольцом опоясывающие лавовые склоны знаменитой Этны.

Можно указать более 280 месторождений нефти и газа, в которых часть разведанных запасов находится в кристаллических породах фундамента осадочных бассейнов. Они известны на всех континентах, кроме Антарктиды, и их шельфах. Нефть содержится в габбро, гранитах, грано-диоритах, гранофирах, гранитогнейсах, амфиболитах, кристаллических сланцах.

В Северной Америке – это нефтяные и нефтегазовые месторождения Хьюготон-Панхэндл, Уилмингтон, Керн-Ривер, Лонг-Бич; в Южной Америке – Оринокский нефтяной пояс, Ла-Пас, Мара, Кармополис, Ля-Бреа – Париньяс – Тальяра; в Африке – Сарир, Амаль, Ауджила-Нафора, Рагуба, Дара, Бу-Аттифель, Хатейба, Зарзаитин, Рамадан и др. Их наличие – важный аргумент в пользу неорганической природы нефти и газа.

Возраст пород фундамента, содержащих залежи УВ не играет здесь принципиальной роли. Он может быть докембрийским (Пис-Ривер и Оринокский пояс), палеозойским (Малоичское в Западной Сибири и Оймаша на Мангышлаке), мезозойским (Уилмингтон, Лонг-Бич, Ля-Веля) и даже олигоценовым (Джатибаранг). Нефть и газ могли проникнуть в кристаллические породы только снизу по разломам. За исключением месторождений Ла-Пас и Мара, все остальные найдены в кристаллических породах фундамента случайно. В скважинах суточные дебиты нефти из пород фундамента достигают 4600 т (Ренкю, КНР), а газа – до 5–7 млн. м³.

Помимо залежей нефти и газа в породах фундамента отмечены нефтегазопроявления различного вида и масштаба. Такие нефтегазопроявления локального и регионального характера, приуроченные к кристаллическим образованиям докембрийского возраста на древнейших щитах при отсутствии на их поверхности осадочных пород имеются на Австралийском, Алданском, Африканском, Балтийском, Бразильском, Гвианском, Канадском и Украинском щитах [76].

В Северной Америке в районе озера Верхнее (участок Канадского щита – медный рудник «Централ Патриция») наблюдаются обильные выделения метана из архейских кристаллических пород. В течение 10 лет здесь было зарегистрировано 135 вспышек или взрывов газа.

На юге Африки (ЮАР) с ураново-золотыми месторождениями в докембрийских породах Африканского щита зарегистрированы обильные выделения горючего газа. Их общее количество, выносимое при вентиляции ураново-золотых рудников и из буровых скважин, превышает 500 млн. м³/год. И таких примеров по всему Земному шару достаточно.

Магматические породы обладают мелкой первичной пористостью. Вторичную пористость представляют трещины. Трещины возникают за счет тектонических процессов и способствуют увеличению пористости так для магматических интрузивных тел характерны системы трещин.

Трещинный тип породы-коллектора характеризуется тем, что фильтрующее поровое пространство в нем представлено открытыми (зияющими) трещинами. Трещинный коллектор обладает низкой трещинной пористостью обычно не более 2,5–3 % и чрезвычайно широким диапазоном проницаемости.

Для магматических пород характерен трещинный тип коллектора, поскольку эти породы по своей природе хрупки, малопластичны, растрескиваются на малых и на больших глубинах при соответствующей тектонической обстановке.

Магматические породы, не вызывают большого интереса с точки зрения их коллекторских свойств, но в последнее время значительно возрос интерес к магматическим породам как к резервуарам нефти и газа. В связи с открытием ряда крупных нефтяных месторождений в гранитоидном фундаменте, из которых в первую очередь привлекли внимание Ла-Пас в Венесуэле, Белый Тигр на шельфе юга Вьетнама. В последнем случае дебит скважин достигал 2 тыс. т/сут, а сами скважины вскрывали продуктивные объекты в гранитах на глубине более 1,5 км.

Месторождение Ла-Пас связанно с разбитым сбросами сводом ассиметричной антиклинали. Промышленная нефть в месторождении Ла-Пас добывается из песков эоцена, из трещиноватых известняков мела и из трещиноватых гранитов. Залежи нефти в трещиноватых гранитах в Ла-Пас оказались весьма богатыми: средняя начальная производительность из первых 13 скважин составила, по Д. Смиту, 3600 баррелей в сутки(572 $м^3$), а наибольшая на 1955 г. – 11500 баррелей.

Месторождение «Белый тигр» расположено на южном шельфе Вьетнама. Эта залежь является основным объектом разработки не только в пределах разработки,

но и по всей стране. Месторождение и залежь фундамента, изучены высокоразрешающей 3D сейсморазведкой, и бурением 277 глубоких скважин. По полученным данным структура залежи фундамента представляет собой горстообразный выступ, ориентированный с юго-запада на северо-восток, размерами 28×7 км, высотой 1450 м по замкнутой изогипсе 4500 м с многочисленными разрывами, разбитый на блоки.

Под воздействием геологических процессов в массиве фундамента образовались пустоты в виде трещин, каверн, пор и карстообразных полостей. Главным фактором их образования являются: петрографический состав, тектонические движения, гидротермальные процессы, явления катаклаза и дробления. В периоды активизации тектонической деятельности произошло внедрение даек эффузивных пород по тектонически ослабленным зонам. Образовавшиеся в фундаменте зоны коллекторов трещинно-кавернопорового типа после их соединения друг с другом сформировали уникальный массивный резервуар замкнутого типа, перекрытый в олигоценовое время породами покрышками с высокими экранирующими свойствами. После заполнения ловушки жидкими углеводородами ниже замка, образовалась уникальная массивная залежь нефти.

Скопление УВ в фундаменте на сегодняшний день можно объяснить латеральной или вертикальной миграцией из осадочного чехла, где генерируется основная часть нефти. Пути миграции связаны с разломами, зонами трещиноватости и другими пустотами, повсеместно встречающимися в фундаменте. Для обеспечения миграции и аккумуляции флюидов система таких пустот, связанных между собой, должна быть достаточно развита [85; 119].

Коллекторы в фундаменте образуются под влиянием многих процессов, причем два из них – разрывная тектоника и гипергенные воздействия – способствуют образованию пустотного пространства в любых породах фундамента независимо от их состава и происхождения, в метаморфизованных породах также существенное значение имеют процессы перекристаллизации. В результате воздействия перечисленных процессов образуются метаморфические коллекторы трещинного и трещинно-кавернозного типа (рис. 5.19).

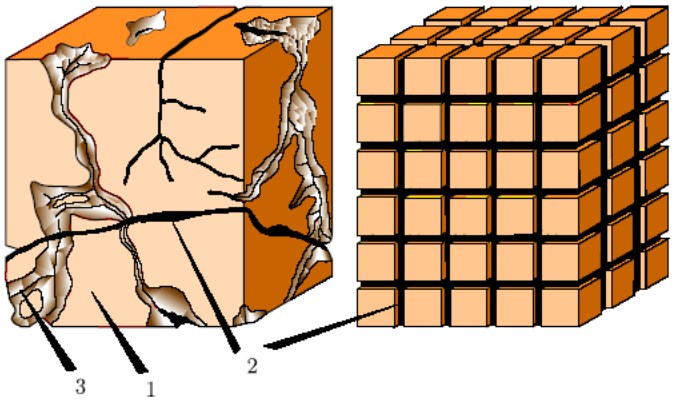


Рис. 5.19. Модель трещинно-кавернозного коллектора в кристаллических породах (модификация модели Уоррена и Рута, 1963)
1 – матрица, 2 – макротрещины, 3 – измененная часть породы с кавернами и макротрещинами

Для метаморфических пород следует учитывать возможность экранирования залежи не только традиционными терригенными или эвапоритовыми породами, но также и эффузивными покровами и собственно кристаллическими непроницаемыми породами, которые на отдельных участках могут самостоятельно играть роль флюидоупоров.

Для основной части известных залежей в фундаменте характерно недонасыщение нефти газом, часто газовая шапка отсутствует. Данный факт пока не получил удовле-

творительного объяснения. Возможно, это обусловлено высокой подвижностью газовой фазы, эвакуируемой по трещинам к разломам в фундаменте на достаточно большие расстояния при отсутствии мощного слоя непроницаемых для газа пород.

С точки зрения литологической приуроченности, большинство известных залежей нефти в породах фундамента находится в гранитоидных породах – 32,5 %, 29 % концентрируется в метаморфических породах, 14 % в карбонатах, 12,5 в вулканогенных образованиях. Месторождения в коре выветривания интрузивов занимают не более 7 %. Это дает основание рассматривать гранитный слой земной коры как новый нефтегазоносный этаж литосферы [88].

В настоящее время нефтегазоносность фундамента различных регионов мира из чисто теоретической переходит в практическую проблему нефтяной геологии, требующих целенаправленных комплексных геолого-геофизических и тектонофизических исследований, учитывающих специфику объекта. Количественная оценка перспектив нефтегазоносности фундамента пока затруднена из-за недостатка данных, хотя и заслуживает самого пристального внимания газовиков и нефтяников, особенно на территориях с выработанными залежами в осадочном чехле, но с развитой инфраструктурой.

5.2. Породы-флюидоупоры

> ***Покрышкой (флюидоупором)*** *в нефтяной геологии называют геологическое тело (пласт, свиту, формацию), расположенное над коллектором нефти / газа и препятствующее фильтрации УВ в верхние горизонты, что является необходимым условием существование залежей УВ* [94].

Наиболее традиционные флюидоупоры – глины, соли, гипсы, ангидриты и некоторые разновидности карбонатных пород. Наилучшими экранирующими свойствами обладают пластичные соли и глины. Самыми надежными покрышками являются соли.

Породы-покрышки различаются по характеру распространения, мощности, наличию или отсутствию нарушений сплошности, однородности сложения, плотности, проницаемости, минералогическому составу.

На основе анализа строения и распространенности слабопроницаемых пород Э.А. Бакировым была предложена классификация покрышек с учетом масштаба их распространения и положения в разрезе (табл. 5.6).

Зональные покрышки бывают выдержаны в пределах отдельной зоны поднятий (по площади распространения они уступают региональным). Реже встречаются локальные покрышки (в пределах месторождения), которые обусловливают сохранность отдельных залежей. Обычно развитые в пределах структурных форм II порядка, контролирующих группу или несколькими групп месторождений УВ. В качестве зональной покрышки выступает подсвита, реже пачка непроницаемых пород внутри нефтегазоносного комплекса или подкомплекса. В литологическом составе чаще всего представлены глинистыми породами; также сульфатными и глинисто-карбонатными разностями.

Покрышка региональная – серия непроницаемых (слабопроницаемых) пород, часто занимающая ранг свиты или нескольких свит, представленная галогенами или глинистыми породами, перекрывающая нефтегазоносный комплекс на всей площади его распространения. Региональные покрышки имеют широкое площадное распространение, характеризуются литологической выдержанностью и, как правило, значительной мощностью. Они обычно прослеживаются в пределах отдельных регионов или крупных НГП (*баженовская свита* Западно-Сибирской провинции и т. д.).

Таблица 5.6

Классификация пород-флюидоупоров (по Э.А. Бакирову)

Классы покрышек	Признаки подразделения
По площади распространения	
1. Региональные	*Распространены в пределах нефтегазоносной провинции или ее большей части*
2. Субрегиональные	*Распространены в пределах нефтегазоносной области или большей части*
3. Зональные	*Распространены в пределах зоны или района нефте-газонакопления*
4. Локальные	*Распространены в пределах отдельных местоскопле-ний*
По соотношению с этажами нефтегазоносности	
1. Межэтажные	*Перекрывающие этаж нефтегазоносности в моноэтаж-ных местоскоплениях*
2. Внутриэтажные	*Разделяющие продуктивные горизонты внутри этажа нефтегазоносности*
По литологическому составу	
Однородные (*глинистые; карбо-натные; галогенные)*	*Состоящие из пород одного литологического состава*
Неоднородные: смешанные (*песчано-глинистые*; *глинисто-карбонатные; терригенно-гало-генные и др.*)	*Состоящие из пород разного литологического состава, не имеющих четко выраженной слоистости*
Расслоенные	*Состоящие из чередования прослоев пород разных литологических разностей*

Субрегиональные покрышки – выделяются в объеме свиты, подсвиты, иногда пачки в карбонатных разрезах. Представлены слабопроницаемыми глинистыми, глинисто-карбонатными, реже галогенными породами, которые перекрывают нефтегазоносный подкомплекс на всей площади его распространения. Часто развиты в пределах крупного тетонического элемента I порядка. Вертикальное распределение залежей УВ в разрезе комплекса определяется особенностями состава и строения покрывающей толщи. Могут быть однородными (включающими в своем составе не более 15 % прослоев линзовидных проницаемых пород) и неоднородными (представляющими собой частое чередование пропластков разной проницаемости).

Локальная покрышка представляет собой пласт слабопроницаемой породы глинистого, глинисто-карбонатного или иного состава, распространенный в пределах одного или нескольких близко расположенных месторождений, не выходящий за пределы зоны нефтегазонакопления. Может перекрывать не непосредственно нефтяную залежь, а только промежуточный пласт с крайне низкой емкостью пород.

Мощность покрышек оказывает значительное влияние на экранирующие свойства. Для многих газоносных районов отмечается прямая связь между мощностями покрышек и высотами перекрываемых ими залежей.

Наличие трещиноватости в породах-флюидоупорах снижает их экранирующие свойства. Особенно в зонах региональных разломов.

Алевролитовая примесь по мере увеличения ее содержания в глинах оказывает влияние на структуру порового пространства. Более чистые разности глин уплотняются интенсивней и характеризуются преимущественно тонкими сечениями поровых каналов, а также низкой проницаемостью.

По экранирующей способности, в зависимости от проницаемости и давления прорыва газа А.А. Ханин разделил покрышки на пять групп (табл. 5.7).

Таблица 5.7

Группы глинистых пород по экранирующей способности (по А.А. Ханину, 1969 г)

Группа	Макс. диаметр пор, мкм	Экранирующая способность покрышки	Абсолютная проницаемость по газу, $м^2$	*Давление прорыва газа, МПа*
A	менее 0,01	весьма высокая	менее 10^{-21}	*более 12*
B	0,05	высокая	10^{-20}	*8*
C	0,30	средняя	10^{-19}	*5,5*
D	2	пониженная	10^{-18}	*3,3*
E	*10*	*низкая*	*10^{-17}*	*менее 0,5*

Абсолютно непроницаемых покрышек для нефти и газа в природе не существует. При определенном перепаде давлений глинистые породы становятся проницаемыми для углеводородов, т. е. глинистая покрышка удерживает только такую залежь, избыточное давление в которой меньше перепада давлений, обусловливающего начало фильтрации флюидов сквозь эту покрышку. Чем больше мощность покрышки, тем лучше ее изолирующие качества и способность удерживать залежь с большими высотами. Но на больших глубинах вследствие потери воды глинистые породы превращаются в хрупкие тела. Следовательно, на больших глубинах они могут стать породами-коллекторами [78].

Классификация глинистых покрышек по фациальным условиям. Экранирующие свойства глинистых покрышек определяются фациальными условиями их накопления, отражающими стадию седиментогенеза. Восстановление первичных условий накопления осадков позволяет рассмотреть ход седиментогенеза и геологическую историю нефтегазоносного бассейна, поскольку в осадках запечатлены основные геологические события регионального масштаба [78].

Классификация покрышек по фациальным условиям формирования разработана В.И. Осиповым, В.Н. Соколовым в 2001 г. (табл. 5.8).

Условия и специфика осадконакопления отражены в первичных генетических признаках осадка, преобразованного в последующие стадии в бассейне породообразования в породу. Первичные генетические признаки, отражают происхождение покрышки, вторичные – характеризуют более позднюю историю. К числу первичных генетических признаков относят:

1. *Гранулометрический состав породы – дисперсность осадочного материала, отражающая процесс механической дифференциации осадка.*
2. *Текстурные признаки породы (характер слоистости), характеризующие динамику среды осадконакопления.*
3. *Емкость и состав поглощенного комплекса, определяемые геохимией среды осадконакопления.*
4. *Состав фауны – мелководный, глубоководный.*
5. *Наличие или отсутствие примеси органического вещества, в том числе наземного, свидетельствующего о глубине бассейна и близости области сноса.*
6. *Содержание минеральных компонентов, в том числе легких и тяжелых минералов, обусловленное источниками питания.*
7. *Степень карбонатности и наличие аутигенных образований, характеризующих среду осадконакопления.*

8. *Вещественный состав пород, выявляющийся при детальных микроскопических, рентгенометрических и химических исследованиях.*

Совокупность всех признаков позволяет судить о природе осадка, динамике среды осадконакопления и сопоставить с осадконакоплением в современных ландшафтах – зонах дельт, морских побережий и морского глубоководья.

Все многообразие глинистых покрышек, отличающихся по своим экранирующим свойствам, сводится к трем главнейшим фациальным комплексам осадков: ***покрышки I и II классов***, формирующиеся в глубоководной части шельфа и прилегающего морского бассейна; ***покрышки III и IV классов*** (средние глубины шельфа и периферические части подводной дельты); ***покрышки V, VI, VII классов*** зоны мелководья (рис. 5.20).

Рис. 5.20. Типы глинистых покрышек, согласно условиям их формирования (по В. И. Осипову и др., 2001 г.)

Глубоководные глинистые отложения шельфа и прилегающей части моря (I класс покрышек) формируются на глубинах от 300 до 500 м при спокойном гидродинамическом режиме, характеризуются однородным строением, преобладанием монтмориллонита в составе глинистых минералов, с размером частиц < 0,1 мкм. На долю алевритовых примесей приходится не более 10 %, карбонатов – более 1 %. ОВ сапропелевого типа. Покрышки данного типа нередко достигают мощности несколько десятков метров. В литогенезе – до глубины 5000 м способность глин к трещиноватости слабая. Проницаемость покрышек составляет для газа 10–5 мД.

Глинистые отложения области глубоководного шельфа (II класс покрышек) отлагаются на глубине 200–300 м. в условиях спокойной гидродинамики. Строение таких глинистых толщ довольно однородное, с преобладанием в петрографическом составе монтмориллонита и смешанно-слойных образований. Песчано-алевритовые частицы составляют 20 %, карбонаты – более 1 %, ОВ сапропелевого типа. Мощность толщ – несколько десятков метров. Микротрещиноватость в процессе литификации развита слабо. Проницаемость покрышек – составляет по газу 10–5 мД.

Отложения области среднего шельфа (III класс покрышек) накапливаются на глубине до 200 м в условиях относительно спокойного гидродинамического режима и образуют преимущественно однородные глинистые толщи мощностью до нескольких

десятков метров. В составе глин преобладают смешано-слойные (иллит-монтмориллонит) и иллит с размерами частиц не менее 0,3 мкм. Содержание песчано-алевритового материала возрастает до 20–30 %, карбонатов – 1–2 %, среди органики преобладает сапропель. Абсолютная проницаемость по газу составляет 10–4 мД. Для нефти такие покрышки непроницаемы, для газа – диффузионно слабопроницаемы.

Глинисто – алевритовые отложения периферической части дельты (IV класс покрышек) формируется на глубине до 100 м, в условиях слабого влияния мутьевых потоков. Толща глинистых осадков, перемежающаяся с алевритовыми слоями, может достигать в общей мощности до нескольких десятков м. Глинистая фракция представлена иллитом и смешанно-слойными. Песчано-алевритовые частицы – 30–40 %, карбонаты – 2–3 %, примесь органики сапропелевого–гумусового типа. Умеренная микротрещиноватость в процессе литификации. Проницаемость покрышек составляет по газу 10–3 мД (непроницаемы для нефти, диффузионно проницаемы для газа).

Глинисто – алевритовые отложения области мелкого шельфа (V класс покрышек) формируется до глубины 50–70 м, в условиях относительно активной динамики водной среды. Неоднородные толщи осадков общей мощностью до нескольких десятков метров имеют полиминеральный состав с преобладанием не набухающих минералов (иллит, каолинит, хлорит). Песчано-алевритовые частицы – 40–50 %, карбонаты – до 5 %, органика гумусового типа с примесью сапропели. Мощность толщ – несколько десятков метров. Породы часто микротрещиноваты. Проницаемость покрышек составляет по газу 10–2 мД (слабопроницаемы для нефти, проницаемы для газа).

Отложения подвижного прибрежного мелководья относятся к VI классу покрышек и самостоятельно залежи не экранируют. Глубины формирования – от 30 до 50 м. в условиях активной динамики водной среды. В литологическом плане представляют собой неоднородные толщи осадков общей мощностью до нескольких десятков метров. Глинистые прослои полиминеральны. Песчано-алевритовые частицы – 60–70 %, карбонаты – до 5 %, незначительная примесь органики гумусового типа с примесью сапропели. Отмечается значительная микротрещиноватость пород. Проницаемость покрышек – составляет по газу 2–10 мД (слабопроницаемы для нефти, проницаемы для газа).

Отложения области сильно-подвижного прибрежного мелководья (VII класс покрышек) не являются экранами. Их формирование происходит на глубинах до 20–30 м, в условиях активной гидродинамики. Представляют собой неоднородные толщи осадков общей мощностью до нескольких десятков метров. Глинистые прослои полиминеральны. Песчано-алевритовые частицы – 60–70 %, карбонаты – до 5 %, незначительная примесь органики гумусового типа с примесью сапропели. Преобладают каолинит, хлорит. Породы сильно микротрещиноваты. Их проницаемость по газу составляет 1–10 мД (проницаемы для нефти, проницаемы для газа). Все описанные типы покрышек сгруппированы в 3 крупные фациальные группы:

1. Фация глинистых осадков глубоководной части шельфа и прилегающего морского бассейна – покрышки I и II класса. Отложения высокой степенью дисперсности осадочного материала, с ничтожной примесью частиц алевритовой размерности, горизонтальной слоистостью, отражающей спокойные условия седиментации при отсутствии глубоководной фауны, примесью сапропелевой органики водорослевого типа, наличием аутигенных доломитов, небольшое содержание минералов тяжелой и легкой фракции. Среди минеральных компонентов глин преобладают монтмориллонит и смешаннослойные (иллит-монтмориллонитовые) образования.

2. Фация глинистых и глинисто-алевритовых осадков шельфа средних глубин и периферической части подводной дельты – покрышки III и IV класса. Отложения фации представлены слабоалевритовыми глинами, в которых среди минеральных компонентов наряду с монтмориллонитом и смешанослойными (монтмориллонит-иллитами) в количестве присутствует иллит. Слоистость горизонтальная и горизонтально-волнистая, участками мелкая, косая прерывистая, выполаживающаяся, присутствуют редкие текстуры взмучивания и оползания; сапропелевая органика водорослевого типа. Растительная – гумусового типа; отмечено присутствие аутигенных доломитов; заметная примесь минералов тяжелой и легкой фракции.

3. Фация глинисто-алевритовых и алевритовых осадков мелководного шельфа и прибрежного подвижного мелководья – покрышки V, VI, VII класса. Глины содержат значительную примесь алеврито-песчаного материала (глины алевритистые, алевролиты глинистые); среди минеральных компонентов преобладают каолинит, хлорит, иллит; характерны косослоистые текстуры (косая одно- и разнонаправленная слоистость, мелкая косая штриховатая и прерывистая слоистость), текстуры взмучивания и оползания, отражающие высокие скорости осадконакопления. Преобладает растительная гумусовая органика с обрывками тканей высших растений. Присутствуют обломки мелководной фауны и аутигенные доломиты. Характерно высокое содержание минералов тяжелой и легкой фракции [78].

5.3. Залежи УВ, типизация и классификация

Важнейшими понятиями в нефтяной геологии, характеризующими природные резервуары являются – ***«залежь», «ловушка», «месторождение».*** В зарубежной, русской и российской опубликованной литературе по нефтяной тематике существует порядка 200 классификаций и определений этих основных терминов. Природные резервуары, элементы которых рассмотрены в данной главе, чрезвычайно разнообразны и обязаны своим формированием значительному количеству факторов, роль которых может быть выяснена только после полного разбуривания месторождения и его эксплуатации в течение длительного времени.

Из всех основных элементов природного резервуара до начала бурения перспективной площади легче всего устанавливается сам факт наличия ловушки. Ее тип, морфология, структурные особенности, область распространения, основные свойства коллекторов распознаются гораздо труднее [60].

В начале развития нефтегазовой геологии попытки выяснения условий, предопределяющих зоны развития возможных залежей УВ породили множество теорий, среди которых основной была антиклинальная (структурная). Согласно ее основному принципу нефть и газ скапливаются в наиболее приподнятой части природного резервуара, т. к. всплывая над водой в кол- лекторе, они движутся вверх по восстанию в наклонных пластах, до того момента, где им встречается какое-либо препятствие (обратный перегиб пластов в своде складки), именно здесь локализуется залежь нефти, а над ней нередко «***газовая шапка»,*** или самостоятельная залежь газа, часто с оторочкой газоконденсата [63].

Для обозначения места, где происходит скапливание УВ Мак-Каллофом в 1934 г. в употребление был введен термин «ловушка УВ». В настоящее время «ловушкой» называют объем пород любой геометрической формы и литологического состава, способный улавливать и накапливать в себе нефть или газ.

> ***Залежью УВ*** *называют любое естественное скопление нефти и газа в ловушке, в которой под воздействием гравитационного фактора, т. е. в зависимости от плотности газ занимает верхнюю часть ловушки, нефть – среднюю, а вода подпирает их снизу, заполняя всю оставшуюся часть резервуара.*

Условия залегания нефти и газа в залежах определяются гипсометрическим положением водонефтяного (ВНК), газоводяного (ГВК) и газонефтяного (ГНК) контактов, высотой залежи, размерами нефтяной, газовой, водонефтяной, газонефтяной и газоводяной зон, нефтегазонасыщенной толщиной пласта, величинами начальной и остаточной нефтенасыщенности и газонасыщенности пород-коллекторов и их изменением по площади и разрезу; начальными пластовыми давлением и температурой.

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;*
- *газоконденсатнонефтяное и нефтегазоконденсатные: в первых – основная по объему нефтяная часть, а во вторых – газоконденсатная.*

В природном состоянии наиболее распространены сводовые (или антиклинальные) залежи. Поэтому в нефтегазовой геологии долгое время превалировала антиклинальная теория залегания нефти. Залежи подобного типа широко известны и разрабатываются с давних времен на Кавказе – в Азербайджане, Грозненском районе, Дагестане, Западной Туркмении, открыты в Волго-Уральской области, Западной Сибири, на Сахалине.

В первые периоды развития нефтяной индустрии нефть добывали колодцами на естественных выходах УВ близко к дневной поверхности, что дало повод еще до появления антиклинальной теории связывать залежи нефти и с тектоническими разрывами. Именно естественные проявления нефтегазоносности долго служили единственным поисковым признаком. Плоскости тектонических разрывов, по которым пласты-коллекторы упираются в малопроницаемые породы служат препятствием для дальнейшей латеральной миграции углеводородов. В результате формируется еще один, распространенный тип – тектонически-экранированные залежи. Часть флюидов при этом может уходить вверх по поверхностям разрывов (вертикальная миграция) и образовывать залежи уже в вышезалегающих коллекторах, либо выходить на поверхность.

И сводовые и тектонически-экранированные залежи относятся к разряду ***структурных.***

В 30-е годы XX века стали известны ловушки для залежей двух принципиально иных типов: ***стратиграфические*** и ***литологические.*** Первые из них связаны с выклиниванием пластов-коллекторов или их срезанием поверхностями несогласий, перекрытыми слабопроницаемыми породами. Вторые – с замещением коллекторов на том же стратиграфическом уровне слабопроницаемыми породами. Особый тип ловушек составляют гидравлически экранированные ловушки, когда залежь удерживается, нередко в сильно наклонном положении, встречным напором пластовых вод.

Залежи разного типа могут оказаться сосредоточенными на одном и том же участке в пределах одного и того же структурного элемента, чаще всего антиклинали, находясь на разной глубине. Такие месторождения носят название многопластовых. Пласты коллекторов, вмещающие залежи, здесь разделены горизонтами пород-флюидоупоров, например песчаники или известняки пачками глин или мергелей. В других случаях встречаются массивные залежи, отличающиеся большой высотой. Такие залежи чаще всего приурочены к крупным рифовым массивам или погребенным выступам трещиноватых или выветрелых магматических (граниты) или метаморфических пород (месторождение «Белый тигр» во Вьетнаме).

Для успешного прогнозирования нефтегазоносных территорий и эффективного ведения поисково-разведочных работ на нефть и газ необходимо иметь представление о генетических классификационных категориях региональных скоплений. Такие категории должны отражать выявленные закономерности пространственно-временного размещения тех или иных типов залежей, обусловленных условиями их формирования в пределах территорий с разным геологическим строением.

Разработке классификаций скоплений УВ за прошедшие годы посвящено много работ известных нефтяников всего мира.

В настоящем учебном пособии за основу принята классификация А.А. Бакирова, разработанная в 60-х гг. прошлого столетия [5]. Согласно этой классификации скопления УВ в недрах осадочной оболочки можно подразделить на локальные и региональные. К локальным скоплениям УВ отнесены залежи и месторождения. В категорию региональных входят зоны нефтегазонакопления, нефтегазоносные районы, нефтегазоносные области, нефтегазоносные провинции и бассейны.

Широко применяемый в практике нефтепоисковых работ термин «месторождение нефти и газа» не отвечает действительному смыслу этого понятия. Поэтому, возможно, корректнее использовать термин, предложенный А.А. Бакировым ***«местоскопление нефти или газа***», как совокупность залежей нефти и газа, приуроченных к одной или нескольким природным ловушкам в недрах одной и той же ограниченной по размерам площади, контролируемой единым структурным элементом» (Э.А. Бакиров и др., 1990).

По генетическому составу, в соответствии с классификацией А.А. Бакирова можно выделить четыре основных класса локальных скоплений нефти и газа: структурный, литологический, рифогенный, стратиграфический, делящиеся, в свою очередь, на следующие группы и подгруппы залежей УВ (табл. 5.9).

Таблица 5.9

Классификация залежей (по А.А. Бакирову и др., 1990)

Класс	*Группа*	*Подгруппа*	Вид ловушки
I Структурный	Залежи антиклинальный структур	– Сводовые;	1) Антиклинали и купола простого строения; 2) антиклинали и купола, осложненные разрывными нарушениями; 3) антиклинали и купола, осложненные диапиризмом и грязевым вулканизмом
		– Тектонически экранированные;	1) Структуры, осложненные разрывными нарушениями, диапиризмом и грязевым вулканизмом; 2) соляноукупольные структуры, осложненные вулканогенными образованиями; 3) поднадвиговые структуры
		– Висячие	1) Структуры простого и сложного строения; 2) структуры, осложненные диапиризмом и грязевым вулканизмом
		– Приконтактные;	1) Пласты, экранированные соляным штоком, диапировым ядром, грязевыми диапирами, вулканогенными образованиями;
	Залежи моноклиналей	– Нарушенных моноклиналей	1)Пласты экранированные разрывным нарушением;
		– Ненарушенных моноклиналей	1) Флексуры; 2) структурные носы
	Залежи синклинальных структур		1) Бортовые и центральные части синклиналей

Окончание табл. 5.9

Класс	*Группа*	*Подгруппа*	Вид ловушки
II Рифогенный	Связанные с рифовыми массивами		1) Рифогенные образования
III Литологический	Залежи литологически экранированные	– Приуроченные к участкам выклинивания коллектора	1) Участки выклинивания коллектора вверх по восстанию;
		– Приуроченные к участкам замещения проницаемых пород непроницаемыми;	1) Участки замещения проницаемых пород непроницаемыми
		– Экранированные	1) экранированные асфальтом или битумом
	Залежи литологически ограниченные	– Шнурковые или рукавообразные	1) Приуроченные к песчаным образованиям русел палеорек; 2) приуроченные к дельтовым рукавам
		– Баровые	1) приуроченные к прибрежно-песчаным валоподобным образованиям ископаемых баров;
		– Линзовидные	1) Линзовидные или гнездообразно-залегающие коллекторы среди непроницаемых пород
IV Стратиграфический	Залежи в коллекторах, срезанных эрозией и перекрытых непроницаемыми породами	– Связанные со стратиграфическими несогласиями	1) Связанные со стратиграфическими несогласиями на тектонических структурах;
		– Останцовые	1) Приуроченными к эродированной поверхности погребенных останцев палеорельефа
		– Выступовые	1) Приуроченные к выступам кристаллического фундамента

По углеводородному составу залежи подразделяются на 10 классов: нефтяные, газовые, газоконденсатные, эмульсионные, нефтяные с газовой шапкой, нефтяные с газоконденсатной шапкой, газовые с нефтяной оторочкой, газоконденсатные с нефтяной оторочкой, эмульсионные с казовой шапкой, эмульсионные с газоконденсатной шапкой. Описанные классы относятся к категории однородных по составу залежей, в пределах которых в любой точке нефтегазосодержащего пласта физико-химические свойства углеводородов примерно одинаковы. В залежах остальных шести классов углеводороды в пластовых условиях находятся одновременно в жидком и газообразном состояниях. Эти классы залежей имеют двойное наименование. При этом на первое место ставится название комплекса углеводородных соединений, геологические запасы которых составляют более 50 % от общих запасов углеводородов в залежи. Ниже приводится характеристика выделенных типов залежей.

Залежи структурного типа – залежи, приуроченные к различным видам локальных поднятий. Наиболее часто встречающимися залежами этого класса являются сводовые, тектонически-экранированные и приконтактные.

Пластовые сводовые залежи формируются в сводовых частях локальных структур простого ненарушенного строения или осложненных разрывными нарушениями, диапиризмом, грязевыми вулканами, либо солянокупольной тектоникой (рис. 5.21).

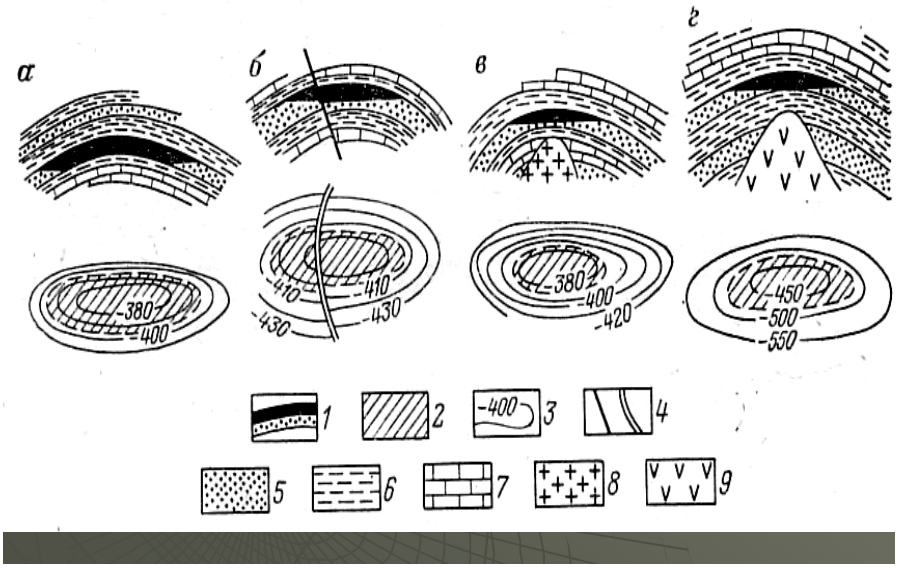


Рис. 5.21. Схема сводовых залежей антиклинальных структур (по А.А. Бакирову, 1982): а) ненарушенного строения; б) с тектоническим нарушением; в)осложненной диапиром; г) осложненной соляным штоком. Залежь нефти: 1 – на профиле; 2 – в плане;3 – изогипсы продуктивного пласта; 4 – нарушение; 5 – песчаники;6 – глины; 7 – известняки; 8 – вулканогенные образования; 9 – соль

Эти залежи бывают приурочены к куполам, брахиантиклинальным, антиклинальным однокупольным и многокупольным структурам. Сводовые залежи, как правило, соответствуют форме заключающей его ловушки. Пластовые сводовые залежи в ряде случаев бывают осложнены поперечными, продольными и диагональными нарушениями.

В случае простого строения структуры наиболее благоприятным местом для заложения первой поисковой скважины является свод антиклинали. Поисковый этап может завершаться бурением единичных поисковых скважин в сводовых частях структур. Статистические данные свидетельствуют о том, что при высокой степени изученности района большинство нефтяных и газовых месторождений открывается первыми поисковыми скважинами.

На достоверно подготовленных к поисковому бурению антиклинальных и брахиантиклинальных складках для открытия залежей сводового типа достаточно бурения одной скважины в своде структуры (рис. 5.21а).

В районах с доказанной региональной продуктивностью горизонтов поискового этажа (этажей) при высокой надежности подготовленных к поисковому бурению структур и значениях коэффициентов заполнения ловушек, близких к единице, допускается одновременное бурение нескольких (но не более трех) поисковых скважин в сводовой части структуры.

На узких, линейно вытянутых складках поисковое бурение целесообразно осуществлять либо продольным профилем из двух-трех скважин (рис. 5.22 б), либо диагональным профилем их трех скважин (рис. 5.22 в).

Куполовидные складки следует опоисковывать тремя скважинами, расположенными на радиальных профилях (рис. 5.22 г). Первая скважина бурится в своде структуры, последующие закладываются на двух профилях трехлучевой системы. В целях равномерного излучения залежи и установления положения ВНК или ЖК эти скважины располагаются на различных гипсометрических отметках с учетом шага поискового бурения.

Поиски на многокупольных структурах осуществляются путем опережающего бурения скважин на участках, определяющих степень заполнения всей ловушки. Такими участками являются межкупольные зоны замыкания поднятия в целом. Первая скважина

закладывается на наиболее высоком куполе. последующие – в зоне полного заполнения всех куполов и зоне максимального заполнения ловушки (рис. 5.22 д*)*. При низких значениях коэффициента, заполнения ловушки указанные скважины бурятся последовательно.

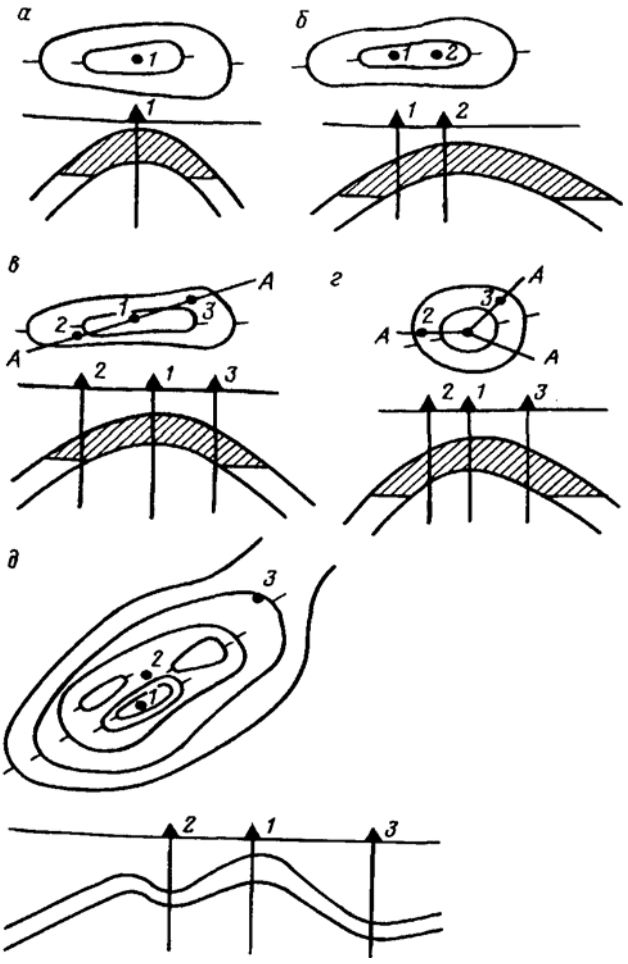


Рис. 5.22. Системы заложения поисковых скважин на антиклинальных ловушках: а – единичная скважина в своде структуры; б – продольный профиль из двух-трех скважин, в – диагональный профиль из трех скважин; г – радиальные профили; д – зоне полного заполнения всех куполов и зоне максимального заполнения ловушки на многокупольных структурах (по Г.А. Габриэляну, 2000)

Заложение от одной до трех поисковых скважин по профилю, расположенному вкрест простирания структуры, широко применяется для подтверждения ее на глубине и оконтуривания залежей. Для линейно-вытянутых антиклинальных структур рекомендуется бурение первого профиля поисковых скважин в направлении длинной оси или по диагонали к ней [5].

Радиальное размещение поисковых скважин при разбуривании ловушек антиклинального типа предложено в 1978 г. В.Н. Воробьевым. В разрезе подготовленной ловушки возможно выявление залежей не только в сводовых участках структур, но и в крыльевых и периклинальных зонах (неантиклинальные ловушки), поэтому предлагалось (*по В.Н. Воробьеву, второй этап поисковых работ*) на антиклинальных поднятиях с доказанной нефтегазоносностью в основу систем размещения поисковых скважин для предварительной оценки месторождения положить принцип последовательного наращивания поля продуктивности во всех направлениях, от свода вплоть до выхода на внешний контур залежи. Повысить степень равномерности размещения скважин по площади структуры можно путем замены поискового креста и параллельных профилей системой так на-

зываемого «поискового треугольника». Первые три поисковые скважины, следующие за скважиной-первооткрывательницей, надо размещать на трех лучах, направленных от свода структуры под углом примерно 120°. Один из лучей совпадает с длинной осью поднятия (рис. 5.23в). При этом каждая последующая скважина должна вскрывать кровлю продуктивного горизонта на величину А/г большую, чем предыдущая.

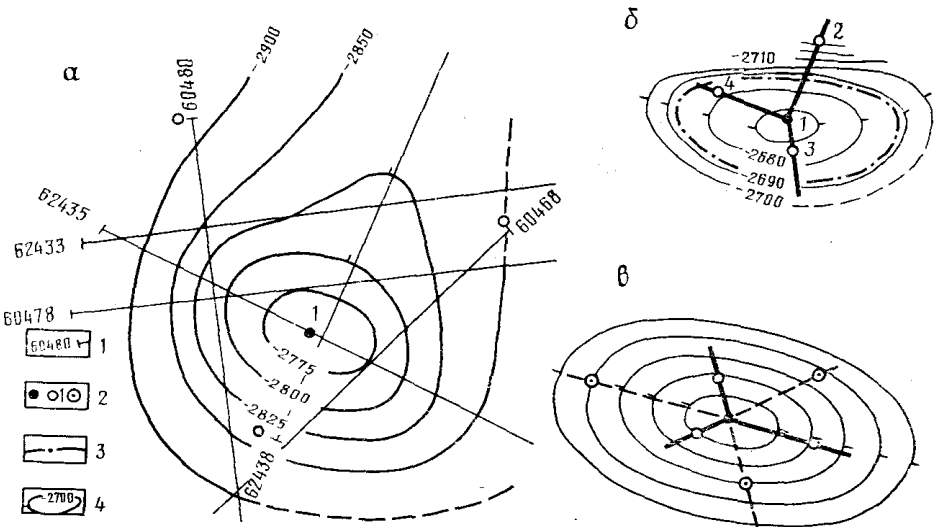


Рис. 5.23. Схемы размещения поисковых скважин по радиальным профилям: а, б – по В. Я. Соколову (а- сейсмическая карта по кровле продуктивных песчаников Еланского месторождения, б- структурная карта по кровле продуктивных песчаников по данным бурения с учетом материалов сейсморазведки Еланского месторождения); в – по В. Н. Воробьеву. 1 – линии сейсмопрофилей; 2 – скважины; 3 – контур залежи; 4 – изогипсы кровли продуктивного горизонта

Эта величина, названная «шагом высоты заложения», определяется числом поисковых скважин *n* и высотой складки *H* (максимально возможной высотой залежи) А/1=Н/г. В случае, если ни одна из пробуренных скважин не вышла на внешний контур нефтегазоносности, данный треугольник (лучи) разворачивают на 180° и скважины закладывают на трех новых лучах, являющихся продолжением первых по другую сторону от свода. Если все скважины второго треугольника вновь окажутся в пределах контура нефтегазоносности, подобную операцию повторяют вплоть до выхода на контур залежи

Для малоамплитудных структур типа структурных носов и террас, расположенных в пределах моноклинальных склонов, рекомендуется заложение поперечного профиля, в котором первая скважина располагается в наиболее приподнятой части структуры, вторая – в направлении регионального подъема слоев в зоне слабо выраженного замыкания структуры.

В случае асимметричного строения антиклинальных структур характеризующихся смещением свода складки с глубиной, рекомендуется заложение профиля из трехчетырех скважин в направлении предполагаемого смещения свода.

Если направление смещения сводов не выявлено, задача решается заложением двух взаимно перпендикулярных профилей поперечного и продольного, так называемого классического «креста» из пяти поисковых скважин. Такое расположение скважин позволяет установить, помимо свода, наличие или отсутствие нефтяных оторочек в газовых и газоконденсатных залежах, наличие литологических залежей. Каждая из пяти скважин располагается так, чтобы вскрыть продуктивный пласт на различных отметках, близких к предполагаемой отметке ВНК или ГНК. На разведочном этапе производится заложение дополнительных скважин между сводовой и оконтуривающими по от-

носительно равномерной сетке с целью изучения изменения свойств пласта. В ряде случаев эта задача решается бурением опережающих эксплуатационных скважин.

Залежи висячие (рис. 5.24) располагаются обычно на крыльях, иногда на периклиналях локальных структур простого или сложного строения.

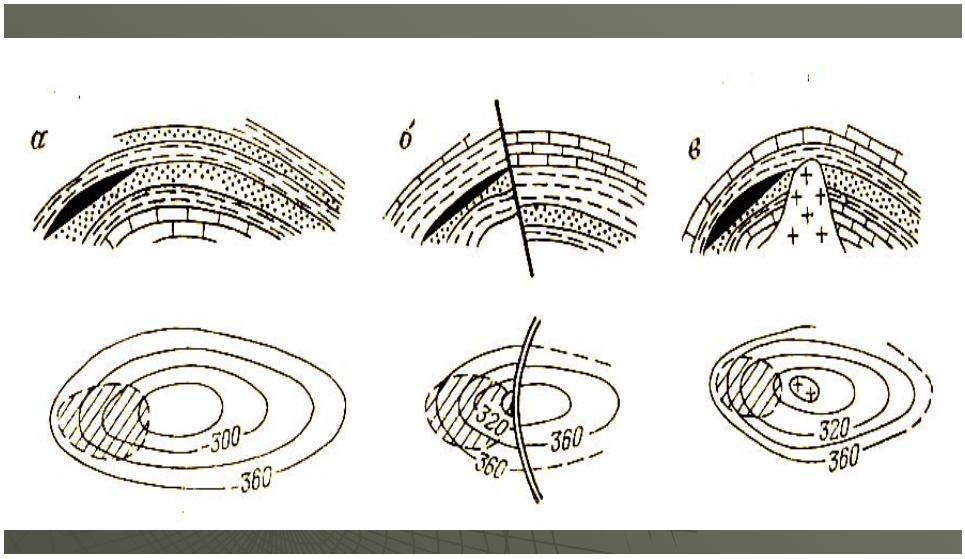


Рис. 5.24. Схема висячих залежей антиклинальных структур (по А.А. Бакирову, 1982)
а) ненарушенного строения; б) осложненных разрывным нарушением;
в) осложненных диапиром или вулканогенными образованиями

Характерной особенностью таких залежей является их аномальное (с точки зрения антиклинальной теории) расположение. Контуры ВНК обычно не соответствуют изогипсам кровли или подошвы продуктивного пласта, а секут их под разными углами. Залежи этого типа широко распространены в Азербайджане.

Тектонически-экранированные залежи формируются вдоль разрывных смещений, осложняющих строение локальных структур, могут находиться в различных частях структур: на своде, крыльях или периклиналях и осложнять антиклинальные складки (рис. 5.25).

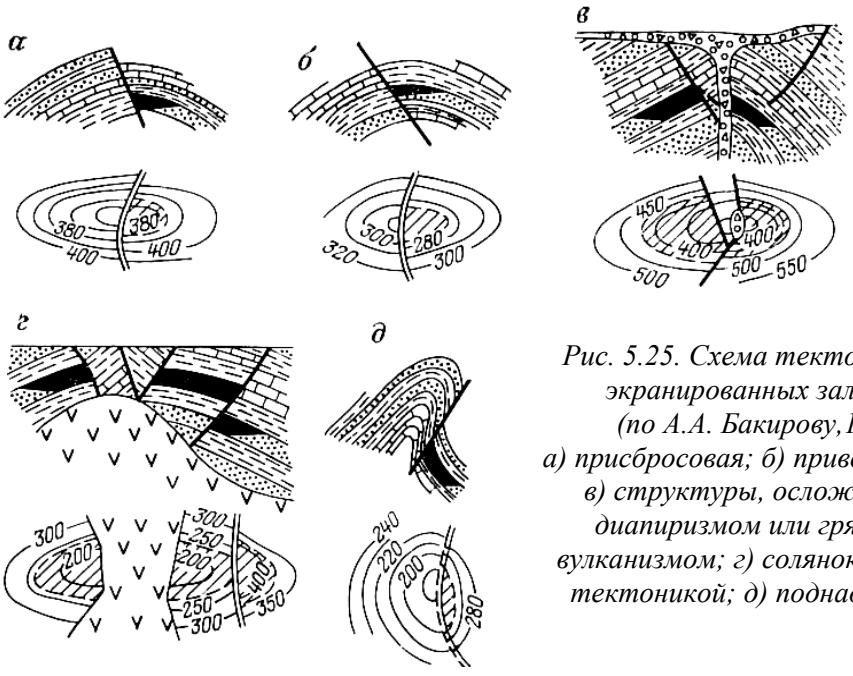


Рис. 5.25. Схема тектонически-экранированных залежей (по А.А. Бакирову,1982)
а) присбросовая; б) привсбросовая; в) структуры, осложненные диапиризмом или грязевым вулканизмом; г) солянокупольной тектоникой; д) поднадвиговая

Заложение скважин на тектонически нарушенных структурах имеет свою специфику. Дизъюнктивные нарушения в одних случаях могут быть благоприятными для образования залежей, в других – способствовать сохранению части ранее возникших залежей, иногда же – приводить к их полному разрушению. Как правило, наиболее перспективными являются те части структур, ограниченных тектоническими нарушениями, которые обращены в сторону депрессии [5].

Если антиклинальная структура осложнена в сводовой части нарушением типа сброса, разведочные скважины закладываются на удалении от свода структуры. Для антиклинальных структур, осложненных нарушением типа взброса или надвига, первые поисковые скважины закладываются в сводовой части структуры. При поисках и разведке залежей поднадвиговых структур, надвинутое крыло складки может оказаться размытым, и условия для сохранения залежей мало благоприятны. При получении отрицательных результатов необходимо исследовать опущенное поднадвиговое крыло. Поисковые скважины на поднадвиг должны закладываться с учетом наклона поверхности нарушения. Первые скважины должны закладываться в наиболее повышенной части пласта вблизи поверхности нарушения, последующие – в зависимости от высоты залежи, на более низких гипсометрических отметках. Если в поднадвиге пласты залегают очень круто, целесообразно применять наклонно направленное бурение (рис. 5.26) [5].

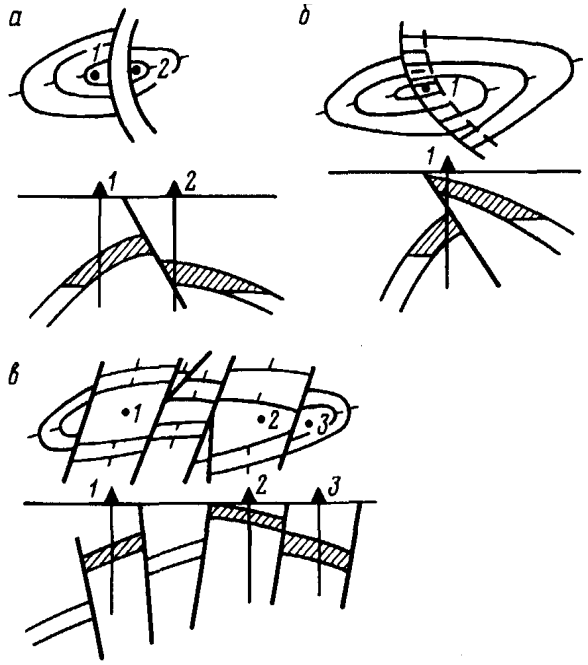


Рис. 5.26. Системы заложения поисковых скважин на антиклинальных ловушках, осложненных тектоническими нарушениями: а – две самостоятельные скважины на поднятом и опущенном блоках; б – единичная скважина в зоне перекрывающихся в плане контуров сводовых участков верхнего и нижнего блоков; в – одиночные поисковые скважины в приподнятых участках изолированных блоков (по Г. А. Габриэлянцу, 2000)

Тектонически-экранированные пластовые залежи бывают приурочены к моноклиналям. Здесь встречаются различные варианты тектонически-экранированных залежей. Общим правилом заложения первых поисковых скважин является бурение их по профилю, расположенному вкрест простирания плоскости нарушения, с целью установления экранирующих возможностей в повышенных участках залегания пласта (наличие изгиба пласта или изгиба плоскости нарушения). Расстояния между поисковыми и разведочными скважинами выбираются небольшими (200–300 м) при значительных расстояниях между профилями.

Приконтактные залежи образуются на контакте и наиболее часто бывают связаны с соляными куполами, диапировыми структурами и с вулканогенными образованиями (рис. 5.27). В том случае, если соляные купола расположены относительно близко к поверхности, а диапировые складки осложнены грязевым вулканизмом, первые

поисковые скважины закладываются на удалении от центральной осложненной части купола или диапира на двух взаимно перпендикулярных или радиальных профилях. Последующие скважины на профилях закладываются вниз по падению пластов для выявления положения ВНК и ГНК, а также для оценки возможности вскрытия новых пластов, не встреченных первыми скважинами [5].

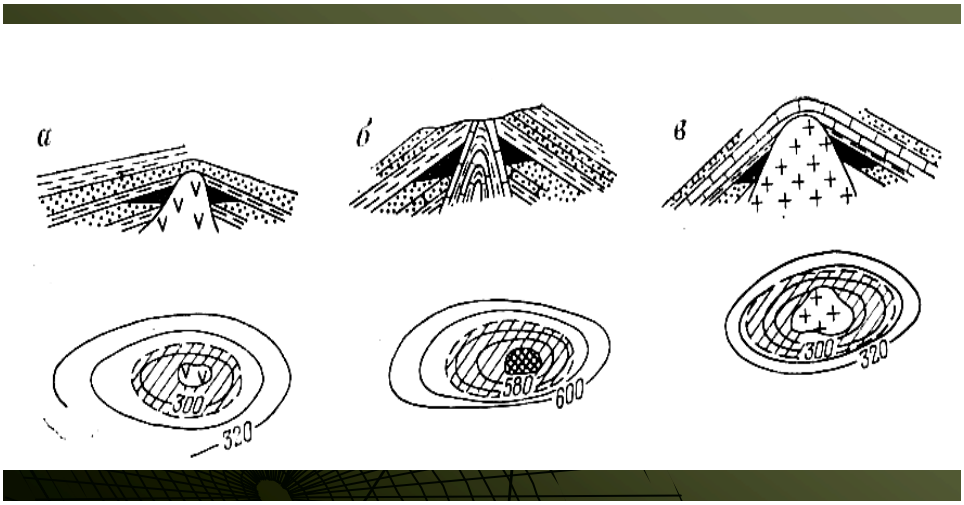


Рис. 5.27. Схема приконтактных залежей на структурах (по А.А. Бакирову, 1982): а) с соляным штоком; б) с диапировым ядром или с образованиями грязевого вулканизма; в) с вулканогенными образованиями

На солянокупольных структурах используется бурение наклонно направленных скважин, позволяющее провести ствол скважины параллельно склону соляного купола и определить нефтегазоносность нескольких горизонтов.

В случае вскрытия поисковой скважиной соляного штока ствол ее можно направить таким образом, чтобы выйти из него и снова войти в возможно продуктивные отложения. Бурение наклонных скважин практикуется на месторождениях, осложненных грязевым вулканизмом.

Залежи моноклинальные связаны с флексурами, структурными носами или разрывными нарушениями, осложняющими моноклинали (рис. 5.28).

Залежи рифогенного типа образуются в теле рифовых массивов. Каждый рифовый массив или их группа обычно содержит единую нефтяную или газонефтяную залежь с общим ВНК (рис. 5.29).

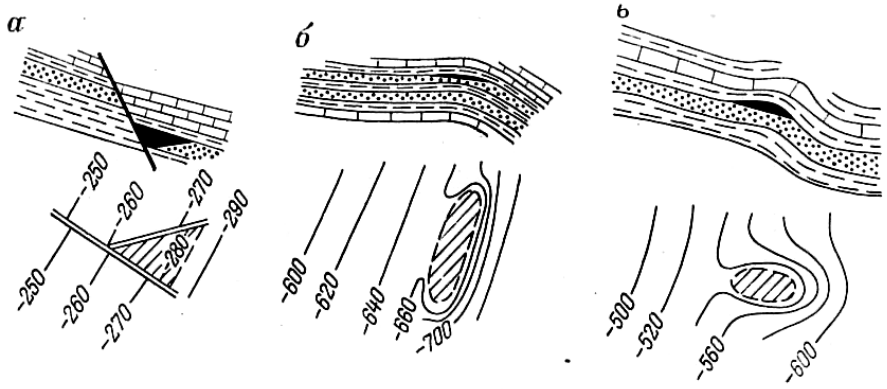


Рис. 5.28. Схема залежей моноклинальных структур (по А. А. Бакирову, 1982): а) экранированные разрывным нарушением; б) приуроченные к флексурным осложнениям; в) связанные со структурными носами

Нефть в такой залежи подпирается водой. Поровое пространство карбонатного коллектора всегда характеризуется очень сложным геометрическим внутренним строением, кавернозность и трещиноватость чаще всего имеют локальный характер распределения внутри толщи, коллекторские свойства меняются часто в пределах небольших расстояний. Дебиты неодинаковы в пределах даже одной части рифогенного массива.

Примером таких залежей служат рифогенные массивы артинского яруса (нижняя пермь) Ишимбаевского района Башкирского Приуралья, перекрытые кунгурской соленосной покрышкой.

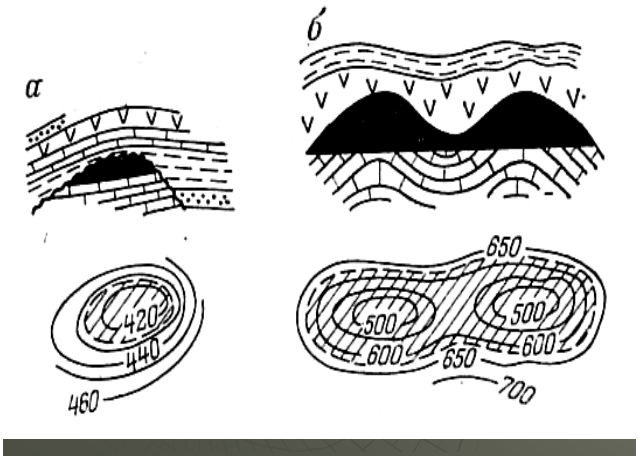


Рис. 5.29. Схема залежи рифогенного типа (по А.А. Бакирову, 1982)
а) в одиночном рифовом массиве;
б) в группе (ассоциации) рифовых массивов

После проведения необходимого комплекса геолого-геофизических исследований производится бурение единичных поисковых скважин в сводовых частях предполагаемых рифовых массивов. Для сравнительной оценки перспектив нефтегазоносности поисковым бурением охвачено одновременно нескольких рифовых тел.

В Башкирии при поисках погребенных рифов применяется бурение многоствольных скважин. В этом случае, если основной ствол поисковой скважины попал в основание рифа, дополнительный ствол направляется в сторону подъема рифовых известняков. Многоствольное бурение дает положительные результаты в связи с тем, что залежи в рифах имеют обычно высокий этаж нефтеносности (до 1000 м и более) при незначительных размерах площади.

При обычном бурении поисковых и разведочных скважин по профилям расстояния между ними не должны превышать 300–500 м.

Выбор системы размещения поисковых скважин на рифовых ловушках определяется морфологией рифового тела, его соотношением с прилегающими фациями и распределением пород-коллекторов и истинных покрышек. При надежной подготовке рифогенных ловушек к бурению их опоисковывают в зависимости от особенностей геологического строения следующим образом.

Поиски скоплений нефти и газа и предварительная оценка обнаруженных залежей в конусовидных, округлых в плане рифах небольших размеров, характеризующихся весьма высокой плотностью запасов на единицу площади, осуществляются бурением одной многоствольной скважины в сводовой части (рис. 5.30 а*)*.

В случае приуроченности залежей к островершинным удлиненно-изогнутым (подковообразным) рифам их поиски и предварительную оценку следует осуществлять путем бурения двух-трех многоствольных скважин, закладываемых по гребню рифовой ловушки (рис. 5.30 б*)*.

На рифовых постройках округлой или слегка удлиненной формы с крутыми склонами и плоскими вершинами (плосковершинные или столовые рифы), а также атолловидных с кольцеобразным распространением биогермных разностей рекомендуется за-

ложение поисковых и оценочных скважин по трехлучевой системе, обеспечивающей предварительную оценку запасов углеводородов открытого месторождения (рис. 5.30 в).

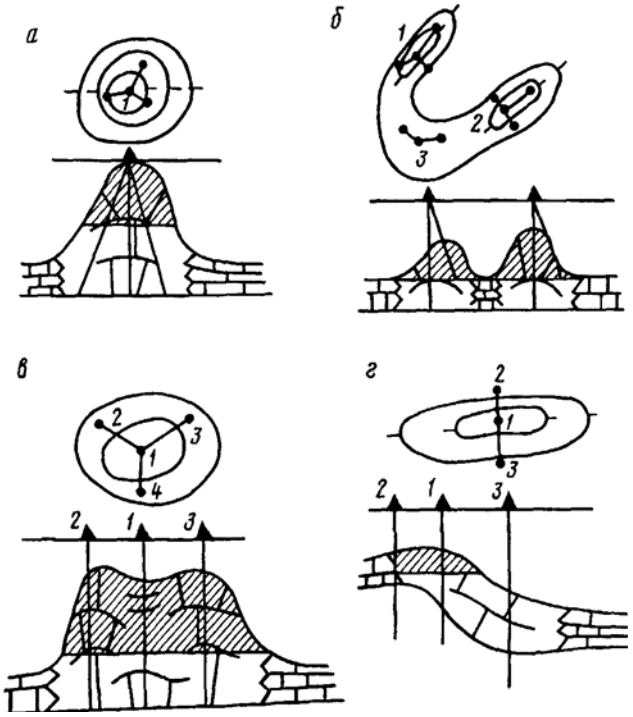


Рис. 5.30. Системы заложения поисковых скважин на рифогенных ловушках: а – одна многоствольная скважина; б – независимые многоствольные скважины; в – два радиальных профиля трехлучевой системы скважин; г – профиль скважин в крест простирания рифа (по Г.А. Габриэляну, 2000)

Поиски зон развития линейно вытянутых рифовых тел необходимо проводить путем бурения профиля зависимых поисковых скважин в крест простирания древней береговой линии. Высота рифогенной ловушки, образовавшейся в зоне значительного перепада глубин, и характер приуроченной к ней залежи часто определяются не только структурной амплитудой рифа, но и экранирующей способностью вмещающих пород. В связи с этим в первую очередь необходимо изучать зоны замещения рифовых фаций зарифовыми и предрифовыми отложениями.

Поиски открытых залежей и оценку их масштабов рекомендуется проводить по методике критического направления, т. е. путем опережающего бурения скважин в указанных выше зонах возможного замещения пород (рис. 5.30г). Если зарифовые фации расположены гипсометрически выше предрифовых, то после выяснения продуктивности рифа в сводовой скважине бурением второй скважины устанавливают, являются они литологическим экраном или коллектором. Третью скважину в профиле с первыми двумя закладывают на склоне рифовой ловушки, обращенном в сторону открытого моря, для изучения предрифовых фаций, которые нередко обладают хорошими коллекторскими свойствами и могут находиться в пределах залежи. В более редких случаях, когда гипсометрически выше расположены предрифовые фации, порядок изучения зон замещения будет обратным.

Залежи литологического типа приурочены к участкам выклинивания или замещения пород-коллекторов слабопроницаемыми отложениями, к руслам древних рек и их дельтам, к баровым песчаным образованиям древних береговых линий морей и к отдельным изолированным песчаным линзам (рис. 5.31).

Выклинивание пород-коллекторов или их замещение устанавливается в пределах склонов, как крупных антиклинальных поднятий, так и отдельных локальных структур, а также на склонах крупных моноклиналей и в бортовых частях впадин (рис. 5.32).

В районах, где по геолого-геофизическим данным предполагается наличие зон вклинивания или замещения, закладываются редкие профили поисковых скважин, которые располагают вкрест простирания возможной зоны их развития.

Скважины на профилях целесообразно бурить последовательно, от места вскрытия более полного разреза по направлению сокращения мощностей или литологического замещения.

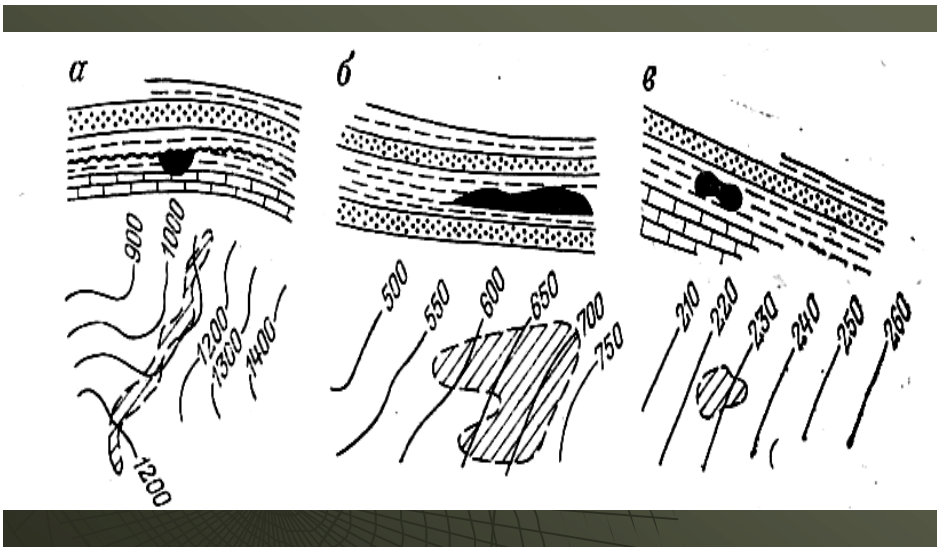


Рис. 5.31. Схема Литологически- экранированных залежей (по А. А. Бакирову, 1982) залежи: а) приуроченные к песчаным образованиям русел палеорек; б) к прибрежным баровым образованиям; в) к линзам песчаных пород в слабопроницаемых глинистых отложениях

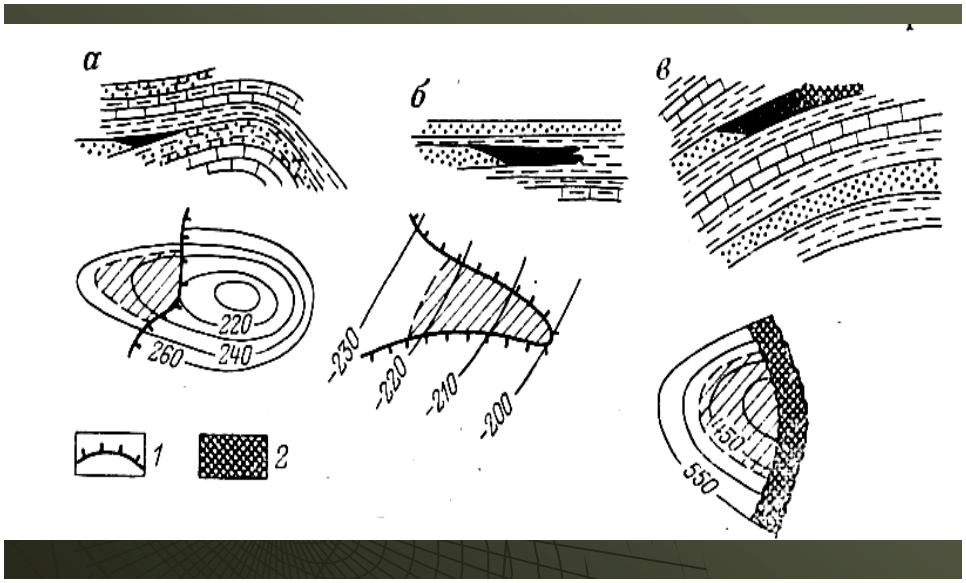


Рис. 5.32. Схема литологически-экранированных залежей (по А .А. Бакирову, 1982) а) приуроченных к участкам выклинивания пласта-коллектора; б) замещения проницаемых пород непроницаемыми; в) залежь, запечатанная асфальтом

Первоначальные расстояния между скважинами могут быть большими, (до 5 км), а в последующем уменьшаться. В дальнейшем, после установления залежи, бурение ведется, но небольшим профилям по простиранию для ее прослеживания. При этом главной задачей является установление водонефтяного или газонефтяного контактов.

Положение линии выклинивания, как правило, разведочными скважинами не выявляется; эта задача перекладывается на опережающие эксплуатационные скважины.

Литологические залежи, связанные с выклиниванием на крыльях или периклинальных окончаниях локальных структур, устанавливаются при заложении отдельных скважин на их погруженных частях.

Залежи, приуроченные к руслам древних рек, получившие название рукавообразных, характеризуются извилистостью контуров в плане, резкой изменчивостью состава и отсортированности песчаного материала, а также выпуклым основанием песчаной линзы.

Методика их поисков заключается в построении наклонных структурных карт с показом русла древней реки и мощностей песчаников. Вначале 30-х годов был разработан метод разведки рукавообразных залежей «клином» или тремя скважинами, одна из которых «выброшена» в сторону предполагаемого русла. Первая из известных систем разбуривания рукавообразных залежей нефти предусматривала скорее оконтуривание уже открытых залежей, чем их поиски.

Сущность метода заключается в следующем. На площади, где ожидается наличие залежи, закладывают первую скважину (рис. 5.33а). При установлении в ней нефти перпендикулярно к предполагаемому положению оси закладывают еще две скважины (скв. 2 и 3) по обе стороны от первой для уточнения положения оси залежи. С учетом полученных данных бурят четвертую скважину на оси залежи вниз по падению продуктивных отложений. В зависимости от результатов ее бурения вкрест простирания оси задают следующие две скважины и т. д. Такая система позволяет последовательно наращивать площадь нефтеносности вдоль оси залежи.

В ряде случаев описанная схема разбуривания рукавообразных залежей нефти незначительно видоизменялась (см. рис. 5.336,*в)* при сохранении основного принципа: последовательного прослеживания оси залежи вниз по падению пород. Последнее обстоятельство было обусловлено тем, что почти все залежи аналогичного типа в 30-е годы обнаруживались у естественных выходов нефти на дневную поверхность.

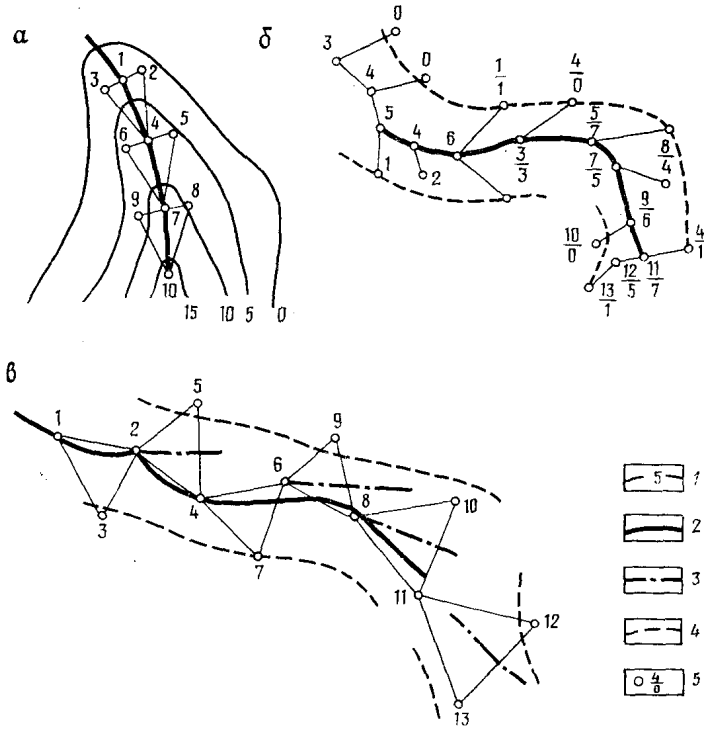


Рис. 5.33. Варианты системы размещения скважин по методу клина: 1 – изопахиты, м; 2 – ось нефтяной залежи; 3 – предполагаемое направление оси залежи; 4 – линия выклинивания пород-коллекторов; 5 – скважина: в числителе номер скважины, в знаменателе вскрытая мощность продуктивных отложений, м

В настоящее время метод клина, по мнению многих исследователей, применим при разбуривании нешироких полосообразных залежей. Метод используется как для предварительной оценки открытого месторождения, так и для его разведки.

К неантиклинальным залежам относят залежи стратиграфически и литологически экранированные (ловушки фациальных замещений на региональных структурных элементах, на крыльях и переклиналях локальных структур, в пластах-коллекторах, срезанных поверхностью несогласия, эрозионно-останцовые) и литологически ограничен-

ные (приуроченные к песчаным образованиям русел и дельт палеорек, прибрежных валов или к гнездообразно залегающим песчаным линзам, окруженным со всех сторон непроницаемыми породами) ловушки.

Связанные с ними месторождения широко развиты в осадочном чехле, достигают иногда больших размеров и содержат значительные запасы нефти и газа.

Шнурковые залежи могут быть разведаны также системой коротких поперечных профилей, расстояния между которыми зависят от размеров песчаного тела. Шнурковые залежи типа баров характеризуются тем, что баровые тела прослеживаются одно за другим в направлении древней береговой линии морского бассейна, имеют плоское ложе и выпуклую верхнюю поверхность. Для слагающих их песчаников характерна примерно одинаковая сортировка песчаного материала. Заложение поисковых скважин для обнаружения залежей этого типа производится короткими профилями, расположенными вкрест предполагаемого простирания баровых тел.

Залежи стратиграфического типа наиболее часто бывают связаны с головными участками эродированных пластов; несогласно перекрытых слабопроницаемыми породами, а также с выклинивающимися пластами пород-коллекторов, расположенными под поверхностью несогласия (рис. 5.34).

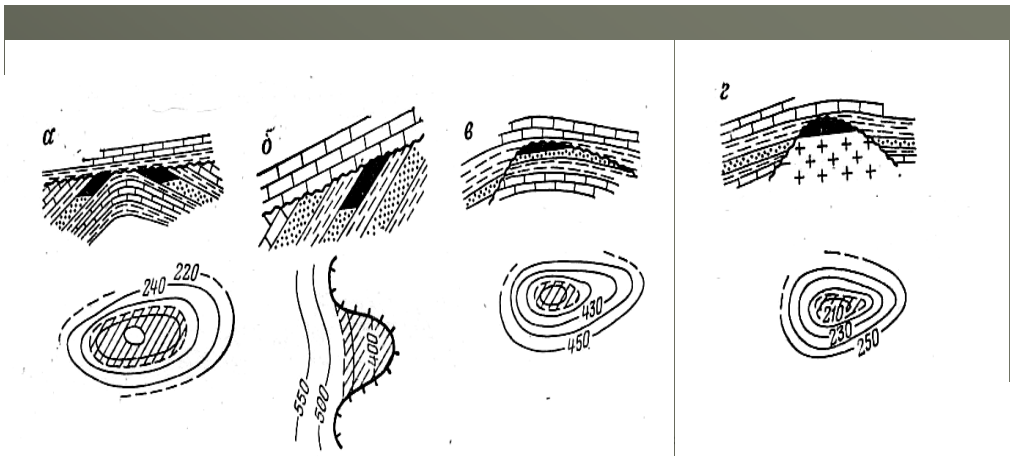


Рис. 5.34. Схема залежей стратиграфического типа,
связанных со стратиграфическим несогласием (по А .А. Бакирову, 1982)
а) в пределах локальной структуры; б) на моноклинали; в) на поверхности погребенных останцев палеорельефа; г) на поверхности выступов кристаллических пород

Поиски и разведка залежей этого типа сопряжены с большими трудностями. Поисковое бурение на залежи стратиграфического типа производится после составления детальных палеогеологических, структурных и литологических карт поверхностей несогласия и перекрывающих их отложений. Целесообразным является комплексирование поискового бурения и детальных сейсмических работ. Профили поисковых скважин закладываются вкрест простирания предполагаемой зоны стратиграфического срезания.

Если поверхности несогласия частично срезают антиклинальные поднятия, образуются так называемые лысые структуры, а залежи имеют форму кольца. Принцип заложения поисковых и разведочных скважин для них по существу не отличается от размещения скважин для приконтактного типа залежей. Разбуривание производится по двум взаимно перпендикулярным профилям, первые скважины закладываются на удалении от свода**.** Число скважин возрастает при определении границы срезанного пласта [5; 6].

В настоящее время задача выбора рациональных систем размещения скважин для поисков залежей неантиклинальных систем размещения скважин для поисков залежей неантиклинального типа решена не полностью из-за отсутствия, как правило, надежных методов выявления ловушек данного типа. Большинство литологически экранированных и литологически ограниченных залежей открывается попутно при поисках и разведке залежей в антиклинальных ловушках, т. е. с использованием систем размещения скважин, описанных выше.

Целенаправленные поиски залежей нефти и газа в зонах литологического выклинивания и стратиграфического срезания следует осуществлять путем бурения коротких профилей скважин (по две-три) в крест простирания этих зон (рис. 5.35).

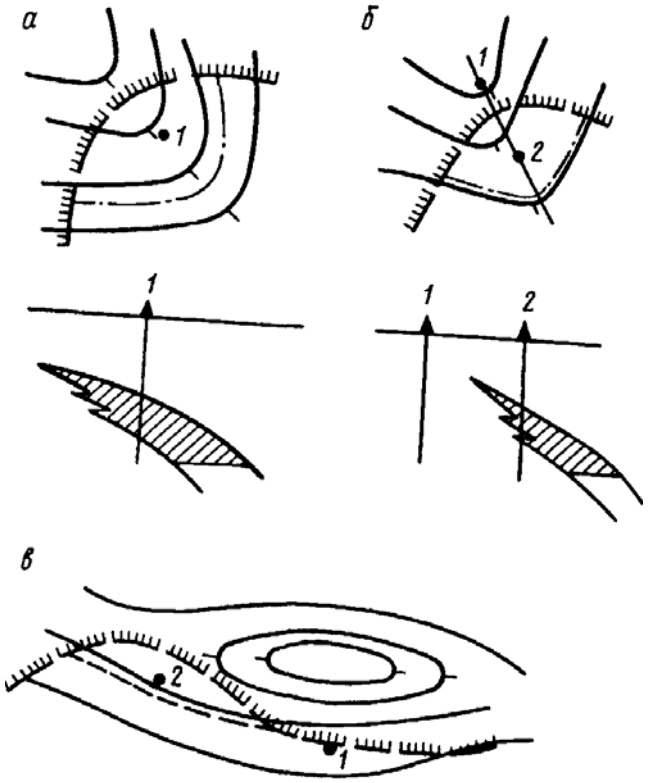


Рис. 5.35. Системы заложения поисковых скважин на неантиклинальных ловушках: а – единичная поисковая скважина вблизи предполагаемого экрана; б- профиль из двух скважин в крест линии замещения (выклинивания) пород-коллекторов; в – по простиранию линии литологического (стратиграфического) экрана рифа (по Г.А. Габриэляну, 2000)

Первую поисковую скважину закладывают на некотором расстоянии от предполагаемого экрана, определяемом минимально возможными запасами нефти и газа, которые экономически целесообразно разрабатывать на данном этапе в конкретном регионе.

После обнаружения залежи одной из поисковых скважин в зонах максимального приближения к экрану на площади рекомендуется заложить одновременно еще две скважины: одну – по падению пластов продуктивного горизонта, другую – по простиранию в ту или иную сторону от скважины-первооткрывательницы для установления зоны максимального развития продуктивного горизонта. В зависимости от результатов бурения скважины в направлении простирания последующими скважинами устанавливаются ширина и ось залежи.

5.4. Основные типы месторождений УВ

По приуроченности к ловушкам, выделяются месторождения нефти и газа структурного, рифогенного, литологического, стратиграфического и литолого-стратиграфического классов, в пределах которых выделяется ряд групп и подгрупп (табл. 5.10) [5; 6].

Таблица 5.10

Основные генетические типы месторождений нефти и газа (по А.А. Бакирову, 1976)

Классы	Группы и подгруппы
1. Структурный	Месторождения, приуроченные: • к антиклинальным структурам простого ненарушенного строения; • к антиклинальным структурам с несоответствием структурных планов отдельных стратиграфических подразделений; • к структурам со смещением сводовых частей отдельных литолого-стратиграфических подразделений; • к структурам с существенно различным строением отдельных структурных этажей; • к антиклинальным структурам, осложненным разрывными дислокациями; • к антиклинальным структурам, осложненным соляной тектоникой; • к антиклинальным структурам, осложненным диапиризмом или грязевым вулканизмом; • к структурам с открытым грязевым вулканом или открытым диапировым ядром; • к структурам с погребенным грязевым вулканом или криптодиапиром; • к антиклинальным структурам, осложненным вулканогенными образованиями; • к моноклиналям; • к синклиналям
2. Рифогенный	• к одиночным рифовым массивам; • к группе (ассоциации) рифовых массивов
3. Литологический	• к участкам выклинивания или к зонам литологической изменчивости пластов-коллекторов (литологически-экранированные); • к участкам выклинивания пласта-коллектора по восстанию слоев; • к участкам замещения проницаемых пород непроницаемыми или к проницаемым породам, запечатанным асфальтом; • к прибрежным песчаным образованиям палеоморей; • к песчаным образованиям русел палеорек; • к прибрежным песчаным валоподобным образованиям ископаемых баров; • к линзообразно залегающим пластам-коллекторам
4. Стратиграфический	• к участкам стратиграфических несогласий; • на антиклинальных структурах; • на моноклиналях; • на эродированной поверхности погребенных выступов палеорельефа
5. Литолого-стратиграфический	• к участкам выклинивания пластов-коллекторов, срезанных эрозией и перекрытых со стратиграфическим несогласием непроницаемыми отложениями более молодого возраста

Вопросы для самопроверки:

1. *Какие типы залежей УВ Вам известны?*
2. *С каким типом структур связаны приконтактные залежи?*
3. *Какие залежи носят название стратиграфических?*
4. *4.В пределах, каких тектонических элементов чаще всего встречаются скопления УВ литологического типа?*
5. *Какие геологические зоны рассматриваются в качестве первоочередных при поисках скоплений УВ в карбонатных коллекторах?*
6. *Где нужно искать зоны нефтегазонакопления, связанные с разрывными нарушениями?*
7. *Каковы особенности размещения скважин при поисках скоплений УВ литологического типа?*
8. *Какие фациальные обстановки благоприятны для формирования глинистых покрышек высокого качества?*
9. *Какие породы обладают наиболее высокими экранирующими свойствами?*
10. *Какие качества характеризуют надежность покрышки?*
11. *Какова роль региональных размывов и перемывов в осадконакоплении при формировании флюидоупоров?*
12. *В каких условиях накапливаются нефтегазоматеринские отложения?*
13. *В чем сходство карбонатных и терригенных пород-коллекторов?*
14. *Для каких коллекторов характерны АВПД?*
15. *Что предопределяет конечное распределение фильтрационно-емкостных свойств в природных резервуарах?*
16. *Какие типы коллекторов по поровому пространству Вам известны?*
17. *Назовите литологические факторы, благоприятные для формирования природных резервуаров нефти и газа?*
18. *Какое влияние оказывает структура породы на ее коллекторские свойства?*
19. *Какие породы-коллекторы уплотняются очень быстро?*
20. *Какой тип порового пространства у глинистых коллекторов?*
21. *Какие типы пустот в коллекторе образуются в результате перекристаллизации пород?*
22. *Какую проницаемость называют абсолютной?*
23. *Что такое каверны?*
24. *Как изменяется форма порового пространства под действием давления?*
25. *Как сказывается содержание цемента в породе на ее коллекторские свойства?*
26. *От каких литологических факторов зависят экранирующие качества способности флюидоупора?*
27. *Назовите литологические факторы, благоприятные для формирования природных резервуаров нефти и газа?*
28. *Какие типы природных резервуаров Вам известны?*
29. *Какие факторы способствуют формированию коллекторов большой мощности?*
30. *В какой из геологических систем нет природных резервуаров?*

Глава 6
НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ ТЕРРИТОРИИ МИРА

На земном шаре известно порядка 35000 залежей нефти, газа и битумов, открытых на всех континентах Земли (кроме Антарктиды) и на многих омывающих их морях и океанах. Выявленные скопления углеводородов в пределах 70-ти нефтегазоносных территорий (бассейнов и провинций) распределены крайне не равномерно как по площади, так и по разрезу садочных отложений.

По географическому признаку можно выделить семь основных потенциально нефтегазоносных регионов: Северный Ледовитый океан, Северная Атлантика, Южная Атлантика, западная часть Индийского океана, восточная часть Индийского океана, западная часть Тихого океана, восточная часть Тихого океана.

Значительные концентрации ресурсов нефти и газа связаны с Ближним и Средним Востоком (Саудовская Аравия, Ирак, Иран, Кувейт и др.). Северной Африкой (Ливия, Алжир), Мексиканским заливом, Северным морем, Западной Сибирью, Волго-Уралом, Казахстаном и другими регионами. Кроме того, в мире известно громадное количество мелких и средних месторождений. Все скопления углеводородов размещаются группами, зонами, ассоциациями, образуя различные региональные категории скоплений нефти и газа. [4; 7; 30; 46; 55; 60; 80; 108; 112; 121].

Из 324 гигантских месторождений, выявленных на начало 1990 г., в 68 осадочных бассейнах мира, большая часть связана с 45 осадочными бассейнами (66 % общего количества бассейнов), которые являются рифтогенными. Многие из рифтогенных провинций (областей), такие как Калифорнийская, Маракаибская, Североморская, Прикаспийская, Западно-Сибирская, Суэцкого залива, Сирт и др., отличаются не только наличием месторождений-гигантов, но и высокой концентрацией запасов УВ. Своеобразный тип внутриконтинентальных рифтогенных провинций с высокой концентрацией запасов УВ представляют провинции Сун-ляо и Бохайвань в северном Китае [30].

Примерами очень высокой концентрации нефтяных ресурсов на очень ограниченной площади являются Кувейт, где плотность известных запасов нефти 1,1 млрд т/1,2 тыс. км^2, Апшеронский п-ов – 0,9 млрд т/км^2, Татарский свод, Сургутский и Нижневартовский своды; газа – Уренгойской мегавал и др.

На территории мира расположены 511 нефтегазоносных бассейнов. В 226 бассейнах (44 %) установлены промышленные залежи нефти и газа; 285 бассейнов (56 %) – перспективны для открытия УВ. Все бассейны, с учетом современной геодинамики приурочены к основным элементам литосферных плит и подразделяются на 20 типов. Все 511 бассейнов подразделяются на:

- *Коллизионные бассейны внутрискладчатого типа – 26 % (бассейны межгорных впадин разновозрастных орогенных поясов);*
- *Кратонные рифтовые и синклинорные бассейны – 18 % (древние платформы);*
- *Дивергентные периконтинентальные бассейны – 13 % (бассейны пассивных континентальных окраин);*
- *Конвергентные дуговые бассейны – 10 % (бассейны активных океанических окраин);*
- *Коллизионные платформенно-складчатые бассейны – 9 % (краевые прогибы).*

Бассейны с уникальной плотностью начальных геологических ресурсов более 500 тыс.т/кв. км:

Бассейн Персидского залива
Маракаибский бассейн
Западно-Сибирский бассейн
Баренцевоморский бассейн.

Помимо выявленных нефтегазоносных провинций на территории России и сопредельных стран выделяются перспективные территории, в тектоническом отношении приуроченные: к Мезенской синеклизе (площадь 0,3 млн км^2), Московской синеклизе (0,35 млн км^2), Львовской впадине (0,03 млн км^2), мегантиклинорию Восточных Карпат (0,017 млн км^2), Араксинской межгорной впадине (0,01 млн км^2), Тургайской синеклизе (0,3 млн км^2), Сырдарьинской синеклизе (0,065 млн км^2), группе межгорных впадин и прогибов Тянь-Шаня (Восточно- и Западно-Иллийская впадины, Иссык-Кульский и Нарынский прогибы, общей площадью 0,09 млн км^2), группе впадин Казахского щита (Кузнецкая, Северо-Минусинская, Алакольская и Зайсанская – общей площадью 1,2 млн км^2), группе Приамурских и Приморских впадин (Верхнебуреминская, Ханкайская, СреднеАмурская, Зейская – общей площадью 0,22 млн км^2), Зырянскому прогибу (0,06 млн км^2), Анадырско-Наваринскому межгорному прогибу (0,13 млн км^2) и др. [31; 40; 47; 83].

Своеобразными в геологическом отношении являются территории, связанные с шельфами (акваториями) арктических морей России, общей площадью 3,5 млн км^2, шельфом Притихоокеанским (2,2 млн км^2) и Охотского моря площадью 1,5 млн км^2, освоение которых в настоящее время представляет сложную проблему ввиду неблагоприятных природно-климатических условий, слабой изученности геолого-геофизическими исследованиями и бурением, но где уже открыты крупнейшие по запасам месторождения газа и нефти, разработка которых требует огромных финансовых вложений.

Нефтегазоносные провинции России и сопредельных стран выделены в пределах платформенных, складчатых территорий, межгорных прогибов или антиклинориев в основном альпийской складчатости (Кавказ и др.).

Каждая из провинций имеет различное промышленное значение. Основными по добыче являются Западно-Сибирской, Волго-Уральская, Прикаспийская, Тимано-Печорская нефтегазоносные провинции. Большие потенциальные возможности открытия новых месторождений нефти и газа связываются с Лено-Тунгусской, Лено-Вилюйской, Дальневосточной (Охотской) провинциями, которые изучены еще недостаточно. Не исчерпаны возможности и таких старейших нефтегазоносных провинций, как Закавказская, Предкарпатская, Западно-Туркменская и др.

Возрастает роль в развитии нефтегазодобывающей промышленности России Баренцевоморской и других перспективных территорий, приуроченные к шельфам и акваториям арктических.

Большая часть нефтяных месторождений рассредоточена по шести регионам мира и приурочена к внутриматериковым депрессиям и окраинам материков:

1) *Персидский залив (Северная Африка);*
2) *Мексиканский залив (Карибское море, включая прибрежные районы Мексики, США, Колумбии, Венесуэлы и о. Тринидад);*
3) *Острова Малайского архипелага и Новая Гвинея;*
4) *Западная Сибирь;*
5) *Северная Аляска;*
6) *Северное море (главным образом норвежский и британский секторы);*
7) *О. Сахалин с прилегающими участками шельфа.*

Мировые запасы нефти составляют более 132,7 млрд т (1995 г.). Из них 74 % приходится на Азию, в том числе Ближний Восток (более 66 %). Наибольшими запасами нефти обладают (в порядке убывания): Саудовская Аравия, Россия, Ирак, ОАЭ, Кувейт, Иран, Венесуэла, Мексика, Ливия, Китай, США, Нигерия, Азербайджан, Казахстан, Туркмения, Норвегия [4; 30].

Объем мировой добычи нефти составляет около 3,1 млрд т (1995), т. е. почти 8,5 млн т в сутки. Добыча ведется 95 странами, причем более 77 % продукции сырой

нефти приходится на долю 15 из них, включая Саудовскую Аравию (12,8 %), США (10,4 %), Россию (9,7 %), Иран (5,8 %), Мексику (4,8 %), Китай (4,7 %), Норвегию (4,4 %), Венесуэлу (4,3 %), Великобританию (4,1 %), Объединенные Арабские Эмираты (3,4 %), Кувейт (3,3 %), Нигерию (3,2 %), Канаду (2,8 %), Индонезию (2,4 %), Ирак (1,0 %) [31; 52; 83; 96; 121; 122].

Соединенные Штаты Америки обладают современными доказанными запасами (по состоянию на конец 90-х гг.) нефти – 4,6 млрд. тонн, газа – 5,6 трлн. кубометров. Крупнейшие нефтяные местоскопления страны сравнительно недавно открыты на Аляске, где сосредоточена 1/5 часть нефтяных ресурсов страны. Большая часть запасов приурочена к югу Великих равнин (Техас, Луизиана) и Калифорнии. В США на конец 90-х гг. около 88 % всей добычи нефти приходилось на Техас (24 %), Аляску (23 %), Луизиану (14 %), Калифорнию (13 %), Оклахому (4 %), Вайоминг (3,5 %), Нью-Мексико (3,0 %), Канзас (2 %) и Северную Дакоту (1,4 %).

Большая часть газовых местолрождений совпадает с нефтяными (например, самыми крупными, такими как Прадхо-Бей и Купарук на Аляске). Свыше половины нефтяных ресурсов обнаружено на шельфе Мексиканского залива, у Тихоокеанского побережья (Калифорния) и берегов Ледовитого океана (Аляска).

После рекордной добычи нефти в 1972 г. началось ее падение (1972 – 528 млн тонн, 1995 – 368 млн тонн). По объему добываемой нефти государство сохраняет второе место в мире. Главные районы добычи – Аляска, Техас, Калифорния, Луизиана и Оклахома. Существенное значение приобрели месторождения на морском шельфе, особенно Мексиканского залива. 1/3–2/5 потребляемой нефти приходится на импорт из Мексики, Канады, Венесуэлы.

Наибольшую площадь занимает нефтегазоносная провинция Скалистых гор (штаты Монтана, Вайоминг, Колорадо, северо-западная часть шт. Нью-Мексико, Юта, Аризона и Невада). Ее продуктивная толща имеет возраст от миссисипского (нижнекаменноугольного) до мелового. Среди наиболее крупных месторождений выделяются Белл-Крик в юго-восточной Монтане, Солт-Крик и впадина Элк в Вайоминге, Рейнджли в западном Колорадо и нефтегазоносный район Сан-Хуан на северо-западе Нью-Мексико [4; 30; 96].

Канада – вторая по площади (после России) страна мира, занимает значительную часть северной половины Североамериканского континента и выходит к трем океанам – Атлантическому, Тихому и Северному Ледовитому. Граничит по суше на юге и северо-западе с США, по морю – на севере с Россией, на востоке с Гренландией. Месторождения нефти и природного газа открыты в последние годы на Канадском Арктическом архипелаге. В топливно-энергетическом балансе Канады около 3/4 приходится на жидкое и газообразное топливо. Существенно колеблется за последние 20 лет добыча нефти (89 млн тонн в 1995 году), более устойчиво растет добыча природного газа, достигшая 158 млрд кубометров (третье место в мире). Канада производит ежегодно 89,9 млн т нефти, главным образом в провинции Альберта. Помимо этого, нефтегазовые месторождения разрабатываются в Британской Колумбии (преимущественно газовые), Саскачеване и юго-западной Манитобе (северное продолжение бассейна Уиллистон) [4; 30; 96].

Южная Америка. Крупнейший нефтегазоносный бассейн этой части света Маракайбо расположен в пределах Венесуэлы и Колумбии. Венесуэла – ведущий производитель нефти в Южной Америке. Второе место принадлежит Бразилии, третье – Аргентине, а четвертое – Колумбии.

Республика Венесуэла расположена в северной части Южной Америки и занимает территорию в 912,1 тыс. кв. км. Граничит с Колумбией на Западе, Бразилией на юге и Гайаной на востоке. Венесуэла располагает крупнейшими запасами нефти в За-

падном полушарии (77 млрд баррелей) и наряду с Мексикой является одним из крупнейших производителей нефти в Латинской Америке. Первые свидетельства о запасах углеводородов в Венесуэле зафиксированы в 1878 году, однако промышленная разработка месторождений началась только в 1914 году. Около 20 % добываемой в Венесуэле нефти извлекается с месторождения в заливе Маракайбо.

Крупнейшие нефтяные месторождения страны – Lagunillas, Bachaquero, El Furrial, Centro, Mulata, Lama. В 2000 году в стране ежесуточные объемы добычи нефти равнялись 3,1 млн баррелей, экспортировалось 2,6 млн баррелей, из которых 1,5 млн баррелей направлялись в США. Соединенные Штаты являются крупнейшим импортером венесуэльской нефти Доказанные запасы нефти Венесуэлы на начало 2000 года оценивались 10,3 млрд тонн. Темпы разведки и разработки новых нефтеносных областей недостаточны. В первую очередь, это связано с тем, что наиболее значительные перспективные на нефть области находятся в труднодоступных районах (например, джунгли или континентальный шельф), что обуславливает дороговизну соответствующих работ. На территории Венесуэлы имеется четыре основных осадочных бассейна, в которых имеются запасы нефти – Восточный, Западный, Баринас-Апуре (основной район добычи нефти в стране) и самый неисследованный Северный. Три четверти добываемой в Венесуэле нефти – это тяжелая нефть. Самые значительные запасы тяжелой нефти сконцентрированы на востоке Венесуэлы в так называемом «Поясе тяжелой нефти Ориноко» (270 миль в длину и 40 миль в ширину) [4; 32].

Ближний Восток. Главные производители нефти в этом регионе – Саудовская Аравия, Иран, Ирак, ОАЭ и Кувейт. В Омане, Катаре и Сирии добывается более 266 тыс. т нефти в сутки (1995 г.). Основные месторождения нефти в Иране и Ираке расположены вдоль восточной периферии Месопотамской низменности (самые крупные из них – южнее города Басра), а в Саудовской Аравии – на побережье и шельфе Персидского залива [4; 32].

Современный арабский Восток (Машрик) включает 13 арабских стран и государство Израиль. По запасам нефтью Машрик занимает первое место в мире. По меньшей мере, четыре страны этого субрегиона (Саудовская Аравия, Ирак, Кувейт, ОАЭ) на протяжении последних десятилетий постоянно входят в десятку лидеров мировой нефтедобычи. Основные нефтеносные территории приурочены к восточной части Машрика – Персидскому заливу и в меньшей степени к предгорному прогибу Загроса. Напротив, западный (средиземноморский и красноморский) фасад региона лишен существенных месторождений [4; 32].

Королевство Саудовская Аравия занимает две трети Аравийского полуострова и ряд прибрежных островов в Красном море и Персидском заливе. Площадь – 2,15 млн кв. км. Доказанные запасы нефти Саудовской Аравии – 261,5 млрд баррелей (почти четверть доказанных запасов нефти в мире). Ежедневная добыча нефти в Саудовской Аравии превышает 8 млн баррелей. Нефтеперерабатывающие мощности – 1,6 млн баррелей в день. Основные нефтяные месторождения: Гавар, Сафания, Нажд, Берри, Манифа, Зулуф, Шайбах, Абу Саафа, Хурусания, Абгейг. В Саудовской Аравии насчитывается около 77 месторождений нефти и газа. Однако основные запасы углеводородов страны сконцентрированы в 8 площадях. Одно из них Гавар – самое большое в мире месторождение нефти на суше, запасы которого оцениваются 70 млрд баррелей нефти, другое – Сафания – крупнейшее в мире шельфовое месторождение, доказанные запасы которого составляют 19 млрд баррелей нефти [4; 32].

Ирак (Джумхурия аль-Иракия). Большая часть Ирака занимает Месопотамскую низменность, на севере и северо-востоке страну окружают хребты Армянского

и Иранского нагорий. Ирак занимает второе место в мире по запасам углеводородного сырья, уступая лишь Саудовской Аравии. Доказанные запасы на 01.01.98 (по западным оценкам) – 112,5 млрд баррелей. Прогнозные – 215 млрд баррелей. Запасы природного газа (на 01.01.98) – 109,8 трлн куб футов. Добыча природного газа (1997 г.) – 128 млрд куб футов. Потребление природного газа (1997) – 128 млрд куб футов. Крупнейшие нефтяные месторождения: Меджнун – 20, Западная Курна – 15, Халфайя – 5, Зубейр – 4, Бай Хассан – 2, Бузурган – 2, Хабаз – 2, Абу Джираб – 1,5, Назирия – 2, Хормала – 1,5.(Доказанные запасы (в млрд баррелей): Меджнун – 20, Западная Курна – 15, Халфайя – 5, Зубейр – 4, Бай Хассан – 2, Бузурган – 2, Хабаз – 2, Абу Джираб – 1,5, Назирия – 2, Хормала – 1,5 [4; 32].

Оценки запасов нефти Ирака в ближайшем будущем могут существенно возрасти, за счет современных технологий горизонтального и многостороннего бурения, расширяющих возможности добычи нефти на иракских местоскоплениях. Исследования глубоких нефтеносных слоев на юрском и триасовом уровнях (главным образом, в Западной Пустыне) могут открыть новые дополнительные запасы углеводородов, однако до сих пор исследования в этом районе не проводились.

Кувейт. Начало нефтяной истории Кувейта относится к 1934 году, когда шейх Ахмад-аль-Ждабар аль Салах впервые выделил участок под концессию объединению компаний Anglo-Persian Oil (ныне British Petroleum) и Gulf Oil Corp. Бурение началось в 1936 году и уже в 1938 было открыто местоскопление нефти – Бурган. Разработка его началась, однако, только после Второй мировой войны, а экспорт – с 1946 года. Кувейт является членом ОПЕК с момента ее создания в 1960 году. К моменту возникновения Иракско-Кувейтской войны в августе 1990 года, добыча нефти в стране составляла около 100 млн тонн, из которых 10 млн. тонн добывались из месторождениий на территории Разделенной Зоны, находящейся под совместной администрацией Саудовской Аравии и Кувейта. Добыча на территории страны велась на 12 основных месторождениях, из которых наиболее крупным остается Бурган [4; 32].

Объединенные Арабские Эмираты находятся на северо-востоке Аравийского полуострова у берегов Персидского и Оманского заливов. Площадь – 83,6 тыс. кв. км. Доказанные запасы нефти Объединенных Арабских Эмиратов – около 98 млрд баррелей (чуть менее 10 % мировых запасов). Большая часть запасов сконцентрирована в эмирате Абу-Даби. Добыча нефти в ОАЭ ежедневно превышает 2,30 млн баррелей. В день экспортируется около 2,2 млн баррелей нефти. Основные импортеры нефти ОАЭ – Япония (свыше 60 %) и другие страны Юго-Восточной Азии (не менее 20 %). Мощности нефтепереработки ОАЭ – около 287 тыс. баррелей в день. Запасы природного газа ОАЭ оцениваются в 205 трлн. кубических футов. По запасам природного газа ОАЭ занимают четвертое место в мире, уступая соответственно России, Ирану и Катару. Основные нефтяные месторождения: в Абу Даби – Асаб, Беб, Бу Хаса, Аль-Закум. В Дубай – Фаллах, Фатех, Юго-западный Фатех, Маргхам. В Рашид Шарджа – Мубарак (остров Абу Муса) [4; 30; 96].

Южная и Восточная Азия – крупный регион мира. Включает полуостров Индокитай, острова Малайского архипелага, а также западную часть острова Новая Гвинея. Общая площадь около 4,5 млн. км^2 (3 % суши), население свыше 480 млн. человек (более 85 % населения Земли). В этом регионе расположены: Бруней, Вьетнам, Индонезия, Камбоджа, Лаос, Малайзия, Мьянма, Сингапур, Таиланд, Филиппины. Нефтегазоносный пояс региона протянулся от Верхней Бирмы (Мьянма) и Северного Таиланда через полуостров Малакка к островам Суматра и Калимантан. Весьма перспективно на нефть и газ Южно-Китайское море, где с помощью международных компаний ведут разведку все государства его акватории.

Суммарные разведанные запасы нефти в регионе оцениваются в 2 млрд. тонн, газа – свыше 3 трлн. кубометров. Большая их часть приходится на Индонезию, Малайзию и Бруней. В регионе ежегодно добывается свыше 100 млн тонн нефти. В том числе в Индонезии – свыше 70 млн тонн, Малайзии – 32 млн тонн, в Брунее и Вьетнаме – 9 млн тонн, в Мьянме – 2 млн тонн. Добыча в остальных странах незначительна. Крупнейшие районы добычи газа – Суматра (Индонезия), Северный Калимантан (Малайзия и Бруней), равнина среднего течения Иравади (Мьянма), а также шельфы в акватории Южно-Китайского моря. Нефтеперерабатывающие заводы расположены в главных портах ввоза и вывоза. Крупнейший региональный центр нефтепереработки – Сингапур [4; 32].

Ведущим производителем нефти является Китай, где суточная добыча составляет около 407,6 тыс. тонн (1995). Нефтегазоносные бассейны широко распространены также в центральных и западных районах Китая. **Китай – Чжунго,** как называют китайцы свою страну, в переводе означает «срединное государство». Китай – одна из самых обширных стран мира, занимающая около 7 % суши планеты. Протяженность страны с востока на запад – 5700 км, с севера на юг – 3650 тыс. км, более 21,5 тыс. км – сухопутная граница, около 15000 км – морская граница. Площадь Китая – 9561 тыс. кв. км. По разведанным запасам нефти и газа Китай существенно уступает ведущим нефтяным странам мира (соответственно 3 млрд тонн и свыше 200 млрд кубометров). Основные месторождения нефти расположены в Северном Китае (побережье Бохайского залива), Северо-Восточном Китае (Дацинское), а также давно разрабатываемые в Джунгарской и Цайдамской котловинах, газа – в Сычуаньской котловине. Крупнейшие месторождения – Дацин в провинции Хэйлунцзян (ок. 40 % всей добычи Китая), Шэнли в провинции Хэбэй (23 %) и Ляохэ в провинции Ляонин (ок. 8 %).

Открыты запасы нефтегазового топлива на шельфе Желтого и Южно-Китайского морей. Добыча составляет 156 млн тонн. Разрабатывается свыше 125 месторождений. Добываемая нефть разнообразна по качеству: от легких малосернистых, до тяжелых и парафинистых. Перспективны скопления УВ на шельфе, хотя объемы добычи там пока невелики (Бохайский и Ляодунский заливы, Восточно-Китайское и Южно-Китайское моря) [32].

Индия занимает второе место по добыче нефти и газа в этом регионе. Основные их запасы сосредоточены в седиментационных бассейнах, обрамляющих докембрийский щит. Добыча нефти на территории Индонезии началась с 1893 (о. Суматра) и достигла промышленных масштабов в 1901. В настоящее время Индонезия производит 207,6 тыс. тонн нефти в сутки (1995), а также большое количество природного газа. Нефть добывается в Пакистане, Мьянме, Японии, Таиланде и Малайзии [4; 32].

Африка. В пределах Африканского континента крупнейшим производителем нефти является Алжир – член ОПЕК. Впервые промышленные запасы нефти были открыты в Алжире в 1956 году на месторождении Хасси Мессауд. Однако большая часть территории Алжира продолжает оставаться неразведанной, хотя считается весьма перспективной на нефть и газ. Работающие в стране зарубежные компании за последние несколько лет открыли ряд значительных по запасам нефтяных и газовых месторождений.

Доказанные запасы нефти Алжира – свыше 9 млрд баррелей. Добыча нефти – 1,4 млн. баррелей в сутки. Мощности переработки превышают 500 тыс. баррелей нефти. Экспорт – 1,2 млн баррелей в сутки, чуть больше четверти этого объема поступает в США. Запасы природного газа оцениваются в 130,3 трлн. кубических футов. Добыча природного газа – около 2,5 трлн кубических футов в год. Алжир является одним из крупнейших экспортеров газа в мире – 1,7 трлн. кубических футов ежегодно. Основные импортеры Алжирского газа – Испания, Бельгия, Турция, Италия, США, самый круп-

ный импортер – Франция (около 40 %). Основные разрабатываемые месторождениия: Хасси Эр'Мель, Южный Хасси Мессауд, Северный Хасси Мессауд и др.

По качеству алжирская нефть считается одной из лучших в мире. Крупнейшим месторождением нефти в Алжире сегодня продолжает оставаться Хасси-Месауд, запасы которого оцениваются примерно в 6,5 млрд. баррелей (что составляет около 70 % доказанных запасов нефти Алжира) [4; 30; 96].

Ангола по объемам добычи нефти является второй среди стран Юго-Западной Африки, уступая лишь Нигерии. Большая часть нефти добывается на морских месторождениях в акватории, прилегающей к анклаву Кабинда (65 %). Нефть считается одной из лучших по качеству. Доказанные нефтяные запасы Анголы – 5,4 млрд баррелей нефти. Объем добычи – 720 тыс. баррелей в сутки. Экспорт нефти – около 690 тыс. баррелей в сутки. Мощности переработки нефти – свыше 30 тыс. баррелей в сутки. Запасы природного газа оценены в 1,7 трлн кубических футов. Добыча природного газа – почти 20 млрд кубических футов в год. Большая часть нефти добывается в провинции Кабинда. Основные нефтяные месторождения: Такула-Кабинда, Нумби-Кабинда, Коконго-Кабинда, Пакасса Блок-3, Кобо-Памби Блок-3 [4; 30; 96].

Великобритания. Открытие в начале 1970-х годов крупных залежей нефти и газа в Северном море вывело Великобританию на второе место в Европе по добыче нефти, а Норвегию – на третье. В британском секторе сосредоточено порядка 1/3 достоверных запасов нефти шельфа Северного моря (45 млрд. тонн или 2 % мировых). Добыча ведется на полусотне месторождений, из которых крупнейшие Брент и Фортис. К середине 90-х годов добыча достигла 130 млн. тонн, почти половина из которых экспортируется – главным образом в США, Германию, Нидерланды. Сохраняется импорт нефти (50 млн. тонн, что связано в том числе с преобладанием легких фракций в североморской нефти и необходимостью получать всю гамму нефтепродуктов на НПЗ). По оценкам экспертов, Великобритания и в начале следующего столетия останется крупным производителем нефти. Добыча газа на шельфе Северного моря началась в середине 60-х годов, сейчас эксплуатируется 37 месторождений. Половину добычи дают 7 месторождений, среди них – Леман-Бенк, Брент, Моркэм. Объем добычи увеличивается, в 1995 году добыто 75 млрд. кубометров газа. Газ экспортируется (6,3 млрд. кубометров) [32].

Королевство Норвегия занимает западную и северную часть Скандинавского полуострова, архипелаг Шпицберген, остров Медвежий в Северном Ледовитом океане и остров Ян-Майен в Северной части Атлантического океана. Площадь страны – 387 тыс. кв. км^2. Доказанные запасы нефти Норвегии оцениваются в 10,4 млрд. баррелей. Страна обладает крупнейшими запасами нефти среди стран Западной Европы. За первую половину 1998 года Норвегия добыла рекордное для себя количество углеводородного сырья (нефть и газоконденсат) – 3,3 млрд баррелей. Подавляющая часть нефти добывается Норвегией на шельфовых месторождениях Северного моря, потенциал которого еще слишком велик. По прогнозам экспертов, в течение ближайших нескольких лет запасы углеводородного сырья Норвегии в Северном море могут возрасти на 7 млрд баррелей нефти и 26 триллионов кубических футов газа. Норвежская нефть отличается низким содержанием серы.

Большая часть запасов нефти сконцентрирована на нескольких крупных месторождениях, таких как Статфьорд, Озеберг, Галфакс и Экофиск. Последним крупным открытием геологов стало месторождение Норн, открытое в 1991 году в Норвежском море.

Добыча нефти Норвегией началась на месторождении Экофиск в 1971 году. В августе 1998 года консорциум, возглавляемый Phillips Petroleum (долевое участие 36,96 %)

и включающий также Fina Exploration Norway (30 %), Norsk Agip (13,04 %), Elf Petroleum Norge (8,45 %), Norsk Hydro (6,7 %), Total Norge (3,5 %), Statoil (1 %) и Saga Petroleum (0,3 %) завершил четырехлетний проект «Экофиск-2», который предусматривал перестройку инфраструктуры месторождения Экофиск. На проект было затрачено 2,5 млрд долларов. В результате на месторождении построены две новые платформы, которые позволят увеличить добычу нефти и газа на Экофиске примерно на 20 %. Сырая нефть с Экофиска экспортируется в Великобританию, а газ – в Германию.

Запасы газа Норвегии оцениваются в 47,7 трлн кубических футов. Крупнейшим нефтяным и газовым месторождением в норвежской части Северного моря, расположенным недалеко от города Берген, является Тролль, разделенный на Восточную и Западную части. Восточный Тролль содержит 46 трлн кубических футов природного газа и 140 миллионов баррелей конденсата. Западный Тролль – 600 миллионов баррелей нефти и 650 миллиардов кубических футов попутного газа. Структуры Тролля разрабатываются консорциумом в составе Statoil, Shell, Norsk Hydro, Saga, Elf, Conoco, и Total [4; 32].

Мировые запасы нефти и газа по состоянию на 01.01.2000 г. приведены в табл. 6.1.

6.1. Закономерности размещения залежей нефти и газа в земной коре

Процесс нефтегазообразования и формирования скоплений УВ всегда волновал геологов-нефтяников всего мира. Задачей № 1 являлась и является задача открытия гигантских скоплений нефти или газа. Нефть встречается во всех геологических системах. Месторождения УВ установлены в настоящее время во всех отложениях, начиная с древних докембрийских толщ и кончая верхним плиоценом. В распределении нефтяных и газовых залежей в земной

коре существует определенные закономерности, обусловленные процессами образования УВ:

1. Образование и распространение нефтегазопроявлений на земном шаре генетически связано с формированием осадочных толщ. Из выявленных ресурсов нефти и газа более 99 % приурочены к осадочным толщам. В разрезе каждой провинции присутствует один или несколько литолого-стратиграфических комплексов, характеризующихся региональной нефтегазоносностью и разделенных газонефтенепроницаемыми толщами отложений-флюидоупоров.
2. В пределах каждой нефтегазоносной провинции основные скопления нефти и газа приурочены к определенным литолого-стратиг-рафическим комплексам, включающим нефтегазопродуцирующие свиты, породы-коллекторы, породы-покрышки и характеризующимся региональной нефтегазоносностью.
3. Региональные нефтегазоносные комплексы (РНГК) могут быть терригенными, карбонатными, морскими, прибрежными, континентальными и т. д. Но все они должны обладать следующей диагностической особенностью: – *формирование в субаквальной среде в анаэробной геохимической обстановке.*
4. На процесс образования и существования промышленных залежей УВ наиболее сильно влияют такие палеогеографические факторы, как: – физико-географическая среда накопления продуктивных отложений; – географическая приуроченность местности в определенное геологическое время; – климат; – органический мир; – фациальные и геохимические особенности седиментации;
5. Палеотектонические и палеогеографические условия формирования РГНК предопределяют пространственное совпадение ареалов нефтегазоносности в отложениях нескольких нефтегазоносных этажей разного возраста. Это наблюдается в случае, когда общая направленность и режим тектонических движений крупных геоструктурных элементов были одинаковы, а каждый нефтегазоносный этаж содержал пласты-коллекторы.

Таблица 6.1

Мировые запасы нефти и природного газа, (на 01.01. 2000 г.)

Регион / страна	Нефть (миллиард баррелей)	Нефть (миллиард баррелей)	Природный газ (триллион кубических футов)	Природный газ (триллион кубических футов)
	Oil and Gas Journal	World Oil	Oil and Gas Journal	World Oil
Северная Америка				
Канада	4.9	5.6	63.9	63.5
Мексика	28.4	28.3	30.1	30.4
США	21.8	21.8	167.4	167.4
Total	**55.1**	**55.6**	**261.3**	**261.3**
Центральная и южная Америка				
Аргентина	2.8	2.6	24.2	24.3
Барбадос	0.0	0.0	0.0	0.0
Боливия	0.1	0.2	4.3	5.5
Бразилия	7.4	8.1	8.0	8.2
Чили	0.2	0.1	3.5	3.2
Колумбия	2.6	2.3	6.9	6.6
Куба	0.3	0.3	0.6	0.3
Эквадор	2.1	3.0	3.7	3.9
Гватемала	0.5	0.0	0.1	0.0
Перу	0.4	4.1	9.0	8.8
Суринам	0.1	0.0	0.0	0.0
Тринидад и Тобаго	0.6	0.7	19.8	21.4
Венесуэла	72.6	47.1	142.5	145.8
Total	**89.5**	**69.2**	**222.7**	**227.9**
Западная Европа				
Австрия	0.1	0.1	0.9	0.9
Хорватия	0.1	0.1	1.2	1.2
Дания	1.1	0.9	3.4	2.6
Франция	0.1	0.2	0.5	0.5
Германия	0.4	0.3	12.0	9.5
Греция	0.0	0.0	0.0	0.0
Ирландия	0.0	0.0	0.7	0.0
Италия	0.6	0.6	8.1	7.4
Нидерланды	0.1	0.1	62.5	59.8
Норвегия	10.8	10.0	41.4	42.9
Сербия	0.1	0.0	1.7	0.0
Испания	0.0	0.0	0.1	0.0
Турция	0.3	0.3	0.3	0.3
Великобритания	5.2	5.0	26.7	26.8
Total	**18.8**	**17.6**	**159.5**	**152.7**
Восточная Европа, Россия и страны СНГ				
Албания	0.2	0.0	0.1	0.0
Болгария	0.0	0.0	0.2	0.0
Чехия	0.0	0.0	0.1	0.1
Словакия	0.0	0.0	0.5	0.0
Венгрия	0.1	0.1	2.9	1.1

Продолжение табл. 6.1

Регион / страна	Нефть (миллиард баррелей)	Нефть (миллиард баррелей)	Природный газ (триллион кубических футов)	Природный газ (триллион кубических футов)
	Oil and Gas Journal	World Oil	Oil and Gas Journal	World Oil
Польша	0.1	0.1	5.1	5.7
Румыния	1.4	1.2	13.2	4.0
Азербайджан	1.2	0.0	4.4	0.0
Казахстан	5.4	6.4	65.0	70.6
Россия	48.6	52.7	1,700.0	1,705.0
Туркменистан	0.5	0.0	101.0	0.0
Украина	0.4	0.0	39.6	0.0
Узбекистан	0.6	0.0	66.2	0.0
Total	**58.9**	**64.7**	**1,999.2**	**1,947.6**
Ближний Восток				
Бахрейн	0.1	0.0	3.9	0.0
Иран	89.7	93.1	812.3	790.0
Ирак	112.5	100.0	109.8	112.6
Израиль	0.0	0.0	0.0	0.0
Иордания	0.0	0.0	0.2	0.0
Кувейт	96.5	94.7	52.7	56.4
Оман	5.3	5.7	28.4	29.3
Катар	3.7	5.4	300.0	394.0
Саудовская Аравия	263.5	261.4	204.5	208.0
Сирия	2.5	2.3	8.5	8.4
Объединенные Арабские Эмираты	97.8	63.8	212.0	209.0
Йемен	4.0	2.1	16.9	17.0
Total	**675.6**	**629.2**	**1,749.2**	**1,836.2**
Африка				
Алжир	9.2	13.0	159.7	159.7
Ангола	5.4	8.5	1.6	3.8
Бенин	0.0	0.0	0.0	0.0
Камерун	0.4	0.6	3.9	3.9
Конго (Brazzaville)	1.5	1.7	3.2	4.3
Крнго (Kinshasa)	0.2	0.0	0.0	0.0
Cote d'Ivoire (Ivory Coast)	0.1	0.0	1.1	0.0
Египет	2.9	3.8	35.2	42.5
Экваториальная Гвинея	0.0	0.0	1.3	0.0
Эфиопия	0.0	0.0	0.9	0.0
Габон	2.5	2.6	1.2	3.5
Гана	0.0	0.0	0.8	0.0
Ливия	29.5	29.5	46.4	46.4
Мадагаскар	0.0	0.0	0.1	0.0
Моррокко	0.0	0.0	0.0	0.0
Мозамбик	0.0	0.0	2.0	0.0

Окончание табл. 6.1

Регион / страна	Нефть (миллиард баррелей)	Нефть (миллиард баррелей)	Природный газ (триллион кубических футов)	Природный газ (триллион кубических футов)
	Oil and Gas Journal	World Oil	Oil and Gas Journal	World Oil
Намибия	0.0	0.0	3.0	0.0
Нигерия	22.5	24.5	124.0	126.0
Руанда	0.0	0.0	2.0	0.0
Сомали	0.0	0.0	0.2	0.0
Южная Африка	0.0	0.0	0.8	0.0
Судан	0.3	0.2	3.0	3.0
Танзания	0.0	0.0	1.0	0.0
Тунис	0.3	0.3	2.8	2.8
Other	0.0	1.9	0.0	13.8
Total	**74.9**	**86.5**	**394.2**	**409.7**
Дальний Восток и Океания				
Афганистан	0.0	0.0	3.5	0.0
Австралия	2.9	2.9	44.6	44.6
Бангладеш	0.1	0.0	10.6	0.0
Бруней	1.4	1.0	13.8	9.2
Бирма	0.1	0.2	10.0	12.6
Китай	24.0	34.1	48.3	41.3
Индия	4.8	3.4	22.9	16.1
Индонезия	5.0	8.4	72.3	80.8
Япония	0.1	0.0	1.4	0.0
Малазия	3.9	4.6	81.7	85.2
Новая Зеландия	0.1	0.1	2.5	2.1
Пакистан	0.2	0.2	21.6	22.9
Папуа Новая Гвинея	0.3	0.8	5.4	17.3
Филиппины	0.3	0.4	2.8	4.6
Тайвань	0.0	0.0	2.7	0.0
Таиланд	0.3	0.3	12.5	11.1
Вьетнам	0.6	1.8	6.8	6.0
Other	0.0	0.5	0.0	21.5
Total	**44.0**	**58.7**	**363.5**	**375.4**
Общее количество в мире	**1,016.8**	**981.4**	**5,149.6**	**5,210.8**

6. Ареалы региональной нефтегазоносности приурочены к территориям, на которых накопление осадков в течение определенного времени происходило в субаквальной среде, в определенной геохимической обстановке в фазу прогибания и амплитуды прогибания в начальную фазу были значительными. При условии, что в фазу восходящих движений, рассматриваемая часть разреза не попадала в зону активного водообмена и аэрации.
7. В строении регионально нефтегазоносного этажа участвуют отложения, характеризующиеся хорошими коллекторскими свойствами. Этаж нефтегазоносности перекрыт толщей пород практически непроницаемых, при этом обладающих достаточной мощностью для обеспечения сохранности образованных скоплений УВ при процессах разрушения. В данном регионе существуют литологические и структурные условия для формирования зон регионального нефтегазонакопления.

8. Залежи и их скопления группируются в земной коре в зоны нефтегазонакопления, образующие нефтегазоносные области, объединяемые в свою очередь в нефтегазоносные провинции.
9. Изучение условий залегания нефти и газа показывает, что на месторождениях нефти и газа могут встречаться одновременно несколько типов залежей.
10. Для каждой провинции существует региональная зональность в распределении залежей нефти и газа. Выделяются территории преимущественно нефтеносные, преимущественно газоносные и смешанного типа. Основными факторами проявления региональной зональности являются состав исходного органического вещества, геохимическая и термодинамическая обстановка и условия миграции и аккумуляции УВ.
11. Существует и вертикальная зональность в распределении скоплений УВ, которая объясняется генерацией УВ определенного фазового состава на различных уровнях погружения нефтегазоматеринских толщ. Определяющую роль играет и повышенная миграционная способность газообразных УВ по сравнению с нефтью и процессы преобразования на больших глубинах нефти в метан.
12. Анализ распределения разведанных запасов нефти и газа крупных месторождения зарубежных стран по глубинам показывает, что максимальные запасы УВ сосредоточены на глубинах от 1 до 5 км, характеризующихся наиболее благоприятными условиями для формирования и сохранения крупных скоплений УВ.

Появлению скоплений гигантского типа способствуют следующие факторы:

- ***величина ловушки****, которая должна быть крупной по размеру, с большим объемом пород-коллекторов в едином резервуаре или резервуаре сложного типа. Такие ловушки могут иметь большую мощность по вертикали ил значительную протяженность по латерали по сравнению с небольшой мощностью. Большая часть таких ловушек относится к типу антиклинальных);*
- ***время образования структур*** *(предпосылкой для формирования месторождений гигантов служит тектоническая стабильность территории на протяжении значительного геологического времени. Важно, чтобы образование ловушки шло одновременно с процессами генерации и миграции УВ. Существование крупных ловушек в период максимальной генерации УВ способствует аккумуляции из значительных объемов);*
- ***источники углеводородного сырья*** *для скопления последних в огромном количестве необходимы, прежде всего, благоприятные условия бурного развития органической жизни, скопления и захоронения ее остатков. Наличие материнских пород, обогащенных органическим веществом является главной предпосылкой образования месторождений-гигантов. Поэтому в числе важных факторов формирования таких скоплений можно назвать близость обильного источника углеводородов к гигантским ловушкам;*
- ***морской генезис осадков*** *(большинство скоплений гигантов, известных на сегодняшний момент на Земном шаре, расположено в осадочных бассейнах, сложенных преимущественно морскими осадками. Газовые гиганты формируются в отложениях, образовавшихся в условиях солоноватых вод либо континентальных т. к. источником генерации газа служит преимущественно лигнитовый и гумусовый материал. Газовые залежи могут образовываться и за счет угленосных пород);*
- ***природные резервуары определенного геологического возраста и геотермический градиент*** *(гигантские скопления УВ приурочены в основном к породам, обладающим очень высокими фильтрационно-емкостными параметрами. При этом породы-коллекторы должны соединяться с материнскими толщами через проводящие пласты, имеющие такой же литологический состав, что и коллекторы. Почти 80 % общих мировых запасов нефти и газа приходится на мезо-*

зойские и кайнозойские породы. К этому же возрастному интервалу приурочено более 90 % известных сверхгигантских скоплений. Геотермический градиент существенно влияет на степень генерации УВ и на их мобильность в период первичной миграции из недр. Температура является ведущим фактором преобразования органического вещества в УВ) [5; 25; 27; 63; 69; 83; 92; 136].

По этой проблеме опубликован значительный ряд работ, в которых практически всеми исследователями причиной высокой продуктивности мощных скоплений УВ называют геотектонические предпосылки и палеогеографический фактор [66].

6.2. Классификация и основные типы регионально нефтегазоносных территорий

В пределах России и сопредельных стран по состоянию изученности на 01.01.2002 г. выделяется 25 нефтегазоносных провинций и самостоятельных областей, общая площадь которых составляет более 10 млн км^2 (50 % всей территории) (рис. 6.1). Стратиграфический диапазон нефтегазоносности включает отложения от верхнего рифея (R_3) до нижнего плейстоцена (Q_1) [43; 58; 83].

Схема размещения нефтегазовых провинций

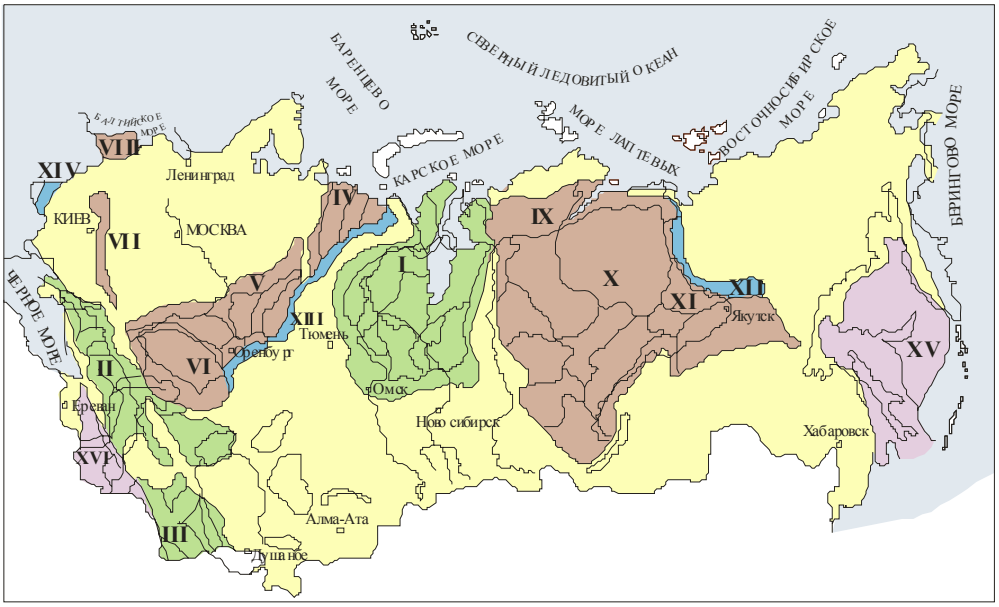


Рис. 6.1. Схема размещения нефтегазоносных провинций и областей России и стран СНГ.
I – Западно-Сибирская НГП; II – Северо-Кавказско-Мангышлакская (Скифская) НГП;
III – Туранская (Амударьинская) НГП; IV – Тимано-Печорская НГП; V – Волго-Уральская НГП;
VI – Прикаспийская НГП; VII – Днепрово-Припятская ГНП; VIII – Прибалтийская НГП;
IX – Енисейско-Хатангская ГНП; X – Ангаро-Ленская ГНП; XI – Лено-Вилюйская ГНП;
XII – Предверхоянская ГП; XIII – Предуральская НГП; XIV – Предкарпатская ГНП;
XV – Охотская (Дальневосточная) НГП; XVI – Южно-Каспийская НГП;

малоперспективные территории;

провинции молодой эпипалеозойской платформы;

провинции древних платформ;

провинции переходных территорий (передовых прогибов);

провинции складчатых территорий.

Большая часть выделенных провинций находится в пределах платформенных территорий (провинции преимущественно палеозойского и мезозойского нефтегазонакопления).

Провинции складчатых территорий приурочены к межгорным впадинам, прогибам или антиклинориям в основном альпийской складчатости.

Провинции переходных территорий соответствуют предгорным прогибам, в которых установлена промышленная нефтегазоносность разреза. По типу провинции переходных территорий относятся к мезозойскому и кайнозойскому нефтегазонакоплению (табл. 6.2).

Таблица 6.2

Классификация провинций (по В.Л. Каламкарову, 2002 г.)

Нефтегазоносная провинция	Приуроченность провинции к крупному геоструктурному элементу	Возраст продуктивных отложений	*Тип провинции по возрасту продуктивных отложений*
1	2	3	*4*
ПРОВИНЦИИ ПЛАТФОРМЕННЫХ ТЕРРИТОРИЙ			
Евроазиатская платформа			
Западно-Сибирская НГП	Молодая эпипалеозойская платформа (Западно-Сибирская плита)	PZ, J – K	*PZ, преимущественно MZ*
Туранская (*Амударьинская*) ГНП	Молодая эпипалеозойская платформа (Туранская плита)	J – K, палеоген	*MZ, KZ*
Северо-Устюртская ГНО	Молодая эпипалеозойская платформа (Туранская плита, Устюртская синеклиза)	J – K, палеоген	*MZ, KZ*
Северо-Кавказско-Мангышлакская *(Скифская)* НГП	Молодая эпипалеозойская платформа (Скифская плита)	J – K, палеоген – N	*MZ, KZ*
Восточно-Европейская (Русская) платформа Восточно-Европейская мегапровинция			
Прикаспийская НГП	Прикаспийская синеклиза	D –C –P – T –J – K	*PZ, MZ*
Волго-Уральская НГП	Волго-Уральская мегаантеклиза	D –C –P	*PZ*
Тимано-Печорская НГП	Печорская синеклиза	S – D –C –P –T	*PZ*
Днепрово-Припятская ГНП	Днепрово-Припятский грабен	D –C –P	*PZ*
Прибалтийская НП	Балтийская синеклиза	кембрий – O	*PZ*
Восточно-Сибирская платформа Восточно-Сибирская мегапровинция			
Ангаро-Ленская НГП	Иркутский амфитеатр	R –V -кембрий	*PZ*
Енисейско-Хатангская ГНП	Енисейско-Хатангский и Лено-Анабарский прогибы	J – K	*MZ*
Лено-Вилюйская ГНП	Вилюйская гемисинеклиза	J –T –P	*PZ*
Лено-Тунгусская НГП	*Тунгусская синеклиза*	*R –V -кембрий*	*PZ*

Окончание табл. 6.2

1	2	3	*4*
ПРОВИНЦИИ ПЕРЕХОДНЫХ ТЕРРИТОРИЙ			
Предкарпатская НГП	Предкарпатский предгорный прогиб	J – K – палеоген – N	*MZ, KZ*
Предуральская НГП	Предуральский краевой прогиб	D –C –P	*PZ*
Предверхоянская ГП	Предверхоянский краевой прогиб	J	*MZ*
Предкавказская НГП	Предкавказский краевой прогиб	J – K – палеоген – N	*MZ, KZ*
Причерноморско-Крымская ГНО	Зона сочленения Восточно-Европейской и Скифской платформ, Преддобруджский и Карникитско-Северокрымский прогибы	K_1 – олигоцен –N_1	*MZ, KZ*
ПРОВИНЦИИ СКЛАДЧАТЫХ ТЕРРИТОРИЙ			
Южно-Каспийская НГП: Закавказская НГО – Западно-Туркменская НГО	Закавказский межгорный прогиб; Западно-Туркменская межгорная впадина;	K – палеоген – N N	*MZ, KZ* *KZ*
Тяньшань Памирская НГП	Межгорные впадины Тяньшаня и Памира	J – K – палеоген – N	*MZ, KZ*
Охотская (Дальневосточная) НГП	Антиклинории и синклинории о-ва Сахалин	палеоген – N	*KZ*
ПРОВИНЦИИ АКВАТОРИЙ			
Восточно-Арктическая ПНГП	Восточно-Арктическая краевая плита и шельфовые окраины, поднятия и прогибы	Палеоген; K –J –T – P – C –D – S – V – рифей	*MZ, KZ, PZ*
Южно-Чукотская ПНГП	Чукотский прогиб	K – P – C	*MZ*
Притихоокеанская ПНГП	*Глубоководные впадины Берингова моря, Прикамчатско-Прикурильская акватории Тихого океана*	*Миоцен – олигоцен – эоцен*	*KZ*

Все провинции имеют различное промышленное значение. Основные по добыче – Западно-Сибирская НГП, Волго-Уральская НГП, Прикаспийская, Тимано-Печорская и Туранская провинции. Большой потенциал возможности открытия новых месторождений УВ имеют провинции Восточной Сибири и Дальневосточного региона. Не исчерпаны возможности и старейших нефтегазоносных провинций – Закавказской, Предкарпатской, Западно-Туркменской др.

В последнее десятилетие возрастающую роль в развитии нефтегазодобывающей промышленности России приобретают Баренцевоморская и другие перспективные провинции и области, приуроченные к шельфам и акваториям морей.

Последние отличаются особым своеобразием, так как представляют собой территории, связанные с шельфами (акваториями) арктических морей России, общей площадью 3,5 млн.км^2, шельфом Притихоокеанским (2,2 млн км^2) и Охотского моря площадью 1,5 млн км^2.

Их освоение в настоящее время представляет сложную проблему ввиду неблагоприятных природно-климатических условий, слабой изученности геолого-геофизическими исследованиями и бурением, но где уже открыты крупнейшие по запасам месторождения газа и нефти, разработка которых требует огромных финансовых вложений [50].

6.3. Нефтегазогеологическое районирование территорий (НГГР)

Нефтегазоносность любой территории – это свойство седиментационного бассейна, возникающее на определенных этапах его развития и зависящее в значительной мере от пространственно-временного соотношения факторов, которые контролируют существование очагов нефтегазообразования, зон нефтегазонакопления и динамической обстановки [63].

Научно-обоснованное нефтегазогеологическое районирование позволяет объективно оценивать перспективу нефтегазоносности любой территории, служит базой для подсчета запасов УВ-сырья и помогает при раздельном прогнозировании размещения нефтяных и газовых скоплений в земной коре.

От правильности геологических принципов нефтегазогеологического районирования зависят: *поисковые критерии таких скоплений нефти и газа, открытие которых определяет развитие нефтяной и газовой промышленности на долгие годы; правильный выбор направления разведочных работ; повышение эффективности геологоразведочных работ; долговременное прогнозирование открытия новых месторождений УВ.*

Два направления нефтегеологического районирования. Принципы выделения и классификации нефтегазоносных территорий были впервые предложены и разработаны И.М. Губкиным. В отечественной геологической литературе дальнейшим разработкам принципов районирования территорий, обладающих нефтегазоносным потенциалом были посвящены работы И.М. Губкина, И.О. Брода, А.А. Бакирова, М.И. Варенцова, Н.Б. Вассоевича, И.В. Высоцкого, В.Б. Оленина, Г.Е. Рябухина, А.В. Ульянова, Г.А. Хельквиста; А.А. Трофимука, Н.А. Еременко, Н.Ю. Успенской, В.И. Хаина и мн. других [2; 4; 7; 9; 21; 25; 27; 37; 42; 115; 123].

В 1934 году, одним из первых, принципы выделения крупных нефтегазоносных территорий сформулировал И.М. Губкин, предложивший выделять геологические провинции, области и районы [32].

В 1953 году И.О. Бродом в качестве основной единицы районирования было предложено использовать нефтегазоносный бассейн [9].

Эти две точки зрения предопределили в процессе теоретической разработки вопроса о нефтегеологическом районировании нашей страны два различных подхода к оценке нефтегазоносности перспективных площадей и выбору основных направлений нефтегазопоисковых работ.

Согласно первому подходу, в основе районирования лежит понятие о нефтегазоносных провинциях, приуроченных к крупным геоструктурным элементам земной коры различных типов. Согласно второму направлению за основу нефтегеологического районирования принято представление о нефтегазоносных бассейнах, приуроченных к областям впадин в современной структуре исследуемых территорий.

В 1973 г. был рекомендован «геотектонический принцип с выделением в пределах исследуемых территорий крупных геоструктурных элементов, с которыми могут быть связаны регионально нефтегазоносные территории».

При нефтегеологическом районировании необходимо выделить все встречающиеся в природе генетические типы региональных нефтегазоносных территорий, приуроченных как

к региональным впадинам, так и к региональным поднятиям. Этому принципу отвечает общая схема нефтегеологического районирования, предложенная А.А. Бакировым (1976 г.) и положенная в основу нефтегеологического районирования [25].

Исходя из планетарной приуроченности региональных нефтегазоносных территорий мира к различным геоструктурным элементам земной коры (своды, впадины, прогибы, мегавалы и т. д.), А.А. Бакировым разработана классификация региональных нефтегазоносных территорий и соподчиненность различных единиц нефтегазогеологического районирования.

При выделении и классификации крупных нефтегазоносных территорий и изучении закономерностей их размещения в земной коре в качестве главных предпосылок А.А. Бакировым предложено учитывать:

1) *региональную тектонику и палеотектонику (современное геотектоническое строение исследуемой территории, особенности формирования слагающих ее крупных геоструктурных элементов во времени и пространстве;*
2) *палеогеографические и формационные условия накопления осадков в различных частях бассейна седиментации в течение каждого отрезка времени геологической истории (века, эпохи и т. д.);*
3) *палеогидродинамические и палеогидрогеологические условия бассейна седиментации [5; 16; 25].*

Среди факторов, определяющих процессы *нефтегазообразования* и *нефтегазонакопления*, ведущая роль принадлежит региональной тектонике, где режим и направленность тектонических движений во времени и пространстве определяют:

- *пространственное размещение крупных бассейнов седиментации, особенности их изменений в литолого-фациальном плане;*
- *образование различных структурных форм, которые могут служить ловушками УВ;*
- *пространственное расположение береговых линий, границ выклинивания пластов по восстанию, стратиграфических несогласий и других геологических явлений, с которыми связано формирование залежей УВ литологического и стратиграфического типов;*
- *возникновение и развитие процессов миграции нефти и газа и изменение общей направленности ее в пространстве и во времени в тесной связи с палеогидрогеологическими факторами [25].*

Таким образом, нефтегазогеологическое районирование должно основываться на тектоническом принципе с выделением в пределах исследуемых территорий в качестве ее основных соподчиненных элементов крупных геоструктурных форм, характеризующихся определенными особенностями геологического строения и историей развития.

Основываясь на тектоническом принципе, А.А. Бакировым в качестве основных единиц нефтегазогеологического районирования в платформенных и складчатых территориях выделены нефтегазоносные провинции, области, районы и зоны нефтегазонакопления (рис. 6.2).

При изучении региональных закономерностей крупных нефтегазоносных территорий и примыкающих к ним акваторий в качестве основных геологических предпосылок признаны:

- *региональная тектоника и палеотектоника, а именно современное геотектоническое строение исследуемой территории, а также особенности развития региональных тектонических движений в ее пределах в течение отдельных отрезков времени геологической истории;*
- *характер формаций осадочных образований, развитых на исследуемой территории и акватории.*

В основу определения отдельных элементов районирования положены геологические особенности той или иной территории, определяемые в конечном итоге ее нефтегазоносность. Исходя из этого принципа выделяют следующие элементы нефтегазового районирования: *нефтегазоносный пояс; нефтегазоносная мегапровинция; нефтегазоносная провинция* ***(НГП);*** *нефтегазоносная область* ***(НГО);*** *нефтегазоносный район* ***(НГР);*** *зона нефтегазонакопления* ***(ЗНГН);*** *месторождение нефти/газа; залежь углеводородов.*

> ***Нефтегазоносный пояс*** *– совокупность нефтегазоносных провинций в пределах той или иной системы складчатости, генетически связанных с ее формированием (например, нефтегазоносные пояса, приуроченные к герцинской, или мезозойской, или альпийской складчатости).*

В нефтегазоносные пояса **объединены группы, входящие в состав единой нефтегазоносной провинции. В складчатых областях выделяют пояса, приуроченные к системам: герцинской складчатости Аппалачей и Урала; мезозойской складчатости Скалистых гор, Юго-Восточной Азии; альпийской складчатости Альпийско-Гималайской системы, Анд и т. п.**

> ***Мегапровинция*** *– обширная по площади и объему осадочного выполнения территория, охватывающая целиком платформу или значительную ее часть с прилегающими к ней перикратонными частями и краевыми прогибами, включающими несколько принципиально близких по набору формаций и возрасту основных продуктивных комплексов провинций, в отдельных случаях только одну провинцию, обладающую крупными потенциальными ресурсами углеводородов.*

На территории России крупнейшими мегапровинциями являются: 1) **Западно-Сибирская**; 2) **Восточно-Сибирская (**включающая Лено-Тунгусскую, Енисейско-Хатангскую, Лено-Вилюйскую и Ангаро-Ленскую провинции); 3) **Восточно-Европейская** или **Русская** (включающая Тимано-Печорскую, Волго-Уральскую, Прикаспийскую, Днепрово-Припятскую, Прибалтийскую провинции); 4) **Скифско-Туранская** (включающая Амударьинскую, Северо-Кавказско-Мангышлакскую провинции и Северо-Устюртскую СНГО), которые приурочены к крупнейшим тектоническим элементам – одноименным платформам и насчитывающие в своем составе провинции палеозойского и мезозойского накопления [50; 72].

> ***Нефтегазоносная провинция*** *– значительная по размерам и стратиграфическому объему осадочного выполнения обособленная территория, приуроченная к одной или группе смежных крупных геотектонических структур (антеклизе, синеклизе, авлакогену и т. п.), объединяющая ассоциацию смежных нефтегазоносных областей обладающих сходными чертами геологического строения и развития, общностью стратиграфического диапазона нефтегазоносности, близкими геохимическими, литолого-фациальными и гидрогеологическими условиями, а также большими возможностями генерации и аккумуляции углеводородов.*

В основу районирования *нефтегазоносных провинций (НГП)* положены крупные геоструктурные элементы – своды, впадины (внутриплатформенные, краевые, межгорные), погребенные кряжи моноклинальные склоны – для выделения нефтегазоносных областей, и возраст нефтегазоносных свит и общность региональной тектоники для выделения провинций, объединяющих смежные области.

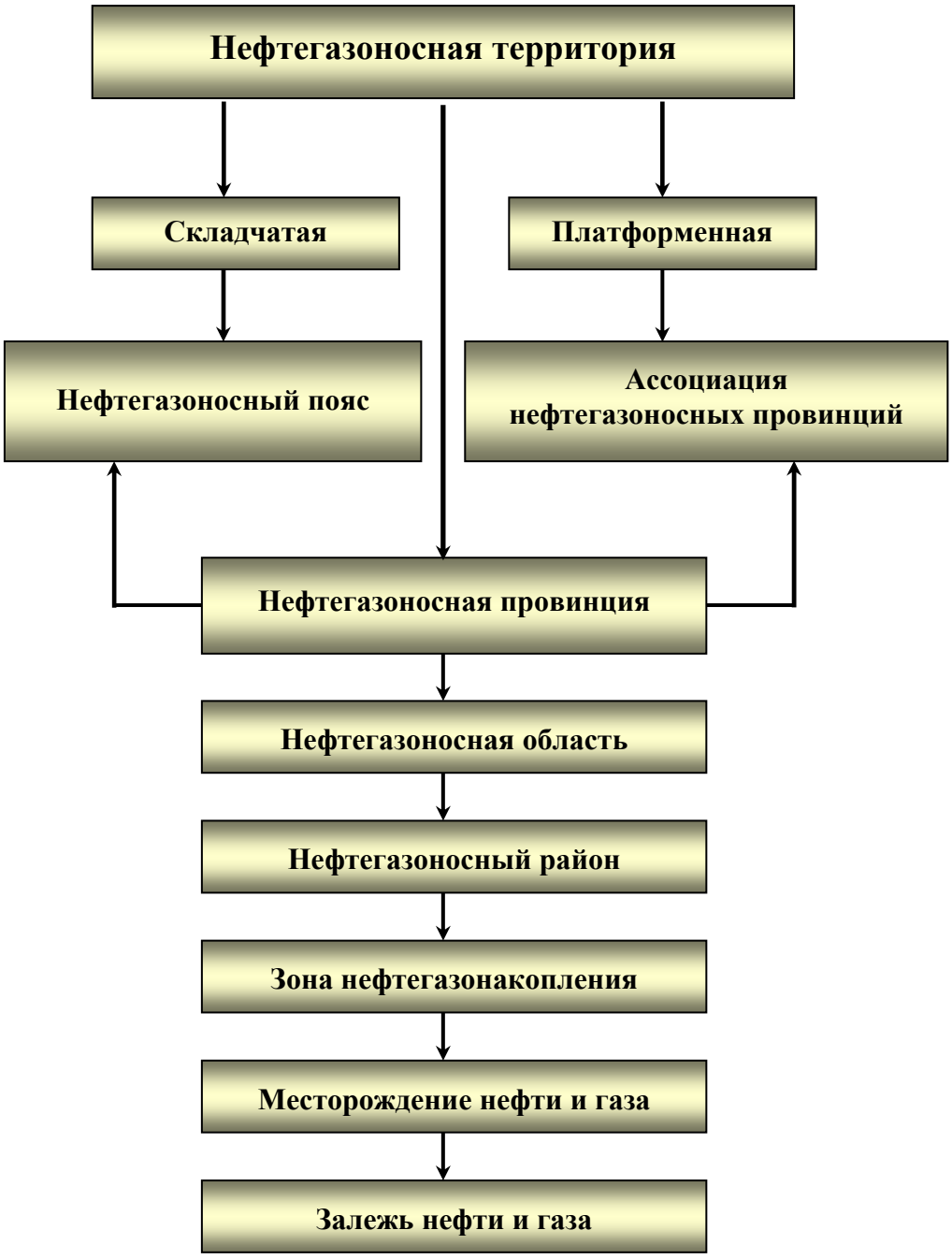


Рис. 6.2. Общая схема нефтегазогеологического районирования (по А.А. Бакирову, 1976 г.)

Для большинства провинций и областей стратиграфический интервал, включающий группу нефтегазоносных толщ и разделяющих их слоев, рассматривается в качестве регионально нефтегазоносного комплекса. С учетом основных регионально нефтегазоносных комплексов выделяются провинции преимущественно палеозойского, мезозойского и кайнозойского нефтегазонакопления

Смежные нефтегазоносные провинции, могут отличаться по эпохам регионального нефтегазообразования (по диапазону нефтегазоносности разреза осадочных образований); возрастом консолидации складчатого фундамента на платформах и возрастом формирования складчатости и интенсивного погружения краевых частей платформ в складчатых областях и краевых прогибах.

Все нефтегазоносные провинции по общегеологическим принципам подразделяются на платформенные, складчатые и переходные провинции.

Главным признаком отдельной нефтегазоносной провинции является региональная нефтегазоносность крупных литолого-стратиграфических подразделений в течение определенных отрезков геологической истории [23; 69].

Нефтегазоносные области (НГО) платформенных территорий, приуроченные обычно к крупному региональному тектоническому элементу делятся на: 1) области сводовых поднятий, 2) области внутриплатформенных впадин изометрического строения, 3) области линейно вытянутых грабенообразных впадин – авлакогенов.

Среди нефтегазоносных областей складчатых и переходных территорий выделяются области: а) предгорных впадин, б) внутрискладчатых (межгорных) впадин.

> ***Нефтегазоносная область*** *– входящая в состав провинции территория, приуроченная к одному из крупных геоструктурных элементов (своду, мегавалу, ступени, впадине), характеризующихся общностью геологического строения и геологической история развития, включая палеогеографические и литолого-фациальные условия нефтегазообразования и нефтегазонакопления в течение крупных отрезков геологической истории. Иногда выделяется в ранге самостоятельной единицы при нефтегазогеологическом районировании.*

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

> ***Зона нефтегазонакопления*** *– ассоциация смежных и сходных по геологическому строению месторождений нефти и газа, приуроченных к определенной и в целом единой группе связанных между собой локальных ловушек. В зависимости от генетического типа составляющих зоны нефтегазонакопления ловушек они подраздёляются на структурные, литологические, стратиграфические и рифогенные.*

Главным исходным признаком выделения ЗНГН является районирование по фактической концентрации реально присутствующих месторождений нефти и газа.

Главными критериями выделения и последующей оценки зон доказанного нефтегазонакопления являются:

- *количество месторождений в пределах зоны (не менее 2-х месторождений);*
- *площадь зоны, углеводородные ресурсы, их плотность;*
- *фазовое состояние УВ в зоне и различие в фазовом состоянии между отдельными месторождениями, входящими в пределы одной ЗНГН;*
- *этаж нефте-, газоносности;*
- *возраст коллекторов;*
- *размеры наибольшего месторождения в зоне;*
- *данные по нефтематеринским свитам (НМС), такие как тип, распространение, уровень катагенетических преобразований.*

Зоны нефтегазонакопления (ЗНГН), различаемые в пределах нефтегазоносных областей могут быть приурочены: 1) к валоподобным поднятиям – на платформах и в переходных областях; 2) к антиклинориям – в складчатых областях; 3) к зонам выклинивания отдельных литолого-стратиграфических комплексов или замещения проницаемых пород непроницаемыми; 4) к зонам развития рифогенных образований; 5) к зонам стратиграфических несогласий; 6) к зонам развития региональных дизъюнктивных нарушений; 7)

к зонам тектонической трещиноватости; 8) к зонам развития погребенных песчаных прибрежных образований (бары); 9) к зонам развития солянокупольных структур.

В одной и той же нефтегазоносной области нередко встречается несколько генетических типов зон нефтегазонакопления. Для некоторых наиболее изученных областей принято выделять нефтегазоносные районы, включающие несколько зон нефтегазонакопления, связанных территориально и имеющих обычно близкое геологическое строение.

Единой общепринятой классификации зон нефтегазонакопления не разработано. В опубликованных работах и монографиях в понятие ***«зона нефтегазонакопления***» часто вкладывается различное содержание и объем, иногда весьма произвольные.

В настоящее время одним из основных принципов выделения зон нефтегазонакопления, по мнению большинства исследователей, является преобладающим генетический или морфологический тип ловушек нефти и газа. При этом признается необходимость генетического единства процессов образования залежей нефти газа в пределах выделенных зон, а также процессов дальнейшей эволюции и сохранности уже образованных залежей.

Многие исследователи (А.А. Бакиров, А.Э. Конторович, Б.А. Соколов, А.А. Трофимук и др.) указывали на необходимость выделения зон нефтегазонакопления не только в пределах определенного тектонического элемента, но и в пределах определенной части разреза, где процессы образования и сохранности залежей протекали более-менее автономно, или характеризовались значительным сходством [27; 110]. Таким частям разреза более всего соответствуют региональные нефтегазоносные комплексы (по Э.А. Бакирову) или региональные нефтегазоносные резервуары (по А.Э. Конторовичу и др.).

Поэтому зону нефтегазонакопления, можно отождествлять как часть нефтегазоносной области, соответствующей пространственно обособляемому участку развития нефтегазоносного комплекса, характеризующейся единым типом ловушек, условиями и механизмом образования залежей углеводородов, а также сохранности в течение последующих этапов геологической истории.

Основой для выделения зон нефтегазонакопления служат границы распространения залежей определенного типа, выделенные с учетом их палеотектонического и современного структурного положения [25; 27; 110]. Любая зона нефтегазонакопления представляет собой систему ловушек разного типа, в которых в соответствии с принятой моделью формирования месторождений УВ можно предполагать наличие промышленных скоплений нефти и газа, сохранившееся до наших дней.

Системы ловушек существуют в пределах межбассейновых территорий, крупных сводов, протяженных валов и других пликативных структурных форм. Ими могут быть зоны регионального выклинивания проницаемых комплексов или отдельных свит, зоны приразломного выщелачивания и трещиноватости, цепочки рифов. Не всегда их расположение контролируется современным структурным планом.

Основным принципом выделения зон нефтегазонакопления является генетический или морфологический тип ловушек нефти и газа.

В основу классификации зон нефтегазонакопления А.А. Бакировым положен принцип выделения генетически различных их типов с учетом геологических факторов, обуславливающих особенности формирования зон каждого типа. В соответствии с классами залежей, выделены и аналогичные типы зон нефтегазонакопления (табл. 6.3).

А.Н. Дмитриевским (1988 г.) была предложена генетическая классификация зон нефтегазонакопления, учитывающая их основные генетические типы, отражающая специфику процессов нефтегазообразования, накопления и сохранности залежей (табл. 6.3).

Зоны нефтегазонакопления региональных поднятий. Наиболее широко распространены во многих нефтегазоносных провинциях. Их формирование обусловлено наличием региональных линейно вытянутых поднятий, состоящих из ряда локальных ан-

тиклинальных генетически связанных между собой структур двух типов – поднятий унаследованного и поднятий инверсионного развития. Первые характеризуются соответствием структурных планов регионально нефтегазоносных этажей и ареалов нефтегазоносности отложений разных литолого-стратиграфических комплексов, участвующих в их строении. Вторые отличаются несоответствием и часто обратным соотношением структурных поверхностей крупных литолого-стратиграфических комплексов, что обуславливает пространственное несовпадение ареалов нефтегазоносности различных стратиграфических подразделений.

Валоподобные поднятия унаследованного развития характеризуются оптимальными показателями для образования многоэтажных зон регионального нефтегазонакопления (*Самотлорская зона нефтегазонакопления, Уренгойская зона газоконденсатных верхнемеловых залежей (Нижнепурский мегавал) в Западной Сибири).*

Зоны нефтегазонакопления региональных разрывных нарушений генетически приурочены к крупным разрывным дислокациям, осложняющим борта внутриплатформенных впадин, а также сводовых и линейно вытянутых поднятий. Месторождения приурочены к этим локальным структурам, которые цепочкообразно несколькими рядами протягиваются вдоль системы сбросов на сотни километров. Наиболее крупные скопления нефти и газа, как правило, связаны с опущенными крыльями системы сбросов.

Региональные разрывные нарушения играют роль экранов, способствующих формированию зон регионального нефтегазонакопления. Иногда являются дополнительными путями миграции УВ.

Зоны нефтегазонакопления районов регионального развития трещиноватости. Нефтегазонасыщенность пород полностью предопределяется степенью трещиноватости. Вследствие неравномерной трещиноватости пород начальные дебиты скважин сильно колеблются даже в пределах одной площади. В зонах развития главных систем трещин начальные суточные дебиты скважин составляют сотни тонн, а на участках с пониженной трещиноватостью падают до нескольких тонн. При разработке залежей нефти подобных зон широко применяется метод гидравлического разрыва, благодаря которому многие, даже первоначально «сухие», скважины начинают давать промышленные притоки нефти.

Таблица 6.3

Основные генетические типы зон нефтегазонакопления (по А.А. Бакирову, 1959 г)

Класс	Группа	*Подгруппа*
1. Структурный	*Зоны, формирование которых связано:* *– с региональными линейно-вытянутыми положительными структурами;* *– с региональными разрывными нарушениями;* *– с зонами регионального развития трещиноватости с соляной тектоникой*	*Зоны, приуроченные:* *– к валоподобным поднятиям платформенных областей унаследованного развития;* *– к валоподобным поднятиям платформенных областей инверсионного развития;* *– к антиклинориям складчатых областей унаследованного развития;* *– к антиклинориям складчатых областей инверсионного развития;* *– к зонам солянокупольных структур;* *– к погребенным поднятиям межкупольных пространств*

Окончание табл. 6.3

Класс	Группа	*Подгруппа*
2. Рифогенный	Зоны, формирование которых связано с рифогенными образованиями	
3. Литологический	Зоны, формирование которых связано: – с региональным изменением литологии и физических свойств коллекторов, с выклиниванием их по восстанию; – с прибрежными песчаными образованиями древних морей	*Зоны, приуроченные:* *– к участкам замещения проницаемых отложений слабо непроницаемыми;* *– к участкам регионального выклинивания литолого-стратиграфических комплексов на склонах поднятий и впадин;* *– к прибрежным песчаным валообразованиям древних морей типа баров;* *– к песчаным прибрежно-дельтовым образованиями палеорек*
4. Стратиграфический	Зоны, приуроченные к участкам регионального срезания и несогласного перекрытия коллекторов слабо непроницаемыми породами	–
5. Литолого-стратиграфический	*Зоны, приуроченные к участкам выклинивания литолого-стратиграфических комплексов, несогласно перекрытых слабопроницаемыми отложениями более молодого возраста*	

Таблица 6.4

Генетическая классификация зон нефтегазонакопления (по А.Н. Дмитриевскому, 1989)

Генетические классификационные признаки	Классы и подклассы зон нефтегазонакопления	
I. По преобладающему типу локальных ловушек	Структурные Литолого-стратиграфические Литологические	
II. По времени образования локальных ловушек УВ относительно процессов осадконакопления	Конседиментационные Постседиментационные Смешанного генезиса	
III. По пространственному отношению к основным источникам генерации УВ	Собственно генерационные	
	Внешнегенерационные	Монофронтальные
		Полифронтальные
IV. По сохранности залежей	Хорошей сохранности Удовлетворительной сохранности Слабой сохранности Плохой сохранности	
V. По фазовому состоянию УВ в залежах	Газовые, газоконденсатные Газоконденсатные с нефтяной оторочкой Нефтегазоконденсатные	
VI. По перспективам нефтегазоносности	Высокоперспективные	
	Перспективные	I категории II категории III категории

Зоны нефтегазонакопления территорий развития соляной тектоники. Обычно имеют внешне неправильные очертания, расположены в краевых платформенных впадинах типа Прикаспийской и Примексиканской. Могут быть связаны с ассоциациями вытянутых структур, осложненных соляной тектоникой (Днепровско-Донецкая впадина).

Особенности очертаний этих зон обусловливаются строением крупных структурных элементов, к которым они приурочены.

Месторождения приурочены к солянокупольным структурам. В пределах этих зон крупные скопления нефти и газа могут быть связаны также с погребенными структурами, расположенными в межкупольных пространствах.

Зоны нефтегазонакопления ассоциаций рифогенных образований. Обычно рифовые массивы цепочкой протягиваются параллельно господствующим простираниям вмещающих их крупных структурных элементов и в совокупности образуют крупные зоны регионального развития рифогенных образований.

Рифовые тела имеют различные гипсометрические отметки; среди них встречаются как погребенные, так и выведенные на дневную поверхность одиночные и групповые массивы, связанные между собой перешейками.

Рифовые зоны могут протягиваться на сотни километров и состоять из многих десятков массивов. При разведке отдельными поисковыми скважинами одновременно нескольких крупных рифов, расположенных в разных частях исследуемой зоны, можно предварительно оценить нефтегазоносность зоны в целом и выявить с меньшими затратами оптимальные условия концентрации ресурсов нефти и газа.

Зоны нефтегазонакопления литологического типа. Связаны с региональным изменением литологии и физических свойств коллекторов или с выклиниванием их по восстанию, чаще всего формируются: – в платформенных областях – на склонах региональных валоподобных и сводовых поднятий, а также в бортовых частях региональных впадин и прогибов; – и складчатых и переходных областях – на бортах межгорных впадин и на склонах антиклинориев.

Зоны, приуроченные к прибрежным песчаным резервуарам древних морей. В прибрежной части морских бассейнов, как правило формируется два типа резервуаров, с которыми связаны зоны нефтегазонакопления. Это погребенные песчаные валообразные баровые комплексы и песчаные прибрежно-дельтовые отложения древних речных систем. Особенностями таких резервуаров являются узкие вытянутые формы залегания, кулисообразное залегание в разрезе, резкие фациальные границы, плоское основание и выпуклая кровля.

Форма любого песчаного тела – параметр переменный, изменившийся не один раз под воздействием многих факторов.

Характерной особенностью песчаных тел, сформированных в прибрежной мелководной части бассейнов, является их частая миграция и вследствие этого изменение их первоначальной формы и количественного соотношения фаций и их последовательностей в разрезе и по площади. Особенностью таких резервуаров является практическая невозможность определения генезиса и первичной морфологии покровных аккумулятивных форм.

Первоначальная пространственная форма и размеры песчаных тел прибрежного генезиса служат прямым нефтепоисковым признаком только в очень редких случаях – при условии, что они были стабилизированы в течении какого-либо отрезка геологического времени.

Зоны нефтегазонакопления стратиграфического типа. Их формирование обусловливается несогласным перекрытием отдельных литолого-стратиграфических комплексов более молодыми, практически газо-нефтенепроницаемыми отложениями.

Месторождение углеводородов (УВ) *– пространственно ограниченный участок недр, содержащий залежь или совокупность залежей, приуроченных к одной или нескольким ловушкам, расположенным на одной локальной площади.*

Термин ***«месторождение нефти и газа»*** не следует понимать в буквальном смысле, так как нефть и газ в течение геологического времени могут перемещаться на значительное расстояние от места своего рождения. Участки недр, где в настоящее время обнаруживаются скопления нефти и газа, по существу являются не местом их рождения, а местом формирования их залежей. Скопление нефти и газа может состоять из одной залежи – *однозалежное* и из нескольких залежей – *многозалежное* [25; 63].

По величине извлекаемых запасов нефти и балансовых запасов газа месторождения делятся на *уникальные, крупные, средние и мелкие* (табл. 6.5)

Таблица 6.5

Классификация запасов месторождений нефти и газа по размерам

Месторождения	Запасы	
	Извлекаемые нефти, млн. т	Балансовые газа, млрд. м3
Уникальные	Свыше 300	Свыше 500
Крупные	30–300	30–500
Средние	10–30	10–30
Мелкие	До 10	До 10

По сложности геологического строения, условиям залегания и выдержанности продуктивных пластов независимо от величины запасов выделяются месторождения (залежи):

1) ***простого строения****, связанные с ненарушенными или слабонарушенными структурами, продуктивные пласты которых характеризуются выдержанностью толщин и коллекторских свойств по площади и разрезу;*
2) ***сложного строения****, характеризующиеся невыдержанностью толщин и коллекторских свойств продуктивных пластов по площади и разрезу или литологическими замещениями коллекторов плохо проницаемыми породами или наличием тектонических нарушений;*
3) ***очень сложного строения****, для которых характерны как литологические замещения или тектонические нарушения, так и невыдержанность толщин и коллекторских свойств продуктивных пластов.*

Сложность геологического строения месторождений устанавливается исходя из соответствующих характеристик основных залежей, заключающих основную часть (больше 70 %) запасов месторождения. Размеры и сложность строения месторождений определяют методику разведочных работ, их объемы и экономические показатели разведки и разработки.

По приуроченности к различным типам ловушек УВ А.А. Бакиров предложил выделять генетические типы месторождений нефти и газа: ***структурный, рифогенный, литологический, стратиграфический, литолого-стратиграфический*** [5].

Залежь нефти и газа *– естественное локальное единичное скопление УВ в одном или группе пластов, контролируемое единым (общим) ВНК или ГВК.*

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 (га-

зовая 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).

Нефтегазоносные провинции, области, районы и зоны нефтегазонакопления относятся к региональным, а месторождения и залежи относятся к локальным скоплениям нефти и газа.

Пласты, горизонты, комплексы, продуктивность которых еще не доказана, но предполагается, называют «нефтегазоперспективными» пластами, горизонтами и комплексами.

Для территорий с еще не выявленной промышленной нефтегазоносностью используется термин «перспективная территория» (центральные районы России, Тунгусская синеклиза, Камчатка, Северо-Восточные районы и др.).

Таблица 6.6

Основные генетические типы месторождений нефти и газа (по А.А. Бакирову и др., 1958 г.)

Класс	*Группы и подгруппы*
1. Структурный	*Местоскопления приурочены:* • *к антиклинальным структурам простого не нарушенного строения;* • *к антиклинальным структурам с несоответствием структурных планов отдельных стратиграфических подразделений;* • *к структурам со смещением сводовых частей отдельных литолого-стратиграфических подразделений;* • *к структурам с существенно различным строением отдельных структурных этажей;* • *к антиклинальным структурам, осложненным разрывными дислокациями;* • *к антиклинальным структурам, осложненным соляной тектоникой;* • *к антиклинальным структурам, осложненным диапиризмом или грязевым вулканизмом;* • *к структурам с открытым грязевым вулканом или открытым диапировым ядром;* • *к структурам с погребенным грязевым вулканом или криптодиапиром;* • *к антиклинальным структурам, осложненным вулканогенными образованиями;* • *к моноклиналям;* • *к синклиналям*
2. Рифогенный	• *к одиночным рифовым массивам;* • *к группе (ассоциации) рифовых массивов*
3. Литологический	• *к участкам выклинивания или к зонам литологической изменчивости пластов-коллекторов (литологически-экранированные);* • *к участкам выклинивания пласта-коллектора по восстанию пластов;* • *к участкам замещения проницаемых пород непроницаемыми или к проницаемым, породам запечатанным асфальтом;* • *к прибрежным песчаным образованиям палеоморей;* • *к песчаным образованием русел палеорек;* • *к прибрежным песчаным валоподобным образованиям ископаемых баров;* • *к линзообразно-залегающим пластам-коллекторам*
4. Стратиграфический	*к участкам стратиграфических несогласий:* • *на антиклинальных структурах;* • *на моноклиналях;* • *на эродированной поверхности погребенных выступов палеорельефа*
5. Литолого-стратиграфический	• *к участкам выклинивания пластов-коллекторов, срезанных эрозией и перекрытых со стратиграфическим несогласием непроницаемыми отложениями более молодого возраста*

Нефтегазогеологическое районирование проводится не только пространственно, но и в геологическом разрезе исследуемых территорий. Основными единицами нефтегазогеологического расчленения разреза нефтегазоносных территорий являются: *нефтегазоносная формация, региональный, субрегиональный, зональный нефтегазоносный комплексы, нефтегазоносный горизонт, нефтегазоносный пласт.*

> ***Нефтегазоносная формация*** *– естественноисторическая ассоциация горных пород, генетически связанных между собой во времени и пространстве по региональным палеогеографическим и палеотектоническим условиям, благоприятным для развития процессов нефтегазообразования и нефтегазонакопления.*

В каждой НГП выделяются ***нефтегазоносные комплексы (НГК),*** в которых сосредоточена основная масса выявленных на данной территории месторождений УВ. Нефте- и газосодержащие комплексы расположены, как правило, выше нефте- и газоматеринских пород (на 0,4–0,8 км).

Стратиграфические комплексы, характеризующиеся региональной нефтегазоносностью в пределах обширных территорий, охватывающих несколько региональных геоструктурных элементов А.А. Бакиров предложил называть регионально нефтегазоносными комплексами. В зависимости от характера распространения нефтегазоносные комплексы могут подразделяться на региональные, субрегиональные и зональные [25].

> ***Региональный нефтегазоносный комплекс (РНГК)*** *– это литолого-стратиграфический комплекс пород в составе нефтегазоносных формаций, характеризующийся региональной нефтегазоносностью в пределах обширных территорий, охватывающих ряд смежных крупных структурных элементов (своды, впадины и др.) и нередко развитых в пределах целых геологических провинций.*

> ***Субрегиональный нефтегазоносный комплекс*** *– литолого-стратиграфический комплекс пород в составе нефтегазоносных формаций, который нефтегазоносен только в пределах одной нефтегазоносной области, приуроченной к одному из крупных структурных элементов.*

> ***Зональные нефтегазоносные комплексы*** *– определенные литолого-стратиграфические комплексы, нефтегазоносные только в пределах отдельных районов или зон нефтегазонакопления.*

В разрезе осадочных образований каждой провинции или бассейна содержится, как правило, несколько НГК, характеризующихся региональной нефтегазоносностью в пределах обширных территорий. Ареалы нефтегазоносных комплексов в одних случаях совпадают, в других – территориально смещены. Их пространственное соотношение в пределах крупных территорий при прочих равных условиях зависит от: 1) режима и направленности колебательных движений крупных геотектонических элементов в пределах изучаемой территории; 2) от коллекторских свойств пород и характера пространственной неоднородности; 3) от строения и мощности региональных покрышек, перекрывающих каждый РГНГК.

> ***Нефтегазоносный горизонт*** *представляет собой группу перекрытых зональной покрышкой и гидродинамически связанных пластов внутри нефтегазоносного комплекса.* ***Нефтегазоносным пластом*** *называется толща проницаемых пород-коллекторов, ограниченных сверху (в кровле) и снизу (в подошве) флюидоупорами.*

В природе все категории скоплений УВ (залежи, месторождения, зоны нефтегазонакопления, нефтегазоносные районы» области и т. д.) теснейшим образом взаимосвязаны и находятся в определенных структурных и генетических соотношениях.

Возникновение и развитие процессов нефтегазообразования в пределах крупных геоструктурных элементов в течение каждого рассматриваемого промежутка геологического времени контролируется не только режимом региональных тектонических движений, при котором формируются определенные генетические типы структурных элементов, но и литолого-фациальными, геохимическими а также палеогеографическими условиями осадконакопления. Поэтому для научно обоснованной оценки перспектив нефтегазоносности любой территории необходимо комплексное изучение всех названных факторов [25].

Процесс нефтегазообразования и формирования скоплений УВ не уникальное явление, нефть встречается во всех геологических системах. В распределении нефтяных скоплений наблюдается многоэтажность, обусловленная процессами образования УВ в недрах земной коры.

В пределах каждой нефтегазоносной провинции основные залежи нефти и газа приурочены к определенным литолого-стратиграфическим комплексам, включающим нефтегазопродуцирующие свиты, породы-коллекторы, породы-покрышки и характеризующимся региональной нефтегазоносностью.

РНГК могут быть терригенными, карбонатными, морскими, прибрежными, континентальными и т. д. Но все они должны формирование в субаквальной среде в анаэробной геохимической обстановке.

Пространственное совпадение ареалов нефтегазоносности в отложениях нескольких нефтегазоносных этажей разного возраста наблюдается в случае, когда общая направленность и режим тектонических движений крупных геоструктурных элементов были одинаковы, а каждый нефтегазоносный этаж содержал пласты-коллекторы. Ареалы региональной нефтегазоносности приурочены к тем территориям, где:

- *накопление осадков в течении определенного времени происходило в субаквальной среде, в определенной геохимической обстановке в фазу прогибания и амплитуды прогибания в начальную фазу были значительными;*
- *в фазу восходящих движений, рассматриваемая часть разреза не попадала в зону активного водообмена и аэрации.*

Перечисленные закономерности распространения в пространстве РНГК в зависимости от определенных палеогеографических и палеотектонических условий характерны для всех нефтегазоносных территорий и являются основой для научного прогнозирования нефтегазоносности недр.

Среди формаций, характеризующихся широким распространением и благоприятными условиями (наличием нефтегазоматеринских толщ, пород-коллекторов и др.) для формирования скоплений УВ в платформенных, переходных и складчатых областях типичными являются:

- *песчано-глинистые и карбонатные древних платформ;*
- *песчано-глинистые угленосные, песчано-глинистые глауконитовые, реже карбонатные и карбонатно-терригенные молодых платформ,*
- *угленосные, карбонатные, терригенно-карбонатные, терригенно-туффито-кремнистые, тонкая моласса геосинклинальных и переходных территорий (рис. 6.3).*

Для **формаций платформенных территорий** характерными чертами является относительно небольшая мощность, обширная территория распространения, формирование преимущественно в мелководно-морских, прибрежных и континентальных условиях при небольшой скорости седиментации (первые метры, десятки метров в 1 млн. лет), практически полным отсутствием эффузивов в разрезах и низкой степенью литифицированности отложений.

Рис. 6.3. Схема распространения нефтегазоносных формаций в провинциях различного типа (по А.А. Бакирову, А. К. Мальцевой, 1985 г.)

Формации геосинклинальных территорий имеют огромную мощность (более 1000 м), линейное или полосовидное залегание, характеризуются резкой сменой литолого-фациального состава, широким развитием эффузивов и интрузий, высокой степенью дислоцированности и значительным эпигенезом пород. Как правило, их формирование происходит в глубоководных осадочных обстановках с широким развитием тонкоотмученных пород. Скорость осадконакопления таких формаций очень велика и составляет сотни метров в 1 млн лет [6].

Формации переходных территорий сочетают в себе черты строения как платформенных, так и складчатых территорий.

При изучении нефтегазоносных формаций принимается во внимание общая литологическая характеристика выделенных тел, особенности геоморфологии, мощность, занимаемая площадь. При изучении внутреннего строения рассматриваются основные и второстепенные литотипы пород; палеотектонические, палеофациальные, палеогеографические условия их образования, эволюционные преобразования, скорость накопления. Рассматриваются соотношения с другими формациями в плане ритмичности и цикличности процесса седиментации. В разрезе изучаются вертикальные и латеральные формационные ряды, содержащие основные залежи УВ. Дается оценка нефтегазоносности ресурсов нефти и газа.

Главные задачи нефтегазогеологического районирования

1. *Выявление закономерных связей размещения регионально нефтегазоносных территорий и зон нефтегазонакопления с различными типами крупных геоструктурных элементов земной коры и присущими им формациями;*
2. *Определение закономерностей размещения ресурсов углеводородов в различных частях изучаемой территории, в том числе зон наибольших концентраций этих ресурсов;*

3. *Качественная и количественная оценка перспектив нефтегазоносности различных частей изучаемой территории с учетом особенностей строения и формирования ее крупных структурных элементов;*
4. *Выбор наиболее оптимальных направлений поисково-разведочных работ на нефть и газ;*
5. *Качественный прогноз, выполняемый с различной точностью, на различных этапах изучения территорий материков или акваторий.*

Методами прогноза является совокупность процедур, включающих выбор критериев (экспертных, графических, математических), объектов прогноза и способов оперирования с выбранными критериями [72].

Под количественным прогнозом нефтегазоносности понимают *определение общей величины, пространственного распределения ресурсов УВ объекта прогноза, а также их внутренней структуры (фазовое и агрегатное состояние скоплений УВ, распределение месторождений по крупности и глубинам залегания, содержание попутных компонентов и т. д.).*

Последовательность этапов количественной оценки прогноза нефтегазоносных территорий

1. Выделение объектов оценки:
   а) по землям:
      - – высокоперспективные;
      - – перспективные;
      - – малоперспективные.
   б) по геологическим элементам:
      - – стратиграфическим комплексам;
      - – тектоническим элементам;
      - – структурным этажам.
2. Сбор фактического материала:
   а) По итогам региональных геолого-геофизических (наземных и визуальных) работ.
   б) По итогам детальных геолого-структурных и геофизических работ.
   в) По результатам поисково-разведочных работ:
      - – на структурах;
      - – на месторождениях.
3. Обработка и обобщение итогов исследований для формирования диагностического набора признаков.
4. Определение информативности признаков.
5. Построение историко-геологической модели объекта.
6. Формирование оптимального набора признаков оцениваемого объекта.
7. Выбор и обоснование методов оценки:
   а) геологических аналогий;
   б) объемно-статистические;
   в) вероятностно-статистические;
   г) объемно-генетические;
   д) экспертные.
8. Выделение эталонных участков.
9. Набор подсчетных параметров:
   а) по эталонным участкам;
   б) по оцениваемым участкам.
10. Определение значений поправочных коэффициентов для подсчетных параметров оцениваемых участков по аналогии с эталонными.
11. Оценка начальных потенциальных ресурсов УВ.

12. Суммарная оценка УВ с разделением их по фазовому состоянию.
13. Прогнозная оценка УВ с разделением по нефти, газу и конденсату.
14. Составление карт потенциальных ресурсов и прогнозной оценки УВ.
15. Геолого-экономическая оценка потенциальных ресурсов и прогнозных запасов УВ с обоснованием факторов их освоения.
16. Составление геолого-экономических карт (схем) с выделением основным районов (участков) по степени перспектив нефтегазоносности и возможностям их промышленного освоения.

Основные этапы прогноза:

1. *Определение уровней прогнозирования, зависящих от состояния исходной информационной базы.*
2. *Выбор конкретных моделей нефтегазонакопления, базирующихся на совокупности геолого-геофизических параметров объекта прогноза.*
3. *Установление по материалам эталонов количественных зависимостей между прогнозируемыми характеристиками и измеренными параметрами.*
4. *Дифференциальная и интегральная оценка ресурсов объекта прогноза по установленным зависимостям.*
5. *Геологическая интерпретация результатов прогноза с определением доверительных интервалов или кривых распределения вероятностных оценок, а также общей степени их достоверности.*

6.4. Стадийность геологоразведочных работ ГРР на нефть и газ

Процесс изучения земных недр с целью выявления месторождений нефти и газа и их подготовки к промышленному освоению условно делится на ряд этапов и стадий, каждая из которых различается по масштабу и характеру объекта изучения, по задачам и видам работ и ожидаемым результатам. Такое деление предопределяет рациональную последовательность решения задач различного уровня, оценку эффективности и качества работ на каждой промежуточной стадии и планирование последующих работ. Начало каждой стадии находится в зависимости от результатов предыдущей стадии [50].

В схеме стадийности геологоразведочных работ выделяют три этапа: – региональный, поисково-оценочный и разведочно-эксплуатационный. Цели, задачи и методы работ на различных этапах и стадиях поисков и разведки отражены в табл. 6.7.

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

Региональный этап изучения недр предшествует поисковому этапу и проводится до тех пор, пока существуют благоприятные предпосылки для обнаружения новых перспективных комплексов на неосвоенных глубинах и зон нефтегазонакопления в слабоизученных районах. В пределах нефтегазоносных районов региональные работы могут проводиться одновременно с поисково-оценочными и разведочными работами. В соответствии с задачами региональный этап разделяют на две стадии: прогноз нефтегазоносности и оценка зон нефтегазонакопления.

Основным объектом исследования на стадии прогноза нефтегазоносности являются осадочные бассейны и их части. На стадии прогноза нефтегазоносности обосновываются наиболее перспективные направления дальнейших исследований и выбираются первоочередные объекты – нефтегазоперспективные районы и зоны, перспективные комплексы.

Основные объекты исследования на стадии оценки зон нефтегазонакопления – нефтегазоперспективные зоны и зоны нефтегазонакопления. На стадии оценки зон нефтегазонакопления по итогам проведения работ и обобщения материалов составляют отчеты (годовые и окончательные) о геологических результатах и по оценке ресурсов категории Д2 и частично Д1. По результатам региональных работ проводят конкурсы или аукционы на право пользования недрами по лицензиям на геологическое изучение или совмещенным лицензиям. Объектами лицензирования могут быть перспективные нефтегазоносные районы и выявленные объекты [95].

Поисково-оценочный этап обуславливает проведение ГРР в целях обнаружения новых месторождений УВ или их залежей на ранее открытых месторождениях и оценка их промышленной значимости. Работы на данном этапе проводятся по лицензии на еологическое изучение недр, удостоверяющей право на ведение поисков и оценки месторождений (залежей), или по совмещенной лицензии, включающей несколько видов пользования недрами (поиски, разведка, добыча).

Таблица 6.7

Схема стадийности геологоразведочных работ на нефть и газ

Стадия	Объекты изучения	Основные задачи	Итоговая оценка ресурсов
РЕГИОНАЛЬНЫЙ ЭТАП			
Прогноз нефтегазоносности	Осадочные бассейны и их части	1. Выявление литолого-стратиграфических комплексов, структурных этажей, ярусов и структурно-фациальных зон, определение характера основных этапов геотектонического развития, тектоническое районирование 2 Выделение нефтегазоперспективных комплексов (резервуаров) и зон возможного нефтегазонакопления, нефтегазогеологическое районирование 3. Качественная и количественная оценка перспектив нефтегазоносности 4. Выбор основных направлений и первоочередных объектов дальнейших исследований	$Д_2$, частично $Д_1$
Оценка зон нефтегазонакопления	Нефтегазоперспективные зоны и зоны нефтегазонакопления	1. Выявление субрегиональных и зональных структурных соотношений между различными нефтегазоперспективными и итолого-стратиграфическими комплексами, основных закономерностей распределения свойств пород-коллекторов и люидоупоров и изменения их свойств 2 Выделение наиболее крупных ловушек и уточнение нефтегазогеологического районирования 3. Количественная оценка перспектив нефтегазоносности 4 Выбор районов и установление очередности проведения на них поисковых работ	$Д_1$, частично $Д_2$

Окончание табл. 6.7

Стадия	Объекты изучения	Основные задачи	Итоговая оценка ресурсов
ПОИСКОВО-ОЦЕНОЧНЫЙ ЭТАП			
Выявление и подготовка объектов к поисковому бурению	Районы с установленной или возможной нефтегазоносностью Выявленные ловушки	1 Выявление условии залегания и других геолого-геофизических свойств нефтегазоносных и нефтегазоперспективных комплексов 2 Выявление перспективных ловушек 3. Детализация выявленных перспективных ловушек, позволяющая прогнозировать пространственное положение залежей 4 Количественная оценка ресурсов на объектах, подготовленных к поисковому бурению 5 Выбор объектов и определение очередности их ввода в поисковое бурение	Локализованные $Д_0$, $Д_1$, частично $Д_2$
Поиск и оценка месторождений (залежей)	Подготовленные ловушки Открытые месторождения (залежи)	1. Выявление в разрезе нефтегазоносных и перспективных комплексов коллекторов и покрышек и определение их геолого-геофизических свойств (параметров) 2 Выделение, опробование и испытание нефтегазоперспективных пластов и горизонтов, получение промышленных притоков нефти и газа и установление свойств флюидов и фильтрационно-емкостных характеристик 3. Выбор объектов для проведения детализационных геофизических и оценочных работ 4 Установление основных характеристик месторождений (залежей) *5* Подсчет запасов месторождений (залежей) 6 Выбор объектов и этажей разведки	C_2, частично C_1
РАЗВЕДОЧНО-ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЙ ЭТАП			
Разведка и опытно-промышленная эксплуатация	Промышленные месторождения (залежи)	1 Определение очередности проведения опытно-промышленной эксплуатации 2 Опытно-промышленная эксплуатация для получения данных и параметров для составления технологической схемы разработки месторождений 3 Перевод запасов категории *С2* в категорию С1	В, C_1, частично C_2
Эксплуатационная разведка	Разрабатываемые месторождения (залежи)	1. Доразведка разрабатываемых объектов (залежей) 2. Разведка второстепенных горизонтов, куполов, блоков, участков месторождений 3. Подготовка запасов более высоких категорий, их уточнение и дифференциации применительно к методам повышения коэффициента извлечения 4. Перевод запасов категории С1 в категории А и В	А, В, частично C_1

В его течении можно выделить несколько стадий:

1) – стадию выявления и подготовки объектов к поисковому бурению *(**цель стадии** – выявить и подготовить локальные объекты для ввода их в поисковое бурение. К бъектам проведения работ относятся районы с установленной или возможной нефтегазоносностью и выявленные ловушки. Работы по выявлению и подготовке объекта завершаются включением этого объекта в фонд выявленных или подготовленных для поисков нефти и газа. На основании материалов геолого-геофизических работ по выявлению и подготовке объектов составляют отчеты о еологических результатах работ и оценке прогнозных (Д1) и перспективных (Д0) ресурсов подготовленных для глубокого бурения площадей).*
2) – стадию поиска и оценки месторождений (залежей) (***цель стадии** поиска и оценки месторождений (залежей) – обнаружение новых месторождений нефти и газа или новых залежей и оценка их промышленной значимости. Работы на этой стадии проводятся на условиях, оговоренных в лицензии на пользование недрами. Объекты проведения работ – ловушки, подготовленные к поисковому бурению, и открытые месторождения (залежи). Работы по поиску месторождений (залежей) должны проводиться в соответствии с проектом, а для каждой скважины – в соответствии с геолого-техническим нарядом, составленными в установленном порядке).*

В процессе оценки перспективного объекта решаются следующие вопросы:

- *установление промышленной значимости открытых месторождений (залежей);*
- *определение фазового состояния углеводородов;*
- *изучение физико-химических свойств нефтей, газов, конденсатов в пластовых и поверхностных условиях, определение их товарных качеств;*
- *изучение фильтрационно-емкостных характеристик коллекторов:*
- *установление типа залежей (пластовый, массивный, литологически или стратиграфически ограниченный, тектонически экранированный);*
- *определение эффективных толщин, значений пористости, нефтегазонасыщенности;*
- *расчет коэффициентов продуктивности скважин;*
- *предварительная геометризация залежей и подсчет запасов по категориям C_2 и C_1.*

Стадия поиска и оценки месторождений (залежей) считается завершенной, если степень изученности позволяет подсчитать запасы по категориям C_1 и C_2 и провести оценку промышленной значимости месторождений (залежей). По результатам работ на стадии поиска и оценки месторождений (залежей) проводится:

- *систематизация геолого-геофизических материалов и составление отчета о результатах поисково-оценочных работ;*
- *подсчет геологических и извлекаемых запасов углеводородов, а также сопутствующих компонентов;*
- *подготовка пакета геологической информации в случае проведения конкурса или аукциона на предоставление лицензии на добычу полезных ископаемых.*
- *По результатам оценочных работ проводятся оценка запасов изучаемого объекта, их экспертиза и выдается лицензия на право добычи нефти и газа.*
- *Предоставление недр в пользование для добычи нефти и газа после завершения поисково-оценочного этапа вступает в силу после Государственной экспертизы запасов.*

Для разведочно-эксплуатационного этапа главным является изучение характеристик месторождений (залежей), обеспечивающее составление технологической схемы месторождения нефти или проекта опытно-промышленной эксплуатации месторождений газа. В соответствии с задачами этапа выделяют стадию разведки и опытно-

промышленной эксплуатации и стадию эксплуатационной разведки (доизучение в процессе разработки). Объектами проведения работ являются месторождения (залежи), на которые получена лицензия на добычу нефти и газа. В процессе выполнения основных задач решаются также следующие вопросы:

- *уточнение положения контактов газ – нефть – вода;*
- *уточнение контуров залежей;*
- *уточнение дебитов нефти, газа, конденсата, воды, установление пластового давления, давления насыщения и коэффициентов продуктивности скважин;*
- *исследование гидродинамической связи залежей с законтурной областью;*
- *уточнение изменчивости фильтрационно-емкостных характеристик коллекторов;*
- *уточнение изменчивости физико-химических свойств флюидов по площади и разрезу залежи;*
- *изучение характеристик продуктивных пластов, определяющих выбор методов воздействия на залежь и призабойную зону, с целью повышения коэффициентов извлечения.*

Степень разведанности, объем работ, методы исследования определяются проектом разведки, составляемым в соответствии с условиями, оговоренными в лицензии, и документами, регламентирующими разведку, подсчет запасов и проектирование разработки месторождений нефти и газа. По результатам разведочных работ с учетам данных опытно-промышленной эксплуатации проводится:

- *уточнение геологических и извлекаемых запасов углеводородов, а также сопутствующий компонентов разведанных и выявленных залежей (продуктивных горизонтов) месторождений по категориям В, C_1 и частично C_2;*
- *систематизация геолого-геофизических материалов, необходимых для составления технологической схемы разработки месторождений нефти и проекта опытно-промышленной эксплуатации месторождений газа, а также для выбора методов повышения коэффициентов извлечения.*
- *итоговыми документами стадии разведки и опытно-промышленной эксплуатации являются:*
- *отчет по подсчету запасов нефти, конденсата, природного газа и попутных компонентов (в случае необходимости);*
- *технико-экономическое обоснование значений коэффициентов извлечения нефти и конденсата;*
- *технологическая схема разработки месторождения нефти или проект опытно-промышленной эксплуатации месторождения газа.*
- *при предоставлении недр в пользование по совмещенным лицензиям пользователи недр могут начинать добычу до Государственной экспертизы запасов, сроки которой с уточнением условий пользования недрами, включая платежи, оговариваются в условиях лицензии на право пользования недрами.*

Цель *стадии эксплуатационной разведки* – получение исходных данных для уточнения технологической схемы или составления проекта разработки. *Объектами* проведения работ являются *разрабатываемые месторождения и залежи.* В процессе выполнения работ решаются следующие основные задачи:

- *уточнение модели строения пластов (горизонтов) объекта;*
- *уточнение положения контактов газ – нефть – вода;*
- *уточнение параметров изменчивости фильтрационно-емкостных характеристик пластов-коллекторов по площади и разрезу;*
- *уточнение изменчивости физико-химических свойств флюидов;*
- *уточнение величины и категорийности запасов;*
- *разведка второстепенных горизонтов, куполов, блоков, участков месторождений:*

- *перевод запасов категории C_1 в категорию В. а категории В в категорию А, дифференциация их применительно к методам извлечения.*

По результатам работ на данной стадии составляется отчет о проведенных работах с уточнением величины извлекаемых запасов нефти, газа и конденсата и корректировкой технологических параметров разработки [95].

Объекты прогноза и основные прогнозные задачи

Под ***объектом прогноза*** понимают часть геологического пространства, способного аккумулировать и сохранять скопления нефти и газа. Все объекты можно разделит на три основные группы:

1. Объекты, выделяемые по масштабам аккумуляции нефти и газа. В зависимости от размеров и соподчиненности по иерархии НГГР выделяют: – *мегапровинции*; – *нефтегазоносные провинции; – нефтегазоносные бассейны; – нефтегазоносные области; – нефтегазоносные районы; – зоны нефтегазонакопления; – месторождения УВ; – залежи; – ловушки.*
2. Объекты, выделяемые по приуроченности к тектоническим элементам разного порядка в современной структуре земной коры. Основными единицами НГГР отложений, связанных с прогнозированием являются: – ***пласт*** (*толща проницаемых пород-коллекторов, ограниченных в кровле и подошве флюидоупором); – **резервуар** (группа перекрытых зональной покрышкой и гидродинамически связанных пластов внутри нефтегазоносного комплекса); – **нефтегазоносный комплекс** (литолого-стратиграфическое подразделение, регионально нефтегазоносное в пределах крупных единиц НГГР, включающее перекрытые региональной покрышкой коллекторские толщи (пласты, резервуары), объединяемые общностью свойств УВ); – **нефтегазоносная формация***.

Число уровней прогноза определяется иерархией объектов. ***Надрегиональный прогноз*** – оценивает провинции, бассейны, крупные литолого-стратиграфические комплексы; ***региональный прогноз*** – оценивает структуры I порядка, крупные структуры II порядка, крупные условно выделяемые объекты (составные части провинций и бассейнов, литолого-стратиграфические серии).

Зональный прогноз **–** оцениваются структуры II порядка, небольшие условно выделяемые объекты, свиты и подсвиты; ***локальный прогноз*** **–** оцениваются локальные структуры, ловушки неструктурного типа, пласты и группы сближенных, неразделенных пластов.

Детальность описания объектов зависит от их масштаба, степени изученности, от стадии геологоразведочных работ **(ГРР).** Каждой стадии ГРР свойственно изучение своих, присущих именно ей объектов прогноза. Прогнозирование осуществляется в условиях неопределенности, которая постепенно уменьшается по мере накопления фактического материала. По мере изменения информационной ситуации. В соответствие с последовательностью освоения территории различают несколько уровней информации:

1. *Территория объекта (провинции, бассейна, области, района) изучена с помощью методов, дающих общие представления о геологическом строении (региональные, геологические, геофизические); нефтегазоносность объекта предполагается, но бурением не доказана. Объекты более низкого иерархического ранга не выделены. Актуальной является задача определения местоположения участков, наиболее предпочтительных для постановки детальных работ.*
2. *На исследуемой территории выделены объекты прогноза, но нет результатов бурения ни с положительной, ни с отрицательной оценкой. Важным является выделение перспективных объектов с целью открытия хотя бы одного месторождения (не обязательно крупного), чтобы доказать промышленную нефтегазоносность.*
3. *Есть единичные объекты, оцененные бурением, но с отрицательным результатом. Актуальной остается задача открытия хотя бы одного месторождения (не обязательно крупного), чтобы доказать промышленную нефтегазоносность.*

4. *Получены результаты промышленной нефтегазоносности, но число продуктивных объектов мало. Необходимо дальнейшее изучение территории.*
5. *Территория изучена хорошо: имеется достаточное количество продуктивных и непродуктивных объектов. Важным является диагностика по возможности всех перспективных объектов и выделение среди них первоочередных для постановки поисковых работ.*
6. *Территория в значительной степени разбурена: пик открытия прошел. Важно обнаружение даже мелких месторождений. Основная задача – поиск месторождений, приуроченных к новым типам ловушек (литологическим, литолого-стратиграфическим и т. п.). Необходима методика поиска новых типов объектов с заранее известными параметрами нефтегазоносности.*

Документация при проведении НГГР

Результаты работ по НГГР и количественной оценке перспектив нефтегазоносности отражаются в геологической документации, служащей основанием для обобщения, имеющегося фактического материала по состоянию, степени разведанности и изученности оцениваемой территории. Различные карты и схемы дифференцируют и отражают структурно-тектонические особенности строения литолого-стратиграфического разреза, степени перспективности и определения дальнейших геологоразведочных работ на нефть и газ. Для отстраиваемых карт подбирают единый масштаб, обеспечивающий детальность, необходимую для определения соответствующих параметров пределах исследуемой территории. К числу этих графических материалов относят следующие документы.

Обзорная карта района работ является документом, освещающим степень изученности прогнозной территории. Карта, на которой показаны границы нефтегазоносных бассейнов, провинций, нефтегазоносных районов и зон нефтегазонакопления; границы административных единиц; основных тектонических элементов и дизъюнктивных дислокаций; подготовленные к бурению локальные поднятия; размещение уже известных месторождений УВ; основные результаты выполненных ГГР.

Карта геолого-геофизической изученности территории представляет собой карту районирования территории по степени изученности с указанием объемов поисково-разведочного бурения и сейсмических исследований. По степени разбуренности выделяют следующие типы: весьма высокая (> 100 м/км^2); высокая (100–50 м/км^2); средняя (50–10 м/км^2); низкая (10–1 м/км^2); весьма низкая (< 1 м/км^2). Помимо степени разбуренности указывают плотность сейсмических наблюдений м ОГТ/км^2, выделяются – хорошо изученные территории (свыше 300), средней степени изученности (300–100), слабо изученные (до 100).

Литолого-стратиграфический разрез. Для его составления используют группу корреляционных профилей по простиранию и вкрест простирания нефтегазоносной провинции, области, района. Профили коррелируют по литологии, каротажным характеристикам, нефтегазоносным или перспективным комплексам, экранирующим комплексам, водоносным горизонтам. Масштаб профиля выбирают в зависимости от конкретных условий (размеров объекта, мощности осадочного чехла, продуктивных комплексов и покрышек, имеющейся информации).

Схема стратиграфической приуроченности нефтегазоносных горизонтов провинции, области, района. Строится на основе схем корреляции. На схеме по горизонтали показывают стратиграфическое и нефтегеологическое расчленение разреза (горизонт, свита, ярус, отдел и соответствующий им нефтегазоносный комплекс) сверху вниз – от молодых до более древних пород; по вертикали – размещение выявленных нефтегазоносных площадей и месторождений в соответствии с НГГР. Месторождения и площади группируются по элементам НГГР (областям, районам, зонам). Схема позволяет судить о стратиграфической приуроченно-

сти нефтегазоносных комплексов, содержащихся в них залежах УВ по провинциям, областям и районам. Схема одновременно демонстрирует литологический характер пород-коллекторов.

Карта рельефа поверхности. Данные о структуре фундамента служат для определения суммарной мощности осадочного чехла, промежуточного комплекса отложений с целью выявления зон наибольшего прогибания фундамента, а также границ крупных тектонических элементов, в пределах которых могли генерироваться и мигрировать УВ, как в отдельных НГК, так и по вертикали по дизъюнктивным дислокациям, пересекающим осадочную толщу.

Карта критериев нефтегазоносности. На ней показывают границы отложений, благоприятных для образования скоплений УВ, с учетом границ экранирующих покрышек; гидрогеологические критерии (минерализация, метаморфизм, содержание РОВ, напоры вод и т. д.); геохимические критерии; типы фаций, распределение и состав ОВ. Важнейшие критерии оценки перспектив нефтегазоносности наносят на сводную карту перспектив. На ее основе составляют подсчетные планы по каждому нефтегазоносному комплексу, где на подсчетных и эталонных участках указывают оценку начальных суммарных ресурсов УВ, площади участков (в км^2) и удельную плотность начальных ресурсов, приходящихся на 1 км^2.

Карта перспектив нефтегазоносности является итоговой. На ней показывают вероятностные категории перспективных земель: *высокоперспективные* (наиболее благоприятные сочетания основных критериев нефтегазоносности); *перспективные* (подразделяющиеся на основании геолого-геофизической изученности на две категории по степени надежности открытия месторождений); *малоперспективные* (малоблагоприятное сочетание основных критериев нефтегазоносности или недостаточно удовлетворительные условия для формирования и сохранности залежей УВ); *с невыявленными перспективами* (основные критерии изучены слабо); *бесперспективные* (весьма неблагоприятное сочетание основных критериев нефтегазоносности).

Контрольные вопросы:

1. *Какие этапы и стадии выделяются в геологоразведочном процессе на нефть и газ ?*
2. *Что понимается под стадийностью геологоразведочного процесса?*
3. *Назовите основные задачи и цели НГГР перспективных территорий?*
4. *Какие главнейшие особенности по размещению УВ в недрах земной коры Вам известны?*
5. *Перечислите основные задачи изучения и разведки недр?*
6. *Какие типы зон нефтегазонакопления Вам известны?*
7. *Сколько нефтегазоносных мегапровинций можно выделить в пределах России?*
8. *Какова основная цель стадии эксплуатационной разведки?*
9. *Какие типы месторождений и залежей Вы знаете?*
10. *Какие природные резервуары формируются на поверхности?*
11. *Что такое «нефтегазоносная область», может ли она являться самостоятельной единицей при НГГР?*
12. *Назовите, какие категории перспективных земель показывает карта перспектив нефтегазоносности?*
13. *Что такое процесс нефтегазогеологического районирования?*
14. *Какая цель является главной на разведочно-эксплуатационном этапе?*
15. *В каких геоморфологических единицах обычно встречаются литологические зоны нефтегазонакопления?*
16. *Назовите основные черты строения платформенных нефтегазоносных формаций?*

ЧАСТЬ II
ПРИКЛАДНАЯ НЕФТЯНАЯ ГЕОЛОГИЯ

ГЛАВА 7
ОСНОВЫ ПРИКЛАДНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ

7.1. Основные принципы прикладных исследований в геологии нефти и газа

Полностью достоверных карт, отражающих глубинное строение территории, не существует; любая карта отражает лишь состояние наших знаний к конкретному моменту времени;

Бурение новых скважин и пересмотр материалов по старым скважинам в совокупности позволяют уточнить и дополнить ранее построенные карты;

В общем виде, основные закономерности геологического строения какой либо территории могут быть установлены после бурения нескольких разведочных скважин;

Большую часть основных данных для работы геолог-нефтяник получает при бурении поисковых и эксплуатационных скважин; поэтому необходимо представлять типы данных, которые можно получить и основные приемы их использования;

Для обеспечения эффективной разработки природных резервуаров любого типа необходимо понимание и умение правильно отображать на картах сложную структуру их внутреннего строения. Для подобных целей служит значительное количество приемов и методов, позволяющих достаточно корректно работать в области картопостроения.

Поэтому очень важным для геолога-нефтяника является умение производить различного рода графические построения (карты, схемы, профили, разрезы и блок-модели).

В число обязательных построений входят: *детальные структурные карты; литолого-фациальные, палеогеологические, палеогеоморфологические, палеогеографические карты и схемы; карты изопахит; карты неоднородности; литологические профили; геологические разрезы; блок-модели; корреляционные схемы*. Сами по себе эти графические материалы не дают полной картины. Поэтому для наиболее полного эффекта их следует увязывать, обобщать, совмещать и интерпретировать совместно с геофизической и промысловой информацией.

Для графических построений используется различная геологическая информация (табл. 7.1)

Таблица 7.1

Геологическая информация и способы ее получения

Информация	***Способы получения***
1. Границы формаций (горизонтов, пластов)	*Сейсмика, данные ГИС, данные региональной геологии*
2. Стратиграфические исследования по созданию стратиграфического каркаса изучаемых формаций (горизонтов, пластов)	*Методы секвенс-стратиграфии; выделения маркеров; корреляционные построения (литологическая, стратиграфическая, биостратиграфическая виды корреляций);*

Окончание табл. 7.1

Информация	***Способы получения***
3. Возраст формаций (горизонтов, пластов)	*Палеонтологические и палинологические определения возраста по образцам керна*
4. Литологические особенности формаций (горизонтов, пластов)	*Описание и детальный текстурный анализ образцов шлама, керна, обломков пород из шлама; минералогический анализ; петрографические исследования; методы электрометрических исследований (по данным ГИС (стандартный каротаж (КС; ПС), радиоактивный каротаж)); построение литологических колонок, седиментационных колонок*
4. Отображение строения формаций (горизонтов, пластов) путем построения различных карт	*Построение карт: структурных, изопахит (мощностей), палеогеологических, литолого-фациальных, литологических, фациальных, палеогеоморфологических, изученности, схождения,*
5. Отображение	*Построение: блок-диаграмм; геологических разрезов и профилей; литологических профилей;*
6. Данные по фильтрационно-емкостным свойствам	*Лабораторные анализы образцов керна и обломков пород из шлама; данные ГИС;*

7.2. Методы и приемы исследования регионально-нефтегазоносных толщ

Практикой нефтегазопоисковых работ в России и за рубежом установлено, что основной объект поиска нефтяников – залежи УВ приуроченные к погребенным формам рельефа различного генезиса, таким как дельты древних рек, аккумулятивные прибрежные песчаные тела барового типа, рифогенные массивы, глубоководные конусы выноса и т. д. имеют различные морфометрические признаки. Поэтому важным является умение представлять, какие процессы образовывали рельеф в далекие геологические эпохи, и какие морфоструктурные формы могут быть образованы в результате этих процессов.

Формы погребенного рельефа развивались, как правило, в течение нескольких этапов геоморфогенеза и состоят из нескольких разновозрастных частей. Они располагаются друг над другом в определенных соотношениях, отличаются степенью сохранности и преобразования после их захоронения [24]. Формы рельефа могут быть погребены, полностью сохранившимися; погребены, сохранившись частично; погребены полностью преобразованными.

По размерам все погребенные формы могут быть разделены на планетарные (материки и океаны), мегаформы (равнины), макроформы (возвышенности, плато, низменности), мезоформы (речные русла, аккумулятивные террасы, дельты, увалообразные возвышенности, бары, пересыпи и т. д.), микро-формы (речные косы, мелкие карстовые формы) [24].

По выраженности в рельефе можно выделить выпуклые положительные (плоскогорья, увалы, холмы, дюны, бары) и отрицательные (овраги, речные долины, озерные равнины, карстовые формы) формы, которые в свою очередь могут быть замкнутыми и незамкнутыми (лишенными склонов с одной или двух сторон – структурные носы).

Особенно важный смысл для нефтяников приобретает проблема взаимоотношений рельефа разновозрастных погребенных морфоструктур, возникших в результате проявления процессов геоморфогенеза во времени и пространстве и содержащих в настоящий момент скопления УВ. Возможно два типа взаимоотношений рельефа погребенных поверхностей: унаследованный или неунаследованный.

Унаследованный рельеф повторяет в основных своих чертах рельеф древний. При этом, любая современная генетическая форма обусловлена предшествующей историей развития и в общих чертах сходна по положению и морфологии с ранее существовавшей. В целом, унаследованными являются крупнейшие формы рельефа Земли –

океанические впадины и континенты, крупные морфоструктуры – щиты, антеклизы, синеклизы, солянокупольные структуры, впадины.

Рельеф неунаследованный выражается в несоответствии структурных планов, выраженном в смещении разновозрастных вершинных частей одной и той же древней формы рельефа. Смещение вершинных частей морфоструктур является довольно распространенным явлением в нефтяной геологии и практически на всех нефтегазоносных территориях Мира. К неунаследованным погребенным морфоструктурам относятся несогласные (обращенные или инверсионные) формы – новообразованные.

Инверсионными называют формы перестроенного рельефа, характеризующегося диаметрально противоположной выраженностью в рельефе данного этапа рельефообразования. Возникновение подобных форм может быть вызвано изменением знака тектонических движений в процессе формирования рельефа поверхности земной коры; в результате проявления интенсивных денудационных процессов, уничтоживших структуру и создавших не свойственную ей форму рельефа.

Среди обращенного рельефа различают: *полностью обращенный* – когда на месте положительной морфоструктуры возникает отрицательная и наоборот; и *частично обращенный* – когда на существующей морфоструктуре происходит частичное изменение морфологических черт (на вершинной части холма тектонические разрывы или денудационные процессы создают впадину, но холм остается выраженным в рельефе).

Примером обращенных морфоструктур на территории Томской области являются Калиновый, Нижнетабаганский, Солоновский эрозионно-тектонические выступы, осложненные дизъюнктивными нарушениями (Нюрольская депрессионная зона). В пределах Солоновского выступа продуктивными являются известняки нижнего девона, вскрытые скв. 42 (интервал 3035–3055 м), давшей приток нефти на 5-мм штуцере 52,8 м3/сут. Коллектор порово-трещинный, сформированный в результате вторичной доломитизации. С востока залежь нефти контролируется литологическим экраном из слабопроницаемых водонасыщенных нижнедевонских брекчий (скв. 44), залегающих на одном гипсометрическом уровне с продуктивным пластом.

Элементы залегания, замеренные в скв. 42–44, показывают падение пластов к центральной части выступа. Их простирание меняется с северо-западного на северо-восточное и снова на северо-западное. В своде структуры вскрыты более молодые по возрасту отложения, чем у подножья.

Аналогичное строение имеет Калиновый выступ, где по замерам трех скважин исследованиями В.П. Меркулова и Г.Г. Зятева (1984) установлено соответствие палеозойской синклинали выступу в ее рельефе. В скв. 13–16 при одинаковом северо-западном простирании пород азимуты их падения противоположны. Подтверждением служит каменноугольный возраст пород, вскрытых в сводовой части выступа и девонский – у подножия [106].

Все погребенные формы рельефа следует разделять по аналогии с классификацией форм рельефа видимой поверхности, предложенной И.П. Герасимовым на две группы, различные по генезису: ***погребенные морфоструктуры и погребенные морфоскульптуры.***

Под ***погребенными морфоструктурами*** понимают геологические структуры, образовавшие формы рельефа на видимой поверхности Земли в прошлые геологические эпохи и оставшиеся выраженными в рельефе после их погребения.

Погребенные морфоскульптуры объединяют различные формы, созданные при ведущей роли экзогенных процессов на поверхности Земли (табл. 7.2).

Таблица 7.2

Классификация рельефообразующих процессов и созданных ими погребенных морфоструктур (по И.П. Герасимову, 1946 и В.И. Галицкому, 1980)

Эндогенные рельефообразующие процессы			
№ п/п	**Процессы**	***Морфоструктуры***	
		Положительные	***Отрицательные***
1	Тектонические	Материковые выступы, антеклизы, антиклинали, горсты, возвышенности разных размеров, флексурообразные перегибы – уступы, сбросы	*Синклинальные прогибы, океаническое дно, синеклизы, впадины – низменные равнины разных размеров, грабены – понижения*
2	Вулканические	Вулканы, лавовые плато, лавовые потоки	*Вулканические кратеры, кальдеры*
3	Гравитационная тектоника	Увалообразные возвышенности, осложняющие более крупные морфоструктуры	*Мульдообразные понижения, прогибы, осложняющие крупные морфоструктуры*
4	Соляной тектогенез	Небольшие увалообразные и изометрические (куполовидные) возвышенности	*Компенсационные прогибы – понижения*
5	Литологический фактор (элементы пассивной морфоструктуры)	Формы денудационной препарировки геологических структур (останцы, литолого-структурные гряды, куэсты)	
Экзогенные рельефообразующие процессы			
№ п/п	**Процессы**	***Морфоскульптуры***	
		Положительные	***Отрицательные***
1	Выветривание и денудация		*Денудационные формы, в конце развития – денудационная равнина*
2	Склоновые процессы (совместное действие гравитационных сил и подземных вод; плоскостной смыв)	Осыпи, оползни, делювиальные шлейфы	
3	Постоянные текучие воды	Террасы аккумулятивные, дельтовые равнины, аллювиальные равнины, прибрежно-морские равнины	*Речные русла, речные долины, эрозионные террасы*
4	Временные потоки	Конусы выноса	*Овраги, балки*
5	Подземные воды		*Карстовый рельеф, воронки, ванные, шахты, колодцы, пещеры, суффозионный рельеф: понижения, блюдца и т. п.*
6	*Деятельность моря*	*Первичные морские аккумулятивные равнины, подводные аккумулятивные равнины, аккумулятивные террасы, бары, пересыпи, марши, береговые валы, барьеры, косы*	*Абразионные морские равнины, абразионные террасы, клифы*

Окончание табл. 7.2

7	Деятельность озера	Озерные равнины, озерные аккумулятивные террасы, озерные косы, озерные дельты	*Озерные абразивные террасы, клифы*
8	Ледники	Моренные холмы, равнины, гряды	*Экзарационные равнины, котловины, гляциодислокации*
9	Талые ледниковые воды	Водноледниковые (зандровые) равнины, зандровые террасы	*Ложбины, котловины, проходные долины (ложбины стока)*
10	Ветер	Дюны, барханы	*Дефляционные понижения*
11	*Деятельность организмов*	*Коралловые, мшанковые рифы, равнины торфяных болот*	

По возрасту выделяют:

- *древние, разновозрастные, существовавшие к началу и в течение этапа;*
- *возникшие в течение этапа;*
- *конкретно по стратиграфическому возрасту (миоценовые, плиоценовые и т. п.).*

По степени сохранности:

- *погребенные и сохранившиеся полностью;*
- *погребенные и сохранившиеся частично;*
- *погребенные и преобразованные;*
- *реконструированные (восстановленные)*

По размерам:

- *планетарные формы (материки и океаническое дно);*
- *мегаформы (крупные морфоструктурные формы – мегаравнины и т. п.);*
- *макроформы (крупные погребенные возвышенности, плато и низменности);*
- *мезоформы (разновозрастные погребенные речные русла, аккумулятивные террасы, дельты рек; увалообразные возвышенности, плато и низменности).*

По степени выраженности в рельефе:

- *положительные (выпуклые формы рельефа – плоскогорья, холмы, дюны и т. д.);*
- *незамкнутые (лишенные склонов с одной или двух сторон– структурные носы);*
- *отрицательные (понижения, впадины, погребенные озерные равнины, речные долины, карстовые формы и т. п.).*

По особенностям тектонического режима:

- *прогибающиеся;*
- *весьма интенсивно прогибающиеся;*
- *интенсивно прогибающиеся;*
- *относительно стабильные;*
- *осложненные купольной тектоникой;*
- *поднимающиеся;*
- *весьма интенсивно поднимающиеся;*
- *интенсивно поднимающиеся;*
- *относительно стабильные.*

Для познания закономерностей размещения горючих полезных ископаемых в недрах земной коры для дальнейшего прогнозирования последних в нефтяной геологии

исследования палеогеографические должны сочетаться со структурно-тектоническими и литолого-стратиграфическими исследованиями.

Все данные, полученные в процессе поисковых и разведочных работ на нефть и газ, должны быть детально изучены, систематизированы и обобщены. Современный геолог-нефтяник должен владеть большим количеством методик и приемов, позволяющих наиболее точно и с наименьшими затратами определить место заложения как поисковых, так и разведочных и эксплуатационных скважин.

Современные исследования в нефтяной геологии включают методы и приемы, заимствованные из других отраслей знаний (литологии, геофизики, математики и т. п.). Переосмысливание полученных данных и придание им нефтяной направленности позволяет успешно применять эти методики для построения геологических моделей месторождений нефти и газа и корректно использовать их при последующей разработке.

В первую очередь для построения корректных геологических моделей необходимо иметь представление о закономерностях развития древнего рельефа, о существующих погребенных геоморфологических формах, играющих определяющую роль при поисках ловушек УВ.

При использовании палеогеоморфологических методик следует помнить несколько важных постулатов:

Изучаемые участки погребенной поверхности в древние эпохи осадконакопления одновременно служили областями сноса и областями аккумуляции осадочного вещества.

При геоморфогенезе равнинных областей множество раз происходили разнообразные события, многократно менявшие условия развития рельефа. Существующие древние формы могли быть подвержены полному или частичному уничтожению или же наоборот сохранены, за счет быстрого их захоронения.

Разрезы скважин и обнажения, с которыми на современном этапе работают геологи-нефтяники, обнаруживают неполноту геологической летописи, остатки былых ландшафтов и структурных форм, затушеванные многочисленными изменениями прошедших геологических эпох, каждая из которых накладывала свои отпечатки на погребенные поверхности.

7.3. Построение и изучение разрезов и профилей

В результате корреляции разрезов разведочных и эксплуатационных скважин строят геологические профили либо для месторождения в целом, либо для отдельных продуктивных пластов.

При создании модели месторождения или залежи возникает ряд вопросов, которые проще всего решаются путем построения геологических разрезов по линиям профилей.

Одним из таких вопросов является изучение характера распространения продуктивных пластов по площади. Особенно остро возникает необходимость в таких построениях при сильной фациальной изменчивости коллекторов, как по площади, так и по разрезу. Чаще всего профили проводят в соответствии с рядами скважин на карте. Если в пределах участка имеются скважины, в которых картируемый пласт или несколько пластов отсутствуют, то один из профилей следует провести через данную скважину или зону отсутствия коллекторов.

При изучении положения ВНК, особенно если залежь характеризуется большой фациальной изменчивостью продуктивного пласта, линии профилей проводят так, чтобы они проходили по чисто нефтяной и водонефтяной частям залежи и по возможности освещали законтурную зону.

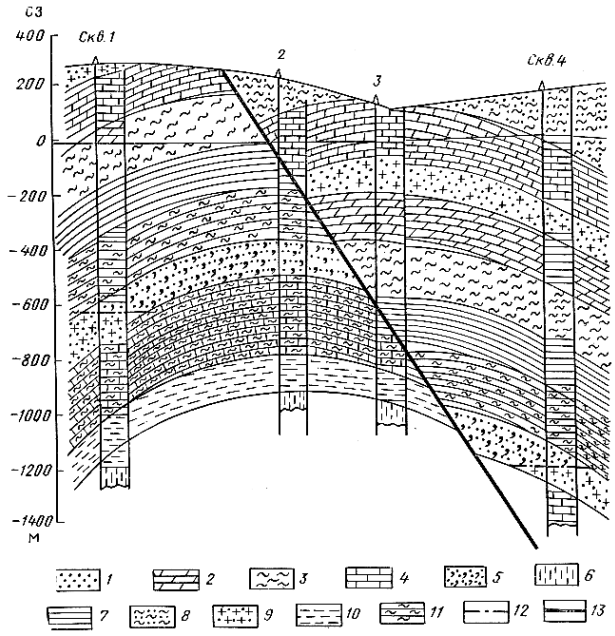


Рис. 7.1. Пример схематического профиля (по М.А. Жданову)
1 – пески; 2 – доломиты; 3 – глины; 4 – известняки; 5 – песчаники нефтенасыщенные; метаморфические породы; 7 – аргиллиты; 8 – глинистые песчаники; 9 – песчаники водонасыщенные; 10 – породы коры выветривания; 11 – алевролиты; 12 – ВНК: 13 – сброс

Профильные разрезы наглядно изображают условия залегания пластов (рис. 7.1), поэтому, чем их больше, тем детальнее может быть изучено строение месторождения. Особенно важно иметь большое количество профильных разрезов при наличии нарушений. В этом случае профили помогают выявить направление нарушения, его амплитуду и угол падения плоскости нарушения. Профильный геологический разрез представляет собой проекцию на вертикальную плоскость линий пересечения с этой плоскостью границ пласта и стратиграфических свит, разрывных нарушений, залежей нефти и газа и т. п.

Разведочные скважины на структурах, как правило, располагают по линиям, ориентированным вкрест простирания пород, а это позволяет при построении геологических профилей получить истинные величины углов падения. Однако в практике линии геологических профилей имеют самые различные направления, что вызывается необходимостью получения данных о разрезе новой (проектируемой) скважины, расположенной среди уже пробуренных. Иногда при построении профильных разрезов используют скважины, расположенные в стороне от линии профиля, и переносят их по линии простирания на профильный разрез. Так как геологический разрез скважины характеризует разрез лишь той точки, на которой расположена скважина, перенесение ее на другое место искажает истинную картину и затрудняет понимание закономерностей изменчивости литологии разреза.

Существует несколько разновидностей профильных разрезов: поперечные профили – построенные вкрест простирания пород; продольные профили – построенные вдоль оси или параллельно простиранию. Первые используют для изучения тектоники месторождения, либо для изучения какого-либо тектонического нарушения. Профили по простиранию пластов строят для дополнительного изучения тектоники месторождения. Также этот вид построений применяют для изучения фациальной изменчивости в резервуаре.

Профили выравнивания. В основу построения профилей выравнивания положено соображение, что погружение области накопления осадков при условии существования постоянной фациальной обстановки (постоянстве фаций) компенсируется накоплением некой осадочной толщи. Поверхность, ниже которой идет накопление осадков называемая ***батиметрическим уровнем*** или ***уровнем компенсации*** выравнивается при построении профиля выравнивания и принимается за горизонтальную линию.

За уровень компенсации принимается подошва того стратиграфического горизонта, к началу формирования которого и производится построение профиля. От верхней поверхности этой толщи вниз «подстраиваются» мощности нижележащих отложений.

Таким образом, к определенному моменту геологической истории воссоздается положение границ ряда свит или горизонтов [24; 69].

Преимущества метода: простота построения, наглядность вертикального расчленения, возможность изображения палеотектонической структуры.

Недостатки: неравномерность исследования территории, так как выбранная направленность профиля исследования может быть удачна лишь для одной геологической эпохи; затрудненность применения данного метода для большого количества горизонтов и свит.

Литологические профили представляют собой схематическое изображение разреза участка земной коры определенного геологического возраста между двумя или несколькими пунктами, выполненные с помощью условных знаков (рис. 7.2). На них показывают формы и размеры геологических тел, особенности их залегания, распространения во времени, состав и фациальные изменения осадочных толщ.

В зависимости от целей исследования на профилях могут быть показаны положение коллекторов и залежей УВ. Литологические профили строят на базе литологических колонок. Кровля изучаемого осадочного комплекса изображается на чертеже горизонтальной линией. С учетом горизонтального масштаба на этой линии отмечается местоположение используемых литологических колонок. Вниз от горизонтальной линии в масштабе последовательно откладываются мощности геологических тел (пластов, слоев, линз и т. д.), а затем в соседних разрезах одноименные тела соединяют прямой линией. Если есть возможность, то конфигурация геологических тел (в разрезе) уточняется, например, за счет обнажений. Условными знаками изображается состав пород в колонках (на профиле) и между ними. Литологические профили на чертеже должны быть ориентированы и кроме того их положение показывают на карте или схеме. Южные и западные направления принято располагать в левой части рисунка, северные и восточные – в правой.

При прослеживании резервуаров в межскважинном пространстве и отображении их структурной неоднородности также используется метод построения литологических профилей. Путем детального расчленения разреза каждой скважины выделяют прослои песчано-алевритовых разностей (коллекторов) и глинистых пород (не коллекторов), затем их прослеживают по территории месторождения и выявляют линии выклинивания пачек с наилучшими емкостными параметрами. В пределах структуры резервуара проводят условные границы, отображающие сложный характер мезонеоднородности свойств (рис. 7.3).

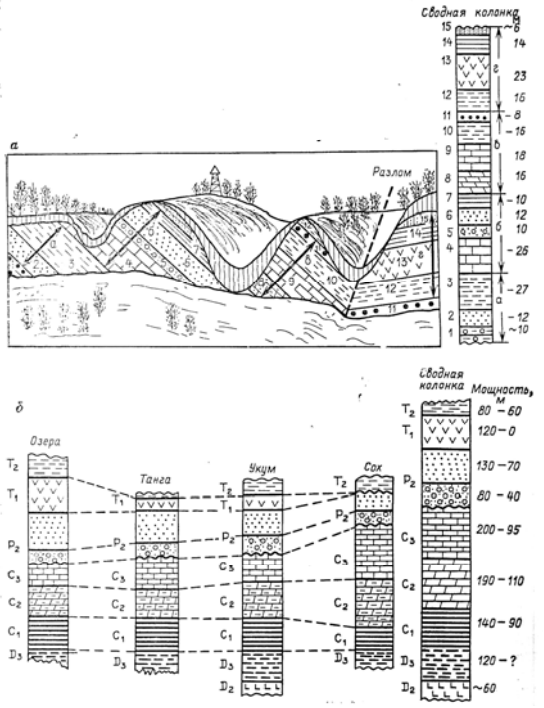


Рис. 7.2. Сводные литологические колонки и литологический профиль по отдельной части геологического разреза (по В.Н. Павлинову)

Литологические колонки. Изображение геологического разреза осадочных образований, выполненные в определенном масштабе с помощью условных знаков. Колонки

строятся по материалам описания керна из скважин или обнажений. Слева от собственно литологической колонки приводят сведения о геологическом возрасте пород, изображают вертикальный масштаб (глубину) или отмечают мощность каждого стратиграфического подразделения. Правее колонки приводится краткая литологическая характеристика пород (рис. 7.4).

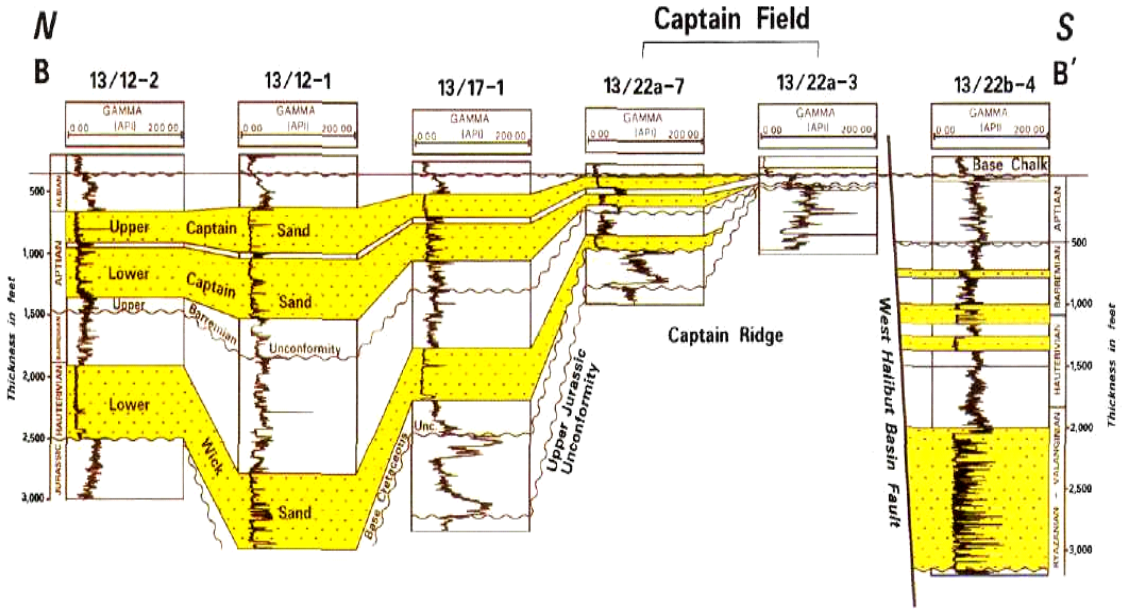


Рис. 7.3. Литолого-геофизический профиль по скважинам нефтяного месторождения Captain Field

Строят литологические колонки обычно в поле или на скважинах и уточняют в стационарных условиях. Литогенетические колонки представляют собой колонки, дополненные сведениями, полученными при лабораторных исследованиях каменного материала. Местоположение и номер исследованных образцов указываются в столбце справа от колонки. Далее наносятся сведения о составе, физических свойствах и других признаках пород. Комплекс сведений, помещаемых на литогенетическую колонку, определяется задачами исследования. Литогенетические колонки позволяют решать вопросы генетического характера, коррелировать пласты и толщи в соседних районах, выявлять взаимосвязи между отдельными составными частями пород, коллекторскими свойствами и другими признаками. Этот вид построений используют при построении литолого-стратиграфического разреза (рис. 7.5).

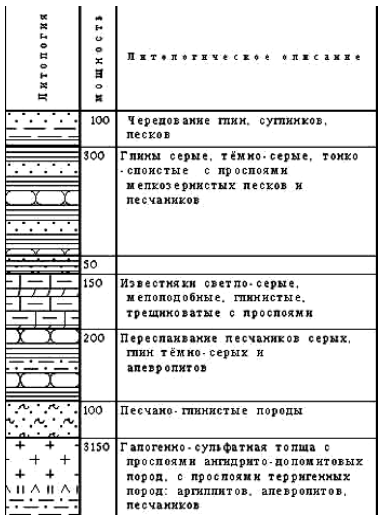


Рис. 7.4. Пример литологической колонки

Седиментационные колонки. Графические построения седиментационных колонок применяются при полевых работах, для описания конкретных геологических обнажений. Вызвано это потребностью графически увязывать осадочные последовательности большой мощности. Метод построения седиментационных колонок широко внедрился в практику седиментологических исследований.

Каждый литолого-фациальный тип разреза имеет свои характерные особенности, обусловленные разными условиями седиментации. Если седиментационный тип осадка известен, то форма регистрации приспосабливается к тем специфическим данным, которые будут в ней отражаться.

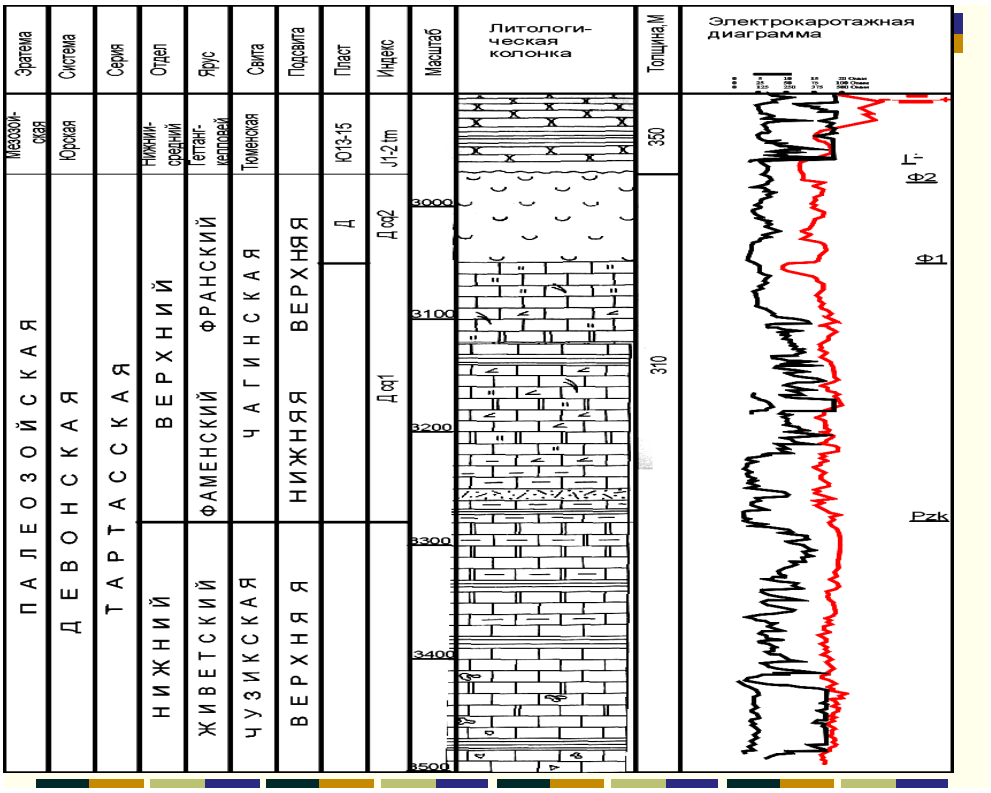


Рис. 7.5. Литолого-геофизический разрез месторождения N

Если седиментационный каротаж осуществляется в учебных целях, то необходимы особые формы бланка, в деталях объясняющие, какую информацию следует отображать и как это правильно следует делать.

Для более быстрого получения информации можно использовать упрощенную форму стандартного бланка.

При работе с керном, также возможно построение седиментационных колонок. При их наложении на схему расположения скважин, совмещенную со структурным планом месторождения в корректном масштабе исследователь получает возможность детального, очень наглядного визуального отображения изучаемой осадочной толщи. В конечном итоге, полученная рабочая схема позволяет отображать предварительные гипотезы вырисовывающейся седиментологической модели.

К числу главных преимуществ данного вида графических построений заключается в более быстром способе получения предварительной основы для построения седиментационной модели.

Проблема разработки всесторонней схемы построения седиментационных ко-

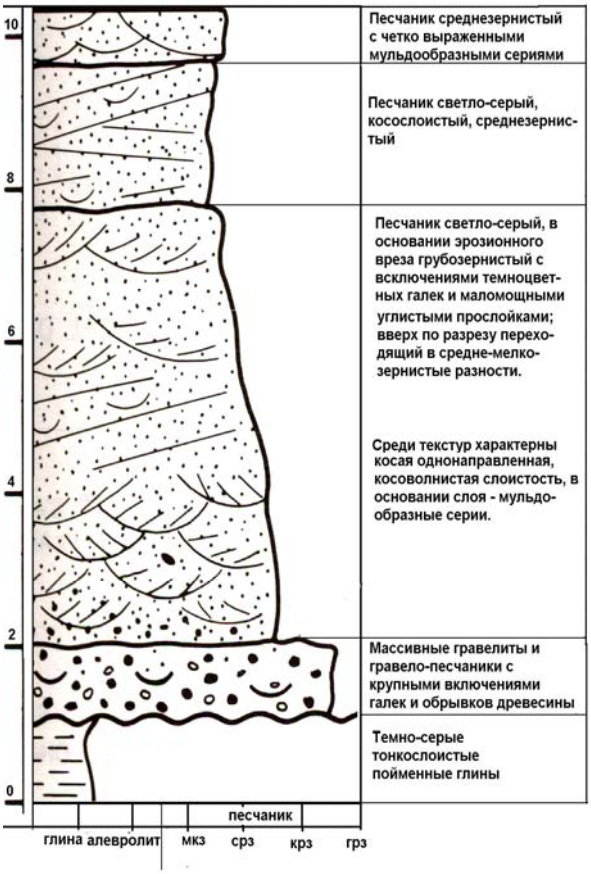


Рис. 7.6. Пример седиментационной колонки, отображающей речную (русловую) обстановку седиментации

лонок, примечаний и символов к ним, отражающей потребности большинства седиментологов является слишком сложной.

Однако есть некоторые основные правила, которые соблюдаются практически всеми исследователями. Толщина (мощность) изучаемых последовательностей – почти всегда представлена на вертикальном масштабе. Горизонтальный масштаб отражает размер зерна. Другие особенности пород – литология, осадочные текстуры, характер контактов между слоевыми единицами, данные о палеотечениях обычно располагаются справа от построенной колонки (рис. 7.6).

При составлении седиментационного каротажа и последующей его корректной интерпретации необходимо ознакомление со специальной литературой седиментологической направленности. Для представительности построений к седиментационной колонке обычно прилагаются образцы керна, наглядно характеризующие выполненные построения (рис. 7.7).

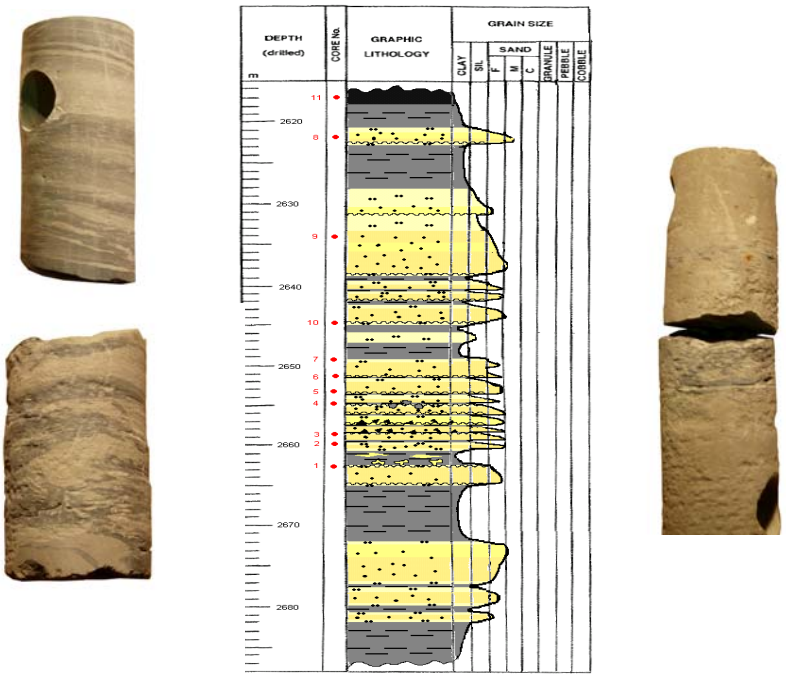


Рис. 7.7. Седиментационная колонка, отображающая разрез, характерный для мелководной турбидитовой осадочной системы

Схемы корреляции. ***Корреляцией (Correlation)*** называют процедуру увязки (сопоставления) разрезов скважин путем прослеживания одновозрастных продуктивных отложений, в пределах одной разведочной площади или месторождения.

Корреляционная схема представляет собой важный базовый геологический документ, помогающий выяснить последовательность осадконакопления, изменение мощности одновозрастных пластов (горизонтов) и степень их литолого-фациальной изменчивости, наличие в разрезах нарушений и поверхностей несогласий (рис. 7.8).

Корреляция начинается с выделения на каротажных диаграммах опорных маркирующих горизонтов (пластов глин, солей, глинистых известняков и т. д.), имеющих отчетливые характеристики по данным керна и каротажа. Из геофизических методов для этих целей наиболее широко используются стандартный каротаж (ПС; КС), радиоактивный каротаж (ГК; НГК), кавернометрия (КВ), индукционный каротаж (ИК).

Первоначально строится стратиграфический каркас резервуара (выделение пачек и прослоев, возраст которых определен по данным биостратиграфии). Делаются разбивки по скважинам, охарактеризованным керновым материалом. Затем, на изучаемой

территории по конфигурации кривых ГИС выделяются типы разрезов стратиграфического подразделения. Дальнейшая корреляция проводится в пределах выделенных зон, характеризующих разные типы разрезов. Эталонными для каждого типа разрезов являются скважины, пробуренные с отбором керна.

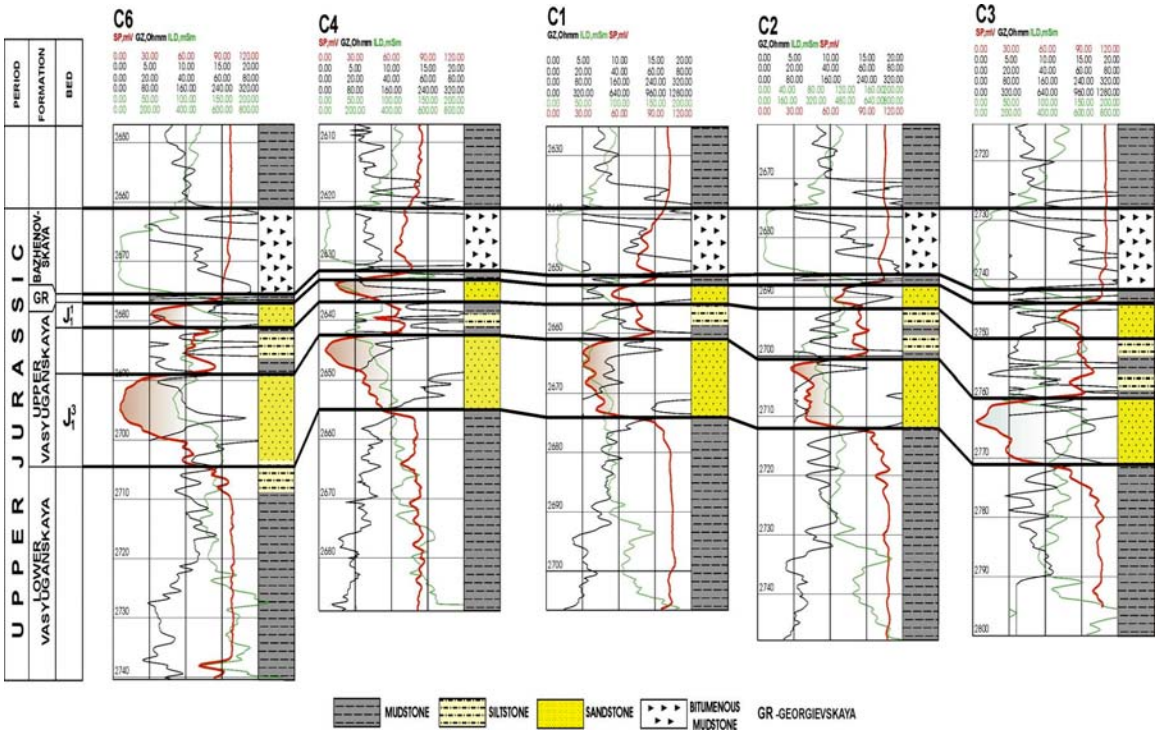


Рис. 7.8. Схема корреляции верхнеюрских отложений месторождении С

Итоговым результатом процедуры сопоставления является корреляционная схема, обобщающая результаты расчленения всех скважин, вовлеченных в обработку.

Вертикальный масштаб схемы выбирается в зависимости от целей исследования. Для продуктивной части резервуара обычно используют масштаб 1: 200; для региональных исследований – более мелкие масштабы 1:500; 1:1000 и 1:2000. Горизонтальный масштаб при построении, как правило, не учитывается. В этом заключается существенное отличие корреляционных схем от геологических профилей.

На корреляционной схемы скважины располагаются в соответствии с их размещением по территории месторождения.

7.4. Типы карт и методы их построений

Количество карт, необходимых инженеру-нефтянику для решения какой-либо поставленной задачи зависит от детальности исследования и степени изменчивости изучаемого интервала в вертикальном направлении. В зависимости от типа карты для ее построения используется информация разного рода (табл. 7.3).

Таблица 7.3

Геологическая информация и способы ее получения

Тип карты	*Исходные данные*
1.Обзорная карта (схема) изученности	*1. Топ. основа (структурная карта по кровле отражающего горизонта) с расположением скважин;* *2. Границы залежи, ВНК, ГНК;* *3. Виды исследований (анализов), проведенных в каждой скважине;*

Окончание табл. 7.3

Тип карты	*Исходные данные*
2. Литологическая карта	*1. Топ. основа (структурная карта по кровле отражающего горизонта) с расположением скважин;* *2. Схематизированная колонка разреза в масштабе 1:1000, с текстурной характеристикой пород;* *3. Седиментационная колонка, отображающая размерность зерен, описываемого интервала, с характерными признаками среды седиментации и литологию пород;*
3. Литолого-фациальная или палеогеографическая карта (схема)	*1. Топ. основа (структурная карта по кровле отражающего горизонта) с расположением скважин;* *2. Схематизированная колонка разреза в масштабе 1:1000, с текстурной характеристикой пород, с указанием аутигенных минералов, фауны, флоры, с характеристикой верхнего и нижнего контактов горизонта, указанием размывов и с заключением о принадлежности отложений к определенной литолого-фациальной зоне и определенной палеогеографической обстановке по каждой скважине, пройденной с отбором керна;* *3. Седиментационная колонка, отображающая размерность зерен, описываемого интервала, с характерными признаками среды седиментации;* *4. Глубины кровли и подошвы, мощности отложений, мощности и процентное содержание различных типов пород в разрезе, коэффициент песчанистости, коэффициент кластичности;* *5. Электрометрическая характеристика типа разреза в каждой скважине;*
5.Карта изопахит	*1. Топ. основа (структурная карта по кровле отражающего горизонта) с расположением скважин;* *2. Глубины кровли и подошвы, мощности отложений в каждой скважине;*
6. Карта песчанистости	*1. Топ. основа (структурная карта по кровле отражающего горизонта) с расположением скважин;* *2. Электрометрическая характеристика типа разреза в каждой скважине;* *3. Мощности и процентное содержание различных типов пород в разрезе, коэффициент песчанистости;*
7. Карта терригенно-минералогических провинций	*1. Топ. основа (структурная карта по кровле отражающего горизонта) с расположением скважин;* *2. Данные иммерсионных анализов тяжелых и легких фракций терригенных пород или нерастворимых остатков карбонатных пород;* *3. Сведения о типоморфных особенностях минералов*

Карта геологических формаций отображает пространственное положение геологических формаций, как древних, так и современных. Основой для ее составления служат геологическая карта, данные по литологии, фациям свит и толщ, изученных в естественных обнажениях или по керну глубоких скважин.

При изучении и картировании древних толщ карты геологических формаций составляются по нескольким последовательным интервалам геологического времени, характеризующим, как правило, крупный геологический цикл. Фактическим материалом для таких карт служат геологическая карта, естественные обнажения, скважины, горные выработки, геофизические данные, теоретические разработки, позволяющие восстановить на закрытых участках или участках размыва состав, мощность и взаимное расположение геологических формации, и т. д.

При выборе интервалов построения таких карт учитываются степень изученности региона, масштаб картирования, состояние местной стратиграфической шкалы, переломные эпохи развития, положение известных или предполагаемых нефтегазоносных комплексов и т. д. Карты могут содержать дополнительно петрографические, литологические, палеогеографические или фациальные характеристики, данные о стадийности и цикличности развития, о мощности или скорости накопления пород и т. д. Масштаб и детальность карт формаций определяет возможность отображения на ней формационных единиц различного порядка – от группы формаций до субформаций.

Этот тип карт, в совокупности с другими методами картирования является важнейшими документами для реконструкции истории развития осадочных бассейнов, поднятии, впадин, складчатости, разломов, магматизма, для установления этапности, стадийности, цикличности их развития, а также для структурно-формационного и тектонического районирования и прогноза нефтегазоносности. Наиболее широко карты формаций используются при исследовании нефтегазоносных толщ геосинклинально-складчатых и краевых систем.

Карты геоморфологические показывают основные черты современного и древнего палеорельефа. На общих геоморфологических картах показываются морфология, генезис и возраст рельефа. В зависимости от задач исследования карты могут быть соответствующим образом специализированы.

При нефтегазопоисковых работах структурно-геоморфологические исследования опираются на карты, где кроме возраста, морфологии и генезиса рельефа обычно отражаются различные морфогенетические признаки новейших тектонических движений. Общепринятой легенды для таких карт не существует.

Структурные карты. Этот вид построений наиболее часто используется геологами-нефтяниками и представляет собой графическое изображение в том или ином масштабе распределения по площади значений абсолютных отметок (параметр карты) какой-либо структурной поверхности (кровли или подошвы пласта, свиты, поверхности рифового массива и т. п.), на которых с помощью линий одинаковых высот (изогипс) подземного рельефа изображается положение в пространстве опорной поверхности (кровли, подошвы пласта). Изогипсы, проведенные по поверхности горизонтов, имеющих определенное положение в стратиграфическом разрезе, называются ***стратоизогипсами*** (рис. 7.9).

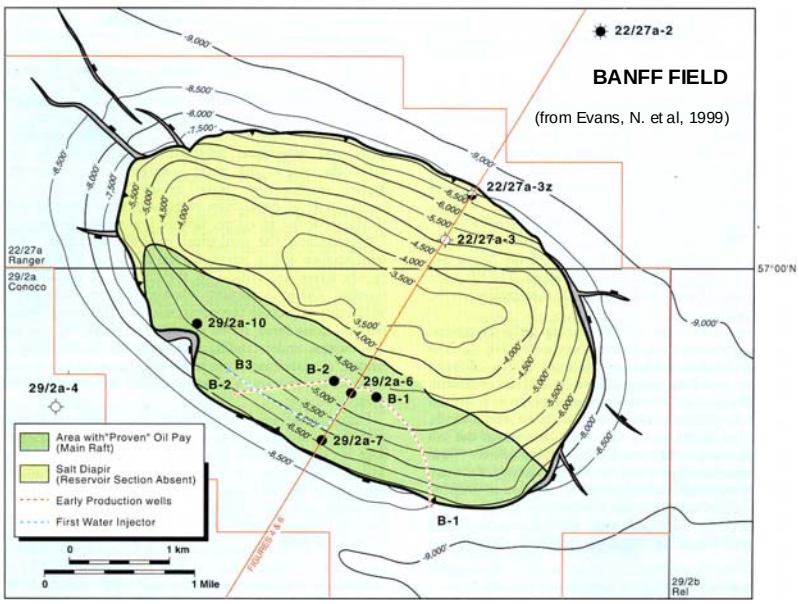


Рис. 7.9. Структурная карта по продуктивному горизонту месторождения Banff Field (from Barns, N. at al. 1999)

Структурная карта строится на топографической основе соответствующего масштаба. Основой графического изображения на ней являются *изогипсы* – линии равных абсолютных отметок. На карте условными знаками показываются линии пересечения структурной поверхности с поверхностями сбрасывателей разрывных нарушений, осевые линии складок и пр.

Это основной документ при прогнозе нефтегазоносности, подсчете запасов УВ и планировании поисковых, разведочных и эксплуатационных работ на нефть и газ.

С помощью структурных карт трассируют дизъюнктивные нарушения; определяют отметки пласта в проектных скважинах; проектируют точное положение разведочных скважин; устанавливают положение и количество добывающих и нагнетательных скважин на площади нефтяных или газовых залежей при составлении технологических схем и проектов разработки, положение нефтяных или газовых залежей в плане (определяют местоположение внешнего и внутреннего контуров нефтегазоносности); определяют формы верхней и нижней границ залежей; отображают подземный рельеф поверхности кровли или подошвы опорного или эксплуатационного пласта и выражают в изогипсах (подземных горизонталях) по отношению к уровню моря.

Структурные карты составляют по абсолютным отметкам кровли (или подошвы) пласта, которые отсчитывают от уровня моря. Следовательно, пласты, залегающие выше уровня моря, будут иметь положительные отметки, а пласты, залегающие ниже уровня моря, – отрицательные. Равные по высоте промежутки между изогипсами называются сечением изогипс. На платформенных пологих структурах сечение изогипс обычно принимают равным 2–5 м, в геосинклинальных условиях и с увеличением угла падения пластов его увеличивают до 10–25 м.

Масштаб структурных карт зависит от целей построения карты и размеров структуры. Например, для подсчета запасов нефти или газа структурные карты рекомендуется строить в масштабе 1:50 000, 1:100 000. Для небольших структур масштаб структурных построений несколько увеличивается.

В нефтегазопромысловой геологии обычно применяют два основных способа построения структурных карт: 1) способ треугольников, когда изучаемая структура не имеет тектонических нарушений; 2) с помощью геологических профилей, когда изучаемая структура разбита тектоническими нарушениями.

Карта схождений (карта изохор) **–** графическое изображение в том или ином масштабе распределения по площади величины интервала (параметр карты) между двумя структурными поверхностями: верхней – опорной и нижней – картируемой. Основой изображения на карте схождений являются изохоры – линии равных значений интервала. С помощью такой карты структурная карта опорной поверхности пересчитывается в структурную карту нижележащей слабо изученной поверхности. Карта схождений может быть построена по ограниченному числу точек, т. к. предполагается, что изменения интервала между двумя поверхностями менее контрастны, чем их структурный рельеф. Обычно карта схождений используется для изучения глубинной структуры нефтегазоносных объектов.

Карты изопахит (равных мощностей). При проведении нефтегазопоисковых работ необходимо знание глубинного строения отдельных структур, интересных на предмет поисков УВ-сырья.

Для изучения геологической истории развития таких структурных форм применяется метод анализа мощностей перспективных стратиграфических комплексов, нанесенных на структурную карту, составленную по итогам бурения или геофизических исследований. Такая карта носит название – карты изопахит.

Карта изопахит представляет собой графическое изображение в том или ином масштабе распределения по площади значений мощности (параметр карты) отложений определенного возрастного интервала или конкретного геологического тела (свиты, пласта, дайки, покрова, аллохтона и т. д.) (рис. 7.10).

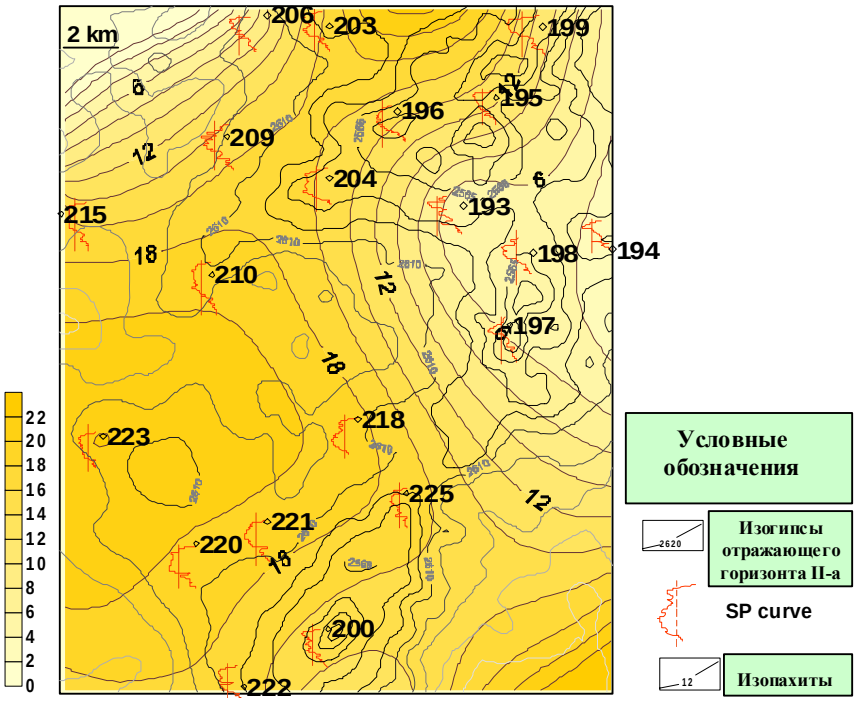


Рис. 7.10. Карта изопахит пласта $Ю_1^3$ с элементами электрометрии

В обычной практике карты строятся на географической основе необходимого масштаба. Основой графического изображения являются изопахиты, т. е. линии равных мощностей. Карты мощностей могут быть двух типов: карты мощностей, построенные на конец изучаемого возрастного интервала (карты палеомощностей). На них показывают лишь изопахиты в областях накопления отложении. При этом мощности отложений экстраполируют в зоны, где эти отложения полностью или частично уничтожены последующими геологическими процессами. Карты этого типа позволяют судить о характере колебательных движений за изучаемый период времени в областях накопления осадков и об объеме отложений, возможно генерировавших УВ.

На картах мощностей второго типа изображается распределение мощностей отложении, реально существующих на сегодняшний день. Кроме изопахит на них должны быть отображены зоны полной пли частичной денудации изучаемых отложений, искажения мощностей в зонах надвиговых и сдвиговых нарушений, изменения мощностей в результате уплотнения пород и т. д. Карты этого типа позволяют судить о формах и масштабах ловушек УВ.

Палеотектоническая трактовка карт мощностей сводится к тому, что изолинии мощностей рассматриваются как изолинии относительного прогибания земной коры за промежуток времени, соответствующий накоплению данного стратиграфического комплекса. Считается, что подошва комплекса, для которого составляется подобная карта, имеет структурные формы, созданные суммой колебательных движений, имевших место от начала и до конца накопления этого комплекса [94].

Карта тектоническая представляет собой графическое изображение в том или ином масштабе распределения по площади структур земной коры. Строится на географической основе соответствующего масштаба (рис. 7.11). Одним из основных парамет-

ров тектонической карты является время (относительное, реже абсолютное) формирования тех или иных структур земной коры (возраст завершающей складчатости, время проявления магматизма разного типа, возраст метаморфизма и т. п.). Другим основным параметром при построении тектонической карты может быть тип структур, а также их иерархия. Основой изображения являются линии границ блоков Земной коры с различной внутренней структурой или разным временем формирования. В первом случае блоки различаются при помощи соответствующих условных знаков или частных структурных карт опорных поверхностей в пределах блоков; во втором – при помощи раскраски цветами стратиграфической шкалы.

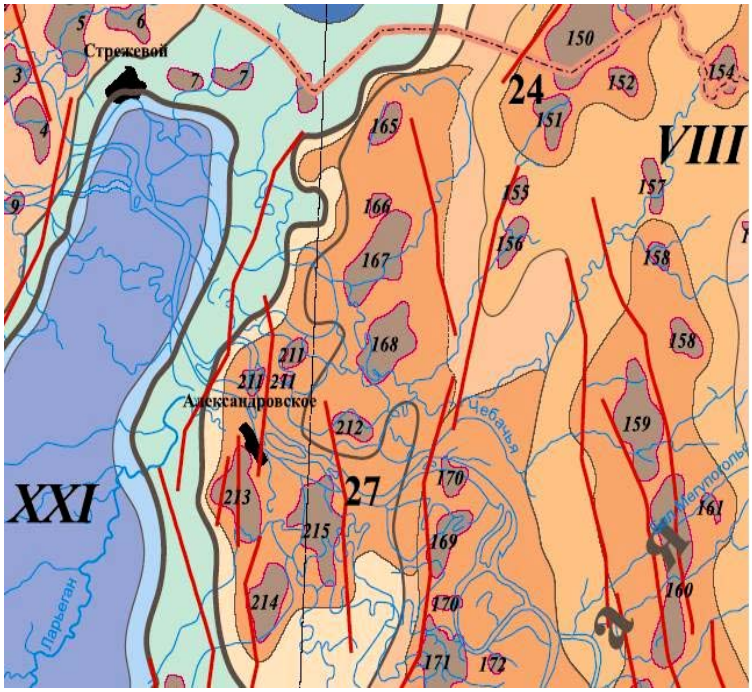


Рис. 7.11. Выкопировка из тектонической карты юрского структурного яруса осадочного чехла западных районов Томской области (По В.А. Конторовичу, 2001 г.)

Условными знаками показываются разнообразные дизъюнктивные нарушения, границы пликативных положительных и отрицательных структур разных рангов (антеклиз, синеклиз, сводов, прогибов, валов и т. д.), магматические тела различного возраста и генезиса, зоны метаморфизма и т. п.

Масштаб и нагрузка карты определяются масштабами и целями исследований. Тектоническая карта является одним из основных обобщающих геологических документов. Она должна суммировать и отражать знания о статике, кинематике и динамике структур соответствующего участка земной коры, т. е. знания о современных формах структур, направленности их развития и о движущих силах этого развития.

В практике нефтяной геологии часто используются не карты, а тектонические схемы, представляющие собой более упрощенный вариант тектонической карты с обобщенными контурами и простой нагрузкой [96].

Карта перспектив нефтегазоносности (угленосности) графически отображает на плоскости в том или ином масштабе областей различной степени перспективности на поиск» залежей УВ (рис. 7.12).

Строится обычно на географической основе соответствующего масштаба. Основными параметрами карт перспектив являются критерии оценки нефтегазоносности. Выбор их комплекса, используемого для сравнительной оценки областей, зависит от

масштаба самой карты, масштаба оцениваемых объектов, степени изученности региона, характера скоплений УВ и др. факторов.

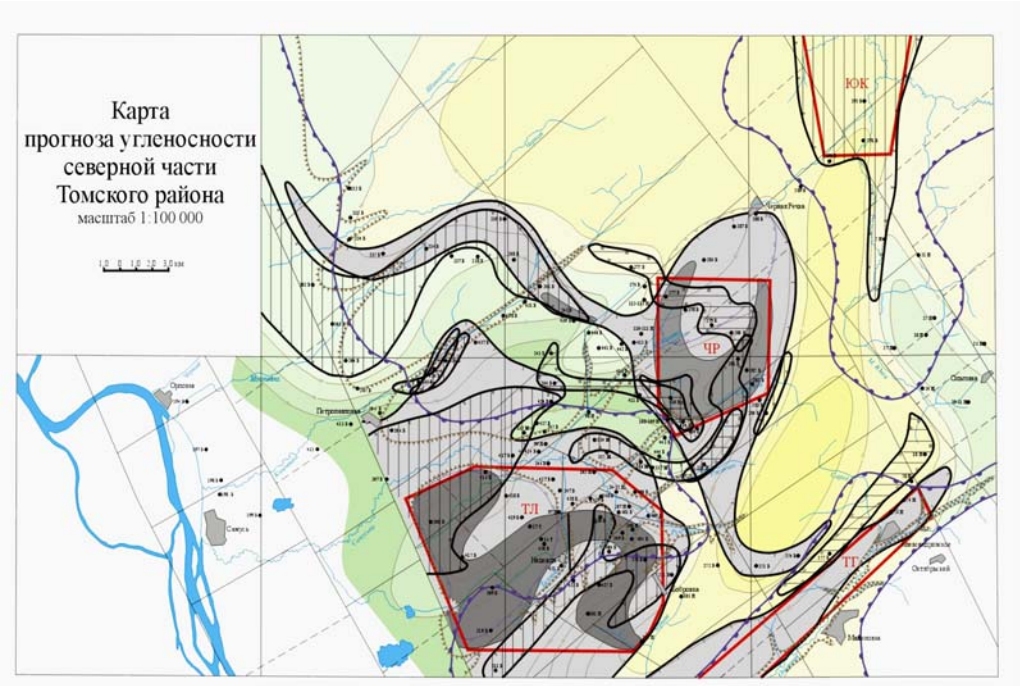


Рис. 7.12. Карта прогноза угленосности для северной части Томского района (по Е.В. Черняеву)

Карта перспектив нефтегазоносности является одним из важных обобщающих документов, позволяющих дать первоначальную, прежде всего качественную, оценку региона и его отдельных частей и является необходимым обоснованием постановки региональных и частично поисковых геолого-геофизических работ на нефть и газ [32; 96].

Карта палеогеографическая – географическая карта, построенная на тот или иной момент геологической истории изучаемого региона. Основным параметром такой карты является ландшафтная принадлежность того или иного участка земной поверхности в течение определенного возрастного интервала. Поэтому основой изображения на ней являются границы ландшафтных единиц, которые показываются условными знаками или цветом. Обычно на палеогеографических картах отображаются, распределение суши и моря, рельеф земной поверхности, батиметрия, климатические условия, гидросеть и т. д.

От современных географических карт палеогеографическая карта отличаются большей схематичностью и значительно большей степенью осреднения по времени. В нефтяной геологии повышенной практической значимостью обладают карты, отражающие ландшафтные единицы как обстановки седиментации, что позволяет использовать эти карты в качестве прогнозных при фациальном анализе [66].

Карта литологическая *о*тображает графически в том или ином масштабе области распространения различных типов осадочных горных пород определенного возрастного интервала.

Выполняются литологические карты обычно на географической основе необходимого масштаба. Основным ее параметром является состав осадочных пород, изображенный условными знаками, реже цветом и индексами. Условными знаками показываются также характерные текстурные и геохимические особенности, степень эпигенетического преобразования пород и т. д.

Основой изображения являются границы, разделяющие области распространения осадочных пород различного состава. Эти границы должны отражать характер перехода от одной области к другой – замещение, выклинивание, переслаивание. Выбор масштаба карты и возрастного интервала зависит от целей и масштаба исследовании. Литологическая карта должна показывать результаты проведенных исследований и давать прогноз состава пород данного возраста на неизученные участки, что особенно важно для прогноза нефтегазоносности.

Литологические карты целесообразно строить для осадочных комплексов небольшой толщины (пачки, горизонты). Однако при ограниченных сведениях о составе пород карты строят и для более крупных подразделений, но их достоверность при этом существенно ниже.

Литологические карты позволяют получить представление о распределении типов пород, характере и направлении фациальных замещений, помогают установить положение областей сноса осадочного материала, восстановить обстановку и определить особенности рельефа дна бассейна осадконакопления, а в ряде случаев – климатические черты геологического прошлого и некоторые другие особенности седиментогенеза.

Закономерности и аномалии в распространении типов пород позволяют правильно ориентировать направление поисков полезных ископаемых на исследуемой территории. Литологические карты в комплексе с литологическими профилями оказывают неоценимую помощь при научном прогнозировании пород-коллекторов, пород экранов, а в целом природных резервуаров нефти и газа. Они также могут быть использованы при исследовании зон нефтегазообразования и нефтегазонакопления [90; 96].

Карта фациальная – графическое изображение в том или ином масштабе распределения по площади фаций (основной параметр карты), относящихся к определенному стратиграфическому интервалу (рис. 7.13).

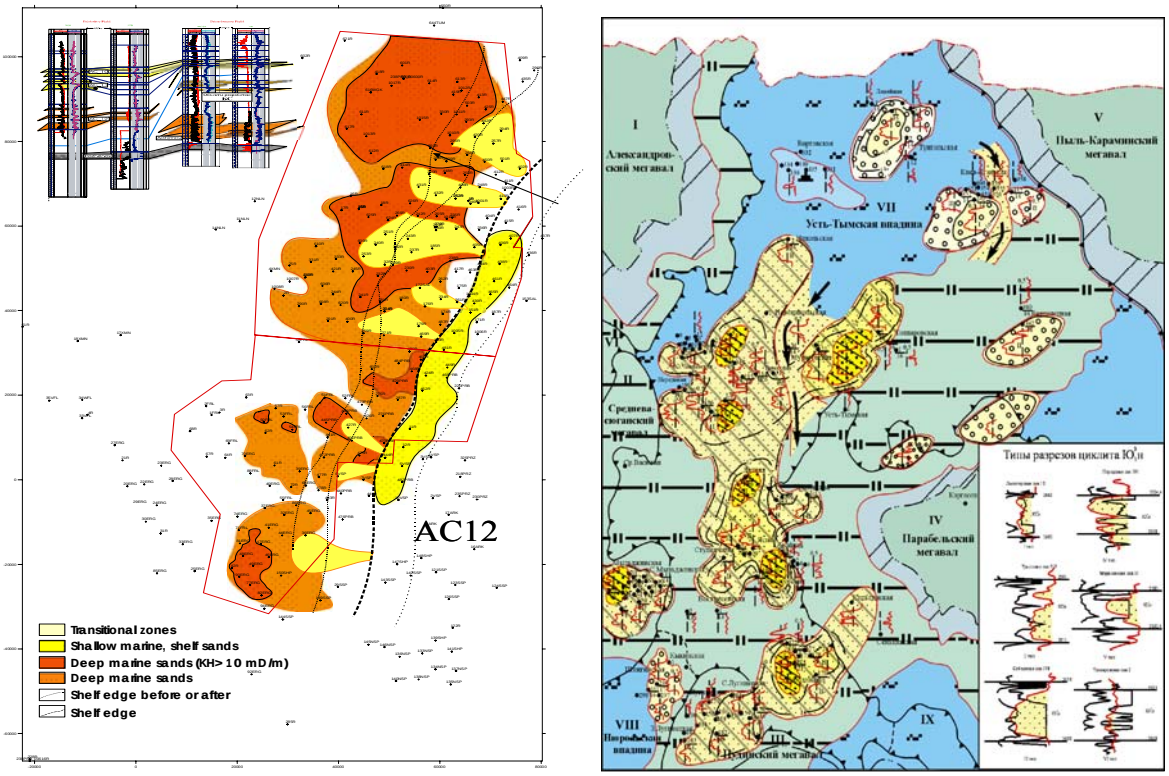


Рис. 7.13. а) Карта распределения фация для пласта АС 12 Приобского месторождения. Б) Литолого-фациальная карта с элементами электрометрии на момент накопления пласта $Ю_1^3$

Строится на топографической основе соответствующего масштаба, где основой графического изображения являются линии, разграничивающие разные фации. Определенными условными знаками показывается состав осадков, формировавшихся в границах тех или иных фации, а цветом – обстановки осадконакопления.

Масштаб и детальность фациальных карт зависят от целей исследований. Учитывая имеющиеся в настоящее время уже опубликованные и выходящие из печати атласы обзорных литолого-фациальных и палеогеографических карт, считаем, что при решении вопросов нефтяной геологии сплошное картирование можно начинать с составления мелкомасштабных (1:2 500 000), а в более старых районах, таких как Русская платформа – и среднемасштабных (1:500 000; 1:1 000 000) карт, охватывающих отдельные нефтеносные области.

На более интересных и перспективных площадях строят крупномасштабные литолого-фациальные и палеогеографические карты.

При построении литолого-фациальных необходимо стремиться увеличить точность отображения древних обстановок. Для этого нужно по возможности сузить интервал геологического времени, для которого строится карта. В идеале каждая такая карта должна отображать какой-то один момент геологической истории и являться как бы монофациальным срезом.

Для ее составления требуется точная и детальная стратиграфическая схема картируемых отложений.

Каждая литолого-фациальная карта должна отражать определенный изохронный отрезок времени, а не литологически однородный фациальный комплекс (например, базальный трансгрессивный) со скользящими возрастными границами.

Как правило, литолого-фациальные и палеогеографические карты строятся для отдельных горизонтов, подъярусов, ярусов (иногда для нескольких ярусов) и свит. Если резкая смена фаций в данной области приурочена к средней части таких стратиграфических единиц, то составляют по две карты, отдельно для ее верхней и нижней частей. При исследовании ритмично построенных толщ иногда строятся карты для отдельных ритмов. Во всех этих случаях исследователь неизбежно сталкивается с вопросом суммирования или усреднения, как литофаций, так и палеогеографических обстановок. Часто на литолого-фациальную карту накладывают электрометрическую характеристику изучаемого временного интервала, что позволяет получить более полные представления.

Желательным считается, чтобы расстояние между точками, представляющими разрезы, было не менее 2–3 см и не более 10–12 см, на картах любого масштаба. Помимо обязательного использования материалов по всем параметрическим и опорным скважинам, необходимо широко использовать наиболее полно охарактеризованные керном разрезы отдельных разведочных скважин. При этом следует привлекать разрезы всех разбуриваемых на площади структур. При наличии хорошо разбуренных небольших структур с мало меняющимся строением разрезов достаточно использовать один из них, наиболее полно представленный керном. В случае большой фациальной изменчивости пород в пределах структуры количество необходимых разрезов должно возрасти до трех-пяти. При крупномасштабном картировании дополнительно привлекается большое количестве каротажных данных по скважинам.

Привлечение только каротажных материалов становится возможным на основе детального литологического изучения многочисленных разрезов скважин, наиболее полно охарактеризованных керном. Такое изучение позволяет произвести точную увязку керновых и каротажных данных и последующую интерпретацию последних (рис. 7.13) [69; 90].

Карты распределения компонентов или изменения свойств осадочных пород. Эти карты предназначаются для наглядного изображения особенностей распределения

составных частей или изменения свойств осадочных пород какого-либо геологического (литологического) подразделения в пределах заданной территории. Для составления карт по каждой скважине или обнажению определяют среднее содержание искомого компонента или среднюю величину физического параметра в заданном геологическом (литологическом, стратиграфическом) объеме. Среднее содержание в практике работ обычно определяют как среднеарифметическое или средневзвешенное.

Среднеарифметическое представляет собой частное от деления суммарного содержания заданного компонента во всех образцах исследуемого разреза на количество использованных образцов. Этот способ расчета приближенный, поскольку достоверность определения зависит от того, насколько полно учтены все разности пород в разрезе.

Средневзвешенное содержание по разрезу более достоверно. По составу пород в разрезе подразделения выделяют слои, замеряют толщину каждого из них и из каждого слоя отбирают образцы для анализа. При небольшой толщине слоя (до 1–1,5 м) и однородном составе отбирают 1 образец из середины слоя; при неоднородном составе пород отбирают 3 образца – из подошвы, кровли и из середины слоя. При значительной толщине образцы отбирают из кровли, подошвы, а в середине пласта или слоя через 2–3 м. После анализа образцов определяют среднеарифметическое содержание компонента в каждом слое (если было отобрано несколько образцов). С целью учета толщины слоя (пласта, пачки) умножают толщины слоев на содержания (если использовано несколько образцов, то на среднеарифметические содержания) компонентов. Полученные произведения складывают и затем делят на суммарную толщину разреза. Результат деления представляет искомую средневзвешенную величину.

Вычисленные средневзвешенные значения (а при невозможности их определить – среднеарифметические) наносятся на схему расположения скважин (или обнажений) и методом интерполяции составляется схема или карта.

Карты песчанистости. Карты, отражающие распространение в изучаемом регионе песчано-алевритовых пород. Для построения таких карт исходным материалом служат послойные разрезы, на которых отмечены мощности пород-коллекторов. Послойные разрезы могут быть сняты по естественным обнажениям, а также составлены по каротажным диаграммам буровых скважин.

Карты песчанистости составляют для определенного стратиграфического интервала разреза, с включением в построения разрезов, в которых песчанистость равна нулю. Точность карт зависит от достоверности отбивок нижней и верхней границы избранного интервала разреза, что достигается углубленными стратиграфическими исследованиями. Наибольший практический интерес представляют быстро меняющиеся фациальные толщи, для которых возможность применения ряда методов корреляции (например, литологические методы) в какой-то мере ограничена.

При описании разреза очень важно получить точные мощности песчано-алевритовых пород, поэтому все прослои песчаников и алевролитов (иногда и гравелитов) должны быть учтены и мощности их замерены. Если описывается пачка тонкого и частого чередования пород, можно указать процент песчанистости этой пачки, приведя ее полную мощность.

При работе с каротажными диаграммами мощности коллекторов определяют по соотношению сопротивлений на кривым стандартного каротажа (КС; ПС). В более сложных случаях применяются кривые БКЗ.

Получив исходный материал, приступают к составлению карт. Карты песчанистости можно отстраивать в абсолютных и относительных цифрах. В первом случае картируется суммарная абсолютная мощность пластов коллекторской размерности, а во втором – процент песчанистости разрезов. Первый тип карт получил большее распро-

странение (особенно часто их строят при подсчетах запасов нефти и газа), второй имеет ряд преимуществ: учет изменений общей мощности и возможность составления карт, имея не всюду полные послойные разрезы.

Общая мощность разрезов учитывается в процессе пересчета, так как процент песчанистости – это отношение суммарной мощности песчано-алевритовых пород к общей мощности стратиграфического интервала, для которого составляется карта. Возможны случаи, когда суммарная мощность песчаников и алевролитов растет, а процент песчанистости в этом же направлении уменьшается и наоборот.

Если приходится иметь дело с неполными разрезами, во многих случаях, зная строение их в районе работ, можно использовать данные по ним с поправками на ту часть разреза, для которой нам удалось получить цифровые величины. Все же и в этом случае желательно добиваться того, чтобы получить значительные части послойных разрезов, охватывающих более половины мощности избранного для построения стратиграфического интервала.

Карты и первого и второго типов строятся в изолиниях. В обоих случаях нулевые линии должны совпадать.

Карты песчанистости имеют большое значение для поисков зон выклинивания коллекторов, т. к. являются единственным построением, на котором можно показать линию их выклинивания. Во многих случаях (при редкой сети точек) линию выклинивания нельзя показать точно. Тогда, пользуясь закономерностями, выявленными по гранулометрическим картам, картам течений и т. д., нулевую линию намечают приближенно.

При планировании бурения важно знать, насколько компактные пачки коллекторов слагают разрезы исследуемого объекта – тонкое ли это чередование глин и песчаников или мощные горизонты коллекторов среди мощных пачек не коллекторов. Непосредственно на картах это не показывается, но учитывается при построении профилей, которые насыщаются данными по литологии осадков. Таким образом, профили, которые составляются как поисковый документ для уточнения положения зон выклинивания, отличаются от общепринятых.

Интерпретация карт песчанистости не составляет труда. Линия выклинивания выявляется непосредственно на карте при достаточно густой сети наблюдений (интерполяция) или может быть намечена в направлении уменьшения мощностей коллекторов при учете градиента падения мощностей, [32; 69; 90; 100].

Гранулометрические карты. Гранулометрический состав обломочных пород зависит исключительно от динамики среды осадконакопления и отображает пути переноса терригенного материала.

По гранулометрии осадков можно делать целый ряд построений (карт), в основе каждого из них лежит гранулометрический анализ породы. Поэтому для составления серии карт необходимо в первую очередь собрать как можно больше гранулометрических анализов пород, слагающих разрезы избранного стратиграфического интервала по всей рассматриваемой площади.

Наиболее трудным при гранулометрических построениях является вопрос о представительности данных для характеристики разреза, состоящего во многих случаях не из одной породы, а из чередования различных типов пород.

При наличии градационной слоистости, при уменьшении гранулометрического уровня от подошвы к кровле пласта, следует отбирать образец из его нижней части. Имея дело о циклически или ритмически построенными толщами, надо брать образцы из самой грубозернистой части цикла или ритма. В существенно глинистых толщах образцы отбираются из пород с примесью песчаного или алевритового материала. Все это относится и к образцам пород из кернов буровых скважин.

Обычно данные по количеству гранулометрических анализов содержатся в отчетах по опорному, параметрическому, структурно-поисковому и разведочному бурению, из подсчетов запасов нефти и газа, из отчетов по геологическим съемкам; в лабораториях физики пласта и петрографических. В результате таких сборов, дополненных специальными исследованиями, накапливается очень большой материал, измеряемый многими сотнями или тысячами анализов.

По этим анализам можно построить следующие карты: карты треугольников, карты распространения отдельных размерных фракций, карты изменения среднего диаметра зерен, карты появления грубых размерных фракций и карты сортировки осадков. Все построения, о которых речь идет ниже, рекомендуются из расчета на применение шестифракционных анализов [69; 90; 100].

Вопросы для самопроверки:

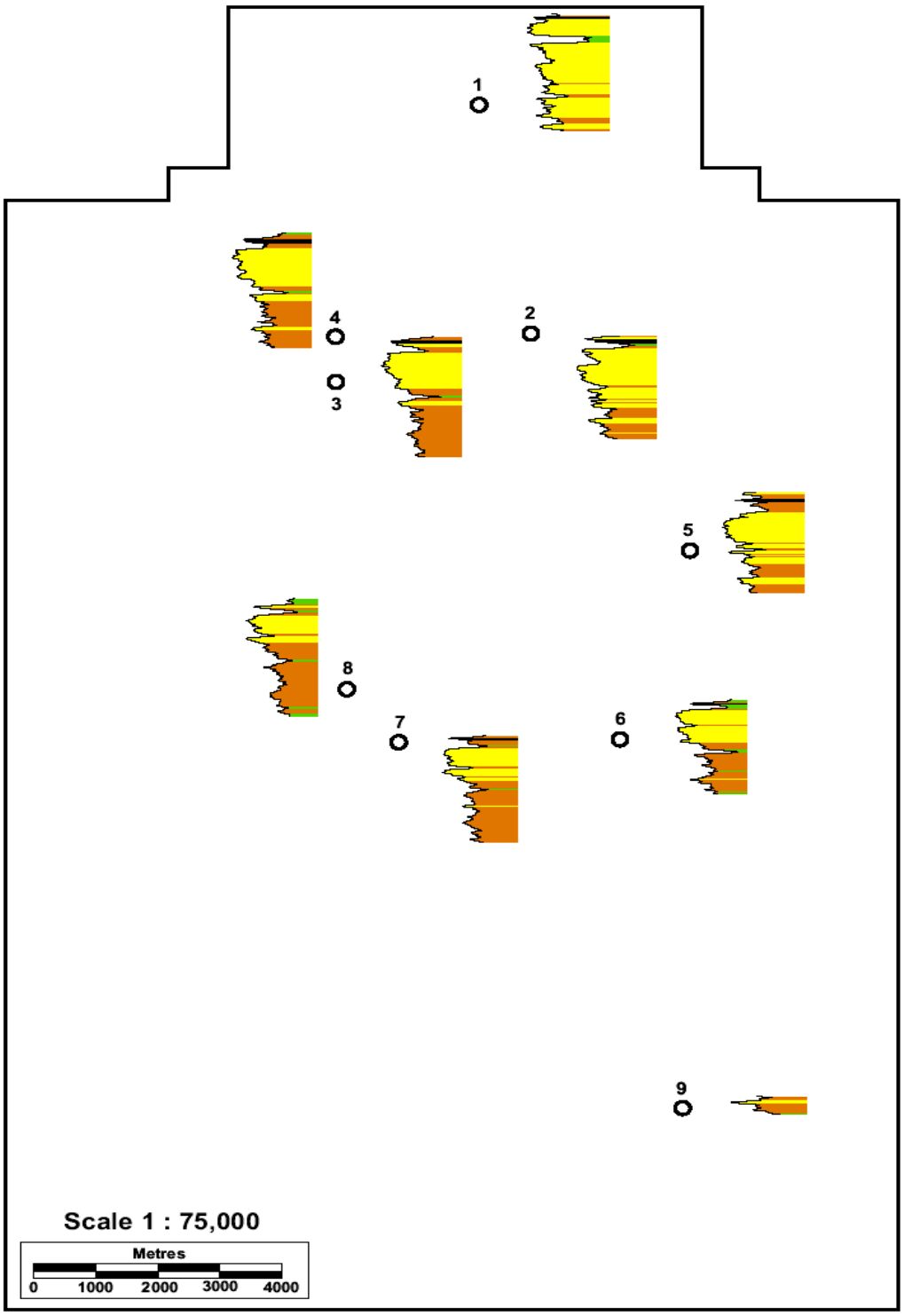
1. *Какая операция является первостепенной при проведении корреляционных построений?*
2. *Какие типы реперов Вам известны?*
3. *Что понимают под процедурой корреляции?*
4. *Какие методы корреляции осадочных толщ Вам известны?*
5. *От каких факторов зависит корректная биостратиграфическая корреляция?*
6. *Какую информацию несет в себе литолого-фациальная карта?*
7. *Что такое изопахиты?*
8. *С какой целью геология нефти и газа использует различные методы исследований осадочных толщ смежных геологических наук?*
9. *Какие карты помогают отобразить расположение древних условий седиментации?*
10. *Перечислите принципы прикладных исследований в нефтяной геологии.*
11. *Чем отличается схема корреляции от геологического разреза?*
12. *Что отображено на седиментационных колонках? Какие принципы заложены в основу их построения?*
13. *Какими способами можно построить структурные карты?*

ПРАКТИЧЕСКАЯ РАБОТА № 1
Построение фациальной карты

Задачи: *Основываясь на каротажных данных 1–9 провести:*

1. Расчёты мощностей и изобразить результаты на картах, используя изопахиты и контуры.
2. Рассчитать % песка, используя мощность песков (изопахиты) и контуры.
3. Определить наиболее вероятные фации (распределительных каналов, устьевых баров, торфяных болот, продельты и т. д.)
4. Построить фациальную карту, предположив наличие фаций в данном разрезе
5. Определить условия осадконакопления
6. Где располагалась вероятная область сноса осадочного материала?
7. Указать места/площади, которые вы бы могли рекомендовать для бурения с целью поиска резервуаров нефти; обосновать почему?

Дано: 1. Схема расположения скважин
2. Каротажные материалы (ГК, КС) по каждой скважине
3. Седиментационные колонки по каждой скважине


1
2
3
4
5
6
7
8
9
Scale 1 : 75,000
Metres
0
1000
2000
3000
4000

ПРАКТИЧЕСКАЯ РАБОТА № 2
Построение и анализ фациальной карты

Задачи: *Вам дана схема расположения скважин продуктивного пласта Z месторождения N, выполните следующие задания:*

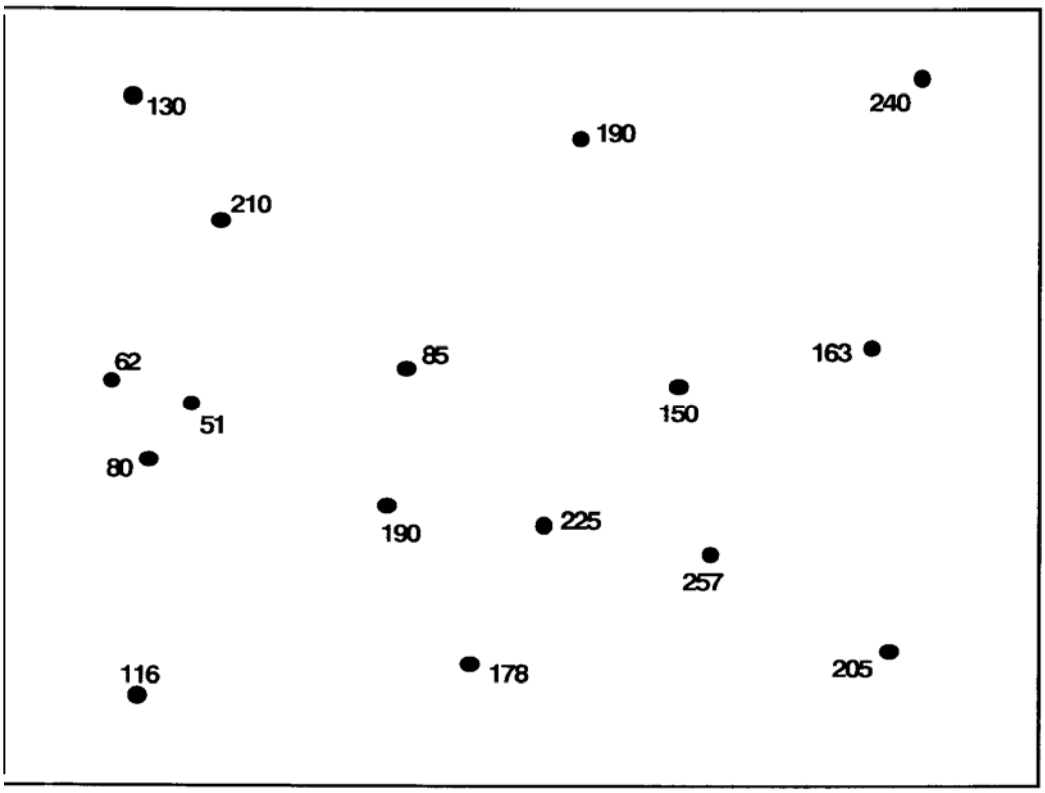
1. Постройте карту изопахит, если общая мощность продуктивного пласта в каждой скважине указана в табл. 1.
2. Нанесите на построенную карту изолинии песчанистости.
3. Сделайте предположение, в каких фациальных условиях формировался природный резервуар.
4. Наличие каких фаций в нем Вы можете ожидать?
5. В какой части месторождения следует ожидать наилучшие коллекторские свойства и почему?

Дано: 1. Схема расположения скважин.
2. Табличные значения общих мощностей и данные по коэффициенту песчанистости в каждой скважине.

Таблица 1

Данные по месторождению

№ скважины	*Общая мощность пласта (м)*	Песчанистость
51	25	*0,4*
62	15	*0,2*
80	30	*0,4*
85	45	*0,4*
100	40	*0,4*
116	50	*0,6*
130	2	*0*
150	50	*0,4*
163	45	*0,4*
178	50	*0,4*
190	50	*0,6*
205	30	*0,2*
210	15	*0,2*
225	50	*0,4*
240	50	*0,4*
257	*45*	*0,4*



Для наглядности, отобразите литологический состав в принятых услов-ных обозначениях на полученной схеме.

Глава 8
ФОРМАЦИОННЫЙ АНАЛИЗ

Формационный анализ в нефтяной геологии предусматривает выделение элементарных циклов – парагенезов генетических типов осадков и обстановок – парагенезов фациальных типов осадков. Существует довольно большое число парагенезов, главнейшими из которых в трансгрессивном ряду являются:

- *континентальные (аллювиальные, аллювиально-озерные, озерные),*
- *континентально-морские (аллювиально-прибрежно-морские, аллювиально-прибрежные, собственно-морские, аллювиально-морские),*
- *морские (прибрежно-морские, прибрежно-собственно-морские, собственно-морские – за пределами внешнего шельфа),*
- *океанические.*

Последние могут быть представлены не только одними океанскими циклами и обстановками осадконакопления, но и образованы в сочетании с морскими и даже, не исключено, и с континентальными. Наряду с трансгрессивными рядами существуют и регрессивные, имея в целом обратный порядок сочетания генетических и фациальных типов осадков [6; 19; 90; 104].

В процессе фациального анализа устанавливаются парагенезы (циклы и обстановки осадконакопления) более крупных уровней организаций: мезоциклы и мегациклы, мезообстановки и подформации. В конечном итоге устанавливаются в генетическом ряду толщи (парагенез мегациклов), а в фациальном ряду – формации (парагенез подформаций). Каждая формация характеризуется разрезами по вертикали в различных частях палеоструктуры – градациями.

Существует три аспекта использования формаций в нефтяной геологии.

1. Применение формационного и структурно-формационного анализов для создания основы региональных тектонических построений, выяснения современной структуры нефтегазоносных бассейнов, палеотектоники и истории их формирования, так как контуры крупных палеоподнятий и палеовпадин контролируются площадями развития определенных формаций. Детальным формационным анализом выделяются мозаичное строение многих нефтегазоносных провинций и разновозрастная активизация отдельных блоков.
2. Использование формаций в качестве критерия регионального прогноза нефтегазоносности, основанного на детальной классификации формаций [6]. Выделение типов формаций проводится по комплексу показателей, главные из которых – набор пород, количественное соотношение пород в теле формации, его текстура и биоседиментологические особенности органических остатков. Типизация выделенных в разрезе формаций дает основание для прогноза масштаба возможной нефтегазоносности, особенностей размещения в теле формации пластов-коллекторов, флюидоупоров, типа преобладающих коллекторов и структуры ловушек. Среди терригенных формаций наиболее перспективны морские серо-цветные песчаные, глинистые, песчано-глинистые, глауконитовые, угленосные, тонкие молассы, дельтовые, Среди карбонатных формаций часто нефтегазоносны рифогенные, формации известняков и доломитизированных известняков, тройственные.
3. Формации используются как один из критериев зонального прогноза нефтегазоносности. Неоднородность формаций крупных геологических тел позволяет выделять в конкретных формациях субформации (разновозрастные части) и градации – одновозрастные, но разные по строению части формации. Выделение

градаций правомочно по изменению отдельных формационных показателей, но при общности главных признаков, определяющих тип формации. В ряде нефтегазоносных формаций четко обособляются отдельные градации, наиболее обогащенные залежами углеводородов.

В нефтегазовой геологии формационный подход к изучению закономерностей размещения залежей нефти и газа и определению перспектив нефтегазоносности территорий дает возможность провести анализ данных для единых комплексов, геологических тел, характеризующихся общими особенностями строения и изменения всех геологических параметров [6].

8.1. Нефтегазоносные формации

Состав и свойства породы-коллектора, форма природного резервуара определяется условиями образования тех толщ, в которых они находятся. В зависимости от геотектонического положения и уровня развития различные осадочно-породные бассейны, в составе которых выделяются коллекторы и покрышки, характеризуются тем или иным набором отложений. Среди этого набора тектонисты и литологи выделяют формации.

Каждая формация является комплексом парагенетически связанных пород, образовавшихся в определенной тектонической зоне на определенном этапе ее развития. Выделены ряды формаций, характерные для геосинклинальных складчатых областей, платформ и переходных между ними зон. Коллекторы и покрышки являются частью формаций, и их развитие тесно связано с развитием соответствующей формации. К нефтегазоносным формациям по А.А. Бакирову (1985 г.) относят:

> *«естественноисторическую систему ассоциаций горных пород, генетически связанных между собой во времени (геологическом) и пространстве палеотектоническими, палеогеографическими и палеогеохимическими условиями образования, благоприятными для возникновения и развития процессов нефтегазообразования и нефтегазонакопления»* [14].

Нефтегазоносные формации латерально могут распространяться на сотни, а иногда тысячи километров, охватывая территорию нескольких крупных геоструктурных элементов. Мощность их в разрезе литосферы колеблется от сотен до тысяч метров.

Нефтегазоносная формация может охватывать одно или несколько крупных литолого-стратиграфических подразделений. Близкие по вещественному составу, палеогеографическим и палеотектоническим условиям образования формации могут быть объединены в вертикальные и латеральные ряды.

Нефтегазоносные формации могут быть представлены преимущественно одной литологической разностью пород или чередованием пород с различными литологическими свойствами.

В составе целостной нефтегазоносной формации выделяют субформации в зависимости от приуроченности их к различным текто-ническим элементам первого порядка, особенностей палеогеографических условий осадконакопления, преобладающих литологических свойств, фазового состояния содержащихся в них углеводородов (преимущественно жидкие или газообразные) и других особенностей.

Нефтегазоносные формации содержат скопления нефти и газа только в составе определенных литологических комплексов, которые отличаются региональной нефтегазоносностью в пределах обширных территорий, охватывающих, как правило, несколько крупных геоструктурных элементов. Если в целостной нефтегазовой геологической системе каждого региона объектом территориального прогнозирования

являются нефтегазоносные области, зоны нефтегазонакопления и составляющие их месторождения, то объектом прогнозирования нефтегазоносности разреза литосферы являются ***регионально нефтегазоносные комплексы (РНГК)*** [45].

> ***«РНГК** – литолого-стратиграфические подразделения, содержащие скопления нефти и газа в пределах обширнейших территорий, соответствующих нефтегазоносной провинции или большей ее части и представляют собой природные системы, состоящие из совокупности горных пород, условия накопления и дальнейшее преобразование которых характеризуются благоприятными геологическими, геохимическими, гидрогеологическими, тектоническими и другими факторами, обусловившими возникновение и развитие процессов регионального нефтегазообразования и нефтегазонакопления»* [6].

Основными факторами, определяющими образование регионально нефтегазоносных комплексов, являются:

1) *накопление органического вещества и вмещающих его осадков в субаквальной среде с анаэробной геохимической обстановкой в фазы развития движений прогибания, достаточного для создания соответствующих термодинамических условий, которые необходимы для преобразования и последующей эмиграции нефтяных углеводородов из нефтематеринских пород в коллекторы;*
2) *отсутствие возможности попадания рассматриваемой части разреза в зону активного водообмена и аэрации в последующие фазы развития восходящих движений;*
3) *наличие в комплексе пород, характеризующихся благоприятными коллекторскими свойствами;*
4) *наличие в комплексе толщи практически нефтегазонепроницаемых пород-покрышек для обеспечения сохранности залежей.*

В зависимости от взаимоотношения с нефтепродуцирующими породами нефтегазоносные комплексы подразделяют в этой классификации на ***сингенетичные,*** в состав которых входят нефтепродуцирующие породы, и ***эпигенетичные,*** содержащие нефть или газ, мигрировавшие из других осадочных образований. Если в нефтегазоносном комплексе помимо сингенетичных содержатся углеводороды, мигрировавшие по зонам нарушения из нижележащих комплексов, их можно назвать ***эписин-генетичными*** [6; 14].

В зависимости от площади распространения скоплений нефти и газа нефтегазоносные комплексы подразделяют на *региональные, субрегио-нальные, зональные и локальные*.

К субрегиональным относятся комплексы пород, содержащие скопления нефти и газа только в пределах одной нефтегазоносной области какой-либо провинции. Отложения, продуктивные в пределах района или зоны нефтегазонакопления, выделяются как зональные.

Совокупность горных пород, входящих в природную систему и представляющих собой определенный регионально нефтегазоносный комплекс, состоит из трех частей: нефтегазопроизводящей толщи, генерирующей нефть или газ, нефтегазосодержащей толщи, представленной коллекторами, в которых содержатся скопления нефти и газа, перекрывающей ее слабопроницаемой толщи – покрышки, обеспечивающей сохранность скоплений углеводородов.

Ареалы региональной нефтегазоносности в отложениях различных литолого-стратиграфических подразделений в одних случаях совпадают, а в других – территориально смещены. Пространственные соотношения ареалов региональной нефтегазонос-

ности отдельных стратиграфических подразделений осадочных образований в пределах одной и той же нефтегазоносной провинции при прочих равных условиях зависят:

- *от режима и направленности колебательных движений крупных геотектонических элементов в пределах исследуемой части бассейна седиментации в течение рассматриваемого и последующих за ним отрезков геологического времени;*
- *от физических свойств и мощности коллекторов, участвующих в строении отложений исследуемых нефтегазоносных этажей;*
- *от наличия, строения и мощности пород-флюидоупоров (покрышек), перекрывающих каждый из регионально нефтегазоносных комплексов.*

Нефтегазоносные комплексы (НГК) могут быть терригенными, карбонатными, морскими, прибрежными, континентальными и т. д. Но все они должны формирование в субаквальной среде в анаэробной геохимической обстановке.

Пространственное совпадение ареалов нефтегазоносности в отложениях нескольких нефтегазоносных этажей разного возраста наблюдается в случае, когда общая направленность и режим тектонических движений крупных геоструктурных элементов были одинаковы, а каждый нефтегазоносный этаж содержал пласты-коллекторы. Ареалы региональной нефтегазоносности приурочены к тем территориям, где:

- *накопление осадков в течение определенного времени происходило в субаквальной среде, в определенной геохимической обстановке в фазу прогибания и амплитуды прогибания в начальную фазу были значительными;*
- *в фазу восходящих движений, рассматриваемая часть разреза не попадала в зону активного водообмена и аэрации.*

Перечисленные закономерности распространения в пространстве РНГК в зависимости от определенных палеогеографических и палеотектонических условий характерны для всех нефтегазоносных территорий и являются основой для научного прогнозирования нефтегазоносности недр.

Среди формаций, характеризующихся широким распространением и благоприятными условиями (наличием нефтегазоматеринских толщ, пород-коллекторов и др.) для формирования скоплений УВ в платформенных, переходных и складчатых областях типичными являются:

- *песчано-глинистые и карбонатные древних платформ;*
- *песчано-глинистые угленосные, песчано-глинистые глауконитовые, реже карбонатные и карбонатно-терригенные молодых платформ;*
- *угленосные, карбонатные, терригенно-карбонатные, терригенно-туффито-кремнистые, тонкая моласса геосинклинальных и переходных территорий.*

Для *формаций платформенных территорий* характерными чертами является относительно небольшая мощность, обширная территория распространения, формирование преимущественно в мелководно-морских, прибрежных и континентальных условиях при небольшой скорости седиментации (первые метры, десятки метров в 1 млн. лет), практически полным отсутствием эффузивов в разрезах и низкой степенью литифици-рованности отложений.

Формации геосинклинальных территорий имеют огромную мощность (более 1000 м), линейное или полосовидное залегание, характеризуются резкой сменой литолого-фациального состава, широким развитием эффузивов и интрузий, высокой степенью дислоцированности и значительным эпигенезом пород. Как правило, их формирование происходит в глубоководных осадочных обстановках с широким развитием тонкоотмученных пород. Скорость осадконакопления таких формаций очень велика и составляет сотни метров в 1 млн. лет [6].

Формации переходных территорий сочетают в себе черты строения как платформенных, так и складчатых территорий.

При изучении нефтегазоносных формаций принимается во внимание общая литологическая характеристика выделенных тел, особенности геоморфологии, мощность, занимаемая площадь. При изучении внутреннего строения рассматриваются основные и второстепенные литотипы пород; палеотектонические, палеофациальные, палеогеографические условия их образования, эволюционные преобразования, скорость накопления. Рассматриваются соотношения с другими формациями в плане ритмичности и цикличности процесса седиментации. В разрезе изучаются вертикальные и латеральные формационные ряды, содержащие основные залежи УВ. Дается оценка нефтегазоносности ресурсов нефти и газа.

Перечисленные связи пространственного распространения регионально нефтегазоносных комплексов с определенными палеогеографическими и палеотектоническими условиями характерны для всех нефтегазоносных провинций нашей планеты и могут рассматриваться как одна из основных глобальных закономерностей распространения комплексов в разрезе литосферы.

8.2. Карбонатные нефтегазоносные формации

Отличительной особенностью карбонатных формаций платформенных и переходных территорий является широкое развитие известняковых, реже – известняковых доломитизированных формаций. Типичные доломиты в разрезе, как правило, имеют ограниченное распространение.

Среди известняков развиты оолитовые, органогенные, органогенно-обломочные разности. Подчиненное положение в карбонатных формациях занимают глинистые доломиты, доломитовые мергели, известковистые песчаники, алевролиты, известковые глины, гипсы и ангидриты.

Карбонатные формации платформ характеризуются относительной выдержанностью по простиранию, сравнительно небольшой мощностью, как правило не превышающей первые сотни метров, являются не только аккумуляторами, но и генераторами углеводородов. Возможность нефтегазообразования в них при благоприятных палеогеографических и палеотектонических условиях была теоретически обоснована в трудах В.П. Батурина, Н.М. Страхова, А.А. Бакирова и ряда других исследователей. Установлена неравномерная нефтегазонасыщенность карбонатных формаций, что в первую очередь объясняется особенностями развития коллекторов в карбонатных отложениях [14].

Реже устанавливается региональная нефтегазоносность доломитовых формаций, что связано с ограниченным развитием в разрезе пород-коллекторов, в частности представленных органогенными известняками. Доломитистые формации отличаются от доломитовых большим набором карбонатных пород, среди которых преобладают седиментационно-диагенетические и известковистые доломиты, доломитизированные и хемогенные известняки.

Незначительны перспективы нефтегазоносности формаций слоистых известняков. Коллекторами здесь служат пачки оолитовых известняков с невысокими емкостно-фильтрационными параметрами.

Формации пелагических карбонатов также редко бывают нефтегазоносными (*пелагические формации известняков Месопотамского прогиба, являющиеся покрышками и лишь иногда содержащие газовые залежи*).

Наиболее богаты скоплениями УВ рифогенные субформации известняков и доломитизированных известняков, накапливающиеся в определенных физико-географических и тектонических условиях.

Необходимые фациально-палеогеографические условия образования рифов возникают в относительно крупных тепловодных морских бассейнах нормальной солености, сообщающихся с Мировым океаном и удаленных от обширных источников сноса терригенного материала. Палеотектоническими предпосылками являются высокие скорости погружения бассейна седиментации в условиях расчлененного рельефа морского дна [99; 100].

При этом большое значение имеет постседиментационное уплотнение смежных с рифовыми глинистых фаций. Это способствует образованию рифовых тел высотой в несколько сот и тысяч метров в пределах передовых прогибов и геосинклинальных областей. Протяженность рифовых зон меняется от нескольких десятков метров до нескольких сот километров. Благоприятными тектоническими структурами, в пределах которых формируются рифогенные тела, считают валообразные поднятия и флексурные уступы, склоны крупных поднятий, отдельные локальные структуры. Значительные нефтяные месторождения открыты в девонских рифах в России и Канаде, в пермских – в России и США, в меловых и палеогеновых – в Мексике, США, Ливии, странах Ближнего и Среднего Востока. Рифогенные субформации нефтеносны не только в пределах рифовых тел, но и в структурных ловушках, где они образуют высокоемкие резервуары. Это обусловливает чрезвычайно большие дебиты нефти из скважин [52].

8.3. Песчано-глинистые угленосные формации

Песчано-глинистые угленосные формации наиболее широко развиты в провинциях молодых платформ, имеют несколько меньшее распространение в провинциях древних платформ и прилегающих к ним провинциях переходного типа. Эти формации сложены переслаивающимися песчано-глинистыми породами, в различной степени обогащенными рассеянным и концентрированным органическим веществом в виде прослоев и включений бурых и каменных углей [14].

Преимущественно гумусовый тип органического вещества угленосных формаций предопределяет генерацию главным образом газообразных УВ. При определенных условиях эти формации генерируют и нефти специфического состава – алкановые и парафинистые.

Характерной особенностью песчано-глинистых угленосных формаций является их полифациальность, невыдержанность по простиранию и разрезу. В составе формаций широким распространением пользуются прибрежные, лагунные, дельтовые, аллювиальные, озерные и болотные фации. В пределах прибрежных и лагунных зон формируются паралические угленосные отложения, на территориях озер и болот – лимнические образования.

Общими условиями образования угленосных формаций являются: гумидный климат, обилие растительного материала, затрудненный сток и осадконакопление при активных нисходящих тектонических движениях.

Невыдержанность разрезов угленосных формаций, низкая сортировка обломочного материала, полимиктовый состав песчаников и другие особенности определяют в основном низкие коллекторские свойства песчаных пачек формаций. Экранирующие свойства глин также обычно невысоки из-за небольшой мощности, расслоенности их проницаемыми прослоями, присутствия в большом количестве глинистых минералов группы каолинита и ряда других особенностей. Эти черты строения обуславливают формирование редких крупные скопления УВ в угленосных формациях, обычно содержащих большое количество средних и мелких нефтяных и газовых месторождения (нефтяные и газовые месторождения Западной Сибири и др.).

Одновременно с этим, угленосные формации могут насыщать УВ вышележащие толщи, способствуя формированию в них при благоприятной обстановке гигантских

месторождений УВ (*пример*: богатейшее скопление газа Слохтерен в отложениях серии красный лежень (ротлигенде) и другие многие месторождения Нидерландов, ФРГ, Великобритании на акватории Северного моря, образование которых многими исследователями объясняется миграцией углеводородов из подстилающих угленосных отложений вестфальского яруса карбона).

8.4. Песчано-глинистые формации

Основными типами пород, слагающими песчано-глинистые формации, являются песчаники и алевролиты кварцевые, иногда с глауконитом, глины, часто пиритизированные. Реже встречаются конгломераты, гравелиты, известняки, опоки. Образование формаций происходит в эпиконтинентальных морских бассейнах нормальной солености. В условиях гумидного климата породы формаций окрашены в серые и темно-серые тона, в условиях аридного климата они имеют пеструю окраску.

На территории древних платформ регионально нефтегазоносны собственно песчано-глинистые формации, на территории молодых – песчано-глинистые глауконитсодержащие. Отличительные особенности песчано-глинистых формаций платформенных территорий следующие:

- *относительная выдержанность литологических свойств по площади и разрезу;*
- *мощность, превышающая первые сотни метров;*
- *образование в шельфовых частях морских бассейнов в условиях хорошо выраженной восстановительной геохимической обстановки;*
- *присутствие в разрезе выдержанных по простиранию пачек коллекторов, представленных в ряде случаев кварцевыми песчаниками, и глинистых экранов;*
- *широкое развитие нефтегазоматеринских пород.*

8.5. Карбонатно-терригенные и терригенно-карбонатные формации

Формации этого типа сложены переслаивающимися известняками пелитоморфными, органогенно-обломочными, органогенными, водоросле-выми, мергелями, известковистыми глинами, битуминозными глинами и известняками, известковистыми песчаниками и алевролитами, образовавшимися в открытых частях крупных эпиконтинентальных бассейнов нормальной солености.

Среди терригенно-карбонатных нефтегазоносных формаций выделяют формации особого типа – ***доманиковые***, широко распространенные в нефтегазоносных провинциях мира, основными признаками которых являются:

1) *аномально высокое содержание рассеянного органического вещества преимущественно сапропелевого типа, высокая степень его битуминизации и обогащенность углеводородами;*
2) *тонкодисперсный состав терригенной минеральной части пород;*
3) *повышенная кремнистость пород;*
4) *относительно высокое содержание в биоценозах планктонных форм;*
5) *тонкослоистая текстура;*
6) *меньшая мощность по сравнению с замещающими их возрастными аналогами карбонатно-биогермного или терригенного, более грубозернистого состава;*
7) *четкое ограничение и локализация в пространстве формационного тела, находящегося в закономерных связях и соотношения; с подстилающими, перекрывающими и замещающими формациями.*

В литологическом отношении среди формаций доманикового типа выделяются преимущественно карбонатные, глинистые, реже кремнистые или переходные разности. Накопление доманиковых формаций происходило неоднократно в течение фанеро-

зоя. Наиболее широкое развитие формаций этого типа приходится на периоды опусканий и максимального развития трансгрессий. В верхнем девоне, нижней перми и палеогене доманиковые формации получают глобальное распространение [100].

Среди глинисто-карбонатных пород этих свит встречаются прослои горючих сланцев и кремнистые образования, резко обедненные органическим веществом. Возможно, что большая концентрация органического вещества возникла в бассейнах с высокой биологической продуктивностью в условиях некомпенсированного прогибания и крайне слабого поступления терригенного материала. Мощность отложений 40–200 м.

В современных условиях в морях и океанах с высокой биологической продуктивностью также происходит накопление кремнистых и кремнисто-глинистых осадков с повышенным содержанием органического вещества сапропелевого типа.

Высокое содержание кремнезема в формациях (до 15 %) исследователи связывают с биогенным фактором: извлечением кремнезема из воды и осаждением ассимилирующими кремнекислоту организмами (радиоляриями, диатомовыми водорослями, кремниевыми губками). Встречаются признаки и непосредственного выпадения кремнезема в осадок.

Показателем формирования доманиковых формаций в условиях спокойного гидродинамического режима и преобладания химического выветривания в области сноса является преимущественное содержание в породах элементов с высокой геохимической подвижностью – кальция, магния, калия, натрия, урана и др.

8.6.Флишевые формации

Формации этого типа представляют собой мощные серии осадочных образований, характеризующиеся регулярным чередованием двух, трех и более компонентов литологических разностей пород, зернистость которых уменьшается вверх по разрезу. Мощность элементарных циклитов составляет дециметры, реже – метры.

Основные типы пород в терригенном флише – алевролиты, песчаники, гравелиты и аргиллиты, в карбонатном флише – еще и известняки, мергели и карбонатные глины. Флишевые формации характеризуются большой мощностью, превышающей 6 км, полимиктовым составом обломочного материала. Их накопление происходит во внешней зоне геосинклинальных систем. Необходимым условием образования флиша является расположение бассейна седиментации вблизи обширных участков суши служивших источниками сноса, по мере удаления от которых флишевые формации постепенно теряют свои специфические черты.

Мощные флишевые формации развиты в кайнозойских и меловых отложениях альпийских складчатых областей, в средне- и верхнекаменноугольных образованиях Урала, в архейских и протерозойских отложениях Сибирской платформы, в палеозойских отложениях Западной Европы и в других районах [6; 14; 100].

8.7. Карбонатные формации геосинклинальных областей

В геосинклинальных областях карбонатные формации сложены пелитоморфными известняками с прослоями доломитов, часто окремнелых, с желваками и линзами кремнистых пород, глинистыми известняками, реже аргиллитами с фауной планктонных фораминифер или радиолярий. Характерной особенностью формаций является широкое распространение темно-серых и черных карбонатных пород, реже – розовых и красных. Устанавливается громадная мощность отложений, превышающая сотни и тысячи метров.

Среди карбонатных пород, наряду с пелитоморфными и кристаллическими разностями, встречаются брекчированные и конгломера-товидные типы пород. По площади карбонатные формации замещаются глинистыми, флишевыми формациями, по разрезу – эвапоритовыми и красноцветными.

Накопление карбонатного материала происходило в тепловодных морских бассейнах открытого типа, удаленных от источников сноса, в ряде случаев относительно мелководных, о чем свидетельствует обилие остатков донных организмов с массивными раковинами.

В провинциях переходного типа установлена региональная нефтегазоносность верхнеюрских, верхнемеловых и олигоцен-палеоценовых карбонатных формаций в Терско-Каспийском предгорном прогибе, верхнеюрских трещиноватых и кавернозных известняковых формаций во внутренней зоне Предкарпатского прогиба [14].

8.8. Терригенно-туффито-кремнистые формации

Основными породами, слагающими формации этого типа, являются силициты хемогенного и биогенного происхождения, лавовые, вулканокластические и пепловые образования, а также известняки, глины, граувакковые песчаники.

Группа терригенно-туффито-кремнистых формаций широко развита в областях мезозойской и кайнозойской складчатости Тихоокеанского пояса.

При их формировании большую роль играли остатки диатомовых водорослей, радиолярии и других организмов. Широкому распространению диатомовых организмов способствовало периодическое поступление в бассейн седиментации вулканогенного материала. Дополнительным источником кремнезема служил пирокластический материал.

Установлена региональная промышленная нефтегазоносности терригенно-туффито-кремнистых формаций на территории Калифорнии и Северного Сахалина (нижнеокобыкайская подсвита миоцена). Здесь эти отложения являются главными нефтегазосодержащими толщами. [45].

Органическое вещество формаций отличается высокой степенью битуминозности и способно генерировать преимущественно жидкие углеводороды. Его содержание в породах достигает 16 %. Характерная особенность состава органического вещества терригенно-туффито-кремнистых формаций – высокое содержание (до 50 %) липоидных компонентов, наиболее легко преобразующихся в УВ. Формации, в составе которых широко распространены глинисто-диатомовые, глинисто-кремнистые отложения являются преимущественно нефтеносными.

8.8. Молассовые формации

Основные типы пород, образующие тонкую молассовую формацию, – полимиктовые и кварцевые песчаники, алевролиты, глины, часто известковистые. Подчиненное значение имеют конгломераты, гравелиты, мергели, известняки-ракушечники, диатомиты, гипсы, соли, угли.

К разряду тонкой молассы, содержащими значительные скопления углеводородов, относятся отложения неогеновой (среднепалеоценовой) продуктивной толщи Апшеронской нефтегазоносной области, красноцветная толща Западно-Туркменской нефтегазоносной провинции, терригенная олигоцен-неогеновая толща Нижне-Куринской нефтегазоносной области.

Продуктивная толща среднего плиоцена на Апшеронском полуострове сложена переслаивающимися пластами глин, алевролитов, песчаников, гравелитов и конгломератов общей мощностью более 4000 м. На долю глинистых пород в разрезе приходится 50–60 %. Разрез продуктивной толщи расчленяется на песчано-глинистые свиты, содержащие пачки песчаников, перекрытых глинами. В нижнем и верхнем отделах продуктивной толщи выделяют девять таких свит. Мощность формации увеличивается в восточном направлении, в сторону акватории Каспийского моря, в западном направлении происходит постепенное сокращение мощности отложений формации, вплоть до полного их выклинивания.

Наибольшая песчанистость формации установлена в центральных частях Апшеронского полуострова. Здесь в разрезе присутствуют отсортированные кварцевые песчаники и алевролиты, являющиеся коллекторами с высокими емкостно-фильтрационными свойствами.

Фациальный состав отложений продуктивной толщи на Апшеронском полуострове весьма разнообразен. Здесь выделяются речные, дельтовые, озерные сильно опресненные отложения. Предполагается, что образование формации происходило в условиях пресноводного мелководного бассейна озерного типа при устойчивом компенсированном погружении территории, куда реками сносился обильный обломочный материал с окружающей суши. Большая роль при этом принадлежала дельтовым фациям, образовавшимся в первую очередь в палеодельте р. Волги [14].

Контрольные вопросы:

1. *Что изучает формационный анализ?*
2. *Что такое «формация» и в чем ее отличие от термина «фация»?*
3. *Поясните термины «флиш» и «моласса»?*
4. *В каких провинциях наиболее развиты песчано-глинистые угленосные формации?*
5. *Охарактеризуйте общую схему изучения нефтегазоносных формаций.*
6. *Какой характерной особенностью обладают все доманиковые отложения?*
7. *Могут ли в карбонатных формациях одновременно с известняками накапливаться толщи конгломератов?*
8. *Каков возраст наиболее древних доманиковых формационных комплексов? В какой из провинций они развиты?*
9. *Какие формации редко бывают нефтегазоносными?*
10. *В каких палеогеографических условиях формируются паралические угленосные толщи?*
11. *Какой тип формации преобладает в разрезах Прикаспийской нефтегазоносной провинции?*
12. *Какие формации генерируют преимущественно нефть?*
13. *Назовите примеры высокопродуктивных нефтегазоносных формаций.*

Глава 9
СЕКВЕНС-СТРАТИГРАФИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ

Проблема времени в геологии занимает центральное место, так как все стратиграфические выводы и построения зависят от картирования одновременных геологических событий, во время которых формируются толщи определенного литологического состава или от сопоставления событий разновременных, которые также могут обуславливать появление геологических тел, схожих по литологии, но разнесенных во времени на миллионы лет. Для понимания динамики геологических процессов важно располагать данными о продолжительности формирования того или иного геологического объекта.

Объектом стратиграфических исследований в геологии нефти и газа являются слоистые осадочные коллекторы и толщи-флюидоупоры, поэтому все стратиграфические исследования сводятся к определению пространственно-временных соотношений геологических тел, слагающих природные резервуары УВ [101].

Учение о взаимоотношениях горных пород, объединенных в крупные последовательности внутри хроностратиграфического каркаса, носит название секвенс-стратиграфии.

> ***Секвенс-стратиграфия (Sequence-stratigraphy)*** *– методика расчленения осадочного разреза на соподчиненные части, разделенные поверхностями несогласия, отражающими изменения относительного уровня моря и скоростей седиментации. Направление стратиграфических исследований особых видов стратиграфических подразделений (слоистых геологических тел, ограниченных несогласиями). Анализ генетически связанных осадочных образований с позиций хроностратиграфии в целях предсказания протяженности осадочных резервуаров* [40].

Данный метод стратиграфических исследований позволяет раскрыть геологическую историю региона с учетом палеогеографических условий осадконакопления, действующих на фоне определенных тектонических процессов. Прослеживание и сопоставление секвенсов разных порядков (их границ, отдельных частей) позволяет получать временные срезы в жизни региона при проведении фациального анализа и палеогеографических реконструкций.

В России приемы секвенс-стратиграфии начали применяться с конца прошлого столетия. Их используют при цикло-стратиграфическом расчленении осадочных толщ, выделении трансгрессивных, регрессивных и смешанных осадочных серий, при определении поверхностей максимального затопления.

Секвенс-стратиграфия не является самостоятельной отдельной наукой, а является крупным направлением в сейсмостратиграфии. В отличие от последней, использующей только сейсмические методы, секвенс-стратиграфия оперирует большим количеством методик изучения осадочных толщ.

9.1. Классификация стратиграфических подразделений

При стратиграфических исследованиях обычно оперируют двумя группами стратиграфических подразделений: основными и специальными (табл. 9.1). Каждая из групп подразделяется на ряд категорий, обозначаемых определенными ранговыми терминами [102].

К специальным подразделениям относятся: *литостратиграфические, биостратиграфические, климатостратиграфические, магнитостратиграфи-ческие, сейсмостратиграфические, секвенс-стратиграфические.*

Таблица 9.1

Стратиграфическая классификация,
принятая в «Стратиграфическом кодексе СССР» 1977 г.

I. Основные стратиграфические подразделения комплексного обоснования		
ОБЩИЕ	**РЕГИОНАЛЬНЫЕ**	***МЕСТНЫЕ***
Акротема	Горизонт	*Комплекс*
Эонотема	(Подгоризонт)	*Серия*
Эратема	Лона (слои с географическим названием)	*Свита*
Система		*(Подсвита)*
Отдел		*Пачка*
Ярус		
Подъярус		
Зона		
Раздел*		
Звено*		
Ступень*		
Ступень* – *подразделения для отложений четвертичной системы*		
II. Стратиграфические подразделения частного обоснования		
Категория зональных биостратиграфических подразделений: биостратиграфические зоны разных видов		
III. Вспомогательные стратиграфические подразделения		
Категория литостратиграфических подразделений: толща, пачка, пласт (слой), маркирующий горизонт		
Категория биостратиграфических подразделений: слои с фауной (флорой)		

Основные стратиграфические подразделения отражают географическое распространение геологических комплексов во времени. Специальные подразделения являются вспомогательными по отношению к основным и используются при расчленении и корреляции разрезов.

Под стратиграфическим подразделением (стратоном) понимают совокупность горных пород, обладающих определенными признаками, позволяющими установить их пространственно-временные соотношения, т. е. последовательность формирования и положение в стратиграфическом разрезе. Каждому стратиграфическому подразделению соответствует эквивалентное ему геохронологическое подразделение.

Границами стратиграфических подразделений являются поверхности, ограничивающие стратон в подошве (нижняя граница) и в кровле (верхняя граница). Латеральные границы определяются пределами географического распространения горных пород, слагающих стратон. В объем стратиграфического подразделения входит максимальный интервал геологического разреза, заключенный между стратиграфическими границами.

Геохронологическим подразделением называют интервал относительного геологического времени, в течение которого образовались горные породы, входящие в состав стратиграфического подразделения, включая время внутренних перерывов.

9.2. Литостратиграфические подразделения Lithostratigraphic Units

Литостратиграфические подразделения выделяются в объеме совокупностей горных пород, объединенных литологическими особенностями (признаками), позволяющими устанавливать положение этих подразделений в разрезе и на площади распространения. Обычно обозначаются терминами свободного пользования. Наиболее широко используются следующие литостратиграфические подразделения: *серия, группа, комплекс, толща, пачка, слой (пласт), маркирующий горизонт.*

Серия (Series) – наиболее крупная единица из вспомогательных местных (региональных) стратиграфических подразделений, охватывающих мощную и сложную по составу толщу осадочных образований, отвечающих единому крупному седиментационному или тектоническому циклу. Серия охватывает крупные регионы, делится на свиты и имеет собственные географические названия. По своему объему соответствует отделу. Границами серий являются значительные стратиграфические и угловые несогласия. Также границами серий могут служить крупные тектонические разломы, сдвиги и надвиги.

Группа (Group) – местное стратиграфическое подразделение системы, основанное на литологических признаках.

Комплекс (Complex) – крупная стратиграфическая единица региональной шкалы, объединяющая толщу осадков большой мощности, связанную общностью условий образования и тектонической ситуацией. Генетически комплекс представляет собой формационный ряд, формирующийся в интервале времени от нескольких периодов до эры. В литологии и фациальном анализе комплексом называют части свит или толщ, характеризующиеся общностью первичных особенностей и условий образования.

Толща – ассоциация геологических образований, характеризующаяся общностью вещественного состава входящих в нее пород. «Чаще всего толщей называют геологическое тело, недостаточность обоснования, выделения которого не позволяет считать его свитой или подсвитой» [*Стратиграфический кодекс СССР, 1977, с. 34]*.

Пачка (Member) – относительно небольшая по мощности часть свиты, отражающая характерные особенности части разреза свиты и имеющая ряд характерных признаков, позволяющих легко узнавать ее в разрезе скважин. Может быть распространена в пределах всей площади развития свиты, может занимать только ее часть. Может состоять из пластов, либо прослоев или слоев разного состава. Наименование пачки проводят произвольно:

- *либо индексируют цифрами (2-я пачка березовской свиты),*
- *или буквами (пачка МУ верхневасюганской подсвиты);*
- *или называют по характерным литологическим особенностям (песчано-алевритовая пачка урманской свиты);*
- *или по положению в разрезе (средняя глинисто-аргиллитовая пачка).*

Пласт (Bed) – практически однородное по литологическому составу маломощное геологическое тело, имеющее ряд характерных признаков и ограниченное от выше и ниже залегающих отложений четкими граничащими поверхностями. Это понятие равносильно термину *«слой».* Отличается более четкими граничащими поверхностями, обусловленными резкими региональными изменения фациального плана, влекущими быстрое изменения литологии пород.

Слой (Layer) – распространенное в геологической практике название подразделения, отвечающее по своему содержанию толще или свите. Слой это основной текстурный элемент осадочной толщи пород, сложенный более или менее однородным литологическим материалом и отличающийся от смежных образований четко выраженными плоскостями наслоения. В названиях слоев, как правило, присутствуют географические названия (например: варшаутские слои палеогена Поволжья). Слои протягиваются на значительные расстояния и имеют мощности во много раз меньшие, чем их протяженность. Слои имеют свойство ритмически повторяться, но при этом каждый слой характеризуется своей собственной внутренней слоистостью, выраженной разнообразным сочетанием слойков или могут содержать прослои породы, другого литологического состава. По времени формирования слои накапливаются в течение длительного геоло-

гического времени (годы, тысячелетия). Их появление обусловлено какими-либо изменениями в условиях седиментации, происходящими в региональном плане. При выделении слоев существует значительная доля условности. Сложность и многообразие проявлений природных условий обуславливают разные сочетания литогенетических типов пород. Существенным признаком при выделении слоев является изменение состава осадочного материала, слагающего слой.

Два слоя, похожих литологически, могут быть отложены в разное время, однако это не будут одни и те же песчаники. Некоторые литологические типы пород являются хорошими коррелятивными маркерами: уголь, платформенные известняки, аргиллиты. Некоторые литологические типы плохо коррелируются (русловые песчаники, турбидиты) по площади.

Маркирующий горизонт (Marker) – широко распространенные и фиксируемые на определенном стратиграфическом уровне относительно маломощные отложения (пачка, слой), выделяемые, как правило, в полевых условиях на основании особенностей слагающих их пород, наличия остатков определенных организмов или других признаков, отличающих данный горизонт от подстилающих и покрывающих отложений. Обычно маркирующие горизонты отражают геологически мгновенные события.

Органогенные массивы тоже относятся к категории литостратиграфических подразделений. Представляют собой сложные, длительно развивающиеся крупные (до сотен метров) ископаемые органогенные постройки: рифы, рифоиды, биогермы, биостромы. Они имеют изометрично-выпуклую или линзовидную форму и представлены массивными карбонатными породами без седиментационной слоистости. Среди стратификационной толщи залегают в виде изолированных дискретных тел, группирующихся в гряды, цепочки и полосы. Возраст таких построек определяется по их полному стратиграфическому объему.

9.3. Биостратиграфические подразделения Biostratigraphic Units

Эта категория стратиграфических подразделений тесно связаны с подразделениями литостратиграфическими и охватывает стратиграфические единицы, выделенные на основе палеонтологической характеристики разреза. Ведущим при выделении этой категории подразделений является биостратиграфический метод.

> ***Биостратиграфические подразделения*** *– совокупности горных пород, охарактеризованные остатками организмов. Границы между ними определяются как эволюционными изменениями, так и сменой экологических ассоциаций, т. е. на законе фаунистической сукцессии (на закономерной смене фаунистических и флористических комплексов по разрезу, зависящей от эволюционной смены видов во времени, от смены физико-географических условий, от перемывов, размывов, регрессий / трансгрессий и т. п.).*

Основной единицей биостратиграфических подразделений является биостратиграфическая зона, представляющая собой совокупность слоев, характеризующихся определенным таксоном или комплексом древних организмов.

Биостратиграфическая корреляция обосновывает связь между литостратиграфией и хроностратиграфией. Хорошая биостратиграфия требует специальной профессиональной подготовки и зависит от многих факторов: обстановки осадконакопления (морские – не морские осадки), степени сохранности остатков фауны и флоры, от отбора образцов; от их обработки, от типа фауны / флоры (используют их комбинацию), от качественной интерпретации фациальной обстановки.

9.4. Хроностратиграфические подразделения Chronostratigraphic Units

Выделяемые хроностратиграфические подразделения разграничиваются по соответствующим определенным подразделениям геологического времени.

> ***Хроностратиграфические единицы*** *представляют собой крупнейшие подразделения, охватывающие все отложения, образованные в течение определенного промежутка времени. Это реальные тощи горных пород, различающиеся независимо от их физических свойств только по времени их образования.*

Теоретически границами хроностратиграфических подразделений должны служить изохронные поверхности, не зависящие от литологии слагающих их отложений. На практике единицы хроностратиграфии совпадают с биостратиграфическими или литостратиграфическими подразделениями [21].

Эонотема (Eonothem) – стратиграфический эквивалент хронологического термина эон. Крупное подразделение, длительностью 0,5–1 млрд лет. Самая продолжительная единица геохронологической шкалы, более крупная, чем эра, (например фанерозойский эон), включающая в себя несколько эр, в течение которых происходит формирование отложений эонотемы. Продолжительность эона составляет несколько сотен млн. лет.

Эра (Era) – эквивалентное эратеме подразделение геохронологической шкалы, соответствующее крупному этапу геологической истории и развития жизни на Земле. Продолжительность – сотни или многие десятки миллионов лет. Единица шкалы геологического времени, следующая по порядку за эоном и включающая два или более периодов, в течение которой образовались породы соответствующей эратемы (группы).

Эратема (Erathem) – хроностратиграфический аналог эры. Наиболее крупное из выделяемых подразделений стратиграфической шкалы, следующее по рангу за системой и объединяющее породы, образовавшиеся в течение геологической эры.

Система (System) – основное подразделение общей стратиграфической шкалы, отвечающее естественному этапу в развитии земной коры и органического мира. Соответствует геологическому периоду.

Период – эквивалентное системе подразделение геохронологической шкалы, соответствующее времени образования горных пород. Продолжительность периодов – десятки миллионов лет. На периоды принято разделять три последние эры: палеозойская эра (кембрийский, ордовикский, силурийский, девонский, каменноугольный, пермский периоды), мезозойская эра (триасовый, юрский, меловой периоды); кайнозойская эра (палеогеновый, неогеновый, четвертичный (антропогеновый) периоды).

Ярус (Stage) – хроностратиграфическое подразделение относительно малого ранга общей стратиграфической шкалы, объединяющее отложения, образовавшиеся в течение одного геологического века и отвечающие определенному этапу геологического развития. Представляет часть геологического отдела и подразделяется на зоны стратиграфические. Впервые были выделены в качестве самостоятельного стратона в 1842 г. А. д Орбиньи для сопоставления разнофациальных морских отложений юры и мела Западной Европы [101]. Ярусы получают географические (и не только) названия по местности, в которой они впервые выделены.

9.5. Сейсмостратиграфические подразделения Seismostratigraphic Units

Сейсмостратиграфические подразделения относятся к категории региональных и местных и представляют собой геологические тела, которые выделяются в сейсмостратиграфических границах, представленных сейсмогоризонтами. *К категории региональных* сейсмостратиграфических подразделений относятся *сейсмокомплексы* и *сейсмогоризонты.*

Сейсмокомплексом (Seismocomplex) называется совокупность горных пород, характеризующаяся единством внутреннего структурного плана (согласным залеганием слоев, однотипным характером дислокаций и др.). Выделяются сейсмокомплексы между регионально выдержанными сейсмогоризонтами, которые соответствуют поверхностям региональных несогласий (трансгрессивного, регрессивного, эрозионного).

Сейсмогоризонтом (Seismohorizont) называют поверхность внутри интервала геологического разреза, в котором формируется латерально устойчивый (когерентный) сейсмический сигнал, отвечающий волне определенного типа (отраженной, преломленной, обменной). В геологической практике сейсмогоризонт соотносят с латерально наиболее устойчивым и резким литологическим разделом внутри осадочной толщи.

Стратиграфический объем сейсмостратиграфических подразделений устанавливается интерполяцией и экстраполяцией данных по привязке сейсмометрических границ к литологически и палеонтологически охарактеризованным разрезам или выделенным местным или региональным стратонам.

Местные стратиграфические подразделения представляют собой совокупности горных пород, которые выделяются по стратиграфическому положению в местном разрезе на основании того или иного сейсмического признака. Названия местных сейсмостратиграфических подразделений включают стратиграфические термины свободного пользования (толща, пачка, интервал, слой) в соединении с эпитетом *сейсмический (сейсмо).*

Геометрические соотношения между разными геологическими телами относительно самой поверхности несогласия, прослеживающиеся на сейсмопрофилях и используемые в нефтяной геологии носят название ***сейсмостратиграфических типов несогласий (Seismic stratigraphic)*** (рис. 9.1).

Налегание или подошвенное налегание (Down-lap) – несогласие, когда слоистая толща наклонена и к низу утыкается в более пологую поверхность, которая называется поверхностью налегания ***(downlap surface)***. Налегание характерно для клиноформной серии.

Сокращение внутренней мощности (Internal convergence) – постепенное уменьшение вертикального расстояния или интервала между двумя литологическими единицами или геологическими горизонтами в результате уменьшения мощности промежуточных слоев. Уменьшение мощности, вызванное либо изменением скорости осадконакопления, либо наличием несогласия.

Кровельное выклинивание (Toplap) – срезание моноклинально залегающих слоев (толщи) сверху более пологой эрозионной поверхностью. Обычно кровельное выклинивание можно связать с эрозией или перерывом в седиментации.

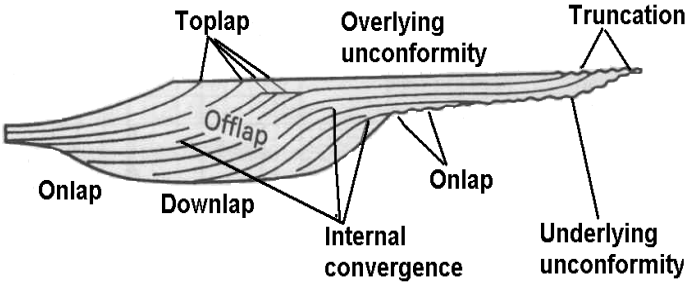


Рис. 9.1. Основные типы сейсмостратиграфических несогласий (по H. G. Reading, 1996)

Поверхность эрозионного срезания (Truncation) – поверхность, по которой вышележащие толщи были сокращены за счет эрозионного среза до плоскости, параллельной земной поверхности.

Регрессивное прилегание (Offlap) **–** последовательное отступление осадочных толщ в согласном разрезе пород, когда каждая более молодая толща оставляет обнаженной часть более древней поверхности, на которой она залегает. Также последовательное сокращение площади развития толщ вверх по разрезу, обусловленное их отложением в сокращающемся море или на окраине поднимающегося континентального массива.

Трансгрессивное прилегание (Onlap) – характеризующееся законно-мерным последовательным выклиниванием слоев единого непрерывного разреза к окраинам или берегам седиментационного бассейна; при этом граница каждого слоя трансгрессивно перекрывается следующим слоем, с последовательным увеличением площади распространения более верхних слоев прилегание или подошвенное прилегание слоев толщи на моноклинальную поверхность, наклоненную в ту же сторону, что и слои, но более круто. Эта поверхность называется поверхностью прилегания.

Сейсмофация (Seismic Facies) – осадочное тело, выделяемое в разрезе по сейсмическим данным. Понятие более «грубое» нежели фация, выделенная по особенностям геометрии, литологии и др. генетических признаков. В настоящее время, согласно исследованиям Baldy (1987;1988) выделяют следующие типы сейсмофаций: покровная (параллельная); клиновидная; дивергентная; пластовое облегание; клиноформная проградация; заполнения канала; банка; холм; линза; бугристая; прозрачная (рис. 9.2) [133].

Сейсмофация покровная (*Sheet facies*) – толща с параллельно залегающими слоями (покровного типа). Обладает, как правило, большой площадью распространения и относительно постоянной мощностью. Такой тип сейсмофации характерен для осадков, залегающих в шельфовой зоне бассейна или в более глубоководных зонах.

Сейсмофация клиновидная (Wedge facies) **–** серия осадков, представляющая собой осадочные клинья или призмы, равномерно утолщающиеся в каком либо направлении. Такие сейсмофации близки к параллельной стратификации и характерны для осадков шельфа или более глубоководных зон бассейнов.

Сейсмофация дивергентная (Divergent facies) **–** серия осадков, имеющая характерный клиновидный облик, но заметно утолщающаяся в каком-либо направлении.

Рис. 9.2. Типы сейсмофаций по Bally, 1987,1988

Сейсмофация пластового облегания (Sheet-drape facies) **–** серия осадков, облегающая подстилающие топографические поднятия. Такие сейсмофации, вероятно, связаны с неровностями постседиментационного уплотнения осадочной толщи с топографически неровной поверхностью их подошвы.

Сейсмофация банка (Bank) – сейсмофация с внешними границами в виде субплоского тела с пологим склоном. Данный тип сейсмофаций может быть представлен клиноформно залегающими телами, формирующимися на окраине континентального шельфа.

Сейсмофация клиноформной проградации (Clinoform prograding facies) **–** серия осадков, имеющая внутреннее клиноформное строение, образовавшаяся путем продвижения клиноформных секвенсов.

Сейсмофация заполнения канала (Channel Fill facies) **–** серия осадков, заполняющая эрозионные каналы (троги). Внешние границы такой сейсмофации обычно выделяются четко, а внутренняя структура бывает очень сложной.

Сейсмофация холм (Mound facies) **–** серия осадков, имеющая внешние границы в виде кургана или холма. Внутренняя структура такой сейсмофации довольно сложная. Обычно это органогенные постройки: биогермы, вулканы, скопления и т. п.

Сейсмофация линза (Lens facies) **–** серия осадков, имеющая линзовидные границы и сложную внутреннюю структуру. Возможно формирование при обвальных и осыпных накоплениях, турбидитовых конусов выноса, тела контуритов.

Сейсмофация бугристая (Hummocky facies) **–** серия пород, имеющая внутреннее бугристое строение. Характерна для толщ со сложной внутренней структурой, часто связанной с быстрым перемещением обломочного материала (аллювиальные комплексы, конусы выноса).

Сейсмофация прозрачная **(*Reflection free facies)*** **–** серия пород, в которой не наблюдаются отражающие площадки. Это может быть очень однородная толща с параллельной слоистостью или наоборот сложнопостроенная, и даже деформированная толща, в которой не обособилось крупных субгоризонтальных отражающих площадок.

9.6. Основная терминология по секвенс-стратиграфии Sequence Stratigraphy Units

Терминология секвенс-стратиграфии разработана американскими геологами-нефтяниками и очень широко применяется англоязычными специалистами в области секвенсной стратиграфии.

Секвенс (Sequence) **–** основная секвенс-стратиграфическая единица, представляющая собой относительно согласную последовательность генетически связанных слоев, ограниченную несогласиями и коррелятивными им согласиями, образованную за один цикл колебаний относительного уровня моря. Секвенсы – региональные стратиграфические подразделения, охватывающие весь бассейн седиментации или его крупные части. Они отчетливы в краевых частях бассейна и часто неразличимы в глубоководных разрезах. Имеют длительность формирования 1–5 млн лет (колебания уровня моря третьего и четвертого порядков) при собственной мощности [102].

Парасеквенс (Parasequence) – элемент секвенса, соответствующий мелкому циклу (четвертого и пятого порядка). Мелеющая вверх последовательность слоев (регрессивный циклит), ограниченная поверхностями морского затопления. Парасеквенс состоит из определенного набора фаций, сменяющих друг друга по простиранию и в разрезе в соответствии с законом Вальтера. Набор фаций, представляющий вертикальную последовательность парасеквенса, будет начинаться с относительно глубоководных, и заканчиваться мелководными фациальными комплексами.

Мощности парасеквенсов изменяются в соответствии с соотношением возможности вертикального наращивания разреза (***accommodation space***) и скорости привноса осадочно-

го материала (***sediment supply***). Уменьшение мощностей парасеквенсов вверх по разрезу будет соответствовать уменьшению скорости относительного поднятия уровня моря и/или увеличению скорости привноса осадочного материала (и сдвигом области максимальной седиментации в сторону моря). Сохранение мощностей парасеквенсов трактуется как сохранение динамического равновесия между этими двумя факторами, а увеличение мощностей вверх по разрезу – как доминирование относительного роста уровня моря

Парасеквенсы объединяются в ***проградационные, ретроградационные и аградационные*** наборы или пакеты (***parasequence sets***), отличающиеся направлением сдвига фациальных границ (от моря, к морю, без сдвига на фоне роста уровня моря) (рис. 9.3).

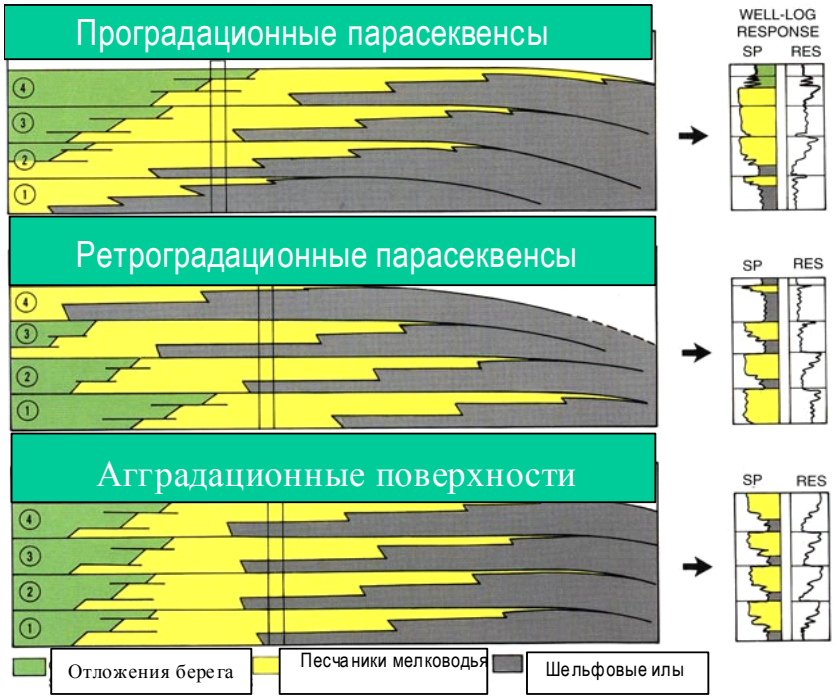


Рис. 9.3. Типы наборов парасеквенсов и их отражение в каротажных кривых (по Mitchum, RM, Sangreem JB et al. 1990)

Проградационные пакеты парасеквенсов (Progradational parasequence set) *характерны для поздних стадий тракта высокого стояния (HST). Скорость привноса осадка больше, чем скорость формирования области седиментации – осадки проградируют (регрессия).*

Ретроградационные пакеты (Retrogradational parasequence set) *характерны для трансгрессивного тракта (TST), когда скорость привноса осадка меньше, чем скорость формирования области седиментации; развивается ретроградационная система (отступание или трансгрессия).*

Аградационные пакеты (Aggradational parasequence set)– *для ранних стадий тракта высокого стояния (HST) и поздних стадий нижнего тракта (LST). Если скорость осадков одинакова со скоростью формирования области осадконакопления, то осадки наращиваются вертикально – аградируют (аллювиальные бассейны).*

Система путей транспортировки осадочного материала с суши в морской бассейн вместе с накопившимися осадками, т. е. сообщество одновременной седиментации носит название ***системы трактов*** (***System tracts*****).** Выделяют три тракта:

Тракт низкого стояния уровня моря (Lowstand system tract), *связанный с седиментационными потоками подводных каньонов, которые активно действуют только при снижении уровня моря ниже бровки шельфа. Сложен турбидитами проградационного седиментационного клина (lowstand wedge). Система перемещения осадочного материала при падении уровня моря до наименьшего состояния и осушения шельфа. Основная седиментация осуществляется за счет быстрого транспорта обломочного материала в область континентального склона и его подножия.*

Трансгрессивный системный тракт (Transgressive System Tract), *формирующийся при подъеме уровня моря над бровкой шельфа и седиментационно-береговым перегибом (depositional-shoreline break) примерно совпадающим с передовым дельтовым баром. Он характеризует трансгрессию на осушенный шельф и приморскую низменность.*

Седиментационный тракт высокого стояния уровня морского бассейна (Highstand System Tract), *который в глубоководной части бассейна превращается в предельно тонкий глинистый покров. Его подошва представляет собой поверхность максимального затопления. Достижение высокого стояния уровня морского бассейна. Море стабильно затопляет шельфы, которые перекрываются обломочным материалом и его основная масса транспортируется к границе шельфа и континентального склона, где формируется система пологих клиноформ проградации шельфовых комплексов в сторону континентального склона.*

Секвенсы и парасеквенсы группируются между собой в суперсеквенсы и мегасеквенсы, отличающиеся временным объемом (рис. 9.4).

При секвенс-стратиграфической корреляции прослеживаются крупные неформальные литолого-стратиграфические подразделения, видимые на больших расстояниях и отражающие стратиграфическую последовательность геологических событий. Корреляция проводится через модель осадочной системы, в отличие от корреляции литостратиграфической, которая увязывает одинаковые (по данным каротажа) геологические тела (рис. 9.5).

Для секвенс-стратиграфии наибольшее значение имеют циклы третьего (1–5 млн.лет) и второго (10–80 млн.лет) порядков.

Рис. 9.4. Иерархия секвенс-стратиграфических подразделений

Мегасеквенс (Megasequence) **–** региональные стратиграфические подразделения, охватывающие весь бассейн седиментации или его крупные части. Они отчетливы в краевых частях бассейна и часто неразличимы в глубоководных разрезах. Формируются за период более 100 лет.

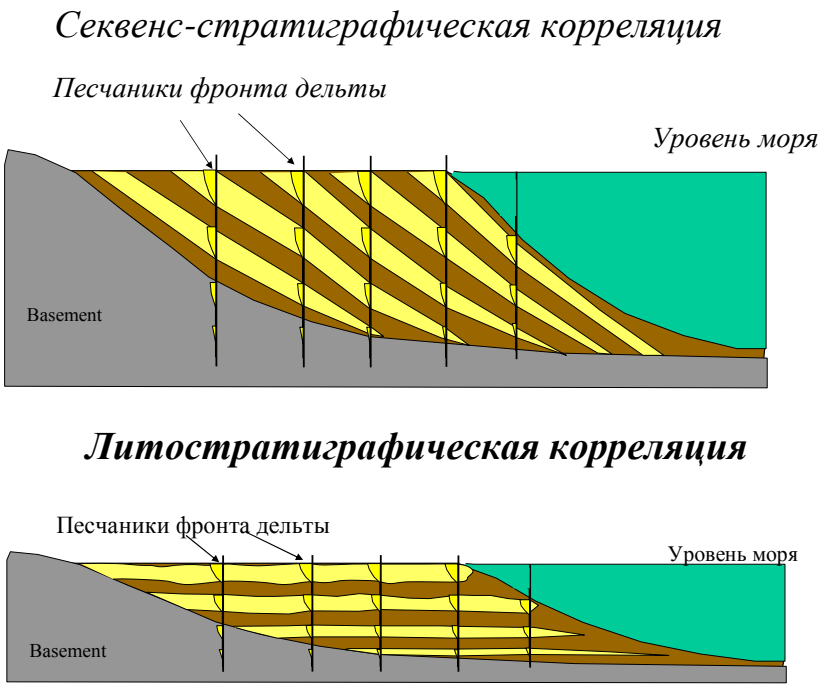


Рис. 9.5. Отличие секвенс-стратиграфической корреляции дельтовой системы от литостратиграфической (по Mitchum, RM, Sangreem JB et al. 1990)

Поверхность осадконакопления (Depositional Surface) – верхняя часть осадочного тела, являющаяся маркирующим слоем, отображающим поверхность накопления данного тела. Может быть подчеркнута эрозионным размывом, явлениями биотурбации, наличием прослоев, резко отличных по литологическому составу.

Поверхность максимального затопления территории (Maximum flooding surface) – уровень наибольшей мористости осадков или поверхность максимального подъема воды. Эта поверхность формируется при трансгрессии во время резкого углубления бассейна. Поверхность маркируется резким переходом вверх по разрезу более глубоководных осадков – часто тонких илов.

Поверхность трансгрессивная (Transgressive Surface) – подошвенная поверхность фронта седиментации, движущейся при трансгрессии в сторону морского бассейна.

Трансгрессивная последовательность (Transgressive sequence) или ***"deepening upward" sequence*** – последовательность, при которой наблюдается смена осадков более грубозернистого осадка, отлагавшихся в условиях мелководья, осадками глинистыми, глубоководных областей.

Перерыв стратиграфический (Stratigraphic gap) – нарушение непрерывной хронологической последовательности напластования в результате временного прекращения осадконакопления и эрозии, ранее образовавшихся отложений в субаэральных (наземных) или подводных условиях.

Стратиграфические перерывы характеризуются их длительностью, площадью распространения, морфологией поверхности, литологическими особенностями контактирующих пород и соотношением элементов залегания. По длительности выделяют перерывы крупные, средние и мелкие. Первые две категории отражают изменения режима осадконакопления, периоды интенсификации горизонтальных движений земной коры, эвстатические колебания уровня Мирового океана, проявления фаз складчатости.

Крупные перерывы характеризуются отсутствием в разрезах отложений геологических систем или отделов. Их длительность составляет более 10 млн лет, а пространственное распространение – значительную территорию. Перерывы этого типа сопровождаются резкой сменой литологических и палеонтологических характеристик от подстилающих до покрывающих отложений.

Средние перерывы характеризуются выпадением из разрезов отложений отделов, ярусов, зон или горизонтов и длятся от 1 до 10 млн лет. Сопровождаются отчетливой сменой состава пород, остатков организмов.

Мелкие перерывы (диастемы) длительностью до 1 млн лет проявляются локально и обычно сопровождаются выпадением из разреза слоев или пачек пород. Обуславливаются лишь изменениями отдельных параметров режима седиментации и опознаются главным образом литологическими методами.

Конденсированный разрез (Condensed section) – разрез, охватывающий большой стратиграфический интервал (несколько зон, подъярус, ярус) и имеющий очень небольшую мощность. Формируется при замедленном осадконакоплении, прерываемом периодическими ненакоплениями осадка, эрозией или формированием других перерывов. Их отличительной чертой является номинальная полнота, присутствие почти всех или всех зональных подразделений, имеющих крайне малую мощность (сантиметры).

В литологическом отношении такие разрезы представлены тонкозернистыми, часто пелитовыми осадками, формирование которых происходит при в условиях резкого сокращения привноса с суши обломочного материала.

Отложения, его слагающие, обычно насыщены аутигенными минералами (глауконит, фосфорит, пирит, сидерит), могут быть сцементированы карбонатным, железистым, магнезиальным или фосфоритовым цементом; в той или иной степени – вплоть до тотальной переработки – биотурбированы (при наличии кислорода в придонных водах), насыщены органическими остатками (характерна высокая степень биоразнообразия), иногда – метеоритным веществом и радиоактивными элементами. Формируется в условиях подавленной терригенной седиментации (трансгрессивные тракты), начиная с глубоководных равнин и на фоне роста относительного уровня моря развивается также на материковом (шельфовом) склоне и даже – на самом шельфе.

Обычно они образуются за длительные интервалы времени. Им соответствуют моменты быстрого увеличения глубины бассейна, когда нарушаются существовавшие системы поставки осадочного материала. На сейсмических профилях они отличаются с трудом. Их наличие можно предполагать на поверхности максимального подъема воды.

В прибережных разрезах конденсированные отложения распознаются по аномально «глубоководному» облику, для абиссали характерно их «слияние» с трансгрессивной поверхностью.

9.7. Особенности формирования кластических осадочных систем

К формированию циклически слоистых систем приводит циклическое изменение скорости привноса осадков к скорости формирования осадочного бассейна. К циклическим процессам приводят кратковременные и продолжительные колебания, связанные с тектоническим прогибанием и поднятием территории, климатические изменения, связанные с орбитальными циклами Земли, что обуславливает изменение уровня моря. Следует различать виды уровней морского бассейна (рис. 9.6).

Уровень моря (Sea level) – высота свободной поверхности Мирового океана, измеряемая относительно некоторого условно принятого за нуль горизонта. Уровень моря по-

стоянно меняется под воздействием ветрового волнения, приливов, нагревания и охлаждения поверхностного слоя моря, колебаний атмосферного давления, осадков и испарения. В России абсолютные высоты точек земной поверхности отсчитывают от среднемноголетнего уровня Балтийского моря, определенного от нуля футштока в Кронштадте [1].

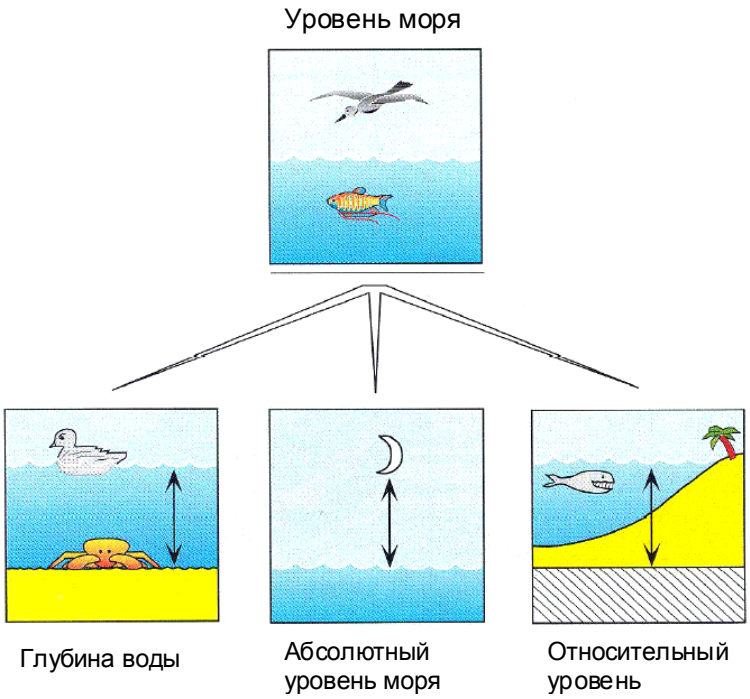


Рис. 9.6. Схематическое представление типов уровней моря

Эвстатические колебания уровня моря (Eustatic movements) – повсеместно прослеживаемые медленные (вековые) колебания уровня Мирового океана и связанных с ним морей, вызываемые изменением количества воды в океане вследствие образования и таяния ледниковых масс или изменением объема океанических впадин.

К чему приводит изменение уровня морского бассейна ?

При высоком уровне морского бассейна формируются поверхности максимального затопления. Отложение пород-резервуаров осуществляется в области мелководного шельфа. Основными маркерами являются глинистые морские толщи, насыщенные морской фауной, которая в ископаемом состоянии облегчает их идентификацию в разрезах скважин (рис. 9.7). При регрессии морского бассейна усиливается привнос осадков и несколько понижается базис эрозии. Идет интенсивное осадконакопление в прибрежной и береговой зонах. Глубоководные морские фации перекрываются более мелководными образованиями и в конечном итоге континентальными осадочными комплексами. Для формирующихся последовательностей (секвенсов) характерно погрубление осадков и проградационные направленности.

Низкий уровень моря приводит к уничтожению отложений шельфа.

Активизируется речная эрозия, четко обозначающая положение врезов в прибрежно-морской комплекс отложений. Отложение пород-резервуаров происходит в более глубоководных областях. В качестве маркерных поверхностей выступают поверхности несогласия, обычно трудно датируемые.

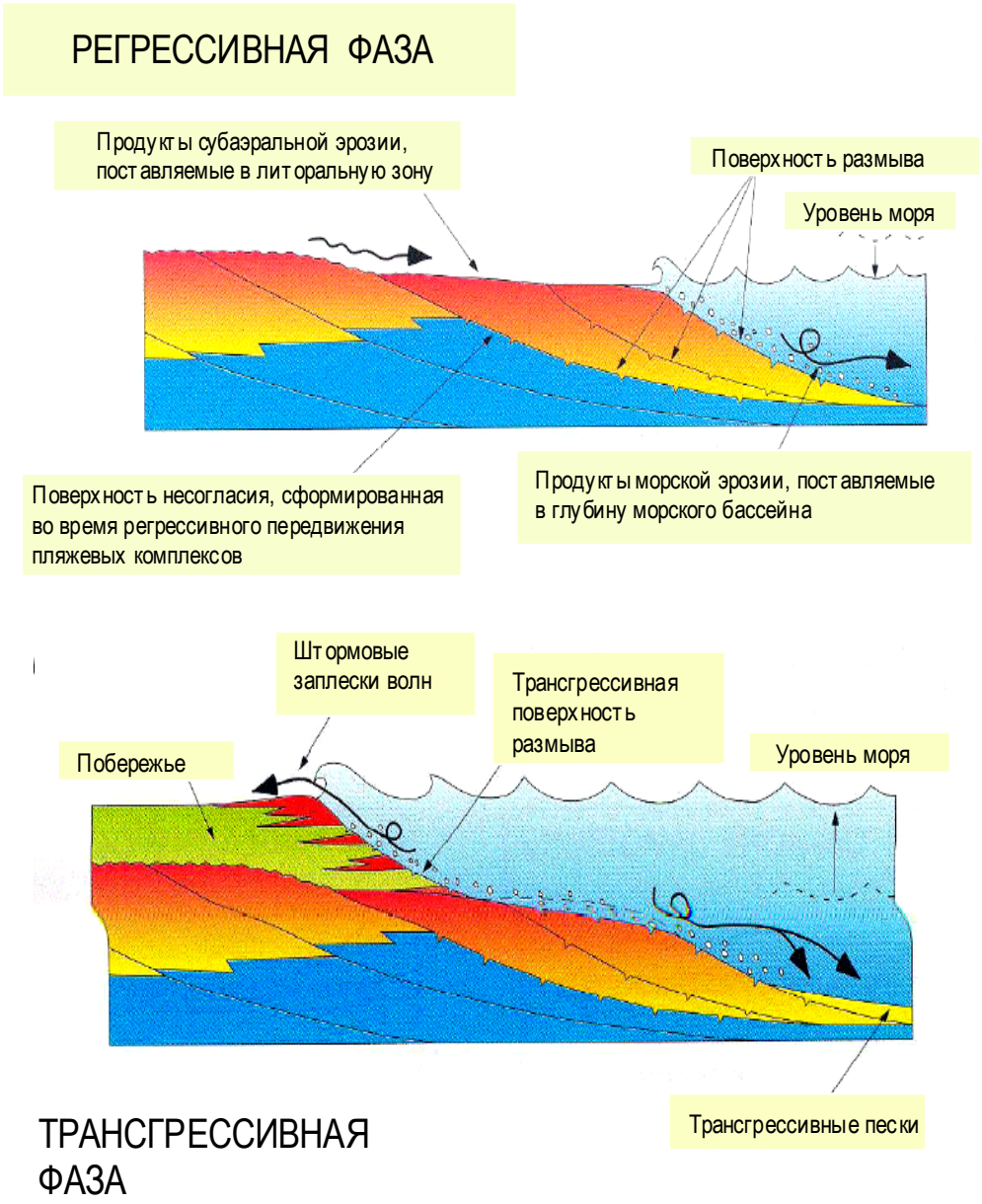


Рис. 9.7. Формирование генетических единиц кластического побережья при разных геологических условиях (по Mitchum, RM, Sangreem JB et al. 1990)

9.8. Особенности формирования карбонатных осадочных систем

Секвенс-стратиграфия для карбонатных систем обладает некоторыми особенностями, в силу исключительной «реактивности» карбонатных отложений, значительно подверженных различным химическим изменениям в диагенезе.

В отличие от терригенных образований карбонатные системы формируются in situ, на небольших глубинах (до 100 м), при специфических условиях. Скорость роста карбонатных построек значительно превышает скорость относительного роста уровня моря, и стабильный или медленно растущий уровень воды является главным препятствием для вертикального наращивания карбонатных платформ. Это предопределяет приуроченность активизации роста колониальных организмов, составляющих основу рифогенных построек к трансгрессивным этапам и высоким уровням стояния морского бассейна [133; 137].

В начальную стадию *падения относительного уровня моря* ***(LST)*** карбонатные платформы начинают интенсивно разрушаться с образованием грубообломочных кону-

сов выноса, отлагающихся у подножия континентального склона. В глубоководной части бассейна значительных изменений для карбонатных систем не наблюдается.

Карбонатные поверхности выведенные из под уровня моря подвергаются интенсивным процессам карстообразования, образованием эвапоритовых форм, палеопочв и т. п.

Трансгрессивные тракты (TST) в карбонатных системах гипотетически должны представлять четкую последовательность ретроградных парасеквенсов, со сдвижением границ фаций к береговой линии. В реальной жизни, описанная последовательность часто нарушается, и конфигурация трансгрессивных системных трактов сильно зависит от скорости роста карбонатных платформ, угла наклона склона и скорости подъема уровня моря. Карбонатные системы с высокими скоростями роста (или при низкой скорости подъема уровня моря) даже при трансгрессии могут аградировать и даже – при удачных условиях – продвигаться мористее. В некоторых случаях фиксируется трансгрессивное наступание «мористого» склона карбонатных построек и регрессивное – ближнего к берегу.

Выявление ***поверхности максимального затопления (mfs)*** в таких условиях очень затруднительно. При устойчиво-высоком стоянии уровня моря (**HST**) скорость морской трансгрессии замедляется. Карбонатные системы начинают наращиваться по латерали, за счет сноса карбонатно-терригенного материала с поверхности платформы и последующего формирования обширных конусов выноса у подошвы платформ. В терригенных системах накопление подобных «клиньев» отмечено только на этапах морской регрессии (**LST**).

В карбонатных последовательностях высокие системные тракты фиксируются уменьшением мощности парасеквенсов (с увеличением длительности периодов осушения) (рис. 9.8).

9.9. Ограничения секвенс-стратиграфии

Строение реального геологического объекта всегда намного сложнее и более непредсказуемо, чем мы его себе можем представить.

Применение структурно-генетического подхода при выделении стратиграфических подразделений разного ранга влечет за собой определенные трудности.

Особенности седиментации на конкретном участке бассейна определяются фациальными условиями. Возникновение новых фациальных условий седиментации в бассейне в целом и на отдельных его участках определяется причинно-следственными связями со всеми условиями, существовавшими со времени зарождения бассейна и возникающими логически без повторов и наложений, разрывов и потери звеньев.

Порядок изменения фациальных условий седиментации, как правило, определяет минимальное количество геологических факторов. Во всем многообразии фациальных условий можно выделить отдельные типы. Для выделенных типов можно определить характер их взаимоотношения во времени и пространстве. Для каждого типа фациальных условий можно выделить минимальное число характерных для него типов осадочных пород. Для каждого типа осадочных пород можно выделить минимальное число идентификационных признаков.

В изучаемом объекте также присутствует минимальное число палеонтологических признаков, характеризующих геологическое время. Во всем их многообразии можно выделить отдельные типы. Выделенные типы можно идентифицировать со стратиграфическими единицами. Для каждой стратиграфической единицы можно определить минимальное число характерных для нее типов палеонтологических признаков. Выявив в пласте минимальное число характерных палеонтологических признаков, можно отнести его к конкретной стратиграфической единице.

Следуя формальной логике, в генетическом аспекте любое геологическое подразделение (*пласт, горизонт, толща, секвенс и т. п.*) имеет границы, которые обусловлены катастрофическими локальные и региональные явлениями в жизни осадочной системы.

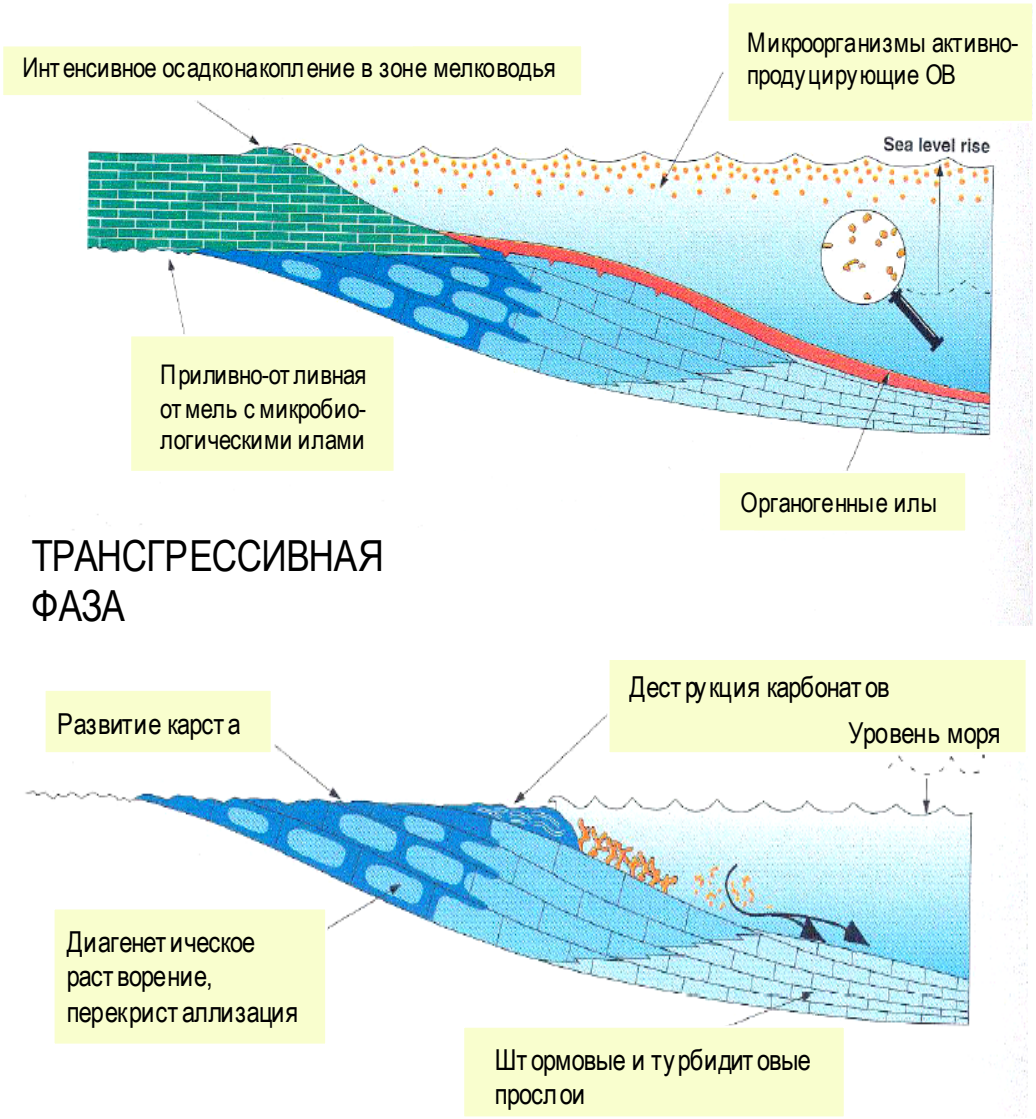


Рис. 9.8. Формирование генетических единиц в условиях карбонатного побережья при разных геологических процессах (по Mitchum, RM, Sangreem JB et al. 1990)

Эти катастрофы разрывают целостность в развитии седиментационного бассейна, его отдельных участков, отдельных геологических тел. В геологическом разрезе последние фиксируются наличием региональных размывов осадочных толщ. Для стратиграфии это означает то, что все ее заключения корректны только, и только, для толщи, не содержащей геологические границы. Для толщи, содержащей геологические границы, стратиграфические заключения относительно корректны только в том случае, если существенно не нарушается принцип генетической преемственности. Однако степень нарушения последнего оценить мы не можем [101].

Любой геологический разрез содержит сотни геологических границ. Меньшая часть из них подлежит идентификации со стратиграфическими границами, большая

часть – игнорируется. При расчленении и прослеживании осадочных толщ происходит естественная селекция геологической информации, принимаемой за факты при построении стратиграфических схем. В стратиграфии нет способа формализации этой, в целом некорректной, процедуры.

Особенно остро проблема границ стоит в сейсмостратиграфии и секвенс-стратиграфии. Не все типы границ фиксируются на сейсмопрофилях и могут быть прослежены по данным геофизики. А в условиях пологого склона или высокой скорости поднятия уровня моря, когда угол прилегания очень мал, а сдвиг фациальных границ велик, то прослеживание становится и вовсе проблематичным. Еще одной проблемой является выделение ***поверхности несогласия (unconformity surface)*** между секвенсами, переработанной трансгрессивной эрозией. Эрозионные процессы могут полностью преобразить поверхности несогласия, либо уничтожить, не только их, но и предыдущие осадочные комплексы.

Вопросы для самопроверки:

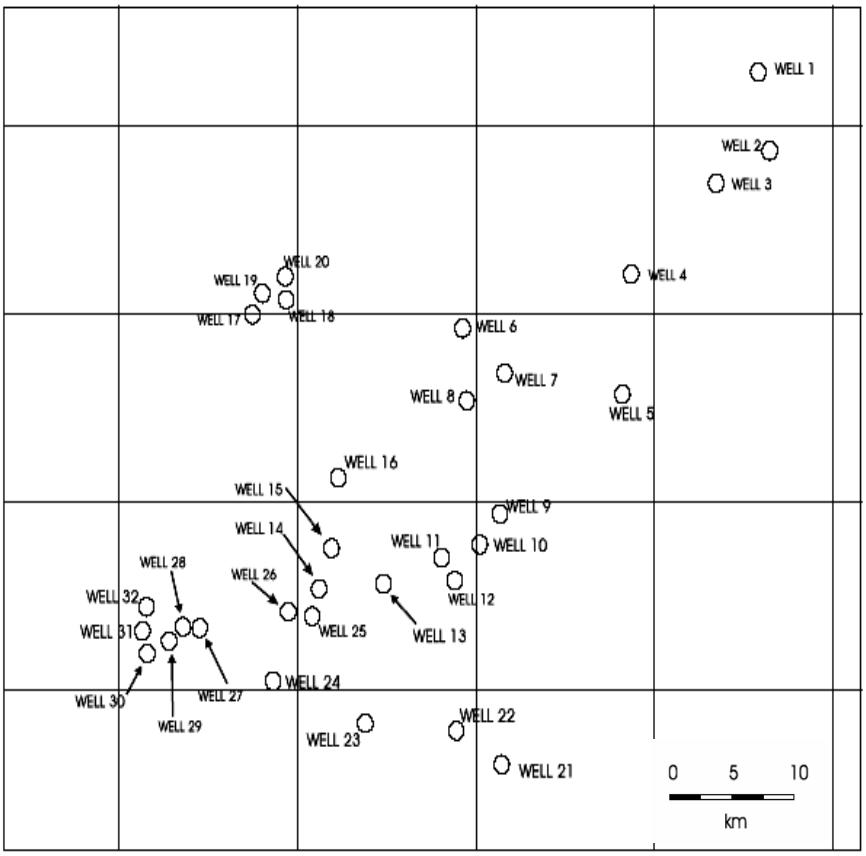
1. *Что изучает секвенс-стратиграфия?*
2. *При каких геологических условиях формируются поверхности максимального затопления?*
3. *Какие системные тракты формируются при регрессии морского бассейна?*
4. *Какой разрез носит название «конденсированного»?*
5. *Чем парасеквенс отличается от секвенса?*
6. *Какие из ограничений секвенс-стратиграфии наиболее важны с точки зрения нефтяной геологии?*
7. *Какие осадочные тела формируются в трансгрессивные системные тракты?*
8. *Назовите главные отличия карбонатного осадконакопления от кластического. Как эти отличия видны в седиментационных последовательностях регрессивной и трансгрессивной направленности?*
9. *Что понимается под термином «сейсмофация»?*

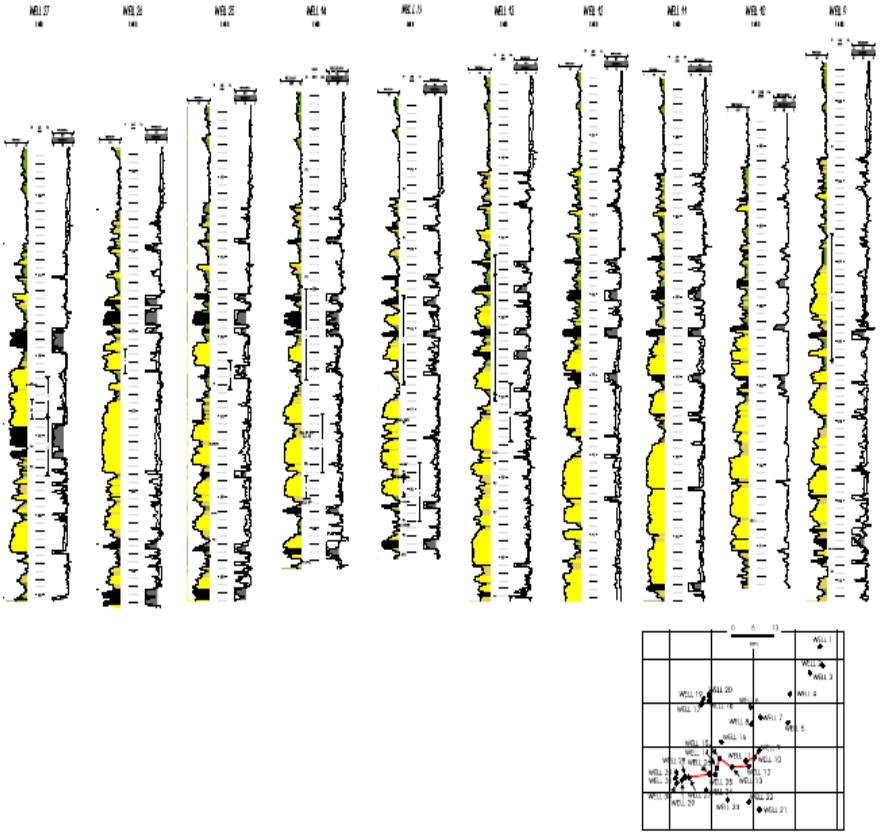
ПРАКТИЧЕСКАЯ РАБОТА № 1
Корреляция скважин и стратиграфический анализ

Задачи: 1. Определить Поверхности Максимального Затопления (the maximum flooding surfaces – MFS), провести региональный анализ данных.
2. Определить генетическую связь каналов (группирование).
3. Определить поверхности затопления и наиболее вероятный масштаб парасеквенс напластований (stacking patterns) таких как: – аггрaдационное (aggradational – наращивания), ретроградационное (retrogradational – отступания), проградационное (prograda-tional – наступание).
4. Определить системы осадконакопления (systems tracts).
5. Какие интервалы являются наиболее благоприятными для более широкого распространения резервуаров (также для их целостности и связи)?
6. Какие интервалы являются наиболее благоприятными для изолированных резервуаров и стратиграфических ловушек?

- *Когда Вы закончите построение секвенс-стратиграфической схемы, объедините полученный разрез с разрезами ваших коллег для построения главного (общего) секвенс-разреза.*
- *В заключении выберите наиболее благоприятный интервал, для возникновения ловушек УВ, сопоставьте его с каротажными данными и постройте фациальную карту с указанием наиболее вероятного положения предполагаемых фациальных элементов (оеёра, пояса речных каналов, комплекс конусов выноса и т. д.).*
- *Предложите наиболее перспективные площади для будущего бурения.*

Дано: 1. Схема расположения скважин
2. Каротажные материалы (ГК, КС) по каждой скважине


WELL 1
WELL 2
WELL 3
WELL 4
WELL 5
WELL 6
WELL 7
WELL 8
WELL 9
WELL 10
WELL 11
WELL 12
WELL 13
WELL 14
WELL 15
WELL 16
WELL 17
WELL 18
WELL 19
WELL 20
WELL 21
WELL 22
WELL 23
WELL 24
WELL 25
WELL 26
WELL 27
WELL 28
WELL 29
WELL 30
WELL 31
WELL 32
0
5
10
km



ПРАКТИЧЕСКАЯ РАБОТА № 2
Интерпретация каротажных данных

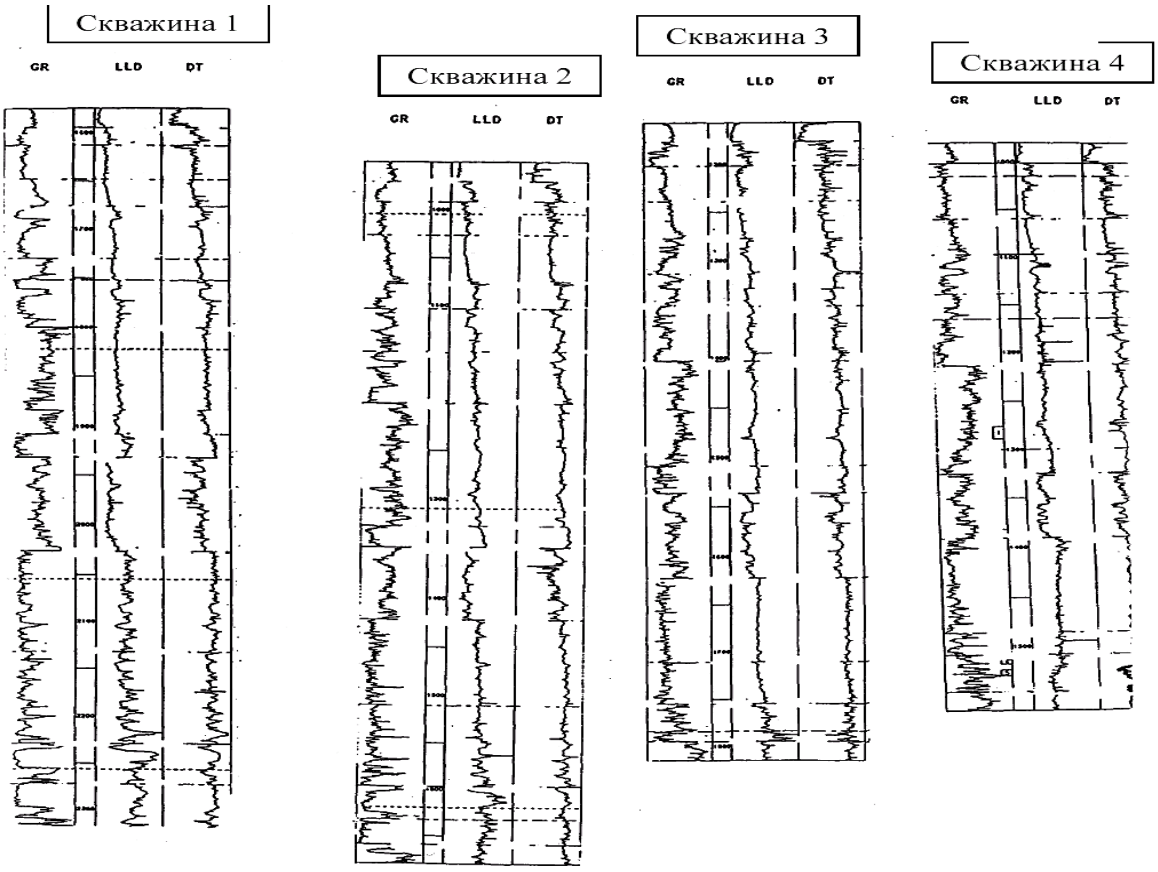
Задачи: *Основываясь на каротажных данных из скважин 1, 2, 3, и 4 провести:*

1) Корреляцию скважин используя маркировочные или значимые поверхности максимального затопления (Maximum Flood Surface – MFS), и определить границы секвенсов.

2) Определить условия осадконакопления.

3) Какие могут быть сделаны выводы относительно целостности или непрерывности резервуара?

Выделите красным цветом – речные каналы/русла, желтым – устьевые бары/дельты



Глава 10
ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНЫЙ АНАЛИЗ

Литолого-фациальные и палеогеографические исследования являются одним из основных элементов комплексного геологического изучения осадочных бассейнов на всех стадиях оценки перспектив нефтеносности. Объем объектов исследования и масштаб изменяются на различных стадиях и этапах ГРР.

Основными задачами исследований являются задачи выявления внутреннего строения литолого-фациальных комплексов пород, построение моделей строения отдельных продуктивных пластов, их взаиморасположение, конфигурации зон выклинивания и фациального замещения, седиментационных размывов, соотношение с региональным и локальным структурными планами.

Литолого-палеогеографические исследования традиционно базируются на минералого-петрографическом (изучение терригенных породообразующих и акцессорных, аутогенных, глинистых минералов), структурном, текстурном, циклическом, стратиграфическом, палеоэкологическом, палеогеоморфологическом и палеотектоническом анализах. Для корреляции и типизации геологических разрезов широко используются материалы ГИС. С помощью региональных и площадных сейсмических работ МОВ ОГТ, с применением секвенс-стратиграфии проводятся палеогеографические и палеогеоморфологические реконструкции осадочных толщ.

Особенно важны и трудоемки литолого-фациальные и палеогеографические исследования для сложнопостроенных континентальных толщ. В результате строятся литолого-фациальные и палеогеографические карты для времени накопления каждого из выделенных пластов и их аналогов в разных масштабах.

Итогом комплексных литолого-палеогеографических исследований и анализа выявленной нефтеносности является качественная оценка перспектив нефтеносности, с выделением зон различных перспектив (высокоперспективная, перспективная и малоперспективная зоны) [6; 14; 69; 90].

В качестве основного приема литолого-фациального анализа рассматривается изучение различных фациальных комплексов, восстановление условий их формирования в пространстве и во времени. За основную единицу приняты фации.

> ***Фация (Facies)*** *– осадочное тело, представленное комплексом пород, сформировавшееся на определенной территории, в определенное геологическое время и в определенных условиях и отличающееся от смежных осадочных образований составом и условиями седиментации.*

Согласно классической точке зрения, фация представляет собой реальное геологическое тело, выделяемое внутри какого-либо горизонта путем прослеживания изменений его состава, и строения по простиранию. При этом, фация не рассматривается, как категория чисто петрографическая или как синоним горной породы. Для фации важны детали литологии и палеонтологии, которые отличают ее от других фаций и являются ее характерными признаками.

Исходя из рассмотрения генетических типов осадков в океанах, морях, реках и озерах устанавливается определенная закономерность их распределения в зависимости от физико-географических условий – рельефа дна водоемов, подвижности и температуры воды, степени удаленности от континента, характера распределения различных организмов и других факторов. В одно и то же время в разных условиях формируются различные по генезису и составу типы осадков. Так, например, в пределах области

шельфа гумидных областей, при значительном поступлении осадочного материала с континента будут откладываться преимущественно терригенные осадки. В то же время в тропических зонах при незначительном поступлении терригенного материала в мелководной области шельфа развиваются коралловые рифы. Одновременно в абиссальной части океана, удаленной от берега, могут накапливаться органогенные (планктогенные) и полигенные осадки [2; 3; 14].

Приведенные данные указывают, что существует тесная и многосторонняя связь осадкообразования со средой.

Следовательно, изучая осадок, его состав, закономерности площадного развития и включенную в него фауну, можно восстановить условия и время его образования, а это, в свою очередь, имеет большое значение для анализа древних отложений и восстановления палеогеографических обстановок их формирования в различные этапы геологического развития.

10.1. Фации современные и ископаемые

Понятие о фации применяется в геологии, как к ископаемым, так и к современным отложениям. Однако между современными и ископаемыми фациями есть существенная разница, о которой не следует забывать.

Современная фация – это комплекс осадков (или осадок), образовавшийся в определенных физико-географических условиях, отличных от условий образования соседних одновозрастных осадков. Современные фации нельзя считать геологическими телами, поскольку они еще не перешли в ископаемое состояние. В современных условиях можно объективно исследовать осадки и физико-географическую обстановку, в которой они образовались.

Таким образом, современная фация представляет собой участок земной поверхности, характеризующийся на всей площади относительной однородностью физико-географической обстановки, близкими формами проявления экзогенных геологических процессов и более или менее одинаковым составом населяющих его биоценозов, но отличающийся по этим признакам от других, внутренне однородных участков или фаций (в этом понимании фация приближена к понятию географического ландшафта).

Ископаемая фация – это объект исследования геолога, представляющий собой часть определенного стратиграфического горизонта со специфическими литологическими и палеонтологическими признаками. Главной задачей является – определение ископаемых фаций по комплексу признаков и подыскания их возможных современных аналогов.

В ископаемых отложениях можно с той или иной подробностью объективно исследовать только признаки пород и сохранившиеся органические остатки. Физико-географические условия не могут быть изучены непосредственно, так как они существовали тысячи и миллионы лет тому назад. Об обстановке можно судить лишь с той или иной степенью вероятности, исследуя генетические признаки, приобретенные отложениями в соответствующей обстановке. На это и опирается метод актуализма в геологии. Объяснить генезис большинства признаков древних пород можно на основании знания современных осадков и условий, в которых появились те или иные их признаки. И чем полнее, чем лучше изучены современные осадки, их особенности и условия формирования, тем точнее можно объяснить аналогичные свойства древних пород.

Отличия древних и современных фаций. Одно из важных отличий современных отложений от древних связано с тем, что современные осадки образуются в условиях, отличных от условий накопления древних осадочных толщ. При этом, чем к более древним отложениям мы обращаемся, тем заметнее становятся эти отличия. Существуют древние породы, образовавшиеся в условиях, которых нет на современной поверхности Земли (мощные толщи доломитов, железистые кварциты, яшмы). С ходом геологической истории можно проследить возрастание роли биогенных осадков и прогрессирующее вытеснение ими чисто химического осаждения.

Вероятно, что и средняя соленость морской воды с течением времени изменялась под влиянием сноса, а также в результате вулканических процессов. Окислительный потенциал (содержание свободного, кислорода) водной среды меньше, чем сейчас, а содержание углекислого газа выше, т. е. геохимические условия в водоемах прошлого были иными, причем шло необратимое развитие этих условий [90].

В то же время в связи с периодичностью истории Земли, связанной с эпохами складчатости и горообразования, имела место повторяемость физико-географических обстановок в геологическом развитии лика Земли.

Еще одно отличие современных отложении от их ископаемых аналогов выявляется при сравнении занятых ими площадей. Часто многие современные обстановки занимают гораздо меньшую площадь на поверхности Земли, чем их ископаемые, аналоги в толщах. Так, например, современные приморские торфяники вытягиваются относительно неширокими полосами вдоль морских берегов. Ископаемые угольные пласты, образовавшиеся из подобных торфяников, в ряде случаев протягиваются на сотни километров в длину и ширину. Такое увеличение площади, занятой определенным генетическим типом отложении происходило благодаря миграции (перемещению) – обстановок осадконакопления по поверхности Земли. Впервые на это обратил внимание Н.А. Головкинский [14; 90].

Следующее отличие современных отложении от ископаемых состоит в том, что они не закончили еще развития и не покрыты более поздними осадками. Ископаемые породы перекрыты мощной толщей осадков более молодого возраста и их положение в разрезе довольно стабильно.

В отношении современных осадков можно только предполагать, когда закончится процесс их формирования. Но перейдут ли они после этого в ископаемое состояние – тоже неизвестно, т. к. толщи могут быть размыты. Поэтому та или иная мощность современных отложений не может служить основанием для достоверного суждения о мощностях, которые эти отложения приобретут, когда они перейдут в ископаемое состояние.

Лишь немногие отложения сохраняются в ископаемом состоянии. Во многих обстановках седиментации такой возможности для их сохранения просто не существует. Особенно актуальна эта проблема для тел, формирующихся в условиях мелководных или субаэральных обстановок седиментации. Вероятность захоронения какого-либо осадочного комплекса можно определить исходя из величины и частоты энергетических уровней обстановки седиментации или скоростями прогибания и осадконакопления [6].

Наконец, еще одно отличие современных отложений состоит в том, что они обычно только в малой степени или даже совсем не затронуты процессами диагенеза. При исследовании древних пород почти всегда приходится иметь дело с образованиями, затронутыми диагенетическими и эпигенетическими (катагенетическими) процессами и обычно в тем большей степени, чем с более древними породами мы имеем дело. Для правильного генетического истолкования древних отложений необходимо учитывать характер и степень их постседиментационных преобразований.

10.2. Назначение фациального анализа

Учение о фациях – это учение о генетических изменениях осадков и осадочных пород, о причинах и закономерностях таких изменений, учение о пространственных изменениях осадочных пород, вызванных различиями в условиях их образования. Основное назначение этого учения – помочь восстановлению физико-географической обстановки прошлого, помочь в палеогеографических реконструкциях. Главным приемом генетического анализа является выяснение пространственных соотношений между одновозрастными отложениями разного состава и выяснение их смены в вертикальном направлении.

В современных условиях лучше всего видны генетические связи между характером осадков и условиями среды, можно достоверно выявить происхождение тех или иных видов слоистости, связь механического состава и степени сортировки отложений с динамическими условиями среды, геохимических особенностей осадков с химией вод и теми процессами, которые протекают в уже накопившемся осадке – в иле и т. д.

Между условиями современной земной поверхности и древними обстановками есть принципиальные отличия, поэтому при изучении фаций необходимо принимать во внимание специфические особенности геологического прошлого для того, чтобы избежать ошибок при перенесении результатов наблюдений над современными осадками на ископаемые. Так, тектонический фактор, имеющий большое значение для физико-географической обстановки и осадконакопления, особенно ясно проявляется именно в ископаемом состоянии и обычно замаскирован в современных условиях. Необратимость эволюции и периодичность осадконакопления также приходится принимать во внимание.

Главное назначение учения о фациях – помогать палеогеографическим реконструкциям. Делается это с помощью ***фациального анализа,*** *с*уть которого заключается в выявлении в пределах стратиграфической единицы генетических комплексов отложений (фаций), в прослеживании их на площади и в выявлении перехода в другие одновозрастные образования. Фациальный анализ является частью общего генетического анализа осадочных толщ.

Выяснение по возможности детальной картины древней физико-географической обстановки и анализ истории ее развития во времени необходимы для решения многих вопросов, стоящих перед исторической геологией. Не меньшее значение имеют эти исследования и для решения чисто практических задач: происхождение горючих полезных ископаемых связано с осадочными породами.

Выявление закономерностей распределения таких месторождений в земной коре, закономерностей локализации в них полезного компонента, а также изменений его качества в разных местах необходимо для более успешного направления поисково-разведочных работ.

10.3. Генетические признаки осадочных пород

Анализ и синтез генетических признаков лежит в основе методики детального комплексного литолого-фациального изучения осадочных толщ. В качестве первичных генетических признаков рассматриваются: *цвет породы, минеральный состав, структура, текстура, цемент, характер границ между слоями, ритмичность, остатки флоры и фауны, форма залегания, контакты и переходы.*

Цвет породы имеет важное генетическое значение. Может быть первичным или вторичным, приобретенным в процессе выветривания или последующих диагенетических изменений и т. п. Доказать первичность или вторичность цветовых оттенков в горной породе очень трудно, за исключением случаев, когда цвет получается в связи с первоначальным цветом разрушенных минералов [5]. Обычно цветовая окраска обусловлена присутствием какого-либо компонента-хромофора (железа в трехвалентной

форме, тонкодисперсных остатков обугленного органического вещества, сульфидов металлов) и позволяет установить окислительно-восстановительную обстановку.

Черный цвет породы получается вследствие неполного разложения органических веществ при более или менее анаэробных условиях в болотах, сырых и холодных равнинах, озерах, очень мелководных морях, лишенных приливов-отливов и на больших глубинах морей и океанов. Свидетельствует о наличие органики, либо битуминозного, либо углистого типа. Темную окраску также могут придавать скопления темноцветных минералов – магнетита, ильменита, титаномагнетита и др.

Темно-серые оттенки пород сходны с черными, но обусловлены более широким рядом причин. В континентальных условиях серые осадки могут содержать продукты испарений (пустынные или озерные отложения). В отсутствии продуктов испарения оттенки серого присущи аллювиальным пескам разлива. Серые осадки формируются в условиях дельтового комплекса, на неритовых участках дна, на континентальных склонах (турбидитовые фации).

Синеватые до серо-черных оттенки присущи океаническим и морским илам, отлагавшимся под водой в условиях ограниченного количества кислорода.

Оттенки пород от желтого до красного обычны в осадках, которые уплотнились и подверглись действию атмосферы. При переносе осадочного материала этот цвет теряется и переходит в серо-черные тона, вследствие восстановления гидрированной окиси железа.

Бурый цвет обязан гидроокислам железа, формирующихся, как правило, в прибрежно-морских или пресноводных озерных отложениях. В красноцветах бурые тона обусловлены присутствием гематита и свидетельствуют о жарком, засушливом климате.

Красный цвет указывает на происхождение осадка при условиях уровня вод, достаточно низкого для обеспечения хорошего дренажа, теплого влажного климата, близкого к тропическому. Осаждение могло происходить на речных пойменных долинах, в дельтах или мелководных морях и озерах. Присутствие значительного количества органического вещества, погребаемого в осадке уничтожит первичный красный оттенок. Также красные осадки формируются в самых глубоких областях океанических бассейнов.

Розовый или красный оттенок песчаников может быть обусловлен присутствием розового или красного полевого шпата.

Зеленый цвет свидетельствует о возможном присутствии зерен глауконита или хлорита, характеризующих морской генезис отложений. Появлению бледно-зеленых оттенков могут способствовать закисные соединения железа, характерные для отложений болот.

На практике цветовая окраска любой осадочной породы имеет сложную историю превращений и не поддается упрощенным идентификациям.

Минеральный состав породы характеризует условия осаждения, длительность, направления, дальность переноса и в частности позволяет решить вопрос о составе пород в области питания и климате. Для каждой конкретной осадочной толщи или ее части, содержание и особенности распределения терригенных минералов будут зависеть от состава пород источников сноса, от свойств конкретных минералов и от условий протекания осадочного процесса. Для определения фаций используют различные геохимические методы, основанные на разграничении распространения отдельных элементов, групп и коэффициентов в определенных палеообстановках.

Цемент пород свидетельствует об условия осадкообразования. Наличие известкового цемента указывает на жаркий климат. Базальный гипсовый цемент говорит о засушливых условиях. Глинистый цемент характеризует условия, в которых не про-

исходило отделение от зерен, слагающих породу) глины пролювиального, коллювиального генезиса, отложения турбидитов и т. д.).

Текстура пород отражает состояние среды в момент накопления осадочного материала и результаты ее взаимодействия с осадком (характер слоистости отложений). Первичные текстуры характеризуют процесс образования осадка (стадия седиментогенеза). Вторичные текстуры отражают этап переформирования осадка или породы на более поздних стадиях (диагенез, катагенез и т. д.). Гранулометрический состав породы свидетельствует о гидродинамике среды осадконакопления. В простых случаях характер текстуры изменяется параллельно изменению гранулометрического состава. Однако в большинстве случаев соотношение гранулометрического состава и текстуры породы в любом седиментационном цикле бывает значительно сложнее и разнообразнее, причем изменение характера текстуры далеко не всегда идет равномерно изменению гранулометрического состава. На текстурные особенности отложений влияют следующие факторы:

- *характер движения среды отложения;*
- *его интенсивность;*
- *постоянство течения по силе и направленности;*
- *изменение мгновенных скоростей потока;*
- *характер самой среды отложения;*
- *насыщенность среды механической взвесью.*

Структура породы характеризует особенности строения породы, обусловленные формой, размерами зерен, степенью окатанности и отсортированности, упаковкой зерен по отношению друг к другу. Изменение этих параметров свидетельствует о длительности транспортировки осадочного материала, о динамике среды его осаждения и от других условий седиментогенеза. Наиболее значимы для литолого-фациального анализа такие гранулометрические параметры, как содержание песчаной фракции $П_{фр.}$, алевритовой – $А_{фр}$, глинистой – $Г_{фр.}$, медианный размер зерен – Md, коэффициент отсортированности обломочного материала – S_o. При увеличенных скоростях потока будет увеличен медианный диаметр зерен и значительно уменьшено содержание глинистой фракции. По структуре обломочной части можно судить о рельефе областей питания. Более грубозернистый материал будет свидетельствовать о расчлененном рельефе со значительными высотными отметками. Степень окатанности зерен зависит от дальности их переноса. Отсортированность характеризует среду осаждения. Осадки отложенные при колебательных движениях водной среды, в связи с неоднократным взмучиванием и переотложением, характеризуются лучшей сортировкой материала, по сравнению с осадками, отложенными при поступательном движении среды [36]. На структурные признаки оказывают влияние многие факторы. Наиболее значимыми из них являются:

1) среда переноса;
2) длительность и масштабы переноса;
3) скорость потока;
4) его загруженность осадочным материалом;
5) размер и форма обломков, поступающих в процессе переноса;
6) механические характеристики зерен;
7) форма переноса (взвесь, волочение, перекатывание);
8) скорость транспортирующей силы [6; 14].

Поэтому, с определенной достоверностью структурные признаки характеризуют только динамику среды осаждения, которая в различных фациях может быть одинаковой. Поэтому структурные признаки отложений рассматривались в комплексе с другими данными.

Характер границ между слоями (резкие, постепенные, неровные, волнистые, неясные и т. д.) свидетельствует об условиях изменения осадконакопления.

Частота переслаивание (наличие ритмичности) объясняет направленность изменения слоистой текстуры отложений по разрезу, изменения толщины отдельных слойков, направленности в изменении зернистости разреза.

Остатки древних организмов позволяют определять физико-химические черты среды их обитания. Их состав и условия захоронения являлись основой для биофациального анализа. В ископаемом состоянии были обнаружены остатки организмов (их твердые части); прямые следы бывшего существования этих остатков (яда раковин, их отпечатки); многочисленные следы жизнедеятельности организмов (биотурбация, ходы и норки илоедов). Рассматривались количественные соотношения остатков фауны и их расположение относительно друг друга и по отношению к текстурным элементам и структурным особенностям вмещающих их пород. Важным являлось наличие остатков животных, давших информацию об условиях их обитания, а следовательно и об условиях, где накапливались отложения, ставшие впоследствии продуктивными. Особенно информативны в этом случае бентосные животные, имеющие тесную связь с субстратом дна [90; 100].

Остатки и отпечатки флоры, корешков растений**,** их толщина, длина, частота встречаемости, степень деформации при уплотнении осадка, включение линзочек угля, галек, их размеры, состав, форма имеют важное генетическое значение. Остатки простейших животных и низших растений (водорослей, грибов) встречаются и в морских и в континентальных условиях и дают начало горючим сланцам и сапропелитам. Ископаемые угли образуются, как правило, из болотной растительности. Но возможно их формирование и в прибрежно-морской обстановке. Обугленные растительные остатки, раздробленные и превращенные в детрит широко распространены во всех типах отложений, но особенно многочисленны в континентальных фациях.

Форма залегания в разрезе имеет большое значение для литолого-фациального анализа, т. к. указывает на определенные фациальные условия. По форме поперечного сечения выделяют шесть основных типов тел: 1) линзообразно-вогнутые тела; 2) линзообразно-изогнутые; 3) пластообразно-изогнутые; 4) линзообразно-двояковыпуклая; 5) линзообразно-выпуклая; 6) пластобразно-выпуклая. Эти типы характерны для тел простого сложения. Но, как правило, в практике нефтепоисковых работ встречаются тела, имеющие сложное строение, состоящие из нескольких простых тел. Среди них можно выделить четыре группы: 1) тела изолированные, залегающие среди глинистых пород, не имеющие соприкосновения друг с другом; 2) тела прилегающие, резко смещенные друг к другу своими боковыми частями; 3) тела соприкасающиеся, залегающие друг над другом и касающиеся друг друга своими поверхностями; 4) тела вложенного типа – результат размыва друг – друга. Также при диагностике фаций важное значение имеет определение формы распространения тел по площади. Среди которых выделяют четыре основные группы:1) ***изометрические*** – у которых отношение длины к ширине примерно 1:1;2) ***линзовидные*** – с отношением длины к ширине более 3 и далее;3) ***ленточные (шнурковые)*** – с отношением длины к ширине более 3 и далее;4) *дендроидные* – извилистые, имеющие ветвистые очертания. Все эти типы образуют сложные по морфологии тела – системы, занимающие большие площади.

Контакты и переходы позволяют судить о характере изменения генетических типов в пространстве. Важным является выявление фациальных переходов, обуслов-

ленное сложным сочетанием комплексов отложений, закономерно сменяющих друг друга в пространстве. Особенно важное значение приобретает изучение характера изменения генетических типов в горизонтальном направлении (зоны литологического выклинивания тел) и в вертикальной последовательности.

Все эти признаки могут быть объединены в три крупные группы: первая – литолого-геохимический состав пород; вторая – остатки древних организмов и следы их жизнедеятельности; третья – форма залегания осадочных тел.

Значение перечисленных признаков достаточно полно отражено в различных атласах, справочниках, научных трудах по седиментологии и литологии (Рухин, 1969; Лидер, 1986; Зонн, Корж, Ульмасвай и др., 1973; Прошляков, Кузнецов, 1990; Рейнек, Сингх, 1981; Петтиджон, Поттер, Сивер, 1979; Градзинский, Костецкая, Радомский и др., 1980; Селли, 1989 и мн. др.).

10.4. Моделирование седиментационных процессов

Важнейшей задачей современной геологии нефти и газа в прикладном ее значении является изучение процесса развития осадконакопления во времени и пространстве в целях успешного прогнозирования размеров и форм природных резервуаров нефти и газа, что особенно важно при построении корректных геологических моделей. Выявление генетической принадлежности пород при их исследовании и построение трехмерной седиментологической модели производится на основании изучения разнообразной геолого-геофизической информации. Ценным методом исследования, позволяющим экспериментально подтверждать гипотезы насчет условий седиментации того или иного резервуара, является моделирование осадочных процессов.

Под моделью в геологии понимается абстрактное, упрощенное воспроизведение существующей реальности. Под моделированием геологического пространства понимается замещение объекта-оригинала его корректным условным образом с последующим изучением свойств рабочего пространства полученной модели.

Развитие представлений о процессах аккумуляции и накопления осадочного вещества осуществляется через построение моделей физических, седиментологических, концептуальных, математических.

Модели физические воссоздают естественный процесс образования осадка в условиях лаборатории в уменьшенном масштабе. Модели концептуальные объясняют причинную связь, приведшую к возникновению наблюдавшихся явлений. Обычно представляется в виде трехмерных блок-диаграмм, схем или чертежей и отображают зависимости между обстановкой седиментации, процессами и осадками. Математическая модель рассматривает количественную характеристику рассматриваемого явления, где объекты, их характеристики и свойства заменены алгебраическим выражением, содержащим постоянные величины, параметры и переменные. Модели седиментологические характеризуют совокупность осадочных фаций, связанных общими процессами осадконакопления, сформированных в определенное геологическое время, на определенной территории, в определенных литолого-фациальных условиях.

Основой для прогнозирования служат представления о том, что параметры природного резервуара в значительной мере предопределяются физико-географическими обстановками в стадию седиментогенеза, а также направленностью и интенсивностью вторичных преобразований пород, в том числе и под влиянием тектонических процессов.

Применение седиментационного моделирования по комплексу литологических и промыслово-геофизических параметров позволяет решать комплекс задач, связанных с прогнозом пород-коллекторов разного генезиса с индивидуальной постановкой методики поисков, прогноза и разведки на каждый генетический тип залежи нефти и газа.

Для корректной диагностики и идентификации фациальных систем и их подтипов необходима разработка идеальной классификации обстановок терригенного осадконакопления, охватывающей все многообразие типов, подтипов и индивидуальных фациальных единиц, без пропуска и без перекрытия их друг другом.

К основным прогнозным седиментологическим концепциям можно отнести следующие положения:

Форма любого песчаного тела – параметр переменный, изменившийся не один раз под воздействием многих факторов.

Характерной особенностью песчаных тел, сформированных в мелководной прибрежной части бассейнов, является их частая миграция и вследствие этого изменение их первоначальной формы и количественного соотношения фаций и их последовательностей в разрезе и по площади.

Определить генезис и первичную морфологию покровных аккумулятивных форм, особенно по каменному материалу (керну) зачастую не представляется возможным. Соответственно, первоначальная пространственная форма и размеры песчаных тел могут служить прямым нефтепоисковым признаком в очень редких случаях – при условии, что они были стабилизированы в течение какого-либо отрезка геологического времени.

Для качественного прогноза необходимо знание специфических условий седиментации: стратиграфической последовательности накопления; текстурно-структурных особенностей толщи; анизотропии (неоднородности) резервуара; степень влияния перечисленных условий на качество коллектора.

Почему седиментология важна для литолого-фациального анализа?

Любой прогноз песчаных резервуаров имеет два главных аспекта: – где искать новую песчаную залежь? – если она уже обнаружена, как оконтурить ее площадь, используя минимум данных?

Для этого требуется знание условий осадконакопления, регионального распределение фаций в данном бассейне, знание седиментационного простирания (древний рельеф), предшествующий опыт изучения подобных залежей в сходных фациальных условиях, установленных для данного бассейна.

Для обоснованного оконтуривания необходима модель, предсказывающая наиболее вероятную форму песчаного тела в определенных условиях осадконакопления. Для создания корректной модели необходимо сочетание внутренних и внешних характеристик резервуара. При эксплуатации залежи интересны, как правило, следующие вопросы:

1. *Как расположить скважины в пределах нефтяного поля, приуроченного к вытянутому песчаному объекту на начальной стадии разработки и после его обводнения?*
2. *Какие отношения максимальной к минимальной горизонтальной проницаемости можно ожидать в таком песчаном теле?*
3. *Каково соотношение между максимальной и горизонтальной проницаемостью и направлением удлинения песчаного тела?*

Ответы на поставленные вопросы могут быть получены при изучении седиментологических особенностей резервуара.

Специфические характеристики песчаных резервуаров зависят от соотношения особенностей, обусловленных как первичными, так и вторичными процессами преобразования и обуславливают закономерности продвижения флюидов через песчано-алевритовые породы. Строение породы и ориентировка структурообразующих зерен, осадочные текстуры и степень цементации слоев песчаника – все эти признаки тесно связаны с первичным процессом отложения.

Песчаное тело представляет собой определенную последовательность различных фаций напластования, на которых наложены специфические вторичные черты, такие как цементация, система трещиноватости и разломов, которые могут локально повысить значение первичных факторов, контролирующих поток флюидов.

Наиболее типичной характерной особенностью песчаных тел-резер-вуаров является их площадное развитие, а не распределение в разрезе [1]. Так в морских разрезах мощность отдельных толщ песчаников достигает сотни метров. В обычных разрезах мощность песчаных горизонтов, редко протягивающихся на расстояние более 2 км, не превышает 40 м.

В течение последних 50-ти лет седиментологическое моделирование все плотнее внедряется в нефтяную индустрию. Охватывает диапазон масштабов от 0.00001 до 10000 метров (и более). Вовлекает в решение поставленных задач специалистов разного профиля. Устанавливает связи между разномасштабными явлениями. Влияет на каждый аспект нефтяной геологии. Дальнейший прогресс седиментологии зависит в первую очередь от мультидисциплинарных команд, которые объединяют специалистов седиментологов, геологов, палеонтологов, петрофизиков, геофизиков, сейсмиков.

Для диагностики обстановок седиментации песчано-алевритовых горизонтов и последующего трехмерного моделирования в нефтяной геологии используют следующую последовательность их изучения.

Изучение общегеологических данных *(региональная геология, тектоника, структурный план; анализ осадочного бассейна в целом*). В каждом конкретном регионе вследствие специфики геологического строения и развития в предыдущие эпохи, каждое осадочное трехмерное тело имеет свои закономерности и аномалии.

В отложениях разных эпох, с разным типом седиментогенеза существовали условия, благоприятные для формирования возможных природных резервуаров. На территории Западной Сибири, Урало-Поволжья, Северного Кавказа мезо-кайнозойские отложения представлены преимущественно терригенными породами. Карбонатные породы, родоначальники карбонатного типа резервуаров широко развиты в палеозойском комплексе многих нефтегазоносных территорий (Западная и Восточная Сибирь, Каспий, Волго-Уральская, Прибалтийская провинции и мн. др.

Такое распространение пород обусловливает развитие в кайнозойских и мезозойских отложениях преимущественно песчаных и алевритовых коллекторов порового типа. Породами-экранами в этих случаях служат глинистые образования.

В палеозойских отложениях типичны карбонатные породы-коллекторы (известняки, доломиты и разности промежуточного состава), характеризующиеся сложным распределением структуры порового пространства.

Неизвестными элементами для прогнозирования остаются их глубинное положение, стратиграфическая принадлежность, размер, форма, литологический состав и коллекторские параметры. Поэтому основными задачами литолого-фациального анализа и последующего седиментологического моделирования являются следующие:

- *Региональные аналогии.*
- *Определение пространственного положения природного резервуара.*

- *Создание стратиграфического каркаса (методы секвенс-стратиграфии, ритмостратиграфии, цикличности).*
- *Детальное литологическое описание пород, слагающих резервуар.*
- *Понимание и применение методических приемов, используемых при картировании и описании различных характеристик систем осадконакопления и осадочных фаций (структурные построения).*
- *Понимание, как фация контролирует качество резервуара.*
- *Знание спектра осадочных систем и типов возможных ловушек УВ.*

Региональные аналогии способствуют более правильному пониманию особенностей седиментации продуктивного резервуара, характеризуя местоположение основных источников сноса, области транзита и конечного осадконакопления. Природные объекты одного ранга в сходных условиях проходят сходные пути развития. Если мы знаем качество одного из этих объектов, то по методу аналогий подобные качества надо ожидать и у другого объекта. Разработанные региональные схемы корреляции и индексации пластов, позволяют более корректно проводить выделение коллекторов в осадочном разрезе и трассировать их пространственное развитие, используя совокупность литостратиграфических маркирующих горизонтов.

***Структурные построения*:** выделение реперов; типизация разрезов; выделение опорных типовых характеристик; картирование по площади зон с различным набором признаков; построение карт мощностей по всем выделенным генетическим единицам; комплексирование полученных результатов и построение седиментологической модели, учитывающей вышеперечисленные признаки.

Создание стратиграфического каркаса (определение стратиграфических последовательностей напластования).

Детальное литологическое описание пород резервуара помогает понять особенности распределения крупных палеогеографических обстановок осадочного бассейна. Основными приемами при изучении внутренних характеристик резервуара являются: детальное макроописание керна; текстурный анализ образцов; выделение единиц потока; их корреляция по площади; детальные минералогические исследования образцов (шлифы); изучение ассоциаций разновидностей форм кумулятивных кривых гранулометрического состава пород; распознавание диагенетических изменений пород; выделение микрофациальных обстановок седиментации выделенных единиц потока; изучение фоссилий, минеральных включений, углистости, контактов и переходов; использование данных промысловой геофизики для выделения электрометрических образов фаций; интеграция полученных данных.

Керн позволяет определить фациальную принадлежность рассматриваемого резервуара и ограничить спектр возможных фациальных подобстановок осадконакопления.

Подобранная седиментационная модель формирования резервуара, позволяет существенно расширить представление на его строение и ту фациальную неоднородность, которая предполагается седиментационной обстановкой, но бурением еще не изучена. Прогноз таких зон может успешно проводиться по данным сейсморазведки.

Выявленная литолого-седиментационная модель должна отразить генетическую неоднородность формирования резервуара, которая в последующем будет реализована в петрофизической модели, путем отображения неоднородности фильтрационно-емкостных свойств резервуара.

Определение пространственного положения природного резервуара начинается с сопоставления литологических колонок по профильным направлениям. Графические

построения, с использованием метода интерполяции, позволяют наметить границы коллекторских и экранирующих тел в разрезе. В результате графического сопоставления литологических колонок, возможно, оконтурить зоны распространения коллекторов и экранов. По мере получения новых литологических данных карты распространения природных резервуаров могут быть детализированы [90].

Контрольные вопросы:

1. *Что изучает литолого-фациальный анализ?*
2. *Что такое фация?*
3. *Какие группы фаций Вам известны?*
4. *Для каких целей при литолого-фациальном анализе используется метод аналогий?*
5. *Какими способами можно оконтурить зоны распространения коллекторов с наилучшими фильтрационно-емкостными параметрами?*
6. *Какую роль играют литолого-фациальные исследования в нефтяной геологии?*
7. *Какие методы и приемы литолого-фациального анализа Вы изучили?*
8. *Перечислите основные прогнозные седиментологические концепции.*

Глава 11
ЭЛЕКТРОМЕТРИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ

11.1. Фациальная природа ископаемых осадочных тел

Любое песчаное тело представляет собой ограниченное в пространстве скопление песчаного материала, образованного в определенных палеогеографических условиях и отделенного от других песчаных скоплений глинистыми или карбонатными отложениями.

Древние песчаные тела формировались в различных обстановках осадконакопления и в зависимости от этого имеют ту или иную форму поперечного сечения, характеризуются отличным внутренним строением (текстурой и структурой), характером контактов с подстилающими и покрывающими осадками, строением зон выклинивания, закономерностями пространственного распространения.

Под фациальной природой ископаемых песчаных тел понимают признаки, отражающие:

а) вещественный состав осадков (литология) и содержащиеся в нем остатки организмов и растений;

б) принадлежность фации к одному стратиграфическому горизонту;

в) физико-географическую обстановку накопления осадка.

Все эти данные представляют собой ***первоначальные генетические признаки,*** сохраняющиеся в процессе литогенеза. Эти признаки могут быть использованы для реконструкции условий формирования песчаных тел или установления их фациальной природы (рис. 11.1).

Смена палеогидродинамических уровней зафиксирована в памяти Земли в виде конкретного геологического разреза с определенным изменением литологического состава, гранулометрии, текстурных признаков, характера контактов и т. д. Причем, это изменение характерно для каждой фации в определенной последовательности. Под ***седиментологический моделью фации*** понимается смена в определенной последовательности палеогидродинамических уровней седиментации в период ее формирования [90].

Седиментологические модели фаций послужили основой для определения электрометрических моделей фаций, дающих возможность определять генезис осадков и осуществлять реконструкции палеогидродинамических обстановок по электрометрическим разрезам скважин.

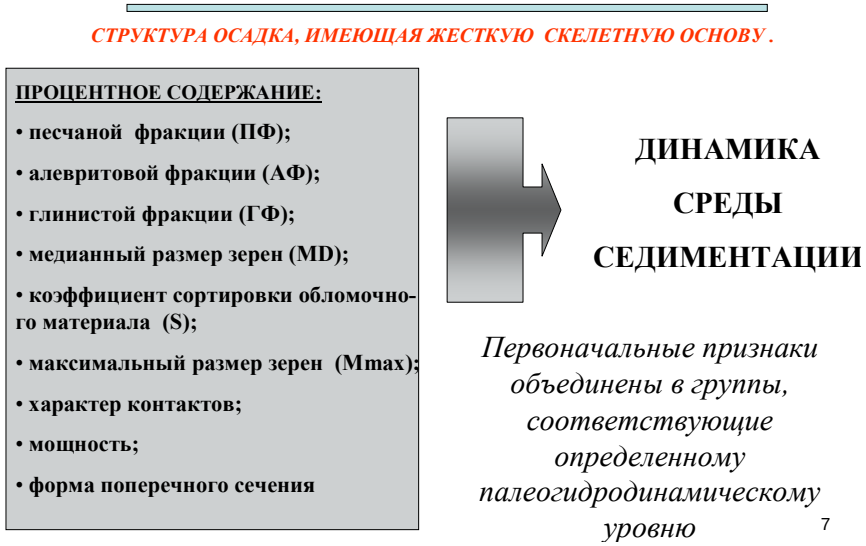


Рис. 11.1. Первоначальные генетические признаки породы (по В.С. Муромцеву, 1980)

11.2. Основы электрометрического анлиза

Естественные электрические поля в скважинах возникают благодаря протеканию на границе между породой и буровым раствором, а также между пластами различных электрохимических процессов, обусловленных диффузией солей, фильтрации жидкости и окислительно-восстановительными реакциями.

Эти естественные электрометрические поля фиксируются электродом при его перемещении в необсаженном стволе скважины и записываются в виде кривой. В связи с этим на кривой ПС могут быть выделены участки, соответствующие развитию высокодисперсных глинистых пород, обладающих высокой адсорбционной способностью, а также участки, характеризующиеся низкой абсорбционной способностью и отвечающие наличию в разрезе низкодисперсных образований -- неглинистых песчаных пород-коллекторов.

Первые отличаются отклонением кривой ПС в сторону положительных, а вторые – в сторону отрицательных значений.

На характер кривой ПС могут также влиять и другие факторы: минерализация пластовых вод, химический состав бурового раствора, масштаб записи. С целью исключений влияния этих факторов используются не абсолютные значения ПС в МВ, а относительные L ПС.

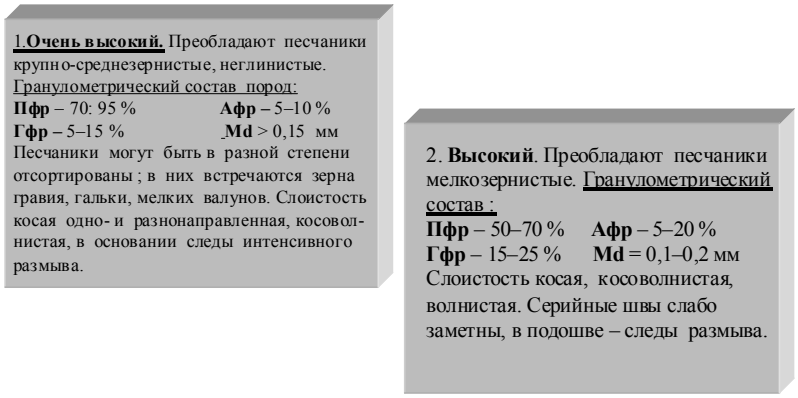
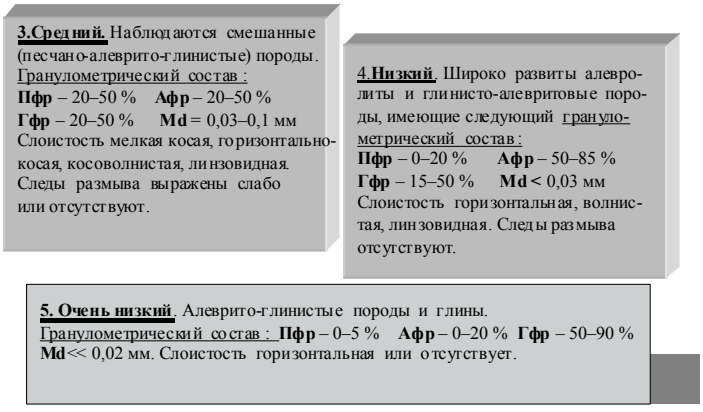


Рис. 11.2. Палеогидродинамические уровни – как показатели динамической активности среды седиментации (по В.С. Муромцеву, 1980)



Сущность метода ПС. Метод потенциалов самопроизвольной поляризации горных пород основан на изучении естественных электрических полей в скважинах. Эти поля возникают в результате электрических процессов, протекающих на границах между скважиной и породами, а также на границах между пластами различной литологии в разрезе скважины.

Диаграммы методов ПС характеризуют изменения соответствующих потенциалов: диффузионно-адсорбционных, окислительно-восстановительных, фильтрационных. С по-

вышением содержания глинистого материала, в скважинах против однородных высокодисперсионных глинистых пород создается наибольшая положительная величина разности потенциалов и соответственно возрастает диффузионно-адсорбционная активность.

Соответственно наименьшими значениями диффузионно-адсорбционной активности характеризуются чистые песчаные и карбонатные породы с высокой пористостью и проницаемостью.

Диаграмма ПС не имеет нулевой линии. Горизонтальный масштаб зарегистрированной кривой ПС указывается числом милливольт, приходящимся на отрезок 2 см. Знаками «+» и «–», помещаемыми по краям этого отрезка. Указывается полярность кривой ПС. (Отсчет берут справа налево.) Обычно знаки «+» и «-» расположены так, что отклонение кривой влево означает уменьшение потенциала, вправо – его увеличение.

Так как на диаграмме ПС отсутствует нулевая линия, то в качестве условной нулевой линии, от которой отсчитывают отклонение кривой ПС в мВ, используют линию глин, проводя ее по участкам кривой с наиболее положительными показаниями ПС, соответствующим интервалам разреза, которые представлены глинами (в терригенном разрезе).

Линия глин для значительных интервалов разреза сохраняется практически стабильной и идет параллельно оси глубин. Постепенное отклонение линии глин вправо с глубиной связано с влиянием геотермического градиента и уплотнением глин. Резкое смещение линии глин вправо или влево с глубиной является признаком искажения диаграммы.

Границам пластов на кривой ПС соответствуют точки перегиба. При мощности пласта, превышающей 3 диаметра скважины (>20 м), границы пластов составляют половину максимального отклонения амплитуды ПС. Чем меньше мощность пласта, тем больше смещаются границы пласта к максимуму кривой.

Данный метод является одним из основных методов электрометрии для исследования разрезов нефтяных и газовых скважин. Он позволяет решать круг геологических задач, связанных с изучением литологии разреза, установлением границ пластов, проведением корреляции разрезов, выделением в разрезах пород – коллекторов, определением минерализации пластовых вод и фильтрата пластовых вод и фильтрата промывочной жидкости, определением коэффициента глинистости, пористости и проницаемости и нефтегазонасыщения.

Естественные электрические поля в скважинах возникают благодаря протеканию на границе между породой и буровым раствором, а также между пластами различных электрохимических процессов, обусловленных диффузией солей, фильтрации жидкости и окислительно-восстано-вительными реакциями. Они фиксируются электродом при его перемещении в необсаженном стволе скважины и записываются в виде кривой. В связи с этим на кривой ПС могут быть выделены участки, соответствующие развитию высокодисперсных глинистых пород, обладающих высокой адсорбционной способностью, а также участки, характеризующиеся низкой абсорбционной способностью и отвечающие наличию в разрезе низкодисперсных образований – неглинистых песчаных пород-коллекторов.

Первые отличаются отложением кривой ПС в сторону положительных, а вторые – в сторону отрицательных значений.

Уменьшение размеров пор и наполнение их глинистым веществом равносильно росту удельной поверхности и адсорбционной способности пород.

В.С. Муромцевым была отмечена корреляционная связь между относительной амплитудой ПС и относительной глинистостью, а также влияние гранулометрического состава пород на характер кривых ПС. Помимо которых, на характер кривой ПС также влияют и минерализация пластовых вод, химический состав бурового раствора, масштаб записи. С целью исключений влияния этих факторов используются не абсолютные значения ПС в МВ, а относительные в L ПС.

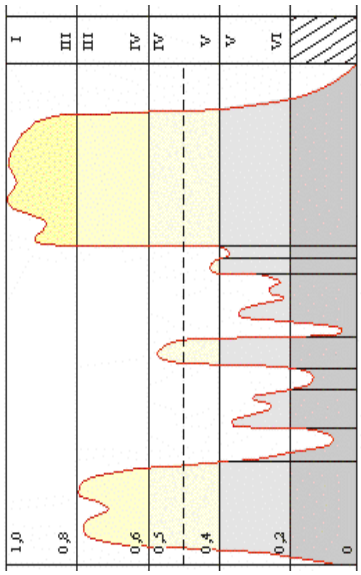
Относительный параметр LПС представляет собой отношение значений кривой ПС изучаемого пласта к ее максимуму. Для этого на участке изучаемого терригенного разреза скважины с максимальным абсолютным значением ПС выделяют два опорных пласта.

Первым опорным пластом служат морские глины, характеризующиеся минимальным отклонением ПС. Линию глин принимают за нулевую.

Вторым опорным пластом служат чистые неглинистые песчаники, обладающие высокой пористостью и проницаемостью. Они отражаются на кривой ПС максимальными отклонениями. По максимальному отклонению кривой ПС проводят вторую линию, параллельную первой. Расстояние принимается за единицу.

Установив зависимость LПС от Md, В.С. Муромцев предложил следующую схему интерпретации кривой LПС с выделением литологических разностей пород (рис. 11.3).

- *Расстояние между линиями глин и песков делится на пять равных отрезков (через значение LПС = 0,2), проводится линия LПС = 0,5.*
- ***Интервал значений LПС = 0–0,2** соответствует глинам и алеврито-глинистым породам, формирующимся, как правило, при очень низком (пятом) палеогидродинамическом уровне седиментации.*
- ***Интервал значений L ПС = 0,2–0,4** соответствует наличию алевролитов и глинисто-алевритовых пород, накапливавшихся при низком (четвертом) уровне среды седиментации.*
- ***Интервал LПС = 0,4–0,6** отвечает смешанным песчано-алеврито-глинистым породам, отлагавшимся при среднем (третьем) гидродинамическом уровне.*
- ***Линия LПС = 0,5** рассматривается как разделительная между песчаными и алеврито-глинистыми породами.*
- ***Интервалу LПС = 0,6–0,8** соответствуют песчаники мелкозернистые в различной степени глинистые, образовавшиеся при высоком уровне гидродинамики.*
- ***Интервал LПС = 0,8–1,0** отвечает распространению песков крупно-среднезернистых, формирование которых происходило при очень высоком первом палеогидродинамическом уровне среды седиментации.*



Приемы интерпретации:

1. *Установление в разрезе + и – аномалий;*
2. Выделение линии глин и песков;
3. Расчленение кривой ПС на условные уровни седиментации;
4. Установление максимального значения ПС;
5.Составление таблицы значений.

Рис. 11.3. Схема интерпретации кривой ПС (по В.С. Муромцеву, 1984)

Таким образом, по мнению В.С. Муромцева, кривая LПС отражает палеогидродинамику среды седиментации, и, следовательно, может быть использована для изучения после-

довательности смены палеогидродинамических уровней, как по разрезу, так и по площади. Это дает возможность устанавливать и прослеживать по данным каротажа литологический ряд пород и их пространственное размещение во вне скважинном пространстве. /.

При проведении электрометрического анализа, подобную процедуру необходимо проделать с кривыми стандартного каротажа в разрезе каждой скважины, пробуренной в пределах изучаемой территории. Используя различные графики зависимости ЛПС от содержания в породе песчано-алевритовой фракции установили, что каждому интервалу ЛПС соответствуют определенные палеогидродинамические уровни, а уровням – классы коллекторов, по А.А. Ханину. Установление таких классов носит прогнозный характер и обеспечивает лишь сравнительную оценку о преобладающем развитии тех или иных классов коллекторов на площади. Участки кривой ПС, на которых преобладают наибольшие, отрицательные или положительные отклонения, выделяются под названием отрицательных или положительных аномалий.

Что называют электрометрической моделью фации?

Как перейти от электрометрических моделей в разрезах скважин к моделям седиментационным?

Электрометрической моделью фации называют отрезок кривой ПС, образованный одной или несколькими аномалиями, увязанными с граничными значениями ЛПС и отражающими изменение литофизических свойств пород, обусловленных характерной последовательностью смены палеогидродинамических уровней среды седиментации во времени.

11.3. Диагностические признаки фаций

Фациальная диагностика осадочных толщ по данным каротажных исследований проводится на основании изучения ряда диагностических признаков фаций, которые могут быть определяющими, характеризующими и дополняющими (рис. 11.4).

Определяющие диагностические признаки. К ним относятся форма аномалии кривой ПС, кровельная, подошвенная и боковая линии аномалии ПС, ширина аномалии, максимальное значение ЛПС и ее положение в разрезе, сочетание электрометрических фаций в разрезе.

Форма аномалии кривой ПС – дает возможность предварительно установить генезис осадков.

Кровельная линия – отражает изменение литологического состава пород и палеогидродинамических условий седиментации, существовавших на последних этапах формирования песчаных или глинистых образований и характер контактов с вышележащими отложениями: Горизонтальная кровельная линия характеризует резкий литологический контакт на границе с покрывающими породами, обусловленный резкой сменой гидродинамики среды накопления осадка. Наклонная кровельная линия указывает на постепенный литологический переход и в зависимости от характера перехода может быть: а) прямой – при постепенном и равномерном изменении литологического состава; б) волнистой – отражающей постепенный, но неравномерный переход одних литологических разностей в другие; в) зубчатая – резкий переход на фоне общего уменьшения зернистости пород; г) рассеченная – указывает на наличие чередующихся прослоев разного литологического состава.

Рис. 11.4. Краткая характеристика диагностических признаков фаций (по В.С. Муромцеву, 1984)

Боковая линия аномалии отражает палеогидродинамические условия формирования отложений данной фации, зафиксированные в изменении литологического состава пород по разрезу.

- *Прямая линия* – показывает однородный состав и постоянство гидродинамических условий в период формирования отложений (осевые части песчаных тел);
- *Волнистая боковая линия* – отражает чередование пород близкого литологического состава;
- *Зубчатая или рассеченная линии* – являются показателем непостоянства и резкой смены условий седиментации и характерны для периферийных частей песчаных тел и зон их выклинивания.

Подошвенная линия отражает характер перехода или контакта с нижележащими толщами, в сочетании с другими признаками является решающим фактором при определении условий седиментации.

Ширина аномалии измеряется в м. по разделительной линии 0,5 и отражает мощность песчаных или глинистых осадков; может изменяться в широких пределах от ед. до десятков и сотен м. (Наибольшая ширина аномалии встречается в областях морского шельфа – глины, осевая часть крупного речного канала).

Максимальное значение ЛПС соответствует участкам разреза, сложенным наиболее грубозернистым материалом (**не всегда),** сформированным в периоды наивысшей гидродинамической активности среды седиментации.

Положение максимального значения ЛПС указывает, в какой момент происходило отложение наиболее грубозернистого осадка, что является неодинаковым для отложений разных фациальных комплексов.

*Сочетание электрометрических фаций в разрезе и по площади***.** Особо важная процедура, позволяющая сделать предположение о возможной обстановке осадконакопления.

Характеризующие диагностические признаки включают в себя форму поперечного сечения, форма продольного сечения, форма распространения по площади, контакты и переходы.

Форма поперечного сечения – основной морфологический признак, связанный с особенностями накопления осадков в различных фациальных условиях. Выделяют шесть основных типов поперечного сечения:

1) *линзообразно-изогнутая,*
2) *линзообразно-вогнутая,*
3) *пластообразно-вогнутая,*
4) *линзообразно-двояковыпуклая,*
5) *линзообразно-выпуклая,*
6) *пластобразно-выпуклая.*

Кроме того, формы поперечного сечения могут быть симметричными и асимметричными, осложненными зубчатостью с одной и с двух сторон. (Это характерно для простых тел. Однако, в практике нефтепоисковых работ часто встречаются тела сложного строения, состоящие из нескольких простых тел. В таких случаях появляется необходимость установить не только форму сложного песчаного тела, но и взаимосвязь составляющих его простых тел.)

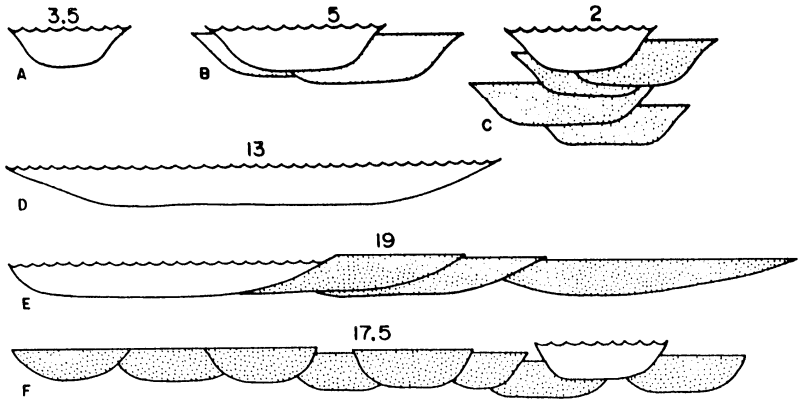


Рис. 11.5. Геометрия и пространственные вариации песчаных тел

Среди тел сложно построенных можно выделить четыре основные группы, различающиеся по характеру сочленения составляющих их простых песчаных тел:

1) ***изолированные*** – песчаные тела, залегающие среди глинистых пород и не соприкасающиеся друг с другом;
2) ***прилегающие*** – песчаные тела, резко смещенные по горизонтали и прилегающие друг к другу своими боковыми частями;
3) ***соприкасающиеся*** **–** песчаные тела, залегающие друг над другом и соприкасающиеся своими поверхностями, иногда со следами размыва;
4) ***вложенные*** **–** группа песчаных тел, вложенных в результате размыва друг в друга.

Такие сложные песчаные тела широко развиты в аллювиальных, прибрежно-морских и дельтовых отложениях.

Форма продольного сечения **–** трудно устанавливаемый признак, что связано со сложностями прослеживания тел-коллекторов, простирающихся на большие расстояния. Среди форм продольных сечений выделяют следующие:

1) *линзообразно-выпуклые,*
2) *линзообразно-вогнутые,*
3) *четковидно-линзообразно-выпуклые,*
4) *четковидно-линзообразно-двояковыпуклые,*
5) *четковидно-линзообразно-вогнутые,*
6) *пластообразные,*

7) *линзообразно-двояковыпуклые,*
8) *линзообразно-изогнутые.*

Форма распространения тел по площади (рис. 11.6). Существует, по меньшей мере, четыре основных типа формы тел и ряд производных от них:

1) ***изометрические,*** имеющие отношение длины к ширине примерно 1:1;
2) ***линзовидные*** (овальные) – с отношением длины к ширине не более 3;
3) ***лентовидные*** (шнурковые, линейно вытянутые) – с отношением длины к ширине более 3 и далее.
4) ***дендроидные*** (ветвистые, неправильные) – извилистые, имеющие ответвления.

Рис. 11.6. Латерально обширный русловой комплекс наложенных каналов.

Бассейн Ainsa II, Испания. Фото 1: Патрика Корбетта

Линзовидный русловой врез. Бассейн Ainsa II, Испания. Фото: Патрика Корбетта

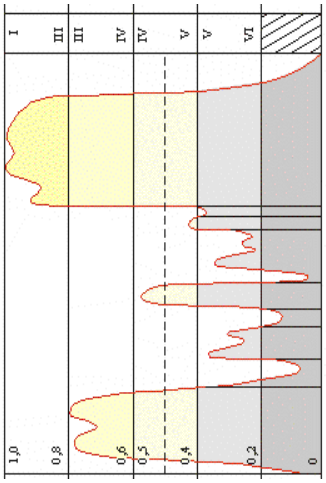
Изолированное, изометричное по форме песчаное русло. Бассейн Ainsa II, Испания. Фото: Разина А.В.

Такие формы свойственны главным образом простым песчаным телам. Сложно построенные тела характеризуются более сложной конфигурацией. Могут образовывать вытянутые цепочки, иметь раздувы, сужения, образовывать петли, разветвления и таким образом создавать сложные системы, занимающие большие площади.

Контакты и переходы. Выявление фациальных переходов обусловлено сложным сочетанием комплексов отложений, которые закономерно сменяют друг друга в пространстве.

Для фациального анализа имеет значение характер изменения генетических типов в горизонтальном направлении (зоны выклинивания конкретных осадочных тел) и в вертикальной последовательности:

- ***Постепенный переход*** *(главным образом по гранулометрическим признакам) характеризует постепенное усиление или ослабление динамики водной среды и таким образом дает представление об общей смене обстановки осадконакопления на определенном отрезке времени.*
- ***Отчетливый контакт*** *обычно разделяет два слоя, близкие по структуре (песчаник и алевролит), что обозначает быстрое изменение условий осадконакопления, хотя само изменение и незначительно.*
- ***Резкий контакт*** *отмечается между слоями, сильно различающимися по крупности зерна (песчаник и аргиллит), и указывает на быструю и резкую смену условий.*
- ***Контакт размыва*** *(ундулирующий) характеризуется неровной извилистой линией, наличием галек, окатышей и других свидетельств срезания и переотложения нижележащих пород.*



Приемы выделения фаций:

1. Установление в разрезе + и – аномалий;
2. Выделение электрометрических моделей фаций;
3. Анализ их диагностических признаков;
4. Установление макс. значения ПС;
5. Установление парагенетического ряда фаций;
6. Привязка дополняющих и определяющих признаков.

Рис. 11.7. Схема интерпретации кривой ЛПС и основные приемы выделения электрометрических моделей (по В.С. Муромцеву, 1984)

Методика определения фаций по их электрометрическим моделям сводится к следующим операциям:

1. *Установление на электрометрическом разрезе положительных и отрицательных аномалий и выявление их сходных черт с описанными моделями фаций.*
2. *При наличие сходства – проведение анализа элементов аномалий и соответствующих им электрометрических моделей (кровельная, боковая, подошвенная линии, ширина аномалии).*
3. *Установление максимального значения L ПС, его местоположения в пределах аномалии, направление уменьшения L ПС и сравнение с аналогичными признаками, сходных между собой электрометрических моделей фаций.*

4. *Определение направленности процесса осадконакопления, изучение покрывающих аномалий, установление генетических рядов фаций, выявление генезиса изучаемых толщ (рис. 11.7).*

11.4. Краткая идентификационная характеристика фаций разного генезиса (по В.С. Муромцеву, 1987)

КОНТИНЕНТАЛЬНЫЕ ОТЛОЖЕНИЯ

Группа фаций речных русел

Для группы фаций речных русел наиболее типичной электрометрической моделью, выраженной в формализованном виде, является четырехугольник (квадрат), иногда осложненный сверху прямоугольным треугольником. Эта группа объединяет электрометрические модели русловых отмелей спрямленных рек, равнинных меандрирующих и фуркирущих (горного типа) рек. К этой же группе отнесены дельтовые каналы и притоки, имеющие электрометрическую модель, близкую к модели русловых отмелей меандрирующих рек, а также песчано-галечниковые отложения, сформированные в руслах временных протоков, электрометрическая модель которых оказалась сходной с моделью русловых отмелей фуркирущих рек.

Фация русловых отмелей спрямленных и ограниченно меандрирующих рек. Для нее характерно наличие электрометрической модели в виде аномалий кривой ПС, имеющих вид четырехугольника, расположенного в зоне отрицательных отклонений. Ширина отдельных аномалий колеблется обычно от 15–20 до 40–50 м. Наибольшая величина отклонения ПС достигает 0,8–1,0. Кровельная линия чаще всего горизонтальная, прямая или близкая к ней. Боковая линия, как правило, волнистая, но не может быть прямой или зубчатой, последняя встречается боле редко. Подошвенная линия всегда горизонтальная, прямая. Наибольшее отклонение кривой ПС характерно для самых нижних частей аномалий и фиксируется даже в том случае, когда боковая линия близка к вертикальной. Некоторое уменьшение величин ПС к кровле аномалии объясняется изменением размера обломочных частиц и увеличением рассеянного глинистого вещества.

При установлении генезиса осадка данной фации очень важно выявить парагенетические связи, рассматриваемой фации с покрывающими отложениями. Так при трансгрессивном характере залегания русловые фации спрямленных и ограниченно меандрирующих рек перекрываются пойменными фациями, которые вместе образуют стадии, ритмы, «пачки-ритмы» В ряде случаев русловые отложения спрямленного и ограниченно меандрирующего участка рек редко бывают перекрыты фациями интенсивно меандрирующих участков рек переходящих в старицы.

В случае регрессивного характера залегания образуются полиритмические песчаные толщи, сложенные преимущественно русловыми фациями, при этом отложения спрямленных и ограниченно меандрирующих рек могут перекрываться осадками рек фуркирующего типа. Таким образом, последовательная смена электрометрических моделей отражает соответственно смену тех или иных конкретных фациальных условий и будет представлена совершенно определенными типами аномалий и их сочетаниями.

Спрямленные и ограниченно меандрирующие реки обладают повышенными скоростями течения и формируют изолированные линзообразно-изогнутые ассиметричные односторонне зубчатые песчаные тела. Ширина песчаных тел измеряется сотнями и первыми тысячами метров. По простиранию ***русловые отмели спрямленных рек*** образуют изолированные, иногда сложнопостроенные песчаные тела, имеющие в плане овальные очертания, располагаются в шахматном порядке вдоль палеоорусла реки.

Русловые отмели ограниченно меандрирующих рек имеют линзообразно-вогнутые продольные сечения. Песчаные тела, как правило, сложнопостроенные (вложенные) ассиметрично одно- или двухсторонне-зубчатые. В плане они образуют широкие линейно-вытянутые зоны. Песчаные тела, сформированные реками этого типа, сложены мелко-среднезернистыми песками, содержащими иногда линзы и прослои грубозернистых песков, гравия и конгломератов. В основании песчаных тел обычны следы размыва. Органические остатки, как правило, отсутствуют. Очень редко встречаются обломки древесины. Слоистость косая, мульдообразная. Падение косых слойков всегда перпендикулярно простиранию береговой линии (седиментационному простиранию береговой линий).

Фация русловых отмелей равнинных интенсивно меандрирующих рек. Отложения этой фации образуются в руслах равнинных меандрирующих рек при отшнуровывании меандр и превращении их в озера. Электрометрическая модель этой фации отличается от рассмотренной выше более сложным строением и представляет собой четырехугольник, осложненный сверху треугольником. Кровельная лини наклонная. Она отражает постепенное увеличение вверх по разрезу глинистого материала, накапливающегося после отшнуровывании меандра и превращения его в замкнутое озеро. Все остальные признаки, характерные для русловых отмелей рек, остаются неизменными. Таким образом, электрометрическая модель отражает резкое уменьшение размера обломочных частиц и увеличение рассеянного глинистого вещества вверх по разрезу, что связано с уменьшением палеогидродинамической активности водного протока.

При трансгрессивном залегании пород фации интенсивно меандрирующих рек вверх по разрезу сменяются отложениями дельт или прибрежно-морскими фациями, а при регрессивном – фациями русловых отмелей спрямленных или фуркирущих рек. Соответственно располагаются и электрометрические модели фаций, отражая смену условий осадконакопления.

Электрометрическая модель русловых отмелей интенсивно меандрирующих рек сходна с моделями русловых отмелей спрямленных и, фуркирующих рек, а также с моделями некоторых прибрежно-морских фаций и, в частности, вдольбереговых трансгрессивных баров. От модели русловых отмелей фуркирующих рек она обличается главным образом слабой расчлененностью боковой линии, от модели трансгрессивных баров – наличием вертикальной боковой и горизонтальной кровельной линий и большей шириной аномалии. От электрометрической модели фации промоин разрывных течений описываемая модель отличается большей шириной аномалии и величиной ПС, наличием четко выраженной горизонтальной подошвенной линии, без осложняющих ее зубцов и сочетанием с электрометрическими моделями континентальных фаций, располагающихся выше и ниже по разрезу.

Равнинные реки с замедленным течением и интенсивным меандрированием русла образовывали пластообразно-вогнутые симметричные двусторонне-зубчатые, иногда сложно построенные (вложенные или соприкасающиеся) песчаные тела. Ширина песчаных тел, оставляемых руслами, очень разнообразна. У крупных интенсивно меандрирующих рек она может достигать десятков километров. Продольные сечения песчаных тел этого типа четковидно-линзообразно-вогнутые. В плане они имеют вид вытянутых полос или широких зон и могут прослеживаться на очень большие расстояния. Отложения равнинных интенсивно меандрирующих рек занимают большие площади вследствие многократного блуждания русла в пределах аллювиальной равнины.

Русловые отмели на 60–80 % сложены средне- и мелкозернистыми песками. В их подошве часто присутствуют линзы гравия и галька. Органические остатки, как правило, отсутствуют, редко встречаются обломки древесины. Слоистость косая, однонаправленная, мульдообразная (взаимосрезающаяся), причем, размер косых серий постепенно

уменьшается вверх по разрезу и в сторону припойменной части русловой отмели. Падение косых слойков всегда направлено вниз по течению древней реки, т. е. перпендикулярно простиранию береговой линии (седиментационному простиранию).

По условиям формирования отложения меандрирующих рек и дельтовых каналов близки между собой, вследствие чего и их электрометрические модели оказываются сходными по форме кривой ПС. Отличительным признаком электрометрической модели дельтовых каналов и проток может служить меньшая ширина аномалии.

Фация русловых отмелей фуркирующих рек горного типа. Фуркирующий тип рек связан с горным ландшафтом, а переносимый ими материал представлен плохо отсортированными разнозернистыми песками, гравием, содержащим гальку и обломки различных пород, в том числе окатыши и валуны глин. Неравномерное распределение в русловых отложениях глинистого материала и наличие крупных окатышей и обломков глин различной величины, а также разнородный минералогический состав пород с преобладанием неустойчивых породообразующих компонентов оказывают воздействие на характер кривой ПС. Вследствие этого боковая линия аномалии имеет расчлененный (заливообразный) или зубчатый вид, что является характерным признаком модели фации русловых отмелей фуркирующих рек. Подошвенная и кровельная линии горизонтальные. Ширина аномалии обычно 5–8 метров. Величина ПС колеблется между 1,0–0,6. Участок наибольшего отклонения кривой ПС расположен у подошвы аномалии. Динамическая активность среды седиментации, несмотря на ее высокий уровень в руслах рек этого типа, уменьшается вверх по разрезу. В связи с этим в этом же направлении происходит увеличение глинистости, однако наличие неравномерно расположенных окатышей глин нарушает общую картину распределения глинистого материала по разрезу. При трансгрессии русловые отмели фуркирующих рек перекрываются песчаными отложениями меандрирующих или спрямленных рек. При регрессии, т. е. при понижении базиса эрозии и усиления деятельности рек и временных потоков, происходит интенсивный размыв отложившихся ранее осадков и их снос в пониженные участки рельефа.

По форме кривой ПС модель фации рек фуркирущего типа наиболее близка к моделям спрямленных равнинных рек, и вдольбереговых трансгрессивных баров и каналов разрывных морских течений. От электрометрической модели спрямленных равнинных рек она отличается интенсивно изрезанной боковой линией, От модели вдольбереговых трансгрессивных баров – горизонтальной кровельной линией, а от электрометрической модели фации промоин разрывных течений – большей шириной аномалии и горизонтально подошвенной линией без дополнительных осложнений.

Для песчаных к песчано-галечниковых тел, сформированных реками фуркирующего типа» характерна линзовидно-вогнутая ассиметричная односторонне- и двухсторонне-зубчатая форма поперечных сечений. Сочетание нескольких простых песчаных тел, прилегающих друг к другу, образуют сложно построенные песчаные тела. Размер песчаных тел в их поперечном сечении достигает десятков и сотен метров. Продольные сечения этих тел, чаще всего, линзообразно-четковидновогнутые. Песчаные тела по простиранию могут протягиваться на многие километры. В плане они представляют собой линейно-вытянутые, иногда ветвящиеся и сходящиеся полосы, занимающие по площади в общей сложности десятки квадратных километров. Слоистость косая мульдообразная, плохо заметная, чаще всего, о ней можно судить по линзам галек и гравия. Общее направление падения косых слойков перпендикулярно седиментационному простиранию пород.

Среди песчано-галечниковых осадков русловых отмелей фуркирующих рек иногда встречаются комлевые части крупных деревьев, а также крупные валуны, которые перемещались в периоды особенно сильных паводков.

Электрометрическая модель **фаций временных потоков** близка к модели рек фуркирующего типа. Сходство этих моделей объясняется близкими гидродинамическими условиями осадконакопления, существующими в руслах фуркирующих рек и временных потоков. Установленные для них динамические признаки позволяют уверенно восстанавливать по данным электрометрии типы речных русел и особенности условий осадконакопления в них. Однако необходимо иметь в виду, что в пределах одной речной системы на ее различных участках могут встречаться различные типы русел в зависимости от особенностей рельефа, климата и геологического строения территории. Смена типов речных русел может происходить и на одном и том же участке в течение длительного (геологического) отрезка времени.

Группа фаций внешней (песчаной) части речных пойм

Отложения этой группы фаций представлены песчаными осадками. Электрометрическая модель в формализованном виде представляет собой прямоугольный треугольник, расположенный в зоне отрицательных отклонений ПС. В группу входит фация береговых валов и фация песков разливов.

Осадки фации береговых валов ограничивают внешний край речной поймы, отделяя ее от русловых отложений. Электрометрическая модель берегового вала представляет собой вытянутый прямоугольный треугольник, образованный наклонной кровельной, зубчатой или рассеченной, и прямой горизонтальной подошвенной линиями и располагающийся своим острым углом в зоне отрицательных отклонений ПС. Максимальное значение ПС, достигающее 0,6–0,5, приурочено к нижней части аномалии. С уменьшением динамической активности водной среды количество глинистого материала вверх по разрезу увеличивается. Ширина отдельных аномалий невелика (5–8 м), но для сложно построенных песчаных тел она может увеличиваться до 10–30 и более метров.

Береговые валы при трансгрессии покрываются отложениями фации пес ков разливов или глинистыми осадками поймы. При регрессии они залегают на песках русловой отмели и настолько тесно с ними связаны, что их можно различить с большим трудом.

Отложения береговых валов крупных рек представлены мелкозернистыми песками. Наиболее грубые разности, приуроченные к нижней части вала, формировались в относительно высоких гидродинамических условиях. Подошва вала резкая, горизонтальная, без следов размыва, верхняя поверхность – выпуклая. Электрометрическая модель береговых валов наиболее сходна с моделью фации песков разливов и отличается от нее несколько большей шириной аномалии и большими значениями ПС. От электрометрических моделей фаций морских пляжей и прибрежных валов она отличается наличием горизонтальной подошвенной линии и меньшими значениями ПС Кроме того, описываемая электрометрическая модель никогда не встречается в сочетании с моделями морских фаций. Поперечное сечение песчаного тела, образованного береговым валом, линзовидно-выпуклое асимметричное одностороннезубчатое, ширина его измеряется десятками метров, В продольном сечении оно пластообразно-выпуклое. Протяженность валов вдоль русел колеблется в широких пределах от сотен до тысяч метров. В плане это узкие, линейно-вытянутые, редко овальных очертаний песчаные тела, занимающие площадь до десятков квадратных километров. Пески, слагающие береговые валы, косослоистые, падение косых слойков перпендикулярно направлению русла реки и параллельно седиментационному простиранию. Органические остатки в песках отсутствуют.

Фация песков разливов (кревассовые глифы). Электрометрическая модель фации песков разливов представляет собой группу аномалий, каждая из которых обладает небольшой шириной и имеет вид треугольника, расположенного в зоне значений ПС, равных 0,5–0,4. Кровельная линия наклонная, подошвенная – горизонтальная прямая, наибольшие отрицательные отклонения кривой ПС отмечаются в нижней части аномалии. Для этой фации, также как зернистых осадков в нижней части песчаного тела. Вверх по разрезу размерность обломочных частиц несколько уменьшается.

При трансгрессивном залегании отложения этой фации перекрываются осадками внутренней части поймы, в случае регрессивного залегания – фациями береговых валов и русловыми отложениями меандрирующих рек, либо вообще уничтожаются. Появление электрометрических моделей этих фаций служит прямым признаком, указывающим на скорое выклинивание песчаных осадков и замещение их глинистыми породами. По типу электрометрической модели эта фация имеет наибольшее сходство с фацией береговых валов, от которой отличается меньшей шириной отрицательных аномалий, меньшими значениями ПС, характерным групповым развитием и положением в генетическом ряду фаций. От вдольбереговых регрессивных баров, береговых валов и гребней штормовых волн модель этой фации отличается резко выраженной горизонтальной подошвенной линией, меньшими значениями ПС и иным сочетанием моделей покрывающих и подстилающих фаций.

Песчаные тела фации песков разливов в поперечном сечении представляют собой линзообразно-вогнутые резко асимметричные образования, у которых ширина во много раз превышает их мощность. Так, мощность их чаще всего равняется 1–3 метрам, а ширина достигает нескольких сотен метров. Верхняя и нижняя границы резкие, без следов размыва. В продольном сечении это пологие линзообразно-выпуклые образования.

МОРСКИЕ ОТЛОЖЕНИЯ *(табл. 2)*

В прибрежных частях морских бассейнов преобладают песчано-алевритовые осадки, накапливаемые в различных фациальных условиях. Основной особенностью их накопления служит то, что аккумуляция происходит вдоль береговой линии в относительно узкой прибрежной зоне. Формирование песчаных осадков осуществляется путем разноса обломочных частиц, поступающих с суши, вдоль береговых линий и привноса их волнами с более глубоких участков морского дна. Поскольку деятельность волн распространяется на большие участки побережья, песчаные тела одновременно формируются вдоль значительных участков морских побережий.

Наибольшее накопление песчаного материала происходит в устьях рек (устьевые бары), вдоль морских берегов в районе выхода волн на мелководье, в зоне их разрушения (вдольбереговые валы, бары) и в зоне выхода волн на берег (пляж). По мере роста подводного песчаного тела и приближения его к водной поверхности воздействие волн возрастает, а, следовательно, происходит постепенное нарастание гидродинамической активности среды осадконакопления, что в свою очередь приводит к накоплению более крупных частиц вверх по разрезу песчаного тела. В связи с этим и электрометрические характеристики песчаных тел, формировавшихся в морских условиях, будут в большинстве случаев принципиально отличаться от характеристик тел, сформированных в континентальных условиях.

Группа фаций устьевых баров, пляжей и приморских болот. Отложения этих фации располагались на стыке морской и континентальной обстановке осадконакопления. Так, фация устьевых баров, образующихся в устьях впадающих в море рек, формировалась под воздействием как морских, так и континентальных (аллювиальных) условий, что находит свое отражение на электрометрических моделях. Отложения пляжей накапливались в условиях

волновой деятельности при возвратно-поступательном движении водных масс. Образование болотных отложений происходило на приморских равнинах близ границы суши и моря за счет периодического увлажнения пониженных участков в периоды приливов и развития там влаголюбивой растительности. Несмотря на то, что накопление этих отложений происходило в континентальной обстановке, тесная парагенетическая связь их с окружающими осадками прибрежного мелководья позволяет отнести их к прибрежно-морским фациям.

Фация устьевых баров. Устьевой бар сложен песками, отложившимися в водном бассейне в районе устья реки. Электрометрическая модель этой фации представлена сложно построенной аномалией, состоящей из двух треугольников и четырехугольника, образующих трапецию. Аномалия располагается в зоне отрицательных отклонений кривой ПС. Кровельная линия и подошвенная линии наклонные прямые, либо волнистые или зубчатые. Боковая линия вертикальная прямая, иногда волнистая. Ширина аномалии обычно составляет десятки метров. Наибольшее отрицательное отклонение кривой характерно для средней части аномалии и занимает не менее одной трети ее ширины. Энергетические уровни водной среды, в которой формировались осадки, меняются от низких в начале к высоким в середине и снова к низким в конце формирования песчаного тела бара. Наименьшее количество глинистого вещества отмечается в средней части бара и увеличивается к его кровле. При трансгрессии над фациями устьевых баров залегают отложения забаровых лагун и вдольбереговых промоин или фации открытого моря и морских заливов. При регрессии – отложения приморских болот или дельтовых проток и русел рек.

Электрометрическая модель фации устьевого бара по своей форме близка к моделям фаций русловых отмелей равнинных меандрирующих рек, барьерных островов, головных частей морских разрывных течений. При этом, верхняя часть модели оказывается близкой к модели русловых фаций, а нижняя – к модели фации барьерных островов. Эти части электрометрической модели фации устьевых баров могут быть неодинаковы по величине в зависимости от преобладания в разрезе аллювиальных или морских отложений. Тем не менее, от всех этих моделей электрометрическая модель устьевого бара отличается отсутствием горизонтальных подошвенной и кровельной линий, уменьшением значений ПС к верхним и нижним частям аномалии.

Условия формирования устьевых баров, по-видимому, будут сходны с условиями образования подводных конусов выноса стоковых течений. В связи с этим электрометрические модели могут быть близкими по форме кривой ПС.

Морфология песчаного тела устьевого бара имеет также ряд свойственных этой фации особенностей. Поперечное сечение песчаного тела линзообразно-двояковыпуклое симметричное или асимметричное, чаще всего осложнено зубчатостью. Песчаные тела могут быть простыми изолированными или сложно построенными, состоящими из нескольких соприкасающихся песчаных тел. Ширина поперечного сечения меняется в значительных пределах от единиц до десятков километров в зависимости от характера речной системы и бассейна, в который она впадает. Продольное сечение песчаного тела линзообразно-выпуклое или линзообразно-изогнутое, причем изгиб очень пологим и зависит от глубины прибрежной части бассейна. Протяженность песчаного тела может достигать десятков километров.

Устьевые бары весьма разнообразны по своим очертаниям и могут их часто менять в зависимости от преобладающего влияния речных или морских условий. Бары могут быть овальной, изометрической веерообразной или серповидной формы. Занимаемая ими площадь составляет десятки и сотни квадратных километров. Для устьевых баров характерно обилие обугленного растительного детрита, обрывков растений, обломков стволов. Отложения этой фации на 40–60 % состоят из хорошо отсортированных мелкозернистых косослоистых песков, Слоистость располагается веерообразно по отношению к седиментационному простиранию.

Фация пляжей формируется на морском берегу в защищенных заливах и бухтах вдоль низких прибрежных равнин, полого наклоненных (5–10°) в сторону моря. Чем круче склон, тем грубее обломочный материал пляжа. Отложения пляжей в ископаемом состоянии слабо изучены, в связи с этим и электрометрическая модель этой фации нуждается в уточнении. По данным В.С. Муромцева, она представляет собой два слившихся прямоугольных треугольника, остроугольные вершины которых располагаются в зоне отрицательных отклонений ПС. Величина ПС достигает 0,1–0,8, кровельная линия горизонтальная, осложнена зубчатостью» боковая линия отсутствует, подошвенная – наклонная зубчатая, иногда рассечена. Ширина аномалии чаще всего составляет 5–10 м. Наибольшее отрицательное отклонение кривой отмечается в верхней части аномалии. Энергетический уровень среды формирования этих осадков очень высокий. Гидродинамическая активность в период образования песчаного тела носила прерывистый характер, всегда увеличиваясь в конечных стадиях его отложения. При трансгрессивном залегании пляжевые пески перекрываются отложениями забаровых лагун баров, при регрессивном – аллювиальными отложениями. Если же песчаные пляжи в течение длительного времени подвергались эрозионной деятельности ветра, то они могли быть в какой-то части переработаны и покрылись дюнами. Электрометрическая модель фации пляжей имеет сходство с моделью вдольбереговых регрессивных баров, от которой отличается главным образом меньшей шириной аномалии и иным набором перекрывающих фаций.

В поперечном сечении песчаные тела пляжей имеют линзообразно-вогнутую асимметричную форму. Ширина их составляет десятки, сотни метров. В продольном направлении песчаные тела имеют линзообразно-вогнутое, чаще симметричное сечение и простираются вдоль берега на десятки и сотни километров. Занимаемая площадь достигает десятков и сотен квадратных километров, представляя собой в плане линейно-вытянутые полосы. Отложения пляжей, представленные хорошо окатанными, отсортированными песками, гравием или галькой, могут содержать в большом количестве, как целые, так и битые раковины, однако в ряде случаев остатки фауны полностью отсутствуют. Пляжевые пески часто обогащены тяжелыми минералами. Пески косослоистые, слоистость расположена перпендикулярно к седиментационному простиранию.

Группа фаций вдольбереговых баров представлена наибольшим числом фаций. По электрометрическим моделям здесь могут быть выделены отложения вдольбереговых (трансгрессивных либо регрессивных) баров и прибрежных валов, барьерных островов, забаровых лагун и вдольбереговых промоин. Осадки этой группы фаций имеют широкие распространение, как среди современных отложений, так и среди морских осадков минувших эпох. Перечисленными выше фациями не ограничивается все многообразие аккумулятивных форм морского мелководья, однако выделение многих из них в ископаемом состоянии при сегодняшнем уровне наших знаний не представляется возможным. Так, в частности, ископаемые фации регрессивных и трансгрессивных баров понимаются многими исследователями шире, чем это принято для их современных аналогов, и включают в себя ряд аккумулятивных форм, таких как различного типа косы, пересыпи, переймы и др.

Фация регрессивных вдольбереговых баров и прибрежных валов. Электрометрическая модель регрессивного вдольберегового бара представляет собой прямоугольный треугольник, расположенный в зоне отрицательных отклонений ПС. Кровельная линия горизонтальная прямая, подошвенная – наклонная, почти всегда осложнена зубчатостью или рассечена. Ширина аномалии колеблется от единиц до первых десятков метров. Максимальное отклонение кривой ПС 0,8–1,0 характерно для верхней части аномалии и отражает относительную величину динамической активности водной среды в конечный этап формирования вдольберегового бара. При регрессивном залегании перекрывающими фациями

могут быть фации забаровых лагун, разрывных течений или пляжей. При трансгрессивном – фации головных частей, а также фация открытого моря и крупных морских заливов.

Электрометрические модели вдольбереговых регрессивных баров и прибрежных валов сходны между собой и отличаются лишь шириной аномалии (у вала она всегда меньше). Наибольшее сходство электрометрическая модель вдольбереговых баров имеет с моделями фаций пляжей, барьерных островов, гребней штормовых волн и приливных течений. От модели фации пляжей она отличается большей шириной аномалии, фации барьерных островов – меньшей шириной аномалии и отсутствием боковой линии фации гребней штормовых волн и приливных течений – большей шириной аномалии и большими значениями ПС Электрометрическую модель прибрежного вала бывает невозможно отличить от модели песчаных гребней штормовых волн. Их различия могут быть установлены только путем деятельного исследования аномалий покрывающих и подстилающих осадков.

Песчаные тела регрессивных баров в поперечном сечении линзообразно-выпуклые, асимметричные, одно- или двустороннезубчатые. Они залегают либо изолированно, либо образуют сложно построенные песчаные образования, состоящие из нескольких соприкасающихся или примыкающих друг к другу песчаных тел. Ширина вдольбереговых баров исчисляется как сотнями метров, так и несколькими километрами, В отличие от баров прибрежные валы отличаются меньшими размерами и, в частности, меньшей шириной (десятки метров) и мощностью (первые метры). Продольные сечения этих двух аккумулятивных форм также сходные. Они образуют четковидно-выпуклые, линейно-вытянутые валы, протягивающиеся на десятки и сотни километров, занимающие площадь в сотни и тысячи квадратных километров. Органические остатки в баровых песках встречаются в виде целых и битых раковин, но во многих случаях могут полностью отсутствовать. Регрессивный бар на 80–100 % сложен песчаными осадками. Пески мелкозернистые до среднезернистых, хорошо отсортированные с четко выраженной косой слоистостью. Направление падения косых слойков перпендикулярно береговой линии (седиментационному простиранию). Для регрессивных баров в ряде случаев характерно наличие железистых корочек по напластованию и тонких прослоев различного типа селей, образуемых при интенсивном испарении морской воды в пониженных участках поверхности бара, попавшей туда в результате заплеска волн. Прибрежные валы отличаются более тонкозернистым составом песчаных пород. Содержание, которых в разрезе вала составляет 60–80 %, и более пологим наклоном косых слойков, падающих в сторону берега.

Прибрежный вал по существу является первой фазой образования бара, поэтому они объединены Муромцевым В.С. в одну фацию. Однако прибрежный вал не всегда переходит в бар и может сохраняться в ископаемом состоянии, а иногда и фиксироваться на электрокаротажных кривых. В связи с тем, что эти генетически однородные образования отличаются по своим свойствам как коллекторы углеводородов и образуют ловушки различной емкости, их по возможности следует разделять.

Фация трансгрессивных вдольбереговых баров и прибрежных валов. В отличие от регрессивных, трансгрессивные вдольбереговые бары встречаются более редко. Это связано с тем, что регрессивные бары в период начала очередной трансгрессии оказываются вдали от береговой линии, а следовательно, в зоне меньшей гидродинамической активности, и быстро захороняются. Трансгрессивные бары, наоборот, в начале регрессии оказываются в зоне высокой гидродинамической активности и подвергаются интенсивному размыву, либо при быстро развивающейся регрессии осушаются и подвергаются переработке эоловыми агентами, превращающими их в дюны, мигрирующими в сторону суши. Однако, несмотря на это, трансгрессивные бары и, по-видимому, прибрежные валы иногда

встречаются среди ископаемых аккумулятивных форм морского мелководья. В ряде случаев, при медленном развитии трансгрессии, они могут создавать на отдельных участках сплошные покровные пески, состоящие из прилегающих друг к другу баровых гряд, образованных в результате перемыва и переотложения трансгрессирующим морем существовавших здесь ранее песчаных дельтовых или аллювиальных осадков.

Электрометрическая модель трансгрессивного вдольберегового бара резко отличается от регрессивного, хотя она также представляет собой прямоугольный треугольник, расположенный в зоне отрицательных отклонений ПС, а величина ПС достигает 1,0–0,8. Модель образована наклонной кровельной линией, осложненной зубчатостью или рассеченной, и горизонтальной прямой подошвенной линией. Ширина аномалии колеблется от единиц до десятков метров. Однако могут встречаться сложные песчаные тела, достигающие мощности десятков и даже сотен метров, Наибольшее отклонение кривой всегда приурочено к нижней части аномалии. Энергетические уровни водной среды меняются от очень высоких в начале к нижним в конце формирования песчаного тела, В связи с этим увеличение глинистого материала возрастает вверх по разрезу. Отложения трансгрессивного вдольберегового бара при дальнейшем развитии трансгрессии перекрываются осадками открытого моря или крупного морского залива, а при регрессии – осадками забаровых лагун, головных частей разрывных течений, гребней штормовых волн и приливных течений, промоин разрывных течений, маршей, дюн.

При небольших колебаниях уровня моря могут образовываться пачки ритмов, представленные многократным ритмическим чередованием определенных наборов фаций. Такие пачки иногда достигают значительных мощностей. В связи с особенностями условий осадконакопления трансгрессивного бара его электрометрическая модель сходна с моделями песчаных тел, формировавшихся в аллювиальных условиях и, в частности с электрометрической моделью русловой отмели равнинной реки меандрирующего типа, от которой отличается отсутствием боковой линий. По этому же признаку рассматриваемая модель отличается от электрометрической модели фации дюн, для которой характерно наличие вертикальной боковой линии.

По морфологическим признакам песчаные тела трансгрессивных регрессивных баров сходны между собой. Они также имеют линзообразно-выпуклые асимметричные односторонне- или двустороннезубчатые поперечные сечения и представляют собой изолированные или сложна построенные (примыкающие или соприкасающиеся) песчаные тела. Ширина поперечных сечений изолированных песчаных тел колеблется в пределах сотен или первых тысяч метров. Песчаные тела линейно-вытянутые и протягиваются на многие и. протягиваются на многие десятки и даже сотни километров. Их продольные сечения четковидно-линзообразно-выпуклые однако, в ископаемом состоянии они могут четковидно-линзообразно-двояковыпуклые сечения. Органические остатки чаще всего встречаются в виде раковин морских организмов, но могут и отсутствовать. Песчаный материал является преобладающим, он слагает на 80–100 % тело бара. Пески мелко- и среднезернистые, хорошо окатанные, косослоистые. Слоистость направлена перпендикулярно седиментационному простиранию. Характерным является присутствие глауконита, железистых корочек и солей (особенно в зонах с аридным климатом). Подошва песчаного бара резкая, иногда со следами размыва.

Фация барьерных островов тесно связана с фацией вдольбереговых баров, так как барьерные острова образуются при слиянии вдольбереговых регрессивных баров с их последующим частичным осушением. Отличительной особенностью электрометрической модели этой фации является наличие вертикальной боковой линии. Аномалии располагаются в зоне отрицательных отклонений ПС, величина ПС колеблется от 1,0 до 0,8. Кровельная

линия аномалии горизонтальная, боковая – вертикальная, прямая или волнистая, иногда зубчатая, подошвенная линия наклонная, зубчатая, может быть рассеченной. Ширина аномалии достигает десятков метров. Наибольшее отклонение кривой приурочено к ее верхней половине. Для отложений этой фации характерно сохранение высоких и очень высоких энергетических уровней водной среды на протяжении всего периода формирования островных осадков, что является отличительным этой фации и ее электрометрической модели.

Барьерные острова при трансгрессии моря могут быть перекрыты отложениями фаций трансгрессивных баров забаровых лагун и вдоль-береговых промоин, фаций гребней штормовых волн и приливных течений, открытого моря и крупных морских заливов. При регрессии на барьерных островах формируются отложения дюн. Электрометрическая модель фации барьерных островов наиболее близка к моделям фации устьевого и регрессивного баров. От первой она отличается наличием горизонтальной кровельной линии, а от второй – наличием боковой линии. Поперечные сечения песчаных тел барьерных островов пластообразно-выпуклые двустороннезубчатые, их ширина достигает нескольких десятков километров. Продольные сечения четковидно-линзообразно-выпуклые. Отложения этой фации простираются на десятки и сотни километров. В плане чаще всего имеют вытянутые линейные или овальные очертания, занимаемая ими площадь достигает десятков и сотен квадратных километров. Органические остатки, встречаемые в осадках барьерных островов те же, что и в баровых отложениях. Это скелеты морских организмов, чаще всего пелициподы. Барьерные острова сложены песками (60–90 %) косослоистыми, преимущественно средне – и мелкозернистыми, как правило, залегают изолированно.

Продольные сечения песчаных тел линзообразно-двояковыпуклые, протягивающиеся на десятки километров. Занимаемая осадками площадь имеет изометрические очертания и охватывает десятки, а, возможно, и сотни квадратных километров. Среди органических остатков встречаются раковины фораминифер, преимущественно аглютинированные, спикулы губок, остатки различных морских организмов. Песчаный материал составляет 60–80 %. Пески хорошо отсортированы, окатаны, преимущественно мелкозернистые, косослоистые. Падение слойков по отношению к береговой линии веерообразное. Встречаются зерна глауконита.

Электрометрическая модель отложений ***фации головных частей разрывных течений*** должна соответствовать модели конусов выноса стоковых течений. Такие конусы выноса могли накапливаться в пределах шельфов и их склонов, образуя песчаные клинья, которые при благоприятных условиях могут служить ловушками УВ.

Вопросы для самопроверки:

1. *Что изучает электрометрический анализ?*
2. *Какие ограничения для его применения Вам известны?*
3. *Что такое «электрометрическая модель фации», чем она отличается от седиментологической модели?*
4. *Какие признаки носят название «определяющих диагностических»?*
5. *Что понимается под формой поперечного сечения резервуара?*
6. *На чем основан метод электрометрического анализа?*
7. *Какие признаки ископаемых отложений видны в геофизических разрезах скважин?*
8. *Что такое палеогидродинамический уровень седиментации?*
9. *Поясните сущность метода ПС.*
10. *Какие фациальные тела формируются в мелководной зоне бассейна? Какие диагностические признаки для них Вам известны?*

ПРАКТИЧЕСКАЯ РАБОТА № 1
Практическая интерпретация данных каротажа.

Задачи: ***Интерпретация данных ГИС, построение разреза скважины по каротажным материалам.***

1. Приготовить каротажные данные к выполнению работы.
2. Выделить в пределах предложенного интервала прослои с разной литологической характеристикой.
3. Проинтерпретировать литолого-петрофизические данные на основе комплекса ГИС.
4. Выявление зоны развития коллекторов. Границы пластов проводятся по средним значениям аномалий ПС. По каждой скважине в левой части диаграммы построить литологическую колонку шириной 2 см. Провести границы всех пластов и прослоев на всю ширину диаграммы, включая колонку. В колонке соответствующими условными знаками показать литологические разности пород. Выделение пород-коллекторов проводить по линии кондиционного предела.
5. Построить литологическую колонку по данным ГИС.
6. Осуществить привязку керна для рассматриваемого разреза.
7. Построить седиментационную колонку по керну.
8. Сравнить полученные результаты со скважинными данными.

Дано: 1. Комплекс ГИС по одной скважине.
2. Интерпретационные таблицы, содержащие краткую характеристику основных геофизических методов.
3. Описание керна.
4. Палетка для построения.
5. Условные обозначения для графических построений.

Применение материалов каротажа в целях расчленения и корреляции разрезов скважин основано на том, что каждый осадочный слой определенного литологического состава характеризуется определенными параметрами. Для литологического расчленении используется комплекс ГИС, включающий в себя: стандартный каротаж (ПС; КС), радиоактивный каротаж (ГК; НГК), индукционный каротаж (ИК), микрозонды (МКЗ), кавернометрию (КВ). Литологическая характеристика пород оценивается по сумме геофизических признаков, выявленных на диаграммах различных методов.

Эти процедуры имеют первостепенное значение при проведении привязки каменного материала (керна скважин) к данным промысловой геофизики.

В таблице 1. приводится краткая характеристика основных геофизических методов, используемых в целях расчленения разреза на отдельные литологические типы пород. На основании применяемого в настоящее время комплекса ГИС в целях литологического расчленения, характеристики и корреляции можно выделить многие литологические разности горных пород, каждая из которых имеет своеобразную геофизическую характеристику.

Таблица 1

Краткая характеристика основных геофизических методов, применяемых в целях расчленения разрезов скважин

1. Метод самопроизвольной поляризации (ПС)	*Ведущий метод в комплексе геофизических исследований скважин. Вместе с другими видами каротажа широко используется при сопоставлении разрезов скважин (корреляции), уточнении литологии пород, выделении коллекторов. Позволяет легко расчленять терригенный разрез на песчаные и глинистые разности. В карбонатном разрезе можно выделить интервалы, обогащенные пелитовым материалом. По ПС можно определить минерализацию пластовой воды, оценивать глинистость разреза, коллекторские свойства пород. Данные, полученные в результате интерпретации кривой самопроизвольной поляризации (ПС), применяются при седиментологических (анализ циклов седиментации, составление литолого-фациальных карт, седиментологических кривых и т. п.) и электрометрических исследованиях.*
2. Кривые кажущихся сопротивлений (КС)	*Используются для сопоставления разрезов скважин, определения границ и глубин залегания пластов и характера их насыщения, определения местоположения водонефтяного контакта (ВНК).*
Радиоактивные методы основаны на использовании радиоактивных процессов (естественных и искусственно вызванных) происходящих в ядрах атомов элементов. В нефтяной геологии широко распространены следующие виды радиоактивного каротажа: гамма-каротаж, гамма-гамма – каротаж и нейтронный каротаж.	
3. Гамма-каротаж (ГК)	*Метод основан на измерении естественной гамма-активности горных пород, широко применяется в нефтяной геологии для: литологического расчленения разреза, региональной корреляции разрезов скважин, оценки глинистости терригенных и карбонатных пород, выявления в разрезе радиоактивных пластов и пропластков. По величине естественной радиоактивности осадочные породы делятся на три группы.* 1. <u>Породы высокой радиоактивности:</u> глубоководные глинистые осадки – глобигериновые и радиоляриевые илы, черные битуминозные глины, аргиллиты и глинистые сланцы, калийные соли, калиевые полевые шпаты. Максимумы на кривой ГК появляются против темных битуминозных сланцев и пластов глин, богатых органическими, в частности рыбными, остатками 2. <u>Породы средней радиоактивности</u>. Повышение радиоактивности наблюдается вследствие обогащения скелета породы пелитовыми и алевритовыми кварцевыми частичками, увеличения содержания калия в полевошпатовых песчаниках, вследствие вторичных процессов доломитизации карбонатных отложений. 3. <u>Породы низкой радиоактивности</u>. Минимально радиоактивными считаются галит, ангидрит гипс, известняк, крупнозернистый кварцевый песчаник, доломит и подавляющая часть каменных углей.
4. Нейтронный гамма-каротаж (НГК)	*Метод основан на измерении характеристик гамма-излучений, возникающих в процессе поглощения нейтронов в горных породах при их облучении внешним источником тока. <u>Породы с высоким водородосодержанием</u> на диаграммах НГК отмечаются низкими показаниями. <u>В малопористых породах с низким водородосодержанием</u> наблюдается повышение интенсивности показаний НГК. Показания НГК против водоносной части продуктивного пласта могут быть завышены по сравнению с показаниями против его нефтеносной части. Эту особенность кривой НГК можно использовать для установления водонефтяного контакта (ВНК) и его прослеживания в процессе эксплуатации залежи нефти в относительно однородных песчаных пластах, имеющих постоянный литологический состав и пористость.*

Окончание табл. 1

	По нейтронным свойствам осадочные горные породы делятся на две группы: *I группа пород, характеризующихся большим водородосодержанием (глины с высокой влагоемкостью, содержащие значительное количество минералов с химически связанной водой (водные алюмосиликаты), гипсы, которые обладают малой пористостью, но содержат химически связанную воду, а также некоторые очень пористые и проницаемые породы-коллекторы, насыщенные в естественных условиях водой или нефтью). Эти породы на диаграммах НГК выделяются низкими показаниями радиационного гамма-излучения.* *II группа пород включает в себя малопористые разности – плотные известняки и доломиты, сцементированные песчаники и алевролиты, гидрохимические образования (ангидриты и каменная соль). Эти породы на диаграмма НГК характеризуются высокими показаниями. Показания НГК в отношении песчаников и пористых карбонатов будут зависеть от их глинистости и содержания в них водорода и хлора, т. е. от насыщенности водой различной минерализации, нефтью или газом. Также на результаты НГК значительное влияние оказывают элементы, обладающие аномально высокой способностью захвата нейтронов (хлор, бор, литий, кадмий, кобальт и ряд др.).*
5. Индукционный каротаж (ИК)	*Является разновидностью электромагнитного каротажа. Кривые индукционного каротажа (ИК) при интерпретации используются в комплексе с кривыми бокового каротажа (БКЗ) для более точного определения положения водонефтяного контакта (ВНК) и удельного сопротивления водоносного коллектора.*
6. Акустический каротаж (АК)	*По скорости и по затуханию (стандартный АК) основан на изучении скорости распространения упругих волн (по скорости) и изучении характеристик их затухания (по затуханию). Используется для расчленения разреза, выделения нефтегазовых и водонасыщенных коллекторов, трещиноватых и кавернозных зон, оценки пористости, трещиноватости и физико-механических свойств пород. В целях уточнения литологии данный метод лучше использовать в комплексе с другими методами ГИС.*
7. Кавернометрия (КВ)	*Заключается в измерении среднего диаметра скважины. Способствует уточнению литологического состава пород, построению литологической колонки и разделению разреза на проницаемые и непроницаемые породы.*

Результаты эталонной интерпретации пород и их литотипов даны в таблице 2 (по Ю.Н. Карагодину и Е.А. Гайдебуровой) с добавлениями и уточнениями. Сводная геофизическая характеристика основных типов пород приводится ниже.

Геофизическая характеристика песчаников:

- *пористые и проницаемые песчаники характеризуются глубокими отрицательными аномалиями на кривой ПС;*
- *если минерализация бурового раствора и пластовой воды одинакова (каротаж водоносных пластов в неглубоких скважинах), а также при каротаже глубоких скважин, заполненных соляным раствором это правило не соблюдается;*
- *с увеличением в песчаниках примеси глин – минимум кривой ПС становится менее глубоким;*
- *слабое отклонение кривой ПС отмечается напротив песчаных пластов и пропластков, сцементированных глинистым цементом;*

- *нефтенасыщенные и водонасыщенные песчаники имеют одинаковые показания и по кривым ПС не отличаются друг от друга;*
- *на диаграммах микрозондов высокопористые пески и песчаники отмечаются невысокими кажущимися сопротивлениями, обычно превышающими сопротивление бурового раствора не более чем в 1,5–2 раза;*
- *плотные малопроницаемые песчаные разности характеризуются более высокими показаниями, чем проницаемые прослои и пласты.*
- *естественная радиоактивность песчаных пород значительно меньше, чем таковая у глин. Поэтому на диаграммах гамма-каротажа песчаные породы имеют пониженные показания по сравнению с вмещающими их глинами. Среди многообразия минералогических композиций песчаных пород несколько повышены на кривых ГК показания глауконитовых, монацитовых, калиево-полевошпатовых песчаников (приближены к показаниям глинистых пород).*
- *ористые и хорошо проницаемые разности имеют на диаграммах НГК низкие показания радиационного гамма-излучения. Сухие газоносные песчаные пласты и плотные малопористые песчаники наоборот выделяются по высоким показаниям последних.*
- *на кавернограммах песчаным разностям соответствует уменьшение фактического диаметра скважины.*

Геофизическая характеристика алевролитов.

- *Алевролиты чистые от примесей глин встречаются в разрезах скважин очень редко, обычно в виде маломощных прослоев среди глинистых алевролитов. На диаграммах самопроизвольной поляризации, микрозондов, радиоактивного каротажа, кривым БКЗ, кавернограммам они мало отличаются от мелкозернистых песчаников.*
- *Для проницаемых алевролитов характерным является уменьшение диаметра скважины.*
- *Алевролиты крепкосцементированные характеризуются высокими показаниями НГК. Диаметр скважины близок к номинальному.*
- *Глинистые алевролиты по своей каротажной характеристике сходны с глинистыми породами. На диаграммах ПС и ГК характеризуются высокими показаниями и более высокими показаниями, чем глины на кривых КС.*
- *На диаграммах микрозондов против прослоев, сложенных алевролитами со значительным содержанием глинистого материала, не бывает положительных приращений.*
- *На диаграммах кажущихся сопротивлений, полученных градиент-микрозондом, они отмечаются более высокими показаниями, чем глины и песчаные пласты.*
- *На кавернограммах, против глинистых алевролитов отсутствуют заметные изменения диаметра скважины по сравнению с номинальным. Часто на кавернограмме наблюдается небольшая иззубренность. Это связано с чередованием более или менее глинистых прослоев алевролитов.*

Известковистые и алевритистые породы

- *Часто характеризуются значительной естественной трещиноватостью, которая отмечается на кривых спектрального гамма-каротажа (СГК) низким содержанием калия и тория и высокой концентрацией урана. В этом случае, повышенная гамма-активность на кривой ГК обусловлена повышенной концентрацией урана.*

Геофизические характеристики глин, глинистых сланцев и аргиллитов.

- *Глины и глинистые сланцы обладают более высоким удельным сопротивлением, чем водоносные пески и слабосцементированные песчаники. На кривых кавернометрии характеризуются увеличением диаметра скважины.*

- *Песчаные и алевритистые глины по данным электрического каротажа мало, чем отличаются от «чистых» глин.*
- *На диаграммах ПС эта группа пород отмечается наиболее высокими значениями естественных потенциалов, образующих прямую, параллельную оси глубин линию («линию глин»).*
- *На диаграммах гамма-каротажа глинистые разности обладают наиболее высокими показаниями. По кавернограммам глинистые пласты характеризуются более высокими показаниями, по сравнению с другими породами.*

Геофизические характеристики известняков и доломитов сходны между собой.

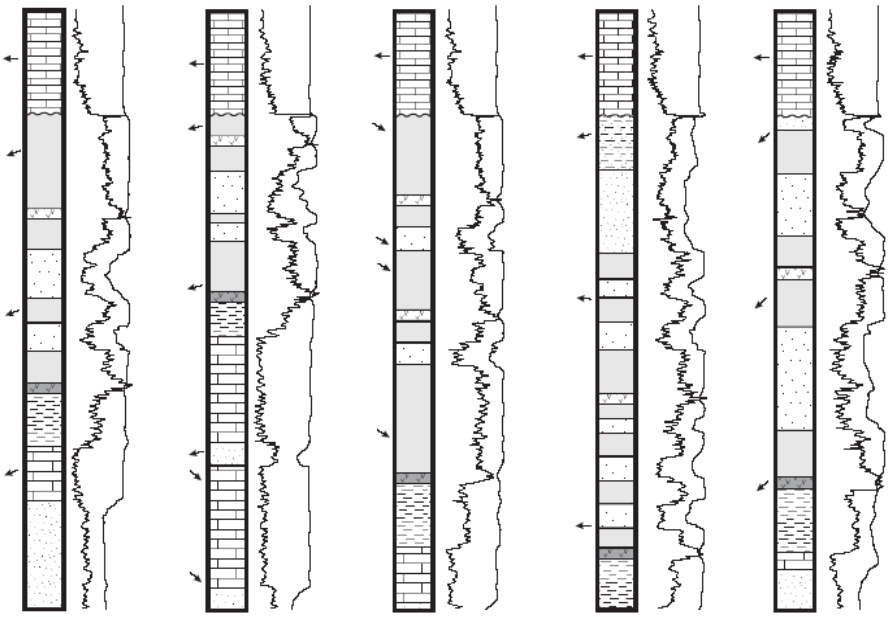
- *Чистые неглинистые карбонатные разности (известняки, доломиты), крупно,-средне,-мелкозернистые, а также плотные малопористые характеризуются глубокими отрицательными аномалиями на кривой ПС. Для них характерна низкая гамма-активность, вследствие низкого содержания K, U и Th. В отдельных случаях против карбонатных пород наблюдается повышенная гамма-активность по ГК при низком содержании K и Th, но высокой концентрации U. Эти интервалы соответствуют трещиноватым и высокопродуктивным зонам карбонатного разреза. Обычно показания НГК против карбонатных пластов и пропластков более высокие, чем в терригенных породах. Поэтому интервалы, сложенные известняками и доломитами, залегающими среди песчано-глинистых пород, отмечаются по пикам на диаграммах НГК.*
- *На диаграммах микрозондов проницаемые карбонатные разности выделяются по более низким кажущимся сопротивлениям, чем плотные непроницаемые породы и по наличию против них положительных приращений.*
- *Диаметр скважины соответствует номинальному. Против проницаемых пластов карбонатных пород наблюдается сужение диаметра скважины, обусловленное образованием на стенках скважин против проницаемых интервалов глинистой корки.*
- *Сопротивления карбонатных пород значительно превосходят сопротивления терригенных пород. На диаграммах электрокаротажа прослои, и пласты карбонатов характеризуются высокими показаниями.*
- *Особенно высокими сопротивлениями обладают кристаллические и окремнелые известняки. В рыхлых, высокопористых и кавернозных разностях, в ракушняках, отложениях мела наблюдаются минимальные сопротивления.*
- *Малопористые плотные известняки и доломиты на диаграммах НГК, зарегистрированных зондами большой длины, выделяются высокими показаниями.*
- *Карбонатные породы с большим содержанием глинистого материала (глинистые известняки и доломиты, мергели) отмечаются малыми отклонениями ПС от линии глин. В сильно глинистых известняках очень редко наблюдается некоторое увеличение диаметра скважины.*
- *Мергели на диаграммах ПС имеют характеристику подобную глинам. На диаграммах кажущихся сопротивлений отмечаются разнообразными показаниями.*
- *У рыхлых высокопористых разностей удельные сопротивления невысокие (5–7 Омм), у плотных разностей эта величина достигает многих сотен Омм.*
- *На диаграммах НГК, как и другие глинистые породы (глинистые алевролиты, глинистые песчаники), мергели характеризуются более высокими показаниями, чем глины и более низкими, чем плотные известняки и крепкосцементированные песчаники.*
- *На кавернограммах, как правило, отмечаются номинальными значениями диаметра. Твердые, но хрупкие мергелевые разности, залегающие среди глинистых пород, иногда имеют повышенные показания каверномера.*

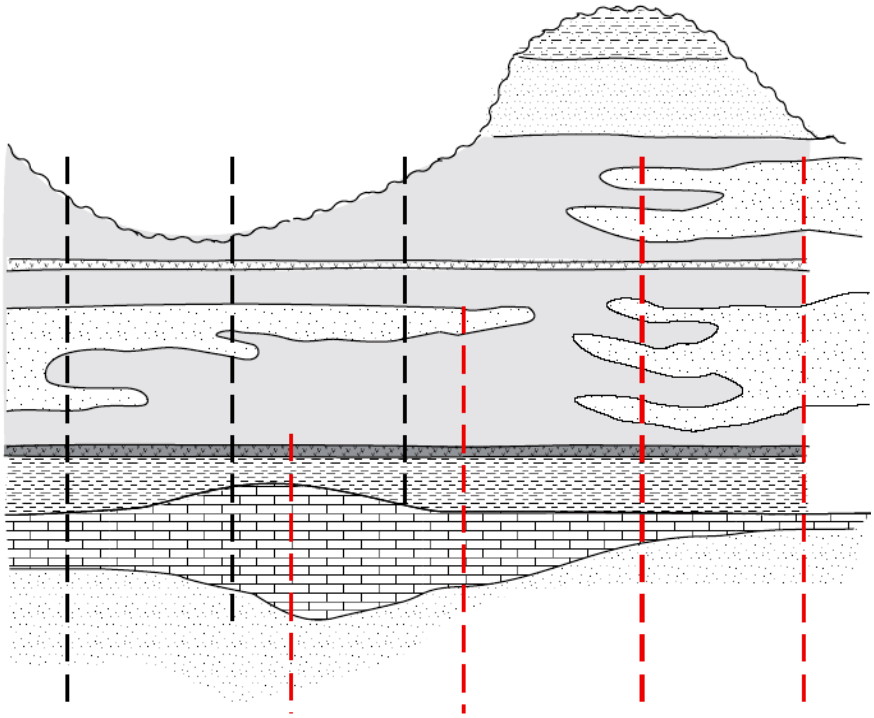
Калийные соли характеризуются повышенной гамма-активностью из-за присутствия в ней изотопа калия 40 К.

Ангидриты и гипсы – пониженными значениями ГК. На кривой НГК зоной минимума характеризуется гипс ($CaSO_4 \times 2H_2O$), и зоной максимума – ангидрит $(CaSo_4)_2$.

Существует целый ряд литотипов, где оценка литологии по какому-либо одному методу затруднена, т. к. породы, разные по литологическому составу имеют одинаковые или близкие геофизические характеристики. Так малопористые крепкие песчаники и алевролиты, большая часть известняков и доломитов малоотличимы друг от друга по каротажным кривым. В этом случае необходимо использовать широкий комплекс ГИС.

Проанализируйте полученные литологические разрезы и составьте сводный геологический профиль (пример ниже).

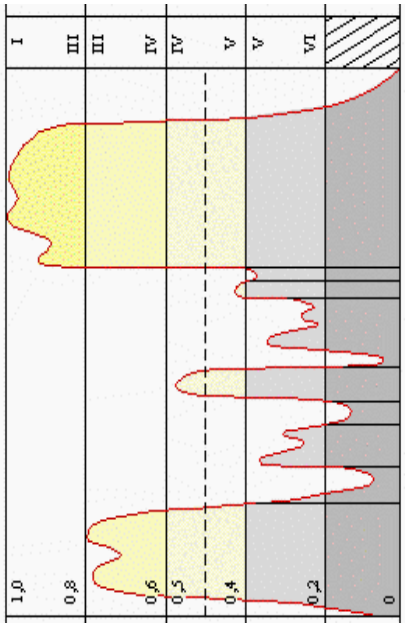




ПРАКТИЧЕСКАЯ РАБОТА № 2
Расчленение разреза скважины на палеогидродинамические уровни Седиментации

Задачи: ***Интерпретация кривой Lnc, выделение палеогидродинамических уровней седиментации и построение карт параметров***

1. Установить в разрезе + и – аномалии, характеризующие пласты коллекторы и флюидоупоры.
2. Выделить линии глин и песков. Для проведения линии, соответствующей нижнему пределу αПС на диаграмме ПС каждой скважины, находят пласт глин с максимально положительной аномалией ПС и на ее уровне проводят вертикальную линию глин; затем находят пласт песчаника с максимальной отрицательной аномалией и против этого пласта проводят горизонтальную линию между линией глин и кривой ПС. Расстояние между аномалиями ПС, принимается за единицу. На этом отрезке горизонтальной линии находят точку, нижнего предела коллектора по значению аПС, равному 0.4, то есть точку, отстоящую от линии глин на расстоянии 0.4 длины отрезка. Через найденную точку, проводят вертикальную линию нижнего предела коллектора по значению αПС. Породы, имеющие значения αПС больше 0.4, относятся к коллекторам.
3. Расчленить кривую αПС. на условные уровни седиментации.
4. Установить в какой части кривой находится максимального значения ПС.
5. Составить таблицу значений.



Дано:

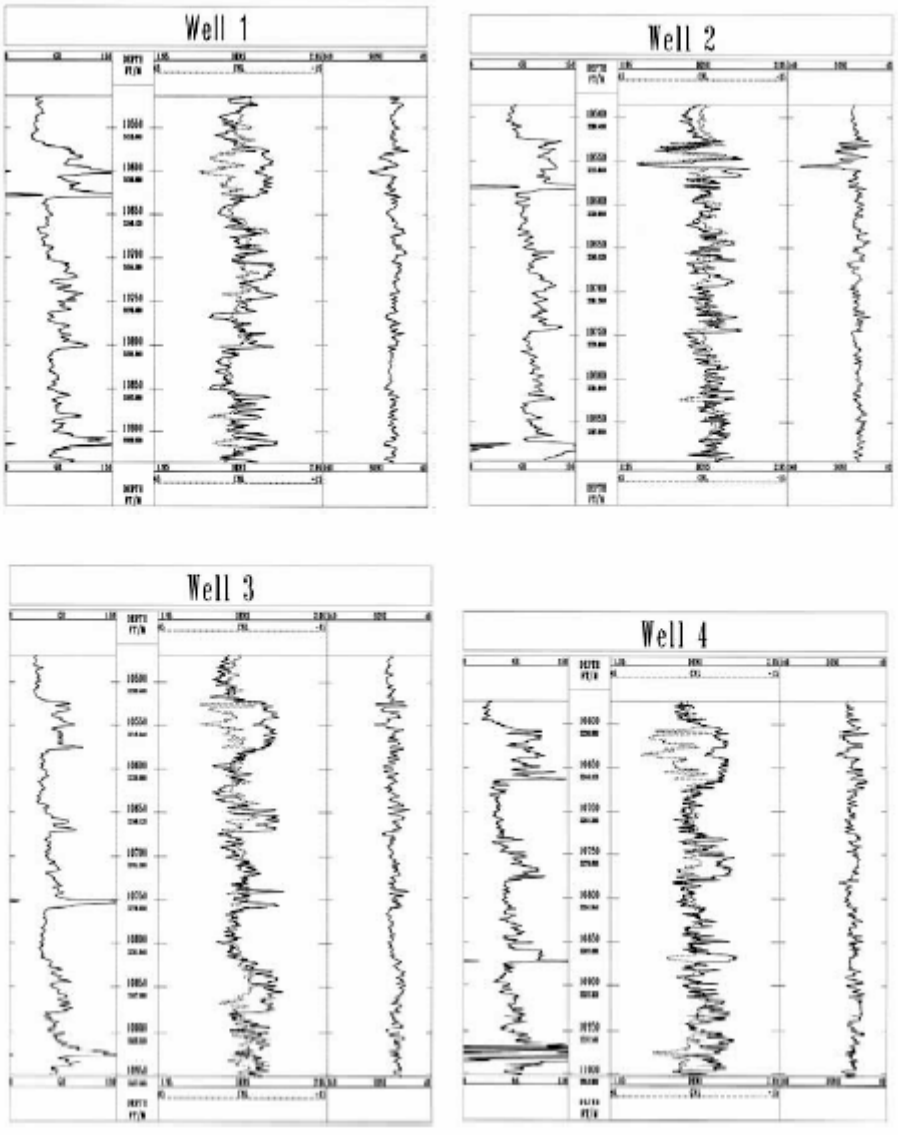
1. Каротажные диаграммы по скважинам в масштабе 1:200.
2. Схема интерпретации кривой αПС. По В.С. Муромцеву.
3. Схема расположения скважин.
4. Условные обозначения для графических построений.

ПРАКТИЧЕСКАЯ РАБОТА № 3
Составление схемы корреляции и анализ свойств резервуара с точки зрения разобщенности коллектора

Задачи: ***Приготовить каротажные кривые, составить корреляционную схему, проанализировать свойства резервуара.***

1. Расчлените разрез на литологические составляющие.
2. Составьте схему корреляции, выбрав маркерные поверхности.
3. Проанализируйте фациальную обстановку седиментации резервуара.
4. Предположите анизотропию свойств в коллекторе.
5. В какой части резервуара свойства будут наилучшими?

Дано: 1. Каротажные диаграммы по скважинам в масштабе 1:500.



Приложение 1

Эра (Era)	Период (система) System (Period)	Эпоха (серия) Series (Epoch)
Кайнозойская KZ	Четвертичная Q	Голоцен Q_{IV}
		Плейстоцен Q_{III}
	Неогеновая N	Верхний (плиоцен) Q_{II}
		Нижний (миоцен) Q_I
	Палеогеновая P	Верхний (олигоцен) P
		Средний (эоцен) P
		Нижний (палеоцен) P
Мезозойская MZ	Меловая K	Верхний K_2
		Нижний K_1
	Юрская J	Верхний J_3
		Средний J_2
		Нижний J_1
	Триасовая T	Верхний T_3
		Средний T_2
		Нижний T_1
Палеозойская PZ	Пермская P	Верхний P_2
		Нижний P_1
	Каменноугольная C	Верхний C_3
		Средний C_2
		Нижний C_1
	Девонская D	Верхний D_3
		Средний D_2
		Нижний D_1
	Силурийская S	Верхний S_2
		Нижний S_1
	Ордовикская O	Верхний O_3
		Средний O_2
		Нижний O_1
	Кембрийская Є	Верхний $Є_3$
		Средний $Є_2$
		Нижний $Є_1$
Протерозойская PR		
Архейская AR		

Приложение 2

ГЕОХРОНОЛОГИЧЕСКАЯ ТАБЛИЦА (США)
(GEOLOGIC TIME SCALE)

Эра (Era)	Период (система) System (Period)	Эпоха (серия) Series (Epoch)	Возраст (ярус) Stage (Age)
K (Кайнозойская)	**Quarternary (четвертичный)**	Recent (современная)	
		Pleistocene (плейстоцен)	
	Tertiary (Третичный)	Pliocene (плиоцен)	*Upper (верхний)*
			Lower (нижний)
		Miocene (миоцен)	*Upper (верхний)*
			Middle (средний)
			Lower (нижний)
		Oligocene (олигоцен)	*Upper (верхний)*
			Middle (средний)
			Lower (нижний)
		Eocene (эоцен)	*Jackson (Джексен)*
			Claiborne (клейборн)
			Wilcox (вилькокс)
		Paleocene (палеоцен)	*Midway (мидуэй)*
Mesozoic (мезозойская)	**Cretaceous (меловой)**	Late (Upper) (верхняя)	*Maestrichtian (маахстрихтский)*
			Campanian (кампанский)
			Santonian (сантонский)
			Coniacian (коньякский)
			Turonian (туронский)
			Cenomanian (сеноманский)
		Early (Lower) (нижняя)	*Albian (альбский)*
			Aptian (аптский)
			Barremian (барремский)
			Hauterivian (готеривский)
			Valanginian (валанжинский)
			Berriasian (берриазский)
	Jurassic (юрский)	Late (Upper) (верхняя)	*Purbeckian (пурбекский)*
			Portlandian (портландский)
			Kimeridgian (кимериджский)
			Oxfordian (оксфордский)
		Middle (средняя)	*Caliovian (келловейский)*
			Bathonian (батский)
			Bajocian (байосский)
		Early (Lower) (нижняя)	*Torcian (тоарский)*
			Pliensbachian (плинсбахский)

Эра (Era)	Период (система) System (Period)	Эпоха (серия) Series (Epoch)	Возраст (ярус) Stage (Age)
			Sinemurian (синемюрский)
			Hettangian (геттангский)
	Triassic (триасовый)	Late (Upper) (верхняя)	*Rhaetian (рэтский)*
			Norian (норийский)
			Carnian (карнийский)
		Middle (средняя)	*Ladinian (ладинский)*
			Anisian (анизийский)
		Late Lower (нижняя)	–
Paleozoic Палеозойская)	**Permian (пермский)**	Ochoa (Охоа) Guadalupe(гвадалупская)	*Leonard Wolfcamp (леонард-вольфкампский)*
	Carboniferous (карбон, каменноугольный)	Pennsylvanian (пенсильванская)	*Virgil (вирджильский)*
			Missouri (миссурийский)
			Des Moines (демойнский)
			Atoka (атока)
			Morrow (морроу)
		Mississipian (миссисипская)	*Chester (честер)*
			Meramec (мерамек)
			Osage (осэдж)
			Kinderhook (киндерхук)
	Devonian (девон)	Bradfordian (брэдфордская) Cbautauquan (чатокинская)	*Famennian (фаменский) Fransian (франский)*
		Senecean (сенеканская) Erian (эрианская) Ulsterian (олстерская)	*Givetian (живетский) Eifelian (эйфельский) Coblenzian (кобленцский) Gedinnian (жединский)*
	Silurian (силур)		*Cayugan Niagarian (ниагара)*
			Albion (альб)
	Ordovician (ордовик)	Cincinnatian (цинцинатинская)	*Ashgillian (ашгильский) Caradocian (карадокский) Llandellian (лландоверский) Skiddavian (скиддо-аренгский) Tremadocian (тремадокский)*
		Champlainian (шампленская)	
		Canadian (канадская)	
	Cambrian (кембрий)	Late (Upper) (верхняя)	
		Middle (средняя)	
		Early (Lower) (нижняя)	
Proteozoic (Протерозойская)			
Archeozoic (Археозойская)			

Приложение 3

ГЕОХРОНОЛОГИЧЕСКАЯ ТАБЛИЦА (РОССИЯ)
(GEOLOGIC TIME SCALE)

Эратема (эра)	Система (период)	Отдел (эпоха)	Ярусы (века) и другие подразделения (принятые на территории бывшего СССР)	
Кайнозойская	**Четвертичная**		*Современные отложения*	
			Верхнечетвертичные отложения	
			Среднечетвертичные отложения	
			Нижнечетвертичные отложения	
	Неогеновая	Верхний (плиоцен)	*Апшеронский*	
			Акчагыльский	
			Куяльницкий	
			Киммерийский (балаханский)	
			Понтический	
		Нижний (миоцен)	*Мэотический*	
			Сарматский	
			Тортонский	
			Гельветский	
			Бурдигальский	
			Аквитанский	
	Палеогеновая	Верхний (олигоцен)	*Хаттский*	
			Рюпельский	
		Средний (эоцен)	*Альминский (бартонский)*	
			Бодракский (ледский)	
			Симферопольский (лютетский)	
			Бахчисарайский (ипрский)	
		Нижний (палеоцен)	*Качинский (танетский)*	
			Инкерманский (монтский)	
Мезозойская	**Меловая**	Верхний	*Датский*	*Сенон*
			Маастрихтский	
			Кампанский	
			Сантонский	
			Коньякский	
			Туронский	
			Сеноманский	
		Нижний	*Альбский*	
			Аптский	
			Барремский	*Неоком*
			Готеривский	
			Валанжинский	
			Берриасский	
	Юрская	Верхний	*Волжский (титонский)*	
			Кимериджский	
			Оксфордский	
			Келловейский	
		Средний	*Батский*	
			Байосский	
			Ааленский	

Эратема (эра)	Система (период)	Отдел (эпоха)	Ярусы (века) и другие подразделения (принятые на территории бывшего СССР)	
		Нижний	*Тоарский*	
			Плинсбахский	
			Синемюрский	
			Геттангский	
	Триасовая	Верхний	*Рэтский*	
			Норийский	
			Карнийский	
		Средний	*Ладинский*	
			Анизийский	
		Нижний	*Оленекский*	
			Индский	
Палеозойская	**Пермская**	Верхний	*Татарский*	
			Казанский	
			Уфимский	
		Нижний	*Кунгурский*	
			Артинский	
			Сакмарский	
			Ассельский	
	Каменно-угольная	Средний	*Московский*	
			Башкирский	
		Нижний	*Намюрский*	
			Визейский	
			Турнейский	
	Девонская	Верхний	*Фаменский*	
			Франский	
		Средний	*Живетский*	
			Эйфельский	
		Нижний	*"Кобленцский"*	
			"Жединский"	
	Силурийская	Верхний	*Даунтонский*	
			Лудловский	
		Нижний	*Венлокский*	
			Лландоверийский	
	Ордовикская	Верхний	*Ашгиллский*	*Карадок*
			Верхний	
		Средний	*Средний*	
			Нижний	
			Лландейло	
			Лланвирн	
		Нижний	*Аренигский*	
			Тремадокский	
	Кембрийская	Верхний	*Не выделены*	
		Средний	*Майский*	
			Амгинский	
		Нижний	*Ленский*	
			Алданский	
Протерозойская				
Архейская				

Список литературы

1. Аммосов И.И. и Тан Сю-и. Стадии изменения углей и парагенетические отношения горючих ископаемых. – М.: 1961. – 215 с.
2. Баженова О.К., Бурлин Ю.К., Соколов Б.А., Хаин В.Е. Геология и геохимия нефти и газа. – М.: МГУ, 2000. – 383 с.
3. Бакиров А.А., Вассоевич Н.Б. и др. Происхождение нефти. – М.: Гостоптехиздат, 1955. – 189 с.
4. Бакиров А.А. Геологические основы прогнозирования нефтегазоносности недр. – М.: Недра, 1973. – 245 с.
5. Бакиров А.А. и др. Геология и геохимия нефти и газа. – М.: Недра, 1982. – 286 с.
6. Бакиров А.А., Мальцева А.К. Литолого-формационный анализ при поисках и разведке скоплений нефти и газа. – М.: Недра, 1985 г. –159 с.
7. Бека К., Высоцкий И.В. Геология нефти и газа. – М.: Недра, 1976.– 591 с.
8. Библиографический указатель литературы по торфу / под ред. П.С. Сергиенко. – М.: Калинин, 1960–75 гг. – Т. 1–11. – 478 с.
9. Брод И.О. Залежи нефти и газа. – М.: Гостоптехиздат, 1951. – 459 с.
10. Бурдынь Т.А., Закс Ю.Б. Химия нефти, газа и пластовых вод. – М.: Недра, 1975. – 215 с.
11. Бурлин Ю.К., А.И. Конюхов, Е.Е. Карнюшкина Литология нефтегазоносных толщ. – М.: Недра, 1991. – 284 с.
12. Бурштар М.С. Основы теории формирования залежей нефти и газа. – М.: Недра, 1973. – 256 с.
13. Бурштар М.С., Маслов М.С. География и геология нефти и газа. – М.: Недра, 1979. – 362 с.
14. Буторов А. Черное золото» империи // «Деловые люди». – 2004. – № 150–160. – 148 с.
15. Васильев В.Г., Макогон Ю.Ф., Требин Ф.А. и др. Свойство природных газов находиться в земной коре в твердом состоянии и образовывать газогидратные залежи // Открытия в СССР. – 1968–1969. Сб.: М. ЦНИИПИ. – 1970. – С. 49–86.
16. Вассоевич Н.Б. Происхождение нефти // Вестник МГУ. – 1975. – Сер. Геология, № 6. С. 26–37.
17. Вассоевич Н.Б., Баженова О.К., Бурлин Ю.К. Нефтематеринский потенциал осадочных образований // Итоги науки и техники. Сер. месторождения горючих полезных ископаемых. – М., ВИНИТИ, 1982. – № 11. – С. 128–144.
18. Войткевич Г.В., Закруткин В.В. Основы геохимии. – М.: Высш. школа, 1976. – 367 с.
19. Вылцан И.А. Фации и формации осадочных пород. – изд. 2-е, перераб. и доп. – Томск: Томский государственный университет, 2002. – 484 с.
20. Высоцкий И.В. Геология природного газа. – М.: Недра, 1979. – 392 с.
21. Высоцкий И.В., Оленин В.Б., Высоцкий В.И. Нефтегазоносные бассейны зарубежных стран. – М.: Недра, 1981. – 478 с.
22. Высоцкий И.В. Основы геологии горючих ископаемых. – Москва.: Недра, 1987. – 516 с.
23. Газовые месторождения СССР / под ред. А.И. Кравцова. – М.: Недра, 1968. – 618 с.
24. Галицкий В.И. Основы палеогеоморфологии. – Киев.: Наукова Думка, 1980. – 220 с.
25. Геология нефти и газа: Учебник для ВУЗов / под ред. Э.А. Бакирова. – М.: Недра, 1990. – 240 с.
26. Геологические основы разведки угольных месторождений / под ред. К.В. Миронова. – М.: Мир, 1973. – 267 с.
27. Геологические условия формирования и размещения зон нефтегазонакопления // А.А. Бакиров, Э.А. Бакиров, Э.Л. Рожков и др. – М.: Недра, 1982. – 238 с.
28. Геологический атлас России м-ба 1:10 000 000. МПР РФ и Минвуз РФ, 1998
29. Геология угольных месторождений / под ред. В.П. Алексеева. – Екатеринбург, 2006. – 237 с.
30. Геология угольных месторождений СССР / под ред. А.К.Матвеева. – М.: МГУ, 1962. С. 73
31. Голов А.А., Мохнаткин В.А. Перспективы развития поисково-разведочных работ на южном погружении Бузулукской впадины в Оренбургской области // Геология нефти и газа. – 2004. – № 3. – С. 11–16
32. Горная энциклопедия / под ред. Е. А. Козловского. – Т. – 3. Кенган. – Орт. – М.: Советская Энциклопедия, 1987. – 592 с.
33. Грамберг И.С. Глобальный аспект нефтегазоносности континентальных окраин океанов // Геология нефти и газа. – 1998. № 10. – С. 27–32.

34. Губкин И.М. Учение о нефти. – М.: Наука, 1975. – 384 с.
35. Гурари Ф.Г., Брадучан Ю.В., Захаров В.А. и др. Баженовский горизонт Западной Сибири (стратиграфия, палеогеография, экосистема, нефтеносность) – Новосибирск: Наука, 1988. – 144 с.
36. Д.Л. Квадра. Угольная промышленность Испании. – Изд-во Глюкауф, 1976. – № 7. – 206 с.
37. Дикенштейн Г.Х., Алиев И.М., Аржевский Г.А. и др. Нефтегазоносные провинции СССР. – М.: Недра, 1977. – 328 с.
38. Докукин А.В., Ершов Н.Н., Костин В.А. Горнодобывающая промышленность Турции. – М.: Недра, 1979. – 168 с.
39. Доленко Г.Н. Происхождение нефти и газа и нефтегазонакопление в земной коре. – Киев.: Наукова Думка, 1986. – 266 с.
40. Дополнения к стратиграфическому кодексу России. – Изд-во ВСЕГЕИ, Санкт-Петербург. – 2002 г.
41. Дядин Ю.А., Гущин А.Л. Газовые гидраты // Соровский образовательный журнал. – 1998. – № 3. – С. 39–49.
42. Еременко Н.А. Геология нефти и газа. – М.: Недра, 1968. – 389 с.
43. Еременко Н.А., Чилингар Г.В. Геология нефти и газа на рубеже веков. – М.: Наука, 1996. – 176 с.
44. Жемчужников Ю.А. Общая геология ископаемых углей. – М.: Недра, 1948. – 215 с.
45. Жемчужников Ю.А., Гинзбург А.И. Основы петрологии углей. – М.: Недра, 1960. – 349 с.
46. Зоны нефтегазонакопления окраин континентов / под ред. Ю.Н. Григоренко, И.М. Мирчинка. – М.: ООО «Геоинформцентр», 2002. – 432 с.
47. Иванов Г.А. Угленосные формации. – Л.: Наука, 1967. – 175 с.
48. Иванов Г.А. Использование торфа и выработанных торфяников в сельском хозяйстве. – Л.: Наука, 1972. – 116 с.
49. История нефти в осадочных бассейнах / под ред. Б.А. Соколова. – М.: Интерпринт, 1994. – 206 с.
50. Каламкаров Л.В. Нефтегазоносные провинции и области России и сопредельных стран. – М.: Мир, 2005 г. – 366 с.
51. Калинко М.К. Неорганическое происхождение нефти в свете современных данных. – Москва.: Недра, 1986. – 165 с.
52. Карцев А.И. Горючие полезные ископаемые, их поиски и разведка. – М.: Высш. школа, 1970. – 296 с.
53. Клер В.Р. Изучение и геолого-экономическая оценка качества углей при геологоразведочных работах. – М.: Недра, 1975. – 138 с.
54. Козлов А.Л. Проблемы геохимии природных газов. – М. – Л.: Наука, 1950. – 236 с.
55. Комаров М.А., Мелехин Е.С., Киммельман С.А. Проблема развития экономики недропользования. – М.: ВИЭМС, 1999. – С. 215.
56. Конторович А.Э., Неручев С.Г. Катагенез рассеянного органического вещества. – В кн.: Проблемы нефтеносности Сибири. Новосибирск: Наука, 1971. – С. 51–69.
57. Конторович В.А. Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов. – Новосибирск.: СО РАН Филиал «ГЕО», 2002. – 250 с.
58. Конторович А.Э., Добрецов Н.Л., Лаверов Н.П., Коржубаев А.Г., Лившиц В.Р. Энергетическая стратегия России в XXI веке // Вестник РАН. Т. 69. № 9. – С. 771–784.
59. Крашенинников Г.Ф. Условия накопления угленосных формаций СССР. – М.: Недра, 1957. – 159 с.
60. Крейцер Г.Д., Асфальты, битумы и пеки, 3 изд., М., 1952
61. Кудрявцев Н.А. Нефть, газ и твердые битумы в изверженных и метаморфических породах. – Л.: Государственное научно-техническое изд-во нефтяной и горно-топливной литературы, 1959. – 277 с.
62. Кулиев Р. Развитие нефтяной промышленности в новых независимых государствах после распада СССР // Сб. Нефть и политика. – М.: Недра, 1999. – С. 148–170.
63. Леворсен А. Геология нефти и газа. – М.: Мир, 1975. – 638 с.
64. Лиштван И.И., Король Н.Т. Основные свойства торфа и методы их определения. – Минск, 1975. – 239 с.
65. Львов Д.С. Развитие экономики России и задачи экономической науки. – М.: Экономика. 1999. – 79 с.

66. Магара К. Миграция и аккумуляция нефти и газа / В кн. Достижения в нефтяной геологии. – М.: Недра, 1980. – С. 96–129.
67. Макаров И.К.. Нейштадт М.И. К истории литературы по торфу // Сб. «Торф», 1930, № 3–4. – С. 59–88.
68. Маркман А.Л. Химия липидов. – Ташкент, 1963. – 70 с.
69. Марковский Н.И. Палеогеография в нефтегазовой геологии. – М.: МГУ, 1982. – 41 с.
70. Матвеев А.К. Геология угольных бассейнов и месторождений СССР. – М., Недра, 1960. – 459 с.
71. Материалы по геологии и петрографии углей СССР / под ред. А.К. Матвеева. – Л.: Наука, 1968. – 369 с.
72. Методические основы прогнозирования нефтегазоносности / под ред. д. г.м.н. проф. Н.И. Буялова. – М.: Недра, 1990. – 247 с.
73. Минский Н.А. Формирование нефтеносных пород и миграция нефти. – М.: Недра, 1975. – 257 с.
74. Миронов К.В. Метаморфизм углей и эпигенез вмещающих пород. – М. Недра, 1975. – 169 с.
75. Муратов В.Н. Геология каустобиолитов. – М.: Недра, 1970. – 277 с.
76. Нефть России / под ред. В.П. Орлова. – М.: Геоинформмарк, 1996. – 240 с.
77. Осипов Г.В. Парадигма нового мирового порядка и Россия. – М.: Институт эколого-технологических проблем, 1999. – 73 с.
78. Осипов В.И., Соколов В.Н., Еремеев В.В. Глинистые покрышки нефтяных и газовых месторождений. – М.: Наука, 2001. – 236 с.
79. Основы геологии горючих ископаемых / под ред. В.В. Семенович и др. – М.: Недра, 1987. – 397 с.
80. Орлов В.П. Минеральные ресурсы и геологическая служба России в годы экономических реформ (1991–1999). – М.: Геоинформмарк, 1999. – 269 с.
81. Парфенова М.Д. Историческая геология с основами палеонтологии. – Томск. НТЛ, 1999. – 519 с.
82. Перельман А.И. Геохимия. – М.: Высш. школа, 1979. – 423 с.
83. Перродон А. Формирование и размещение месторождений нефти и газа. – М.: Недра. – Буссенс. «Эльф. Акитен», 1985. – 359 с.
84. Петрографические особенности и свойства углей. – М.: АН СССР, 1963. – С. 67
85. Петрология углей. – М.: Мир, 1978. – 554 с.
86. Питерский В.М. Стратегический потенциал России. Природные ресурсы. – М.: Геоинформмарк, 1999. – 254 с.
87. Попова В.С., Богатикова О.А. Петрография и петрология магматических, метаморфических и метасоматических горных пород. – М.: Логос, 2001. – 763 с.
88. Поспелов В.В. Кристаллический фундамент: геолого-геофизические методы изучения коллекторского потенциала и нефтегазоносности. – М.: Недра, 2005. – 242 с.
89. Потонье Г. Происхождение каменного угля и других каустобиолитов. – Л. – М.: Наука, 1934. – 355 с.
90. Прошляков Б.К., Кузнецов В.Г. Литология. – М.: Недра, 1991. – 443 с.
91. Путин В.В. Минерально-сырьевые ресурсы в стратегии развития Российской экономики. СПб / Записки Горного института. Т. 144(1). 1999. – С. 3–9.
92. Салманов Ф.К., Немченко-Ровенская А.С., Кулахметов Н.Х и др. Предпосылки формирования крупных и уникальных месторождений газа на арктическом шельфе Западной Сибири // Геология нефти и газа. – 2003. – № 6. – С. 2–11.
93. Симанов В.В. Разработка и использование горючих сланцев. – Талин.: Наука, 1968. – 137 с.
94. Словарь по геологии нефти и газа. – Л.: Недра, 1984. – 680 с.
95. Соколов В.А. Процессы образования и миграции нефти и газа. – М.: Недра. – 1965 г. – 275 с.
96. Соколов В.А. Геохимия газов земной коры и атмосферы. – М.: Наука, 1966. – 532 с.
97. Соколов В.А. Процессы образования и миграции нефти и газа. – М.: Недра, 1966, 302 с.
98. Соколов Б.А. Эволюционно-динамические критерии оценки нефтегазоносности недр. – М.: Недра, 1985. – 168 с.
99. Социально-экономическая география зарубежного мира. – М.: Кронпресс, 1998. – 265 с.

100. Справочник по геологии нефти и газа. – М.: Недра, 1984. – 480 с.
101. Теодорович Г.И. Учение об осадочных породах. – Л.: Гостоптехиздат, 1958. – 571 с.
102. Степанов Д.Л., Месежников М.С. Общая стратиграфия. – Л.: Недра, 1979 г. – 422 с.
103. Стратиграфический кодекс СССР / под ред. А.И. Жамойды. – Л.: ВСЕГЕИ, 1977. – 79 с.
104. Стратиграфический кодекс. СПб.: ВСЕГЕИ, 1992. – 120 с.
105. Типы осадочных формаций нефтегазоносных бассейнов / под ред. Н.Б. Вассоевича, П.П. Тимофеева, Ю.К. Бурлина и др. – М.: Наука, 1980 г.
106. Тищенко Г.И., Г.Г. Зятев, В.П. Меркулов и др. Опыт использования элементов залегания пород при моделировании залежей нефти и газа // Геология нефти и газа. – № 10. – 1990. – С. 15–17.
107. Торф в народном хозяйстве. – М.: Мир, 1968. – 265 с.
108. Торфяные месторождения и их комплексное использование в народном хозяйстве / под ред. С.Н. Тюремнова. – М.: Мир, 1970. – 334 с.
109. Торфяные ресурсы Мира. – М.: Недра, 1988. – 383 с.
110. Трофимук А.А., Карагодин Ю.Н., Мовшович Э.Б. проблемы совершенствования понятийной базы геологии нефти и газа на примере понятия «зона нефтегазонакопления» // Геология и геофизика. – 1982. – № 5. – С. 5–11.
111. Тюремнов С.Н. Торфяные месторождения. – М. – Л.: Наука, 1949. – 320 с.
112. Угленосные формации и их генезис, М.: Недра, 1973. – 306 с.
113. Угленосные формации верхнего палеозоя СССР. – М.: Недра, 1990. – 350 с.
114. Угольная база России Т.VI – Основные закономерности углеобразования и размещения угленосности на территории России / под ред. В.Ф. Череповского. – М.: ООО Геоинформмарк, 2004. – 785 с.
115. Ульянов А.В., Хельквист Г.А. Геология нефтяных и газовых месторождений. – М.: Гостоптехиздат, 1955. – 297 с.
116. Успенский В.А. и др. Основы генетической классификации битумов. – Л.: Наука, 1958. – 265 с.
117. Успенский Н.Н. Указатель русской литературы по торфу. – М.: Гостоптехиздат, 1930. – 280 с.
118. Формационный анализ в нефтяной геологии / под ред. Н.А. Крылова, О.М. Мктрчана. – М.: Изд-во ИГиРГИ, 1981. – 266 с.
119. Хаин В.Е. Нефть: условия залегания и происхождение // Соросовский Образовательный Журнал. – 2001. – Т. 7. – № 7. – С. 34–46.
120. Хаин В.Е. Современная геология: Проблемы и перспективы // Соросовский Образовательный Журнал. – 1996. Т. – 1. С. 66–73.
121. Хаин В.Е., Ломидзе М.Г. Геотектоника с основами геодинамики: Учебник. – 2-е изд., испр. и доп. – М.:КДУ, 2005. – 560 с.
122. Ханин А.А. Породы-коллекторы нефти и газа и их изучение. – М.: Недра, 1969. – 368 с.
123. Хант Д.Ж. Геология и геохимия нефти и газа. – М.: Мир, 1982. – 704 с.
124. Химия и технология горючих сланцев и продуктов их переработки / под ред. Н.И. Черножукова. – Л.: Недра, 1968. – 244 с.
125. Черножуков Н.И. Очистка нефтепродуктов и производство специальных продуктов. – М. – Л.: Наука, 1948. – 319 с.
126. Чуханов З.Ф., Хитрин Л.Н., Энерготехнологическое использование топлива. – М.Недра, 1956. – 213 с.
127. Шнип О.А. Геологические критерии оценки перспектив пород фундамента на нефть и газ // Геология нефти и газа. – 2000. – № 5. – С. 24–33.
128. Шустер В.Л. Нефтегазоносность кристаллического фундамента // Геология нефти и газа. – 1997. – № 8. – С. 16–27.
129. Щелкачев В.Н. История и перспективы мировой нефтедобычи // выступление на заседании ЦКР 15.02.2001 года.
130. Яцкевич Б.А. Ключи от кладовых России // Природно-ресурсные ведомости. – 1999. – № 12. – С. 40–55.
131. Ansell G.B., Hawthorne J.N. Phospholipids. Chemistry, metabolism and function, Arnst., 1964
132. Barker C. (1972). Aqua thermal pressuring: role of temperature in development of abnormal. – pressure zones. Am.Assoc. Petrol. Geologists Bull., 56, 2068–71.

133. Basin Evaluation …, 1991; Emery D. and Myers K.J. 1996
134. Carbonate Sequence Stratigraphy. Loucks, RG, Sarg, JF (eds) Amer. Ass. Geologist Memoir, 57. 1993. 545 pp.
135. Economic geology of Australia and Papua New Guinea, ed. by D. Travis, D. King, v. 2, Parkville, 1975
136. Francis W., Coal: its formation and composition, 2 ed., L.. 1961
137. Galloway, WE (1989) Genetic stratigraphic sequences in basin analysis 1: Architecture and genesis of flooding-surface bounded depositional units. Bull. Am. Ass. petrol. Geol., 73. – P. 125–142.
138. Hannah an D.J. Lipide chemistry, N.Y. – L., 1960
139. Haviena V., Geologic uhelnych ložisek, sv. 1–3, Praha, 1963–65.
140. Karweil J. The determination of palaeo–temperatures from the optical reflectance of coaly particles in sediments, in: Petrographic de la Matiere Organique des Sediments, Relations aves Palaeo-Temperature et le Potential Petrolier, CNRS, Paris
141. Krevelen D.W. van, Coal, Arnst., 1961
142. Mitchum, RM, Sangreem JB et al. (1990) Sequence stratigraphy in Late Cenozoic expanded sections, Gulf of Mexico. In: Ann. Res. Conf. Prog. and Gulf Coast Sect. Soc. econ. Paleont. Miner. – P. 237–256.
143. Peter K. Link Basic Petroleum Geology
144. Price P.H. Evolution of Geologic Thought in Prospecting for Oil and Natural Gas, Bull. Am. Assoc. Petrol. Geol., 31, 673–697, 1947.
145. Stains H.R., Koppe W.H. The geology of the North Bowen Basin, «Queensland Government Mining Journal», 1979, v. 80, № 930.
146. Stopes M. On the four visible Ingredients in banded bituminous Coal. «Proceedings of the Royal Society», 1919
147. Utilization of oil shale, progress and prospects, N.Y., 1967
148. Queensland coal and its future, «Australian Mining», 1978, v. 70, № 11
149. Van Wagoner, JC, Posamentier, J, Mitchum, RM et al. (1988) An overview of the fundamental of sequence-stratigraphy and key definition. In: Sea-level changes. – an Integrated Approach. Spec. Publ. Soc. econ. Paleont. Miner., 42. Tulsa. – P. 39–45.
150. Van-Tuyl F.M., Parker B.H., Skeeters W.W., the Migration and Accumulation of Petroleum and Natural Gas. Quarterly of the Colorado School of Mines, v. 40, № 1, 1945

ОГЛАВЛЕНИЕ

АББРЕВИАТУРА ... 3
ПРЕДИСЛОВИЕ ... 4

ЧАСТЬ I

ГЛАВА 1. ПРЕДМЕТ, МЕТОДЫ И ОСНОВНЫЕ ЭТАПЫ РАЗВИТИЯ НЕФТЯНОЙ ГЕОЛОГИИ ... 6
1.1. Нефтяная геология и ее связь с другими науками ... 6
1.2. Ключевые термины и концепции геологии нефти и газа ... 9
1.2. Краткий экскурс в историю добычи нефти ... 13

ГЛАВА 2. ОСНОВЫ ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА ... 36
2.1. Понятия о каустобиолитах. Классификация, состав и свойства ... 36
2.1.1. Торф ... 37
2.1.2. Угли ископаемые ... 40
2.1.3. Основные закономерности угленакопления ... 47
2.1.4. Условия залегания угольных формаций и классификации ... 52
2.1.5. Угольные бассейны Мира ... 76
2.1.6. Горючие сланцы ... 79
2.2. Общие сведения о нафтидах ... 80
2.2.1. Нефть ... 81
2.2.2. Классификация нефтей ... 88
2.2.3. Физические свойства нефти ... 93
2.2.4. Природный газ ... 97
2.2.5. Физические свойства газа ... 102
2.2.6. Газоконденсат ... 102
2.2.8. Газовые гидраты ... 103
2.2.9. Природные битумы ... 105

ГЛАВА 3. ПРОИСХОЖДЕНИЕ УВ ... 111
3.1. Гипотезы происхождения нефти ... 114
3.1.1. Неорганические гипотезы ... 114
3.1.2. Органические гипотезы ... 118
3.2. ОВ в земной коре и пути его преобразования в УВ нефтяного ряда ... 121
3.2.1. Состав органики ... 121
3.2.2. Геохимическая история преобразования ОВ ... 124
3.3. Нефтегазоматеринские толщи ... 131

ГЛАВА 4. МИГРАЦИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ В ЗЕМНОЙ КОРЕ ... 136
4.1. Геологические условия миграции ... 136
4.2. Виды миграции ... 138
4.3. Факторы, обуславливающие миграцию УВ ... 140
4.4. Масштабы, направления и скорости миграции УВ из материнских пород ... 143
4.5. Формирование скоплений нефти и газа ... 145
4.6. Разрушение залежей УВ ... 147

ГЛАВА 5. ПРИРОДНЫЕ РЕЗЕРВУАРЫ НЕФТИ И ГАЗА ... 149
5.1. Породы-коллекторы ... 152
5.1.1. Терригенные коллекторы ... 165
5.1.1.1. Седиментационные факторы, контролирующие геометрию и свойства песчаных коллекторов ... 167
5.1.1.2. Влияние обстановки седиментации на свойства коллектора ... 169
5.1.1.3. Диагенетические изменения терригенных осадков ... 183

5.1.2. Карбонатные коллекторы ... 191
5.1.3. Кремнистые коллекторы ... 197
5.1.4. Магматические и метаморфические породы-коллекторы ... 198
5.2. Породы-флюидоупоры ... 203
5.3. Залежи УВ, типизация и классификация ... 208
5.4. Основные типы месторождений УВ ... 223
ГЛАВА 6. НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ ТЕРРИТОРИИ МИРА ... 226
6.1. Закономерности размещения залежей нефти и газа в земной коре ... 233
6.2. Классификация и основные типы регионально нефтегазоносных территорий ... 238
6.3. Нефтегазогеологическое районирование территорий (НГГР) ... 241
6.4. Стадийность геологоразведочных работ ГРР на нефть и газ ... 256

ЧАСТЬ II. ПРИКЛАДНАЯ НЕФТЯНАЯ ГЕОЛОГИЯ

ГЛАВА 7. ОСНОВЫ ПРИКЛАДНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ... 264
7.1. Основные принципы прикладных исследований в геологии нефти и газа ... 264
7.2. Методы и приемы исследования регионально-нефтегазоносных толщ ... 265
7.3. Построение и изучение разрезов и профилей ... 269
7.4. Типы карт и методы их построений ... 275
ГЛАВА 8. ФОРМАЦИОННЫЙ АНАЛИЗ ... 291
8.1. Нефтегазоносные формации ... 292
8.2. Карбонатные нефтегазоносные формации ... 295
8.3. Песчано-глинистые угленосные формации ... 296
8.4. Песчано-глинистые формации ... 297
8.5. Карбонатно-терригенные и терригенно-карбонатные формации ... 297
8.6. Флишевые формации ... 298
8.7. Карбонатные формации геосинклинальных областей ... 298
8.8. Терригенно-туффито-кремнистые формации ... 299
8.8. Молассовые формации ... 299
ГЛАВА 9. СЕКВЕНС-СТРАТИГРАФИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ... 301
9.1. Классификация стратиграфических подразделений ... 301
9.2. Литостратиграфические подразделения Lithostratigraphic Units ... 302
9.3. Биостратиграфические подразделения Biostratigraphic Units ... 304
9.4. Хроностратиграфические подразделения Chronostratigraphic Units ... 305
9.5. Сейсмостратиграфические подразделения Seismostratigraphic Units ... 306
9.6. Основная терминология по секвенс-стратиграфии Sequence Stratigraphy Units ... 308
9.7. Особенности формирования кластических осадочных систем ... 312
9.8. Особенности формирования карбонатных осадочных систем ... 314
9.9. Ограничения секвенс-стратиграфии ... 315
ГЛАВА 10. ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ... 321
10.1. Фации современные и ископаемые ... 322
10.2. Назначение фациального анализа ... 324
10.3. Генетические признаки осадочных пород ... 324
10.4. Моделирование седиментационных процессов ... 328
ГЛАВА 11. ЭЛЕКТРОМЕТРИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ... 333
11.1. Фациальная природа ископаемых осадочных тел ... 333
11.2. Основы электрометрического анлиза ... 334
11.3. Диагностические признаки фаций ... 337
11.4. Краткая идентификационная характеристика фаций разного генезиса (по В.С. Муромцеву, 1987) ... 342
ПРИЛОЖЕНИЕ ... 360
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ ... 365

Учебное издание

ЧЕРНОВА Оксана Сергеевна

ОСНОВЫ ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

Учебное пособие

Научный редактор
кандидат технических наук *А.Ю. Дмитриев*

Редактор *С.В. Малервейн*

Верстка *К.С. Чечельницкая*

Дизайн обложки *О.Ю. Аршинова*
О.А. Дмитриев

Подписано к печати 22.12.08. Формат 60x84/8. Бумага «Снегурочка».
Печать XEROX. Усл. печ. л. 43,27. Уч.-изд. л. 39,13.
Заказ 833. Тираж 200 экз.

Томский политехнический университет
Система менеджмента качества
Томского политехнического университета сертифицирована
NATIONAL QUALITY ASSURANCE по стандарту ISO 9001:2000

ИЗДАТЕЛЬСТВО ТПУ. 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30.