

КАЗАНСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ

Институт геологии и нефтегазовых технологий

Кафедра геологии нефти и газа

В.М. СМЕЛКОВ, Р.Р. ГАНИЕВ

**ГЕОЛОГИЯ И ГЕОХИМИЯ
ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ**

Курс лекций



**КАЗАНЬ
2018**

УДК 55
ББК 26.3
С50

*Печатается по рекомендации учебно-методической комиссии
Института геологии и нефтегазовых технологий
Казанского (Приволжского) федерального университета
(протокол № 1 от 13 октября 2017 г.)*

Научный редактор

доктор геолого-минералогических наук, профессор кафедры
геологии нефти и газа К(П)ФУ **Р.Х. Муслимов**

Рецензенты:

доктор геолого-минералогических наук, профессор, зав. кафедрой
геологии нефти и газа К(П)ФУ **Б.В. Успенский**;
кандидат геолого-минералогических наук, доцент кафедры
геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета
МГУ им. М.В. Ломоносова **Е.В. Соболева**

Смелков В.М.

С50 Геология и геохимия горючих ископаемых: курс лекций /
В.М. Смелков, Р.Р. Ганиев. – Казань: Изд-во Казан. ун-та, 2018. –
288 с.

ISBN 978-5-00019-982-4

Курс лекций по дисциплине «Геология и геохимия горючих ископаемых» создан для ознакомления студентов с основами геологии и геохимии нефти, природного газа, конденсата, газогидратов, природных битумов нефтяного ряда, гумусовых и сапропелевых углей и горючих сланцев. Первая часть книги – это лекционный материал, в котором обобщены материалы по геохимии органического вещества, рассмотрены теоретические основы традиционных и современных концепций происхождения углеводородных флюидов с учетом последних достижений молекулярной геохимии, показаны основные типы залежей и месторождений нефти и газа, уделено внимание вопросам формирования и разрушения залежей нефти, приведена типизация природных резервуаров, исследованы закономерности распределения залежей углеводородов в земной коре. Приводятся данные о нефтегазонасных толщах.

Вторая часть – это слайдовое сопровождение курса лекций, записанное на компакт-диск и содержащее иллюстрации, позволяющие сделать процесс обучения более эффективным и доступным для понимания излагаемого материала. Файлы выполнены в формате pdf, размещены в сети интернет, а также изданы в виде компакт-диска.

Книга предназначена для преподавателей и обучающихся в бакалавриате высших учебных заведений по направлениям 05.03.01 «Геология», 21.03.01 «Нефтегазовое дело», а также магистров по направлению 05.04.01 «Геология».

ISBN 978-5-00019-982-4

УДК 55
ББК 26.3

© Смелков В.М., Ганиев Р.Р., 2018
© Издательство Казанского университета, 2018

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	5
Лекция 1	6
Цель, задачи и значение курса.....	6
Положение геологии и геохимии горючих ископаемых в ряду других естественных наук.....	6
Обзор состояния мирового топливно-энергетического комплекса.....	11
Тема 1. Каустобиолиты и их классификации.....	19
Тема 1.1. Каустобиолиты угольного ряда.....	23
Тема 1.2. Каустобиолиты нефтяного ряда.....	28
1.2.1. Природные битумы.....	29
1.2.2. Нефтеосодержащие сланцевые горные породы.....	34
Лекция 2	39
Тема 2.1. Элементный, фракционный и групповой составы каустобиолитов: нефтяные системы.....	39
Тема 2.2. Понятие о хемофоссилиях.....	49
Тема 2.3. Химические классификации нефтей.....	51
Лекция 3	53
Тема 3.1. Физические свойства нефтей.....	53
Тема 3.2. Продукты природного преобразования нефтей.....	60
Тема 3.3. Газовые углеводородные системы: молекулярный состав, физические свойства.....	65
3.3.1. Газогидраты.....	70
3.3.2. Газоконденсаты.....	73
Лекция 4	76
Тема 4.1. Неорганическая гипотеза происхождения нефти.....	77
Тема 4.2. Органическая теория происхождения нефти.....	88
Лекция 5	99
Тема 5.1. Состав земной коры.....	99
5.1.1. Горные породы.....	99
5.1.2. Распространение естественных нефте- и газопроявлений.....	105
5.1.3. Условия залегания подземных вод в горных породах.....	109
Тема 5.2. Характеристика пород-коллекторов.....	112
5.2.1. Пористость горных пород и методы её определения.....	113
5.2.2. Проницаемость горных пород.....	120
5.2.3. Классификация пород-коллекторов.....	123
Тема 5.3. Флюидоупоры (Породы покрышки).....	129

Лекция 6	133
Тема 6.1. Условия залегания природных резервуаров	133
Тема 6.2. Типизация ловушек и залежей нефти и газа.....	138
Лекция 7	166
Тема 7.1. Строение залежей нефти и газа	166
Тема 7.2. Начальное распределение нефти и газа в залежи	171
Лекция 8	174
Тема 8.1. Миграция нефти и газа	174
Тема 8.2. Принципы формирования залежей нефти и газа	180
Лекция 9	188
Тема 9.1. Месторождения нефти и газа геосинклинальных областей.....	191
Тема 9.2. Месторождения нефти и газа платформенных областей.....	194
Всего 18 часов	
Контрольные вопросы для оценки знаний обучающихся	202
Известные имена в нефтяной геологии	205
Глоссарий	230
Сокращения по тексту	282
Список литературы	284

ВВЕДЕНИЕ

Научно-прикладной курс «Геология и геохимия горючих ископаемых», является одной из главных профилирующих дисциплин высшего геологического образования. Целевой задачей, дисциплины является ознакомление студентов с основами геологии и геохимии нефти и газа и других горючих полезных ископаемых, создание необходимой базы знаний для последующего успешного освоения дисциплин по направлению 020305 – «Геология и геохимия горючих ископаемых». Основной объём информации посвящён нефти, так как это наиболее востребованное углеводородное сырьё. Внимание уделено углеводородному газу, конденсатам, газогидратам и другим горючим ископаемым, включая гумусовые и сапропелевые угли, горючие сланцы и природный битум нефтяного ряда.

Курс лекций составлен на основе многолетнего опыта работы авторов на кафедре геологии нефти и газа Казанского (Приволжского) федерального университета и опирается, прежде всего, на базовые научные труды, монографии и учебные пособия, изданные по этому направлению, такими авторами как И.О. Брод, И.М. Губкин, Н.А. Ерёмченко, А.А. Бакиров, О.К. Баженова, Ю.К. Бурлин, Б.А. Соколов, В.Г. Леворсен, У.Л. Рассел, Дж. Хант и др.

Авторы выражают благодарность заместителю директора по учебной работе Института геологии и нефтегазовых технологий К(П)ФУ Ф.А. Фазлыевой, а так же доценту кафедры геологии нефти и газа К(П)ФУ им. Н.И. Лобачевского, кандидату геол.-минер. наук Р.А. Батырбаевой за поддержку и плодотворное обсуждение отдельных разделов учебного пособия. Авторы выражают искреннюю признательность научному редактору, доктору геол.-минер. наук, профессору кафедры геологии нефти и газа К(П)ФУ им. Н.И. Лобачевского Р.Х. Муслимову; рецензентам книги, доктору геол.-минер. наук, профессору, заведующему кафедрой геологии нефти и газа К(П)ФУ им.Н.И. Лобачевского Б.В. Успенскому и кандидату геол.-минер. наук а так же доценту кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета МГУ им. М.В. Ломоносова Е.В. Соболевой ценные советы, замечания и пожелания которых внесли в редакцию книги необходимую полноту и целостность излагаемого материала. Авторы благодарят инженера кафедры геологии нефти и газа С.С. Ионину и магистра ИГиНТ К.В. Родионова за техническую помощь в вёрстке текстов и оформление графических материалов книги.

ЛЕКЦИЯ 1

Цель, задачи и значение курса

Цель курса – изучение основ геологии и геохимии горючих ископаемых. Основной акцент делается на геологию и геохимию нефти и газа. Рассматриваются этапы образования (генерации) углеводородов, формирования (разрушения) залежей и месторождений УВ, основные процессы и механизмы миграции и аккумуляции УВ в ходе различных геологических, техногенных и геохимических процессов. В профессиональном плане знание основ геологии и геохимии горючих полезных ископаемых позволит: освоить методы лабораторного исследования органического вещества пород и углеводородных флюидов и методы интерпретации геохимических данных в комплексе с геолого-геофизическими материалами; использовать принятые классификации нефти и газа, а так же уметь определять и изображать графически различные типы ловушек и залежей нефти и газа.

Знание базового курса позволит получить представление о разных по геологическому строению типах месторождений нефти и газа и понять, что такое нефтегазогеологическое районирование территории.

Специалист, в полной мере освоивший дисциплину должен:

– *знать* основные углеводородные и неуглеводородные компоненты нефти и газа; зависимость физико-химических свойств нефти и газа от их состава, геохимические методы анализа проб пород, нефти, газа; давление и температуру недр; основные закономерности распределения залежей разного фазового состава по разрезу; законы миграции углеводородных флюидов; основные закономерности аккумуляции и разрушения залежей;

– *уметь* вести первичную геолого-геохимическую документацию, изображать графически разные типы залежей нефти и газа, составлять профильные и сводные разрезы, строить структурные карты, в том числе с применением ЭВМ.

Положение геологии и геохимии горючих ископаемых в ряде других естественных наук

«Геология и геохимия горючих ископаемых» является одним из важнейших разделов геологической науки, изучающая условия генерации и аккумуляции углеводородных флюидов. При изучении данного курса необходимо использовать сведения таких образовательных дисциплин

как общая геология, стратиграфия, палеонтология, геотектоника, кристаллография, минералогия, литология осадочных, магматических и метаморфических пород, органическая химия, а так же физики твердого тела. Геология и геохимия горючих ископаемых тесно связана с изучением других полезных ископаемых в осадочном чехле.

В свою очередь, геология и геохимия горючих ископаемых является научной базой для целого ряда специальных дисциплин, таких как нефтепромысловая геология, методы поиска и разведки месторождений нефти и газа, разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений, районирование нефтегазоносных бассейнов и др.

Этапность развития нефтяной отрасли и меняющиеся при этом методы изучения

В развитии нефтяной промышленности России можно выделить пять основных этапов [10]:

I этап (до 1917 г.) – дореволюционный период;

II этап (с 1917 до 1941 гг.) период до Великой Отечественной войны;

III этап (с 1941 по 1945 гг.) – период Великой Отечественной войны;

IV этап (с 1945 по 1991 гг.) – период до распада СССР;

V этап (с 1991 г.) – современный период.

Дореволюционный период. На территории России нефть известна с давних пор. Еще в XVI веке русские купцы торговали Бакинской нефтью. При Борисе Годунове (XVI в.) в Москву была доставлена первая нефть, добытая на реке Ухте. В 1813 г. к России были присоединены Бакинское и Дербентское ханства с их богатейшими нефтяными ресурсами. Это событие оказало большое влияние на развитие нефтяной промышленности России. Другим крупным районом нефтедобычи в дореволюционной России была Туркмения. Установлено, что в районе Небит–Дага нефть добывалось уже около 800 лет назад. В 1765 г. на о. Челекен насчитывалось 20 нефтяных колодцев с суммарной годовой добычей около 64 т в год. По свидетельству русского исследователя Каспийского моря Н. Муравьева, в 1821 г. туркмены на лодках отправили в Персию около 640 т нефти. В 1835 г. ее вывезли с о. Челекен больше, чем из Баку, хотя именно Апшеронский полуостров являлся объектом повышенного внимания нефтепромышленников.

Началом развития нефтяной промышленности в России является 1848 год, когда под руководством В.Н. Семенова и Н.И. Воскобойникова в Биби–Эйбате была пробурена первая в мире нефтяная скважина. В то время считалось, что нефть к забоям скважин передвигается за счёт силы упругости газа, растворенного в нефти.

Примерно в тот период специалисты стали уделять внимание оценке запасов нефти. А.М. Коншин впервые произвел подсчет запасов нефти, применив объемный метод. Далее в 1905 г. И.Н. Стрижев подсчитал запасы нефти Грозненского района.

В 1910–1912 гг. выходят из печати работы по Майкопскому нефтяному району академика И.М. Губкина, который по праву считается основоположником нефтяной науки в нашей стране. Тогда И.М. Губкин впервые объяснил механизм образования рукавообразных залежей и ввел само понятие о стратиграфических залежах нефти.

Сведений о находках нефти в Сибири в дореволюционный период не было. Вместе с тем в декабре 1902 г. министерство земледелия и государственного имущества установило подесятинную плату за разведку нефти в пределах Тобольской, Томской и Енисейской губерний. В 1911 же году дала первую нефть скважина, пробуренная на о. Сахалин.

Динамика изменения нефтедобычи в России в дореволюционный период такова. Если в 1860 г. она составляла всего 4 тыс. т, то в 1864 г. 9 тыс. т, в 1890 г. 3,8 млн. т, а в 1900 г. 10,4 млн. т. Перед революцией в силу известных событий добыча нефти снизилась до 8,8 млн. т.

Период до Великой Отечественной войны. В 1920 г. добыча нефти в России составила 3,9 млн. т. После завершения гражданской войны восстановление нефтяной промышленности было одной из главных задач страны. Это годы национализации и технической реконструкции нефтяной промышленности, плановое ведение разработки нефтяных месторождений, бурное развитие нефтяной промышленности и резкого увеличения объемов разведочного бурения. Возросла глубина добывающих скважин. Открываются новые месторождения. Все это обеспечило увеличение добычи нефти в стране. Начинается разработка научных основ рациональной разведки и разработки нефтяных месторождений.

В результате в 1928 г. добыча нефти составила 11,6 млн. т, в 1930 г. 18,5 млн. т, а в 1932 г. 22,3 млн. т. По объемам добычи нефти (19,5 % мировой) СССР вышел на 2-е место в мире.

Начиная с 1925 г. была озвучена и научно обоснована необходимость введения рациональной системы разработки нефтеносного пласта-резервуара как отдельного эксплуатационного объекта. Кроме этого предложено выделять категории запасов по степени их разведанности. (Абрамович, 1925–1927)

С 1929 г. для изучения разрезов скважин стали применять геофизический метод определения кажущегося сопротивления пород. Первые же результаты показали высокую эффективность метода. В Пермской об-

ласти из скв.20, заложенной для выявления границы Соликамского месторождения калийных солей, был получен фонтан нефти из артинских рифовых известняков, залегающих под солями. Масштабное развитие геолого-съёмочных и поисково-разведочных работ позволило в 1932 году в районе г. Ишимбай (Башкирия) получить фонтанирующие приток в скважинах №№ 702 и 703 из интервалов глубин 534–695 м. из артинско-сакмарских рифовых известняков. Далее работы разворачивались в Татарстане, Куйбышевской, Саратовской, Оренбургской и Волгоградской областях. Существенный вклад в успешность поисково-разведочных работ в это время внёсли советские геофизики, которые в сотрудничестве с фирмой «Шлюмберже» разработали второй метод электротометрии скважин - метод потенциалов собственной поляризации пород. Применение двух методов (КС- кажущегося сопротивления и ПС – самопроизвольной поляризации) в паре позволили составлять непрерывные геологические разрезы скважин [10].

В 1935 г. была создана Центральная комиссия по запасам полезных ископаемых (ЦКЗ). В этом же году была разработана гидравлическая теория пластовых водонапорных систем. Мировая добыча нефти к 1935 году выросла до 286 млн. т.

В 1936–39 гг. профессором В.Н.Щелкачевым разрабатывается новая теория взаимодействия скважин, изучены особенности различных систем расстановки скважин.

В ноябре 1937 г. на базе существующей в Бугуруслане нефтеразведки возникает первый нефтепромысел в Оренбургской области. А уже в 1938 г. Бугурусланская нефтяная площадь дала стране 2246 т нефти. Всего в районах «Второго Баку» в 1938 г. было добыто около 1,3 млн. т «черного золота». Башкирия в предвоенные годы стала самым крупным нефтяным районом в Урало–Поволжье.

В 1940 г. в стране было добыто 31,1 млн. т нефти, из которых около 71% давал Азербайджан. Л.С Лейбензон и Б.Б Лапук организовали специальную группу для создания научно–обоснованной методики проектирования рациональной разработки нефтяных и газовых месторождений. Вопросы разработки, особенно вопросы размещения скважин на залежи, в этот период приобретают особую значимость.

В период Великой Отечественной войны (1941 по 1945 гг.) в Волго-Уральской провинции было открыто 21 месторождение. В 1942 году утвердили новую классификацию запасов нефти и газа, в основу которой была положена степень изученности (разведанности) залежей. В целом мировая добыча к 1945 году выросла до 430 млн. т.

В первые послевоенные годы было разведано значительное количество нефтяных месторождений, в том числе Ромашкинское, Шкаповское, Мухановское. Соответственно, росла и добыча нефти: в 1950 г. она составила 37,9 млн. т, а в 1956 г. 83,8 млн. т.

Главным событием данного периода стало открытие и начало разработки богатейших нефтяных месторождений в Западной Сибири. Еще в 1932 г. академик И.М. Губкин высказал мысль о необходимости начала систематических поисков нефти на восточном склоне Урала. Сначала были собраны сведения о наблюдениях естественных нефтяных выходов (реки Большой Юган, Белая и др.). В 1935 г. здесь начали работать геологоразведочные партии, которые подтвердили наличие выходов нефтеподобных веществ. Однако «большой нефти» не было. Разведочные работы продолжались до 1943 г. и были возобновлены в 1948 г. Лишь в 1958 году было открыто Берёзовское газовое месторождение, в 1960 году было открыто Шаимское нефтяное месторождение, а вслед за ним Усть-Балыкское, Сургутское, Самотлорское, Варьеганское, Лянторское, Холмогорское и др. Началом промышленной добычи нефти в Западной Сибири считается 1965 г., когда ее было добыто около 1 млн. т. Уже в 1970 г. добыча нефти здесь составила 28 млн. т, а в 1981 г. 329,2 млн.т. Западная Сибирь стала основным нефтедобывающим районом страны, а СССР вышел на первое место в мире по добыче нефти. Мировая добыча нефти в послевоенные годы с 430 млн. т. к 1960 году выросла до 1026 млн. тонн, а природный газ с 173 до 476 млрд м³ за тот же период.

Современный период. В последнее десятилетие 20-го века мировая добыча нефти увеличилась до 3584 млн. тонн, а добыча природного газа до 2464 млрд м³. После распада СССР в России объём добычи нефти неуклонно снижался. Так, в 1992 г. он составил 399 млн. т, в 1993 г. – 354 млн. т, в 1994 г. – 317 млн. т, а к концу 1995 г. – 307 млн. т. В последние годы падение уровней добычи нефти в России удалось остановить. Наметился подъём добычи нефти.

Если говорить об оценке запасов нефти в России, то различные эксперты называют цифры объема извлекаемых запасов от 7 до 27 млрд. т, что составляет от 5 до 20 % мировых запасов. Распределение запасов нефти по территории России таково: Западная Сибирь 72,2 %; Урало–Поволжье 15,2 %; Тимано–Печорская провинция 7,2 %; Республика Саха (Якутия), Красноярский край, Иркутская область, шельф Охотского моря около 3,5 % [22].

Быстрый рост объёмов добываемой нефти в мире положил начало внедрению новых высокотехнологичных способов добычи и переработ-

ки нефтяного сырья. Например, были освоены такие методы бурения как турбинный, электрический, взрывной и термический. Другим важным нововведением стала разработка морских месторождений со стационарных платформ. Первое месторождение в России, на котором применялось морское бурение – это месторождение Нефтяные камни в Каспийском море.

В настоящее время для поисков нефти и газа используются методы, исходные данные которых позволяют создавать достоверные компьютерные модели залежей. Для подсчета запасов углеводородов так же используются специальные компьютерные программы моделирования месторождений.

Основные самые информативные методы разведки нефтяных месторождений – геологические, геофизические и геохимические основаны на изучении структуры и характера залегания горных пород, их электропроводности и магнитных свойств, химическом и микробиологическом анализе проб подземных вод и грунтов. Добычу осуществляют из нефтяных скважин с глубины до 7000 м и более, вскрытых при помощи буровых станков. Важное место заняли так же вторичные методы добычи нефти, которые позволили увеличить нефтеотдачу на выработанных месторождениях.

Обзор состояния мирового топливно-энергетического комплекса

Топливо-энергетический комплекс (ТЭК) играет особую роль в хозяйстве любой страны, без его продукции невозможно функционирование экономики. Мировое потребление первичных энергоресурсов, к которым относятся нефть, газ, уголь, ядерная энергия, растет с каждым годом. В структуре потребления доминирующее положение сохраняется за углеводородными топливно-энергетическими ресурсами (нефть, газ, газоконденсат, уголь, горючие сланцы), что составляет более 94%. Остальное – это энергия АЭС, ГЭС и возобновляемых источников.

В общем объеме производства и потребления первичных энергоресурсов на первом месте по-прежнему находится нефть, за ней следуют уголь и газ. Нефть является первичным энергоносителем, на основе которого получают вторичный ряд продуктов для конечного потребления. Во-первых, это энергетическое сырье: дизельное топливо, бензин, керосин и пр. Во-вторых, химическая переработка нефти позволяет получить широкий спектр продуктов: синтетические волокна, пластмассы, синтетический каучук, краски, химикаты. В третьих, глубокая переработка

даёт возможность попутного извлечения редких элементов, таких как: германий, ванадий, никель, урансодержащие, рений, скандий, бериллий, галлий.

Наибольшим содержанием металлов отличаются, так называемые, тяжелые и сверхтяжелые нефти. Те самые, при добыче которых возникают наибольшие трудности. Например, в каждой тонне нефти Казахского месторождения Северные Бузачи, ванадия содержится от 150 до 280 граммов на тонну добываемой продукции [47]. В мире есть уже и практический опыт непосредственного извлечения ванадия из нефти. Ведущие страны предпочитают ванадий и никель использовать в инновационных технологиях, где нужны металлы более высокой чистоты, чем получаемые в литейном производстве. Такие страны как Канада и Япония, полностью получают ванадий из тяжёлых и сверхтяжёлых нефтей. В США удельный вес извлечения ванадия из нефти превышает 80%. В настоящее время ЮАР имеет высокую долю рынка по производству ванадия (более 43%). Далее идут Китай и Россия примерно по 20 % мировых поставок. В будущем предполагается добыча из нефти рения, скандия, бериллия, галлия и других металлов.

Получаемые из углеводородного сырья топливо, органические химикаты и полимеры в 10-50 раз превышают по стоимости саму использованную нефть. Это определяет экономическое значение нефтяной промышленности и связанных с ней производств по переработке нефти. Поэтому технико-экономические преимущества нефти и получаемых на ее базе продуктов обусловили особую роль нефтяной и нефтеперерабатывающей промышленности в мировом хозяйстве.

Развитие нефтяной, газовой и нефтеперерабатывающей промышленности определили в XX веке целую эпоху, в которой пересеклись экономические, политические, национальные и религиозные интересы многих стран мира. В большинстве стран мира, кроме тех, где нефтяная промышленность находится в ведении государственных компаний, отрасль полностью контролируется организациями, штаб-квартиры которых находятся в США ("Эксон", "Мобил ойл", "Тексако", "Шеврон") или в Западной Европе. Например, в Великобритании это "Бритиш петролеум", а в Нидерландах "Роял Датч-Шелл").

На начало 2015 года, по данным CIA World Factbook (Ежегодная публикация центрального разведывательного управления Соединенных Штатов), опубликованным на сайте www.Нефть-газ-ископаемые.pф общие мировые доказанные запасы нефти составляют 1 481 526 миллионов баррелей. Страны, обладающие наибольшими доказанными запасами

нефти это Венесуэлла 297 570 млн. баррелей, далее Саудовская Аравия 267 910 млн. баррелей и Канада, по разным оценкам, от 173 625 до 175 200 млн. баррелей. Также в число 10 крупнейших стран по запасам в мире входят Иран, Ирак, Кувейт, ОАЭ, Россия, Ливия и Нигерия. Россия в этом списке на 8 месте с запасами 80 000 млн. баррелей (таблица 1.1).

Таблица 1.1

Доказанные запасы нефти (по данным на 2015 год)

№ п.п	Страна или объединение	Запасы нефти, млн. баррелей <small>прим.1</small>	№ п.п	Страна	Запасы нефти, млн. баррелей
	ОПЕК <small>прим. 2</small>	до 1 199 707	49	Восточный Тимор	554
1	Венесуэла	297 570	50	Боливия	465
2	Саудовская Аравия	267 910	51	Таиланд	442
3	Канада	до 175 200	52	Италия	400
4	Иран	157 300	53	Украина	395
5	Ирак	140 300	54	Пакистан	313
6	Кувейт	104 000	55	Нидерланды	310
7	ОАЭ	97 800	56	Германия	276
8	Россия	80 000	57	Турция	262
9	Ливия	48 014	58	Камерун	200
10	Нигерия	37 200	59	Албания	199
11	Казахстан	30 002	60	Беларусь	198
12	Китай	25 585	61	Конго, ДР	180
13	Катар	25 382	62	Куба	124
14	США	23 267	63	Папуа-Новая Гвинея	170
15	Бразилия	13 986	64	Филиппины	168
16	Мексика	10 264	65	Новая Зеландия	166
17	Алжир	12 200	66	Чили	150
18	Ангола	10 470	66	Испания	150
19	Индия	9 043	68	Бахрейн	125
20	Эквадор	8 240	69	Франция	101
21	Азербайджан	7 000	70	Берег Слоновой Кости	100
22	Норвегия	6 900	71	Мавритания	100
23	Великобритания	6 900	72	Польша	96
			73	Австрия	89

Окончание табл. 1.1

№ п.п	Страна или объединение	Запасы нефти, млн. баррелей <small>прим.1</small>	№ п.п	Страна	Запасы нефти, млн. баррелей
	Европейский союз (помимо Великобритании)	6 700	74	Гватемала	83
24	Малайзия	5 800	75	Суринам	79
25	Оман	5 500	76	Сербия	77
26	Гана	5 000	77	Хорватия	66
27	Египет	4 500	78	Бирма	50
28	Вьетнам	4 400	79	Япония	44
29	Австралия	4 158	80	Киргизия	40
30	Индонезия	до 4 118	81	Грузия	35
31	Габон	3 700	82	Бангладеш	178
32	Аргентина	2 805	83	Венгрия	26
			84	Болгария	15
33	Йемен	1 194	85	ЮАР	15
34	Судан	2 800	86	Чешская республика	15
35	Сирия	2 500	87	Литва	12
36	Колумбия	2 377	88	Таджикистан	12
37	Республика Конго	1 940	89	Греция	10
38	Экваториальная Гвинея	1 705	90	Словакия	9
39	Чад	1 500	91	Бенин	8
40	Перу	1 240	92	Белиз	7
41	Бруней	1 200	93	Тайвань	2
43	Уганда	1 000	94	Израиль	2
44	Дания	900	95	Барбадос	2
45	Тринидад и Тобаго	830	96	Иордания	1
46	Румыния	650	97	Марокко	1
47	Туркменистан	600	98	Эфиопия	0,3
48	Узбекистан	594	99	Багамские острова	0,1
Итого в мире (2011)					1 481 526

Доказанные запасы представляют собой запасы нефти, о которых, исходя из анализа геологических и инженерных данных, можно сказать с высокой степенью уверенности, что они являются коммерчески извлекаемыми с определенной даты, исходя из известных резервов и в нынешних экономических условиях. Доказанные запасы – термин, используемый наиболее распространенной в мире мировой классификацией, которая учитывает не только вероятность нахождения нефти и газа в месторождении, но и экономическую эффективность добычи этих запасов. Некоторые статистические данные в Таблице 1.1 являются спорными и противоречивыми, так как различные источники (ОПЕК, CIA World Factbook, нефтяные компании) приводят различные цифры. Кроме этого результаты подсчета доказанных запасов в определенных странах могут измениться, так как ранее неэффективные с экономической точки зрения месторождения могут быть оценены как эффективные.

Текущая добыча к концу 2014 года - первому кварталу 2015 года среди девяноста стран, добывающих углеводороды, по данным источника CIA World Factbook, опубликованным на сайте www.Нефть-газ-ископаемые.рф распределилась следующим образом (таблица 1.2).

Таблица 1.2

Уровни добычи нефти

№	Страна	Добыча нефти, баррелей/день	Доля в мировой добыче, %	Дата получения информации, месяц, год
	Весь мир	84 951 200		2014 оц.
1	Россия	10 107 000	14.05%	3.2015
2	Саудовская Аравия	9 735 200	13.09%	12.2014
3	США	9 373 000	12.23%	4.2015
4	Китай	4 189 000	5.15%	5.2015
5	Канада	3 603 000	4.54%	12.2014
6	Ирак	3 368 000	4.45%	5.2015
7	Иран	3 113 000	4.14%	12.2014
	Евросоюз	2 871 000		
8	ОАЭ	2 820 000	3.32%	12.2014
9	Кувейт	2 619 000	2.96%	12.2014
10	Мексика	2 562 000	3.56%	12.2014

Продолжение табл. 1.2

№	Страна	Добыча нефти, баррелей/день	Доля в мировой добыче, %	Дата получения информации, месяц. год
11	Венесуэла	2 501 000	3.56%	12.2014
12	Нигерия	2 423 000	2.62%	12.2014
13	Бразилия	2 255 000	3.05%	12.2014
14	Ангола	1 831 000	2.31%	12.2014
15	Казахстан	1 573 000	1.83%	12.2014
16	Катар	1 553 000	1.44%	12.2014
17	Норвегия	1 539 000	2.79%	12.2014
18	Алжир	1 462 000	2.52%	12.2014
19	Колумбия	1 003 000	1.19%	12.2014
20	Оман	940 000	0.95%	12.2014
21	Азербайджан	871 000	1.20%	12.2014
22	Индонезия	828 000	1.66%	12.2014
23	Великобритания	801 000	1.78%	12.2014
24	Индия	772 000	1.04%	12.2014
25	Малайзия	570 000	0.82%	12.2014
26	Аргентина	540 000	0.93%	12.2014
27	Эквадор	526 000	0.58%	12.2014
28	Египет	514 000	0.80%	12.2014
29	Ливия	470 000	0.85%	5.2015
30	Австралия	338 000	0.70%	12.2014
31	Вьетнам	337 000	0.36%	12.2014
32	Экваториальная Гвинея	270 000	0.41%	12.2014
33	Конго, Республика	265 000	0.33%	12.2014
34	Судан	259 000	0.13%	12.2014
35	Таиланд	241 000	0.45%	12.2014
36	Габон	239 000	0.29%	12.2014
37	Туркменистан	229 000	0.22%	12.2014
38	Дания	175 000	0.31%	12.2014
39	Йемен	131 000	0.34%	12.2014
40	Бруней	112 000	0.17%	12.2014
41	Италия	106 000	0.17%	12.2014
42	Гана	105 000	0.01%	12.2014
43	Чад	98 000	0.13%	12.2014
44	Румыния	85 000	0.14%	12.2014

№	Страна	Добыча нефти, баррелей/день	Доля в мировой добыче, %	Дата получения информации, месяц, год
45	Тринидад и Тобаго	81 000	0.18%	12.2014
46	Пакистан	81 000	0.16%	12.2014
47	Камерун	81 000	0.09%	12.2014
48	Тимор-Лешти	79 000	0.11%	12.2014
49	Перу	69 000	0.17%	12.2014
50	Узбекистан	65 000	0.08%	12.2014
51	Тунис	55 000	0.11%	12.2014
52	Германия	52 000	0.19%	12.2014
53	Боливия	51 000	0.06%	12.2014
54	Бахрейн	50 000	0.06%	12.2014
55	Куба	50 000	0.06%	12.2014
56	Турция	48 000	0.06%	12.2014
57	Украина	41 000	0.12%	12.2014
58	Новая Зеландия	40 000	0.07%	12.2014
59	Кот-Д'ивуар	36 000	0.07%	12.2014
60	Папуа - Новая Гвинея	34 000	0.04%	12.2014
61	Беларусь	30 000	0.04%	12.2014
62	Нидерланды	28 000	0.07%	12.2014
63	Сирия	23 000	0.48%	12.2014
64	Филиппины	21 000	0.02%	12.2014
65	Албания	21 000	0.01%	12.2014
66	Монголия	21 000	0.01%	12.2014
67	Бирма	20 000	0.02%	12.2014
68	Конго, ДР	20 000	0.02%	12.2014
69	Польша	19 000	0.04%	12.2014
70	Австрия	17 000	0.03%	12.2014
71	Франция	15 000	0.08%	12.2014
72	Суринам	15 000	0.07%	12.2014
73	Сербия	12 000	0.01%	12.2014
74	Венгрия	11 000	0.03%	12.2014
75	Гватемала	10 000	0.02%	12.2014
76	Хорватия	10 000	0.03%	12.2014
77	Чили	7 000	0.01%	12.2014

№	Страна	Добыча нефти, баррелей/день	Доля в мировой добыче, %	Дата получения информации, месяц, год
78	Мавритания	7 000	0.02%	12.2014
79	Испания	6 000	0.03%	12.2014
80	Япония	5 000	0.16%	12.2014
81	Южная Африка	4 000	0.22%	12.2014
82	Бангладеш	4 000	0.01%	12.2014
83	Чешская Республика	3 000	0.01%	12.2014
84	Литва	2 000	0.01%	12.2014
85	Белиз	2 000	0.00%	12.2014
86	Болгария	1 000	0.00%	12.2014
87	Грузия	1 000	0.00%	12.2014
88	Киргизия	1 000	0.00%	12.2014
89	Барбадос	1 000	0.00%	12.2014
90	Греция	1 000	0.01%	12.2014

Прим.1 Баррель нефти, нефтяной баррель (англ. oil barrel, обозначается как bbl) – единица измерения объёма нефти, равная 42 галлонам, или 158,9 л. или в зависимости от плотности примерно 0,136 т. нефти. Данная единица официально не стандартизована. Нефтяные компании, которые котируются на американских фондовых биржах обычно сообщают о своем производстве в баррелях и используют для этого баррель bbl, тысячу баррелей Mbbbl, или миллион баррелей MMbb. На мировом рынке нефти, в отличие от внутрироссийского, где нефть продается тоннами, баррель используется в качестве основной единицы измерения, и цена на основные мировые марки нефти устанавливается в долларах за баррель. В 1 т. нефти примерно 7,3 барреля. В 1 куб. м. примерно 6,29 барреля.

Прим.2 Организация стран-экспортёров нефти, сокращённо – ОПЕК, (англ. OPEC, The Organization of the Petroleum Exporting Countries) – картель, созданный нефтедобывающими державами для стабилизации цен на нефть. Членами данной организации являются страны, чья экономика во многом зависит от доходов от экспорта нефти. ОПЕК как постоянно действующая негосударственная организация была создана на конференции в Багдаде 10–14 сентября 1960. Первоначально в состав организации вошли Иран, Ирак, Кувейт, Саудовская Аравия. Венесуэла является инициатором создания картеля. К этим пяти странам, основавшим организацию, позднее присоединились ещё девять: Катар в 1961-м году, Индонезия в 1962-м году, Ливия (1962), Объединённые Арабские Эмираты (1967), Алжир (1969), Нигерия (1971), Ангола (2007). Эквадор в разные годы с 1973 по 1992 и в 2007 по настоящее время вступала в состав картеля, Габон так же был участником с 1975 по 1994.

В России нефтяной промышленности уделяется большое внимание. И это не случайно. По имеющимся данным только за 2016 год добыча нефти в России составила 547,5 млн.т. (по данным РБК <http://top.rbc.ru/>)

rbcfreenews/ и <http://www.interfax.ru/business/543922>). Это рекордный показатель за всю историю добычи. Прирост к 2015-му году составил 2.5 %.

В Республике Татарстан по состоянию на 01.01.2011 года степень разведанности начальных суммарных ресурсов нефти одна из самых высоких в РФ и составляет 87.9%. Разведанные запасы выработаны на 77.3% [12, 13]. Кроме того, за последнее время снижаются объемы бурения, рост добычи нефти преимущественно достигается за счет интенсификации разработки эксплуатируемых месторождений, находящихся на глубокой четвертой стадии разработки, ухудшается структура прироста разведанных запасов нефти. Снижается доля ее прироста за счет геологоразведочных работ (ГРП) и происходит увеличение прироста запасов в результате пересмотра коэффициентов извлечения нефти. В Татарстане добыча составила чуть более 35 млн. тонн нефти. Прирост к 2015 – му году составил 3 %. Из них около 28,6 млн. тонн приходится на ПАО Татнефть, остальное – 6,8 млн. тонн приходится на малые нефтяные компании (МНК). (по данным <http://iadevon.ru/news/tags>).

Потенциал углеводородного сырья в РТ еще достаточно высокий. Перспективные извлекаемые ресурсы нефти составляют величину 1 150 млн. т. Эйфельско-франский нефтеносный комплекс характеризуется наибольшей величиной текущих геологических запасов нефти и перспективных ресурсов категории С3 – 43% и 40%, соответственно.

На поздней стадии освоения недр Татарстана, в силу повышения изученности территории, отмечается закономерное «мельчание» объектов поиска. Поэтому объектами поиска, за редким исключением, будут являться средние, мелкие и преимущественно очень мелкие месторождения, контролируемые малоразмерными и малоамплитудными локальными поднятиями, являющимися по своему геологическому строению сложнопостроенными. В связи с тем, что легкоизвлекаемые запасы истощены сегодня работа специалистов нефтяной отрасли направлена на совершенствование технологий добычи тяжелой, вязкой нефти, которую, безусловно очень сложно добывать.

Тема 1. Каустобиолиты и их классификации

Все горючие ископаемые называют еще каустобиолитами. Слово «каустобиолит» составлено из греческих слов: «каусто» – горючий, «биос» – жизнь, «литос» – камень, следовательно, это полезные ископаемые органического происхождения, способные гореть. Постепенно содержание термина «каустобиолит» расширилось – к ним стали относить и продукты

глубокого преобразования угля и нефти, потерявшие способность к горению в обычных условиях, например, графит. До сих пор не существует общепринятой классификации горючих ископаемых, построенной по генетическим признакам общности исходных продуктов их образования и взаимном переходе из одного типа в другой. Впоследствии все каустобиолиты разделили на твёрдые каустобиолиты угольного ряда, включая сюда горючий сланец, сапропели и сапропелиты, а также каустобиолиты нефтяного ряда, к которым были отнесены углеводородные газы, нефти, мальты, асфальты, озокериты и прочие природные битумы.

И.М.Губкин подразделял горючие ископаемые на две основные группы: угли и битумы. Под битумами он понимал нефть, горючий газ и твердые битумы, такие как асфальт и озокерит, генетически связанные с нефтью.

Термин «битум» имеет несколько определений (значений, толкований): генетическое, физико-химическое и техническое. В нефтяной геологии битумами часто называют природные вещества, обязанные своим происхождением нефти – сама нефть и ее производные: асфальт, керы, асфальтит, озокерит и др.

Однако специалисты химического профиля этот термин в течении почти полувека применяют в ином смысле – химико-аналитическом. К «битумам» стали относить вещества, растворяющиеся в органических растворителях; такое понимание «битумов» стало господствующим в работах как российских, так и зарубежных ученых. П. Траск, например, называл в 1931 г. «битумом» ту часть органического вещества, которая экстрагируется четыреххлористым углеродом или эфиром.

Ещё одно понятие «битумов», обязано своим возникновением широкому использованию их в качестве вяжущих материалов в строительном деле, для покрытия дорог в дорожном деле, в качестве изоляционного материала в электротехнике.

Дело, однако, не ограничивается приведенными тремя основными значениями битумов. Каждый по-своему вкладывал содержание даже в эти три значения. Путаница невероятная. Например, по Н.А. Орлову и В.А. Успенскому «Битумогены» это смешанная категория с дополнением к генетическому определению химико-аналитического: нафтиды; битумы; технобитумы.

Н.Б. Вассоевич битумы в химико-аналитическом смысле, во избежание каких-либо недоразумений, предложил называть битумоидами. По мнению Н.Б.Вассоевича битумоиды необходимо дифференцировать в зависимости от типа растворителя – хлороформа, бензина, петролейного

эфира, ацетона, а также учитывать степень изменения экстрагируемого вещества при предварительной обработке породы соляной кислотой. При этом предлагается выделять Битумоид А, С.

Битумоиды могут содержать или автохтонное, сингенетичное порода (синбитумоиды – СБ), или аллохтонное, эпигенетичное порода (эпибитумоиды – ЭБ) битуминозное вещество, или оба эти вещества (миктобитумоиды - МБ). Эти битумы имеют уже генетический смысл.

Одна из первых классификаций каустобиолитов была предложена Э.Р. Лилеем в 1938 году. Э.Р. Лилей выделял две ветви каустобиолитов: угольную и битумную. Но в основе этой сложной классификации не было строгих критериев отнесения каустобиолитов к одному или другому виду. Поэтому классификация не получила широкого распространения. В.А. Клубов предположил, что различия в количественном изменении соотношений элементов в молекулярном составе каустобиолитов могут стать основой классификации, которую он предложил в 1948 году. В.А. Клубов добавил к выделенным Г. Потонье, гумитам, сапропелитам и липтобиолитам четвёртый класс нефтяных битумов, к которому отнёс газы, нефти и все продукты её преобразования. В дальнейшем, сходство элементного состава антрацитов и антраксолитов, обусловленное общностью характера процессов карбонизации гуммитов и нефтяных битумов асфальтового ряда, позволило В.А. Клубову выделить пятый класс каустобиолитов и назвать их карболитами. Вопросами классификации каустобиолитов на основе их генетической разности в разное время занимались так же А.Ф. Добрянский, И.О. Брод и др. [2, 1, 8].

Любопытной представляется классификация каустобиолитов, в основу которой положены геологические условия их образования (В.А. Успенский, О.А. Радченко, 1961). На рис.1.1 показана блок-диаграмма, графически показывающая содержание предлагаемой классификации. Каустобиолиты поделены на две части: угольного и нефтяного (битумного) ряда. В основании угольной ветви показаны две категории биопродуцентов – высшие растения и низшие организмы. В зависимости от исходного органического вещества и палеообстановки накопления образуются различные типы горючих полезных ископаемых. Угли поделены на три блока: гумусовые, гумусо-сапропелитовые и сапропелитовые. Ветвь нефтяного ряда включает в себя и газы и антроксолиты. Генетическая связь полезных ископаемых нефтяного ряда с сапропелитами, т.е. отложениями озёр и морских водоёмов, показана стрелками-переходами. Стрелками показана генетическая связь озокеритов с метановыми нефтями. В средней части каустобиолитов нефтяного ряда показаны продукты гиперге-

нетического изменения нефтей. В верхней части – продукты катагенеза и метаморфизма нефтидов.

Перечисленные классификации фактически игнорируют нетрадиционные источники углеводородного сырья, которые сегодня активно изучают и осваивают. Это, прежде всего, сланцевый газ и сланцевая нефть.

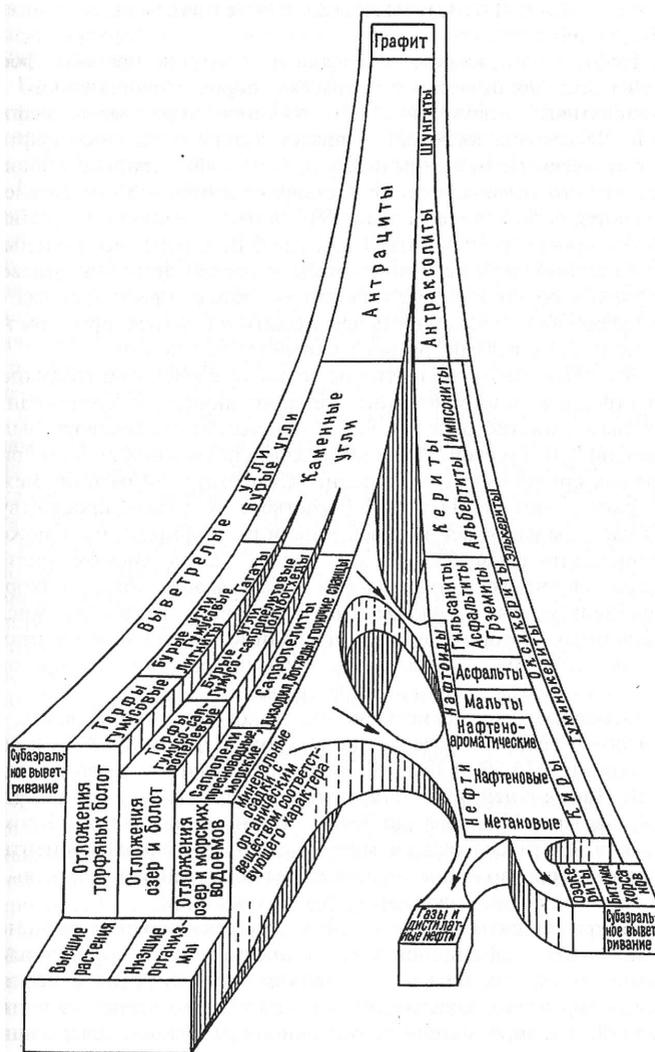


Рис. 1.1 Генетическая классификация каустобиолитов (Успенский, Радченко, 1961) Фрагмент рисунка из книги О.К.Баженова, Ю.К.Бурлин и др. 2012 г.

Тема 1.1. Каустобиолиты угольного ряда

Каустобиолиты угольного ряда характеризуются высокими концентрациями исходного органического вещества (ОВ). Отношение углерода к водороду варьирует от 9,4 до 45. Торфы и угли содержат не менее 50% органического вещества, а горючие сланцы – не менее 10–20 %. Стадии преобразования угля можно изобразить следующим образом:

Торф → Бурый уголь → Каменный уголь → Антрацит

Торф (от немецкого слова *Torf*) – горючее полезное ископаемое; образованное в условиях диагенеза скоплением остатков растений, подвергшихся неполному разложению в условиях избыточной влажности и дефицита кислорода. Как правило, это заболоченные водоёмы. Химическим анализом в торфе устанавливаются воски, смолы, жирные кислоты, углеводы, лигнин и продукты его превращения – гуминовые кислоты, остатки неразложившихся растений, содержащих лигнин и целлюлозу. [40]. По содержанию гумуса различают торфы различной степени разложения. Параметром, отражающим эту степень является R%. Он равен отношению гумуса к неразложившимся остаткам растений. Другой параметр, влияющий на характеристику торфа – это количество целлюлозы, которое изменяется от 15 до 50 %.

Таблица 1

Характеристика видов торфов

Вид торфа	Моховый	Травяной	Лесной
R, %	15-20	25-30	45-55
Содержание целлюлозы, %	15-18	~ 35	45-50

Структура торфа волокнистая, цвет бурый, обычно содержит терригенные примеси и минеральные новообразования (сидерит, вивианит и др.). Торф гигроскопичен, т.е. хорошо впитывает воду. Влажность торфа высокая – 60-80%.

Элементный состав торфа следующий: углерод (С) – 50-60 %, водород (Н) – 4,5-6,5 %, кислород (О) – 38-40 %. Если исследовать групповой химический состав, то он сильно зависит от типа торфа. В таблице для низинного и верхового торфов по данным [40] показаны основные компоненты и содержание. Преобладание гуминовых кислот не является случайным, так как именно они и являются основой образования в будущем углей.

Групповой состав торфов

Групповой состав	Тип торфа	
	низинный	верховой
Битумоиды	3,0	14,2
Пектиновые вещества	1,8	2,5
Гемицеллюлоза	26,6	11,5
Гуминовые кислоты	46,0	45,0
Целлюлоза	6,5	7,7
Лигнин	15,3	15,0

Углефикация это процесс химического и физического изменения органических веществ, после стадии торфообразования. Процесс сопровождается определённым термобарическим режимом и стадийностью. Первой в ряду выделяется бурогольная стадия.

Бурый уголь – горючее ископаемое растительного происхождения, представляющее собой переходную форму от торфа к каменному углю. Температура начала образования бурого угля 50 °С. Аэробная среда замещается анаэробной. Из среды преобразования торфа в бурый уголь исчезают углеводные компоненты. От торфа бурый уголь отличается большей плотностью и меньшим содержанием растительных остатков, от каменных углей – главным образом окраской бурых тонов (от кофейного и палевого до чёрного). Бурый уголь легко раскалывается на более мелкие куски.

Для бурого угля характерны наличие гуминовых кислот, высокая гигроскопичность и влажность. В горючей массе бурый уголь содержит углерод 55-78%, водород 4-6,5% и более, кислород 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 состава углей колеблется от 65 до 40%. [10].

По генетическим признакам бурые угли делятся на землистые и плотные разновидности с включением иногда лигнита. Лигнит представляет собой особый вид превращения и сохранения обломков с древесной структурой. Кроме структурных различий, учитывается также неодинаковое содержание влаги, кислорода, летучих веществ и первичной смолы.

Групповой состав имеет сходство с торфами при значительном преобладании гуминовых кислот (таблица 3).

Групповой состав бурых углей

Типы бурых углей	Групповой состав, %		
	Битумоиды	Гуминовые кислоты	Остаточный уголь
Землистые	13-20	60-80	10-15
Плотные	<10	<10	>80

В составе битумоидов, т.е. компонентов растворяющихся в органических растворителях, в бурых углях выделяются две группы: воски и смолы. Воски состоят из углеводородов – *n*-алканов с длинной углеродной цепью (C_{22} - C_{33}), сложных эфиров, полимеров жирных кислот и спиртов. А смолы в бурых углях являются сложными многокомпонентными веществами, состоящими из фенолов, кислот, полициклических углеводородов – аренов и нафтендов.

Остаточный уголь, указанный в таблице 3, формируется из гумуса – смеси соединений биохимически устойчивых, сохранивших структурные особенности биополимеров.

Наиболее крупные месторождения и бассейны бурого угля характерны для мезозойского и кайнозойского возраста. Залежи бурого угля представляют собой как небольшие прослои, так и очень мощные пласты – до 100-120 м.

Каменный уголь – осадочная порода, образующаяся на стадии углелификации следующей за буроугольной. Необходимым условием образования каменного угля является изменение температуры буроугольных пластов за счёт длительного по геологическому времени погружению территории. Каменные угли имеют чёрный цвет, блестящие или матовые, могут быть полосчатыми. Цвет черты серый или чёрный. Большинство залежей каменного угля было образовано в палеозое, преимущественно в каменноугольном периоде, примерно 300–350 миллионов лет тому назад. По химическому составу каменный уголь представляет смесь высокомолекулярных полициклических ароматических соединений с высокой массовой долей углерода, а также воды и летучих веществ с небольшими количествами минеральных примесей, при сжигании угля образующих золу. Ископаемые угли отличаются друг от друга соотношением слагающих их компонентов, что и определяет их теплотворную способность. Ряд органических соединений, входящих в состав каменного угля, обладает канцерогенными свойствами.

Содержание углерода в каменном угле, в зависимости от степени карбонизации, составляет от 76 % до 95 % (таблица 4).

Таблица 4

Элементный состав гумусовых углей, различной степени карбонизации

Содержание элементов, %		
С	Н	О
76-95	6-3,5	17-1,3

В групповом составе выделяются битумоиды и основная часть. В состав битумоидов входят n-алканы с максимальным содержанием углерода C_{27} , C_{29} , C_{31} . Спирты и кислоты в отличие от группового состава бурых углей отсутствуют. Основная часть состоит из ароматических структур и представляет собой гетерополиконденсат.

В целях дифференциации по качеству для каменных углей введён такой технологический параметр как выход летучих компонентов (V daf). Этот параметр учитывается в процентном содержании. Выделяют следующие марки углей: длиннопламенные (V daf <44%), газовые (V daf = 45-35%), жирные (V daf = 34-26%), коксовые (V daf = 25-18%), отощённо-спекающиеся (V daf = 17-12%), тощие (V daf = 11-7%), полуантрациты (V daf = 8-7%).

Для образования всех видов углей необходимо концентрированное накопление целлюлозно-лигниновых остатков растительной массы. В древних торфяных болотах, начиная с девонского периода, накапливалось органическое вещество, из которого без доступа кислорода формировались ископаемые угли. Большинство промышленных месторождений угля относится к этому периоду, хотя существуют и более молодые месторождения. Возраст самых древних гумусовых углей оценивается примерно в 350 миллионов лет.

Уголь образуется в условиях, когда гниющий растительный материал накапливается быстрее, чем происходит его бактериальное разложение. Идеальная обстановка для этого создается в болотах, где стоячая вода, обеднённая кислородом, препятствует жизнедеятельности бактерий и тем самым предохраняет растительную массу от полного разрушения. На определенной стадии процесса, выделяемые кислоты предотвращают дальнейшую деятельность бактерий. Так возникает торф — исходный продукт для образования угля. Если затем происходит его захоронение под другими наносами, то торф испытывает уплотнение и, теряя воду и газы, преобразуется в уголь.

Под давлением толщи отложений мощностью в 1 км. из 20-ти метрового слоя торфа может образовываться пласт бурого угля толщиной в 4 метра. Если глубина погребения растительного материала достигает

3-х километров, то такой же слой торфа превратится в пласт каменного угля толщиной в 2 метра. На большей глубине, порядка 6 километров, и при более высокой температуре 20-метровый слой торфа становится пластом антрацита толщиной в 1,5 метра.

В петрографическом понимании угли это твёрдые горючие осадочные породы. И так же как, например, неорганические осадочные породы состоят из минералов, угли состоят из микрокомпонентов, которые называются мацералами. Мацералы в отличие от минералов не имеют кристаллического строения. Это оптически однородные агрегаты органических веществ. Для изучения строения углей существует наука углепетрография. По углепетрографическим критериям выделяют три группы мацералов: витриниты, инертиниты (фюзениты), липтиниты (экзиниты). Мацералы одной степени катагенетической зрелости по элементному составу отличаются. Витринит содержит больше кислорода, липтинит – водорода, а инертинит – углерода.

Антрацит – (от латинского слова *anthracites*) – самый древний из ископаемых углей, уголь наиболее высокой степени углефикации. Имеет плотность от 1,4 до 1,7 г/см³, серовато-черный или черно-серый с ярким металловидным блеском, черта бархатисто-черная. Структура и текстура почти не различимы. Содержание углерода составляет 95-97 %, водорода 1-3 %, летучих веществ (V daf) 1-4 %. Антрацит обладает заметной электропроводимостью.

Другие представители каустобиолитов угольного ряда: *Лигнит* – незначительно углефицированная ископаемая древесина, главным образом, хвойных пород, встречающаяся в пластах бурых углей и в сопровождающих горных породах. *Гагат* – (от греческого γαγάτης – чёрный янтарь), также известен как черная яшма или гишер – разновидность каменного угля (из группы «бурых углей»). Однородный, плотный, вязкий, с ярким смолистым блеском материал. Цвет камня чёрный или коричнево-чёрный. Твёрдость по минералогической шкале Маоса 3–3,5; плотность около 1300–1400 кг/м³. Образование его связывают с метаморфизмом древесины, погребённой в морских илах мезозойских и кайнозойских отложений. Встречается в виде отдельных скоплений, линз и т. п. в песчаниках, мергелях, а также в пластах слабо метаморфизованных каменных и бурых углей. *Сапропелит* (от греч. sarpes гнилой и pelos ил, грязь) – каустобиолит угольного ряда, формирующийся из низших растений (водорослей) в условиях озера или морской лагуны. Падающие на дно застойного водоема отмершие водоросли, смешиваясь с донным илом, образуют сапропель. Процесс углефикации превращает сапропель в сапропелит. Сапропелиты сложены в основном микрокомпонентами группы альгинита,

характеризуются высоким выходом летучих веществ и первичного дегтя, повышенным (>6%) содержанием водорода. Они имеют сероватый оттенок, матовый блеск, раковистый излом и однородную структуру с отсутствием в ней полосчатости. Слагают маломощные прослои и лишь в отдельных месторождениях образуют целые пласты или пачки.

Элементный состав: углерод – 75-83%, водород – 9,7-11%, кислород – 6-11 %. Кислород содержится в составе функциональных групп: карбоксильной (–COOH), гидроксильной (–OH), карбонильной (–C=O). В состав входит сера – 0,6-3% и азот – 0,6-1,3 %.

Групповой состав: битумоиды, нерастворимое ОВ и минеральная часть. В состав битумоидов входят жирные кислоты, эфиры, спирты, кетоны, предельные и непредельные углеводороды. Нерастворимая часть ОВ это геополимеры с высокой молекулярной массой.

Наиболее распространены собственно сапропелиты – богхеды и полубогхеды. **Богхед** – (назван по местности Богхед, Англия) – уголь класса собственно сапропелитов. Характеризуется преобладанием водорослей (талломоальгинита). Для богхеда характерно высокое содержание водорода (8–12%), летучих веществ (75–90%) и большой выход первичной смолы (до 50%). Теплота сгорания горючей массы 33,5–37,7 Мдж/кг (8000–9000 ккал/кг). Образование богхеда происходило в условиях застойного водоёма – озера или лагуны, поэтому богхед залегает линзовидными слоями, сравнительно ограниченно распространёнными. Является ценным сырьём для получения жидкого топлива, смазочных веществ, ценной смолы, свободной от фенолов и асфальтенов. Богхед образует масла, богатые циклическими углеводородами. **Шунгиты** – докембрийская горная порода, являющаяся переходной стадией от антрацита к графиту. Встречается чёрного, тёмно серого и коричневого цвета. Название шунгит получил в честь посёлка Шуньга в Карелии. Электропроводен. Теплотворная способность невысокая, всего 7500 кал. В золе шунгита содержится ванадий, никель, молибден, медь и др. Шунгиты встречаются в жильной и пластовой формах. [10]. Жильные формы специалисты связывают с нафтидами катагенетического ряда и считают их антроксолитами.

Тема 1.2. Каустобиолиты нефтяного ряда

Естественный, или природный, ряд составляют:

Нефти → мальты → асфальты → асфальтиты → кериты → антроксолиты.

Ряд характеризует последовательность изменений в свойствах нефти под действием геологических факторов. Подробно о нефти материал представлен во второй лекции, темах 2.1-2.3. Так как этот ряд не вклю-

чает в себя природный битум и нефтьгазосодержащие сланцевые горные породы необходимо отдельно изложить накопленный об этих каустобиолитах материал.

1.2.1. Природные битумы

Согласно схеме классификации продуктов природного преобразования нефтей по В.А. Успенскому, О.А. Радченко (1961, 1964, 1979) битумы относятся к классу нафтоидов – это нефтеподобные вещества, не связанные генетически с нефтью и образующиеся в результате термической деструкции органического вещества под влиянием высокой температуры недр в условиях контактового метаморфизма и динамометаморфизма. Они подразделяются соответственно на пиронафтоиды и тектонафтоиды. Так же справедливым является и то, что природные битумы (ПБ) – это продукты геपरгенных изменений нефти. Природные битумы широко развиты в различных по стратиграфической приуроченности отложениях. Например, на территории Республики Татарстан битумоносными являются терригенные и карбонатные отложения гжелского яруса верхнего карбона и отложения ассельского, сакмарского, артинского, кунгурского ярусов нижнего отдела и уфимского, казанского ярусов верхнего отделов пермской системы. Плотность природных битумов, например, сакмарского яруса равна 1,017-1,048 г/см³, вязкость в пластовых условиях 60-100 тыс. мПа*с. Залегают природные битумы от выходов на поверхность до глубин 450 м. Условием формирования месторождений природных битумов является наличие региональной покрывки [36].

Сырьевая база подвергалась многократной оценке. Например, по данным [48] геологические запасы на планете сопоставимы с ресурсами традиционного углеводородного сырья и составляют величину 250-360 млрд.т. Сравнение сырьевой базы по различным горючим ископаемым показано в таблице 1.3

Таблица 1.3

Сырьевая база горючих ископаемых в мире
(по Успенскому Б.В., 2008 г.)

Вид горючего ископаемого	Запасы геологические, млрд. т	Запасы извлекаемые, млрд. т
Природный газ *	200-250	70-80
Нефть	250-360	90-100
Природные битумы	250-360	20-30
Горючие сланцы	400-700	20-30
Каменный уголь	7700	490

* – трлн.м 3

Анализ условий залегания и размещения месторождений природных битумов, источников генерации углеводородов, пути миграции, аккумуляции, причины их разрушения позволяют выделить геологические факторы их формирования. Определяющим фактором является геодинамический: он ответственен за условия седиментации природных резервуаров битумов и формирование ловушек для скопления природных битумов. Проявлением этого фактора являются колебательные движение земной коры, формирующие положительные структуры и лито-фациальные условия. Вторым фактором по данным (Валеев, Юдин, Штейнгольц, 1979) является то, что битумообразование это завершающая стадия онтогенеза нефти. Это прежде всего генерация, скопление и изменение состава их скоплений. Эти процессы можно объединить и дать название – геохимический фактор. Основная дискуссия специалистов – природные битумы это первичные образования в верхней части разреза осадочного чехла. Тогда «лингуловые глины» являясь нефтематеринскими ответственны за образование битумов. Или образование битумов это вторичные процессы, возникшие при поступлении нефти из девонских и каменноугольных отложений в верхние части разреза (Успенский, 1957; Лебедев, 1970; Акишев, 1975; Элерн, 1985; Войтович, 2007).

Для наглядного представления битумного объекта на рис. 1.2 представлена структурная карта, карта изопахит и геологический профиль Ашальчинского месторождения битумов. Разрез представлен, в основном, карбонатными породами ассельского и сакмарского ярусов нижнего отдела и преимущественно терригенными породами уфимского и терригенно-карбонатными породами казанского ярусов верхнего отдела пермской системы. Характерной особенностью геологического строения является то, что отложения казанского и уфимского ярусов на юге месторождения эродированы доплиоценовыми палеодолинами палеорек.

В тектоническом отношении месторождение расположено на западном склоне Южно-Татарского свода и приурочено к локальным положительным структурным формам, картируемым по кровле песчаной пачки уфимского яруса.

Высокая вязкость природных битумов, когда отдельные разновидности битума теряют способность притекать в скважину без дополнительной стимуляции, не позволяет применять к ним традиционные способы разработки нефтяных месторождений. В работе [27] указаны три способа извлечения природных битумов. Первый – это карьерный (открытый) способ, второй – шахтные дренажные системы и третий способ – скважинный.

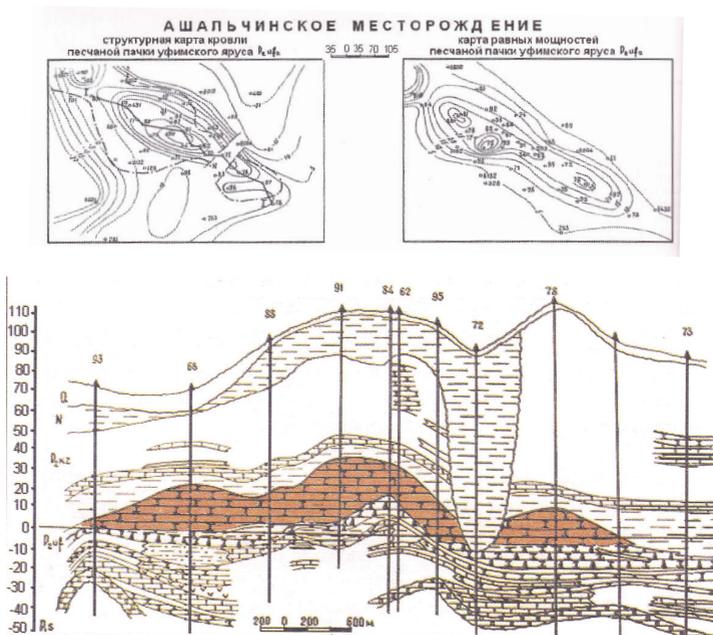


Рис. 1.2. Геологический профиль, структурная карта и карта изопахит Ашалъчинского битумного месторождения. (Использован фрагмент рисунка из книги «Геология месторождений природных битумов Республики Татарстан», авт. Успенский Б.В., Валева И.Ф., 2008 год)

Первый способ сопряжён с изменением природного ландшафта и отведением больших площадей под открытый карьер и соблюдения условий: небольшая глубина залегания – первые десятки метров; высокая вязкость битума – более 30 тыс.мПа*с; отсутствие в добываемом сырье взрывоопасных и токсичных веществ. Реализация шахтного дренажа находится под условием не глубокого залегания битумоносных горных пород, но не требует подъёма горной породы на поверхность, являясь экологически чистым способом добычи природного битума. В англоязычной терминологии этот метод получил название CHOPS – cold heavy oil production with sand. Необходимым условием является высокая проницаемость битумоносной породы, не менее 1,5 Дарси.

Скважинный способ может быть реализован с дополнительным применением прогрессивных физико-химических и тепловых методов стимуляции притока:

а) Внутрипластовое горение (в англоязычной терминологии метод THAI – Toe to Heel Air Injection). В каждом элементе разработки бурят-

ся не менее трёх пар скважин. В каждой паре одна скважина является вертикальной, одна горизонтальной. В вертикальной скважине воспламеняют пласт и поддерживают подачей кислорода фронт горения. Из-за высокой температуры битум плавится и стекает ко второй в паре скважине имеющей горизонтальный участок и располагающейся ниже вертикальной (рис. 1.3).

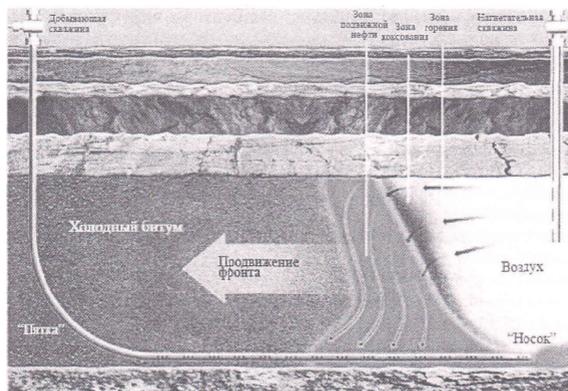


Рис. 1.3. Схема метода «Внутрипластовое горение»

б) Технология термоциклического воздействия на пласт, который заключается в порционной подаче пара объёмом 40-80 т. Затем скважина останавливается для термокапиллярной пропитки и выдерживается до снижения температуры до 70-90⁰ С. Отбор битума осуществляется механизированным способом.

в) Технология парогазового или парогравитационного воздействия (в англоязычной терминологии метод SAGD – Steam-assisted gravity drainage). Реализация этого метода подразумевает наличие пары горизонтальных скважин, расположенных друг под другом. В верхнюю (нагнетательную) подаётся горячий пар. Нижняя является добывающей (рис. 1.4).

г) Химический метод Вапекс (Vapor Extraction) применяется в случае высокой водонасыщенности пласта и вертикальной трещиноватости горной породы. В пласт вводятся углеводородные растворители, уменьшающие вязкость битума.

д) Метод естественной тепловой конвекции (в англоязычной терминологии метод ННС – Natural Heat Convection). Метод основывается на тепловом и гравитационном воздействии на битумсодержащие пласты. В горизонтальную скважину вводится теплообменник в виде коаксиаль-

но расположенных труб. Высокотемпературный теплоноситель, как правило, масло движется по узкой трубе и возвращается на поверхность, где подогревается и снова отправляется в пласт (рис. 1.5).

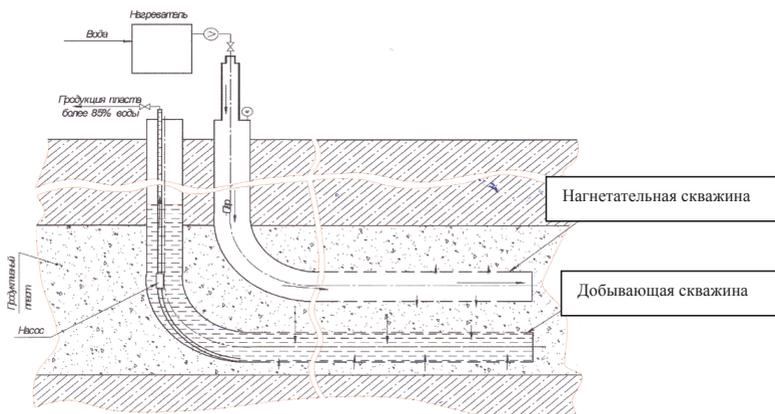


Рис. 1.4. Схема метода «парогравитационного воздействия»

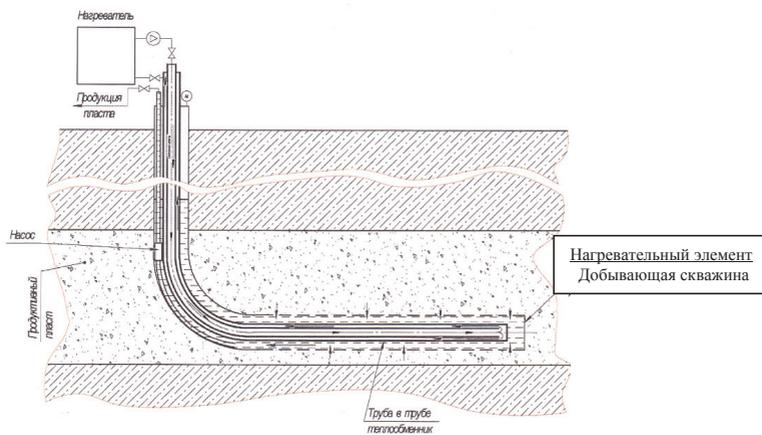


Рис. 1.5. Схема реализации «Метода естественной тепловой конвекции»

Рисунки 1.3-1.5 из публикации «Ларионов В.М., Кунеевский В.В., Оснос В.Б., Ваньков Ю.В., Сайфуллин Э.Р. Анализ имеющихся технологий добычи высоковязкой нефти // Материалы международной научно-практической конференции «Инновации в разведке и разработке нефтяных и газовых месторождений». Казань: Изд-во «Ихлас», 2016. Том 2. С. 172»

1.2.2. Нефтедержащие сланцевые горные породы

Горючий сланец – это глинистая, известковистая или кремнистая, плотная, тонкослоистая, при выветривании листоватая или массивная осадочная порода с содержанием сингенетичного сапропелевого органического вещества от 10-20 % до 60-80 %. Горючий сланец состоит из преобладающей над органической минеральной части (кальциты, доломит, гидрослюда, монтмориллонит, каолинит, полевые шпаты, кварц, пирит и др.) и органической части (кероген). Содержание керогена может составлять 10–30 % от массы породы, а в сланцах самого высокого качества достигать 50–70 %. Органическая часть является био- и геохимически преобразованным веществом простейших водорослей, сохранившим клеточное строение (*талломальгинит*) или потерявшим его (*коллоальгинит*); в виде примеси в органической части присутствуют измененные остатки высших растений, такие как витринит, инертинит (фюзенит), липтинит. Осадочное происхождение нефтеносного сланца обусловлено отложением терригенных пелитовых осадков вместе с органическим веществом в морских (или озёрных) условиях в анаэробной среде. Отложения сланцев можно обнаружить практически во всех стратиграфических периодах осадочного чехла.

Нефтеносные сланцы – это незрелые нефтематеринские породы, которые не прошли этап главной фазы нефтеобразования, остановившись на стадии протокактогенеза. Содержание ОВ в горючих сланцах варьируется от 15 %. Аналогом таких пород на территории Республики Татарстан (и в целом Тимано-Печорском нефтегазоносном бассейне) являются доманиковые отложения девона (доманикиты). В Западно-Сибирском нефтегазоносном бассейне это – баженинты (баженовиты). Крупные сланцевые пласты на территории Российской Федерации обнаружены на границе с Эстонией и называются они кукерситы. Есть они и на территории Татарстана – в Буинском, Дрожановском районах.

Элементный состав горючих сланцев не зависимо от местонахождения схожий. В таблице 1.4 на примере кукерситов показано процентное содержание элементов, входящих в органическую часть горючих сланцев.

Считается, что если в дальнейшем, в ходе своего геологического развития, участок литосферы, содержащий нефтеносные сланцевые породы опустится на глубины от 1500 и более метров, то из органического вещества в этих породах может образоваться нефть.

Элементный состав ОБ (на примере кукерситов)

Элементный состав, %				
С	Н	О	N	S
74-78	9,3-9,9	9-11	0,3-0,4	1,6-1,9

Следует различать сланцевую нефть и сланцевый газ. Сланцевый газ – это разновидность природного газа, хранящейся в газоматеринской породе – горючем сланце. Сланцевый газ добывается путем технологии гидроразрыва сланцевого пласта, производимого закачиванием в скважины под большим давлением воды с добавлением химикатов, а также песка, используемого в качестве проппанта – расклинивающего реагента, позволяющего удержать образованные во время гидроразрыва трещины и поры, тем самым обеспечивается выход газа в сборники-коллекторы [39].

Сланцевая нефть (англ. *Shale oil*, сланцевое масло, керогеновая нефть) – нетрадиционная нефть, получаемая из горючих сланцев в результате пиролиза, гидрирования или термической деструкции, при которой твердые высокомолекулярные остатки органического вещества (керогена) преобразуются в углеводороды термического синтеза [17]. Получаемая нефть может использоваться непосредственно в качестве топлива, либо подвергаться переработке на нефтеперерабатывающих заводах, в ходе которой удаляются примеси серы и азота, а к углеводородам добавляется водород. Продукты переработки сланцевой нефти могут использоваться в тех же целях, что и продукты, получаемые переработкой традиционной сырой нефти.

Скопления углеводородов в сланцевых горных породах не имеют выраженного водонефтяного или газоводяного контактов. Так же эти скопления не контролируются структурным или стратиграфическим фактором, весьма важным, когда мы говорим о традиционных нефтяных залежах. Нефтегазовая система сланцевых горных пород содержится в её проницаемой матрице трещин. Эти трещины могут быть естественными или созданными за счёт стимуляции притока углеводородов к скважине.

Добыча сланцевой нефти началась в 1837 года во Франции. Сегодня активно добычей сланцевой нефти занимаются, помимо США, Бразилия, Китай. Но наибольший объем сланца для целей производства сланцевого масла и электроэнергии перерабатывается в Эстонии, где добыча сланца и исследования способов его применения и переработки ведется с 1916 года. Так, за первый квартал 2015 года концерн Иэсти Энергия (Eesti Energia) произвёл 85 тысяч тонн сланцевого масла, а объем проданного в 2015 году масла составил 315 000 тонн. [32, 52, 53, 54].

Термин сланцевая нефть также часто используется, особенно в США, для обозначения традиционной легкой нефти (нефти низкопроницаемых коллекторов), добытой из сланцевых пластов или из прилегающих к ним других плотных (низкопроницаемых) коллекторов, без применения методов пиролиза и химического воздействия. Чтобы отличать её от керогеновой нефти нефтематеринских сланцев. Международное энергетическое агентство рекомендует использовать термин «light tight oil» (ЛТО, легкая нефть низкопроницаемых коллекторов).

В начале 2010-х годов США активно наращивали добычу лёгкой нефти низкопроницаемых коллекторов из сланцевых формаций. В 2011 году её производство этой страной достигло 1 миллиона баррелей в день, в 2012 – 2 миллионов, в 2013 – 3 миллионов, а в начале 2014 превысило 3,5 миллиона баррелей в день, составив примерно 4,3 % от мировой добычи всех типов нефти. Однако данная нефть не относится к керогеновой, так как при её добыче не применялись термические и химические методы преобразования керогена.

В 2012 году Р. Беквич (R. Beckwith) и С. Райттер (S. Ritter) [32] представили обновлённую оценку ресурсов сланцевой нефти в одном из регионов США и ряде других стран (таблица 1.5).

Таблица 1.5

Оценка ресурсов сланцевой нефти по состоянию на 2012 год
(по данным R. Beckwith и S. Ritter)

Страна, регион	Значение, млрд. барр. нефтяного эквивалента
США, регион Грин райвер	4, 3 x 10 ³
Китай	333
Россия	248
Бразилия	82
Австралия	32
Эстония	16

В отличие от традиционных газовых месторождений залежи горючих сланцев с содержанием газа широко распространены по всему миру и имеются в КНР (оценка извлекаемых месторождений – 31,5 трлн м³), Аргентине (22,7 трлн м³), Алжире (20 трлн м³), США (18,8 трлн м³), Канаде (16,2 трлн м³), Мексике (15,4 трлн м³), Австралии (12,3 трлн м³), ЮАР (около 11 трлн м³), России (8 трлн м³), Бразилии (6,9 трлн м³), а также во Франции, Германии, Великобритании, странах Прибалтики, на Украине (всего порядка 8 трлн м³ – по данным Международного энергетического

агентства). При этом в настоящий момент не везде его добыча является экономически целесообразной [39].

Специалистами предлагаются различные варианты оценки нефтеносности сланцевых горных пород. Один из них – это модифицированный метод Фишера. Заключается он в следующем. Небольшое количество образцов (200 грамм) измельчают на частицы не более 2.4 мм, далее нагревают специальным образом до температуры 500 С°. Летучие пары нефти и газа собирают, пропускают через конденсатор, охлаждают водой в градуированной трубке центрифуге. Величина собранной нефти считается весовым показателем нефтеносности сланцевой породы. В США есть расчёты, которые показывают, что разработка сланцев нефтеносностью 40 литров на тонну может быть рентабельна.

Основные современные способы разработки сланцевых месторождений нефти это, во-первых, добыча и дистилляция; во-вторых, дистилляция и извлечение в пласте за счёт гидроразрыва пласта; в-третьих, капсульное извлечение.

По первому способу породу необходимо извлечь кероген вместе со сланцевой породой шахтным способом. Далее измельчить и нагреть до температуры 350-375 °С в реакторе для того, чтобы провести дистилляцию сланцевого масла. Однако в связи с высокой себестоимостью получаемого сырья, такой метод не пользуется большой популярностью у добытчиков.

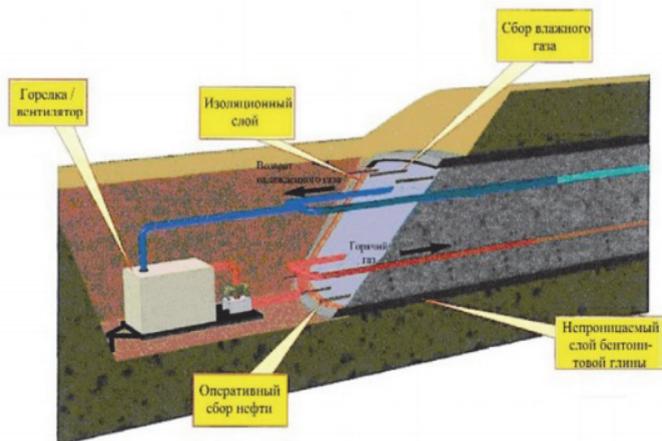


Рис. 1.6. Капсульная технология Экошэйл
Рисунок из книги Л.П. Сидорова, Е.Е. Султанбекова, Е.Е. Стригунова
«Сланцевый газ и сланцевая нефть. получение и экологический ущерб»

Второй способ возможен, если необходимо добывать легкую сланцевую нефть из низкопроницаемых коллекторов. Метод предполагает бурение горизонтальной скважины с последующим применением технологии – гидроразрыва. По данной технологии в скважину под высоким давлением закачивают специальную "жидкость разрыва", что приводит к разрушению сланцевого пласта и вымыванию сырья из образовавшихся трещин. На сегодняшний день этот метод считается наиболее рентабельным, однако он все равно не может конкурировать с традиционными способами добычи сырой нефти. Указанный способ можно комбинировать с нагревом пласта. Для реализации этого способа требуется большой расход воды с последующим её удалением из продукции.

Третий способ – это капсульная технология «Экошэйл» (EcoShale), предложенная в 2012 году компанией Red Leaf Resources. Метод заключается в нагреве добытого сланца в закрытой капсуле внутри пласта. Технология не требует расхода лишней воды и экологически безопасна, так как не нарушает естественный ландшафт территории, на которой ведутся работы.

ЛЕКЦИЯ 2

Тема 2.1. Элементный, фракционный и групповой составы каустобиолитов: нефтяные системы

О.К. Баженова, Ю.К. Бурлин и др. в своих работах [2] всё многообразие углеводородов подразделяют на нефтяные системы, газовые углеводородные системы и продукты природного преобразования нефтей. Такое деление позволяет системно подойти к проблеме исследования химических и физических свойств УВ.

Н.Б. Вассоевич давал следующее определение нефти, дающее так же представление о её генезисе. Нефть – это жидкие гидрофобные продукты процесса фоссилизации органического вещества пород, захороненного в субаквальных отложениях.

А.Н. Гусева одной из первых ввела понятие о нефти как о сложном углеводородном растворе, где растворитель это лёгкие углеводороды, а растворёнными веществами являются такие компоненты как тяжёлые УВ, смолы, асфальтены. Растворы эти являются гидрофобными и имеют способность перемещаться в недрах.

Прямого метода определения количественного значения тех или иных классов УВ в нефти не существует. Косвенными методами являются, во-первых метод газожидкостной хроматографии (ГЖХ) на капиллярной колонке. Такой метод позволяет диагностировать n- и изоалканы, олефины, нафтены, ароматические УВ. Во-вторых, метод критической температуры растворения нефтяных фракций в анилине. Метод применим для сравнительной характеристики нефтей, но не пригоден для точного определения количественного содержания УВ. И в третьих, метод жидкостной хроматографии с люминесцирующими индикаторами (метод ФИА). Метод основан на том, что углеводороды разделяются на селикогеле, при этом зоны аренов и алкенов окрашиваются в разные цвета с помощью специальных люминисцирующих индикаторов при облучении ультрафиолетовым светом. Подробно о методах можно узнать в книге Е.В. Соболевой, А.Н. Гусевой «Химия горючих ископаемых» [40].

Различают следующие типы составов для нефтяных систем:

- элементный химический состав – относительное содержание отдельных элементов;
- фракционный состав – содержание соединений нефти, выкипающих в определенных интервалах температур;

– групповой химический состав – содержание углеводородов, гетероатомных и смолисто-асфальтеновых соединений.

По химическому составу нефть представляет смесь углеводородов, содержащую кислородные, сернистые и азотистые соединения. Элементный состав ее следующий. Основу его составляют С, Н, S, О, N. Углерода в нефтях содержится 83-86% (крайние значения 80-87,5%); Н₂ – 12-14%, О₂ – менее 0,1% до 1-2%, S – 0,1-40%, N – 0,1-0,4%, редко до 1%. Кислород, азот и сера в химических соединениях углеводородов являются гетероэлементами.

Основу группового химического состава нефти составляют четыре группы углеводородов, различных по своему составу, строению молекул и свойствам, которые могут находиться в газообразном, жидком и твердом состоянии:

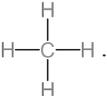
- метановые (алкановые),
- нафтеновые (циклоалканы),
- ароматические,
- непредельные углеводороды – алкены (олефины).

Если подходить строго к исследованию группового молекулярного состава УВ, то необходимо изучать отдельно молекулярный состав бензиновых фракций нефти, для которых температура начала кипения (НК) 200° С. В бензиновые фракции входят УВ всех четырех классов, о которых говорилось ранее, с числом атомов углерода C₅-C₁₀. Так же в бензиновой фракции нефти будут обязательно растворены газообразные УВ с числом атомов углерода C₁-C₄. Отдельно изучают групповой молекулярный состав средних фракций, НК которых более 200° С. Здесь число атомов углерода будет равно C₁₁-C₄₀. Эти фракции содержат хеомофоссилии, которые сохранили структуру углеродного скелета биомолекул. Здесь алканы так же будут иметь нормальное и изостроение, в этой фракции содержатся фитан и пристан, в нафтенах присутствуют моно-, би-, и трициклические и другие полициклические стераны и тритерпаны. Арены, так же могут иметь моно-, би-, три-, и тетра- и пентациклическое строение. Кроме этого здесь содержатся гибридные структуры, которые имеют как насыщенные (нафтеновые), так и ненасыщенные (бензольные) циклы, которые по химическим свойствам относятся к ароматическим УВ.

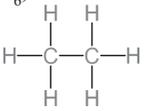
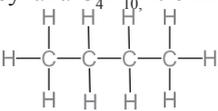
В рамках нашего курса будет рассмотрено молекулярное строение нефти на примере лёгких фракций.

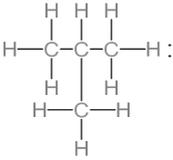
Метановые (алкановые – совр. название) углеводороды (парафины, алканы). Общая формула C_nH_{2n+2}, первый представитель ряда – метан

CH_4 . Нормальные изомеры имеют неразветвленную цепь: $\text{CH}_3 - \text{CH}_2 - \text{CH}_2 - \text{CH}_3$ – алкильная цепь.

Структурная формула метана (CH_4) имеет следующий вид .

Молекула, состоящая из двух атомов углерода, представляет собой молекулу этана (C_2H_6).

Она имеет вид . Начиная с бутана C_4H_{10} , члены гомологического ряда могут иметь как нормальную , так и

разветвленную цепочки (изобутан) .

Углеводороды с одинаковой молекулярной формулой, но разной структурой углеродного скелета называются изомерами. Они имеют равную молекулярную массу, но за счёт различий в строении имеют разные физические свойства. Например, температура кипения бутана 0.5°C , а изобутана 10.2°C .

В молекулах углеводородов метанового ряда валентность (степень окисления) всех атомов углерода насыщена до предела водородом, поэтому они называются насыщенными или предельными.

Ковалентные связи ^{Прим. 3} атомов углерода в алкановой цепи в обычном состоянии образуют угол $109,5^\circ$. Поэтому в литературе можно увидеть их зигзагообразное графическое изображение, при котором соседние связи имеют тупой угол (рис. 2.1).

Метановые углеводороды, содержащие в молекуле от 1 до 4 атомов углерода ($\text{C}_1\text{-C}_4$) являются газами; углеводороды, содержащие от 5 до 15 атомов углерода ($\text{C}_5\text{-C}_{15}$) – жидкости.

Более высокомолекулярные соединения ($>\text{C}_{15}$) алканы имеют твердую консистенцию. При этом различают: C_5 до C_{10} – бензин; C_{11} – C_{16} – керосин, C_{17} – C_{35} – масла; выше C_{35} до C_{53} – гудрон (неперегоняемый остаток). Нужно иметь в виду, что хотя углеводороды с числом атомов углерода C_{16} и выше являются твердыми, они при температуре выше 40°C неограниченно растворяются в нефти, и потому в пластовых условиях находятся в растворе. Но при подъеме по стволу скважины, при извлечении нефти на поверхность, или при ее перекачке по трубопроводу они

часто выпадают из раствора, значительно усложняя эксплуатацию оборудования. Поэтому нефтяники проводят мероприятия по борьбе с этим нежелательным явлением.

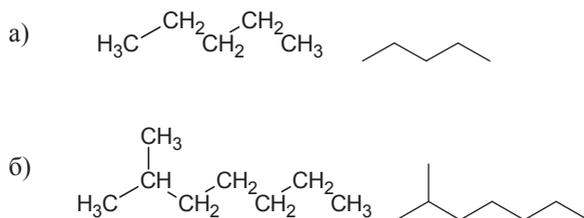


Рис. 2.1 Пример графической записи метановых (алкановых) УВ:
а) пентан, б) 2-метилгексан.

Прим. 3. Ковалентная связь (от лат. со – «совместно» и vales – «имеющий силу») это химическая связь, образованная перекрытием пары валентных электронных облаков. Обеспечивающие связь электронные облака (электроны) называются общей электронной парой.

Следующий класс это нафтеновые углеводороды (полиметиленовые, циклоалканы). Общая формула для моноциклических циклоалканов C_nH_{2n} . Для би- и более циклических циклоалканов общая формула имеет следующий вид $\text{C}_n\text{H}_{2n-y}$, где y – кратное 2. Структуры очень разнообразны, но в нефтях распространены только пяти- и шестичленные циклы – циклопентаны и циклогексаны. Нафтены состоят из нескольких групп CH_2 , соединенных между собой в замкнутое кольцо. В нафтеновой молекуле может быть одно, два или более колец (рис. 2.2). Все связи углевода и водорода ковалентные и насыщенные. Нафтеновые углеводороды обладают устойчивыми химическими связями.

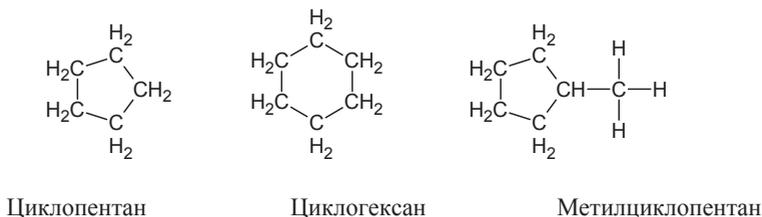


Рис. 2.2 Химические формулы нафтеновых (циклоалкановых) углеводородов:
а) циклопентан, б) циклогексан, в) метилциклопентан.

Третий класс углеводородов это ароматические (арены). Простейшие из них имеют формулу $\text{C}_n\text{H}_{2n-m}$, где n начинается с 6, а m выражено чётным

числом. Структура молекул представляет собой замкнутое кольцо (цикл), объединяющее (ий) группу СН. На рис. 2.3 показаны примеры химических соединений ароматических углеводородов.

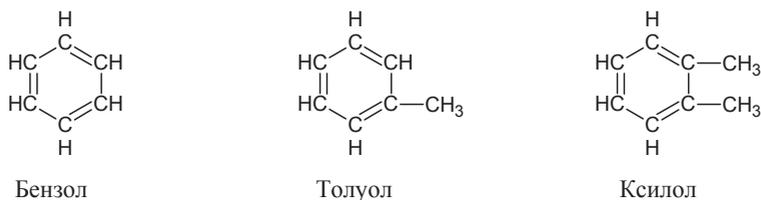


Рис. 2.3 Химические формулы нафтеновых углеводородов:
а) бензол, б) толуол, в) ксилол.

Содержащиеся в ядре двойные связи определяют повышенную реакционную способность этих соединений по сравнению с метановыми и нафтеновыми углеводородами. Но для них характерна, главным образом, реакция замещения, а не присоединения. Эти углеводороды ненасыщенные и их атомы углерода через один соединены двойными связями.

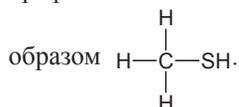
Четвёртый класс – непредельные углеводороды (олефины) – это УВ с открытой цепью. Общая формула C_nH_{2n} . Олефины содержат одну двойную связь. Раньше считалось, что олефины отсутствуют в природной нефти, а появляются только в процессе переработки нефти при каталитическом термоллизе и пиролизе. Однако работы Е.Б. Фролова и М.Б. Смирнова, выполненные в 1990 году, показали, что олефины есть в образцах природных нефтей. Авторы разработали экспрессную методику оценки содержания олефинов на основе тонкослойной хроматографии. По их мнению олефины в природных нефтях это результат дегидрирования насыщенных УВ под воздействием естественного радиоактивного излучения в недрах.

В нефтях наряду с углеводородами содержатся соединения, в молекулы которых, помимо углеводородных радикалов входят гетероэлементы. Например, атомы серы, кислорода и азота. Эти соединения соответственно называются сернистыми, кислородными и азотистыми. Кроме этого в состав нефтей входят десятки других элементов, из-за малого содержания, которые называют микроэлементами (МЭ): V, Ni, Fe, Cu, Mn, Cr, Pb, Hg – металлы и Br, Cl – неметаллы.

Сернистые соединения. Элементарная сера растворена в нефти и является наиболее распространённым элементом в нефтях. Содержание сернистых соединений в нефтях в процентном соотношении может

достигать 7% [40]. Генезис в основном вторичный. К неорганической форме относятся элементарная сера (S) и сероводород (H_2S). По процентному содержанию серы различают малосернистые (до 0.5%), сернистые (0.5-2%), высокосернистые (более 2%) нефти. Сероводород, как правило, приурочен к залежам нефти в карбонатных породах. В нефтях содержатся как органические, так и неорганические формы сернистых соединений. Из органических сернистых соединений в нефтях обнаружены меркаптаны, сульфиды, дисульфиды теофены и тиофаны.

Меркаптаны (или тиолы) – соединения, в которых группа SH присоединена к углеводородным радикалам. Эта группа может быть присоединена к алкильной цепи, нафтеновому или ароматическому кольцу. Меркаптаны обладают отвратительным запахом. Меркаптаны – слабые кислоты; могут наряду с серой и сероводородом реагировать с металлами. Пример: метилмеркаптан ($CH_3 SH$), этилмеркаптан ($CH_3 CH_2SH$). Графически химическая формула метилмеркаптана выглядит следующим



Выделяют меркаптаны из нефти при помощи ртути (меркапто переводится как ртуть).

Сульфиды имеют строение $R-S-R$, где R может быть любым радикалом метанового, нафтенового ряда. Сульфиды имеют нейтральную реакцию. Запах их слабозафирный. Они являются жидкостями, хорошо растворимыми в углеводородах.

Углеводородным радикалом называется углеводород без одного атома водорода (CH_3-). При этом подразумевается, что освободившаяся связь служит для присоединения к какому-нибудь элементу или химической группе. На рис. 2.4 показан представитель сульфидов: метилпропилсульфид.

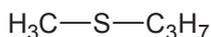


Рис. 2.4. Химическая формула сульфида: метилпропилсульфид

Дисульфиды (полисульфиды) имеют строение $R-S-S-R$. Это жидкость с неприятным запахом. Предполагают, что в пластовых условиях дисульфиды отсутствуют и образуются из меркаптанов в результате окисления их кислородом воздуха после добычи нефти. Наиболее низкомолекулярный из них – диметилдисульфид ($CH_3-S-S-CH_3$) показан на рис. 2.5.

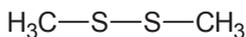


Рис. 2.5. Химическая формула дисульфида: диметилдисульфид

Тиофаны и тиофены имеют циклическое строение. Кольцо тиофена напоминает строение цикlopентана, в котором одна группа CH (у тифана) либо CH_2 (у тифена) замещены атомом серы (рис. 2.6).

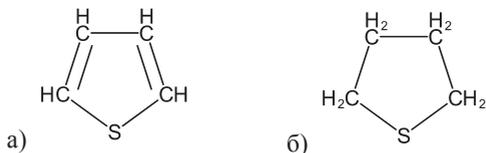


Рис. 2.6. Молекулярное строение тиофена (а) и тиофана (б)

Сульфиды, дисульфиды, тиофаны и тиофены являются основной частью сернистых соединений нефтей и называются неактивными сернистыми соединениями, поскольку в отличие от меркаптанов не реагируют с металлами.

Кислородные соединения. Это две большие группы соединений: кислоты и нейтральные соединения. Атомы кислорода в нефтях входят в функциональные группы следующих соединений: нафтеновые кислоты, фенолы, альдегиды, кетоны, эфиры и смолистые вещества.

Нафтеновые кислоты – соединения, в которых одновременно содержатся нафтеновые циклы и карбоксильная (кислотная) группа $-\text{COOH}$. Помимо нафтеновых кислот, в некоторых нефтях содержатся так называемые жирные кислоты, в которых карбоксильная группа связана с алкильной цепью низкомолекулярных кислот. Примерами являются муравьиная кислота (HCOOH), уксусная кислота (CH_3COOH) и др. На рис. 2.7 показано молекулярное строение нафтеновой кислоты.

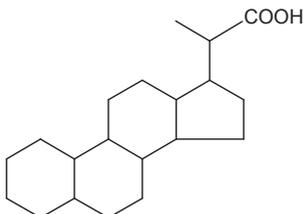


Рис. 2.7. Молекулярное строение нафтеновой кислоты

В составе нефти кислот практически не бывает, так как они хорошо растворяются в воде и теряются при миграции.

Фенолы содержатся в нефтях в очень небольшом количестве. Эти соединения состоят из ароматического цикла, к которому присоединена гидроксильная группа ($-\text{OH}$). Представитель – карболовая кислота – $\text{C}_6\text{H}_5\text{OH}$. Сильный антисептик.

Эфиры имеют строение $\text{R}-\text{O}-\text{R}$, где R – любой углеводородный радикал. Они недостаточно изучены. Кислород входит в молекулы, составляющие смолы и асфальтены. Эфиры это нейтральные соединения [40]. Молекулярное строение эфиров показано на рис. 2.8.

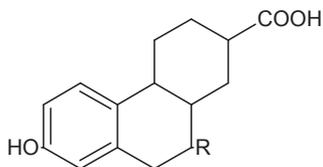


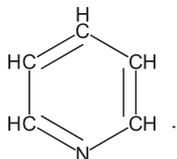
Рис. 2.8. Молекулярное строение эфиров

Азотистые соединения присутствуют в очень небольшом количестве – несколько процентов. Содержание азота в нефти составляет в среднем 0,1-0,3%. Специалисты отмечают, что содержание азотистых соединений в нефтях снижается с глубиной залегания залежей, но не зависит от типов вмещающих пород. Азотистые соединения довольно стабильны и не оказывают заметного влияния на эксплуатационные характеристики нефтепродуктов. Но на этапе переработки нефтяного сырья они снижают активность катализаторов, вызывают смолообразование и потемнение нефтепродуктов. Азотистые соединения делят на три группы; первая – основания, вторая – нейтральные соединения, третья – порфирины.

Основания представлены первичными, в случае если замещается – NH_2 – аминогруппа и вторичными ($=\text{NH}$ иминогруппа) аминами.

Наиболее изученный представитель азотсодержащих соединений из оснований это пиридин, который по строению и свойствам близок к бензолу, в котором одна группа CH замещена амином.

Графически химическая формула пиридина выглядит следующим образом:



где N это ($-\text{NH}_2$) аминогруппа или ($=\text{NH}$) иминогруппа.

Рис. 2.9. Молекулярное строение пиридина

Нейтральные азотистые соединения это, как правило, амиды ароматических кислот. Структурная формула амида выглядит следующим образом:

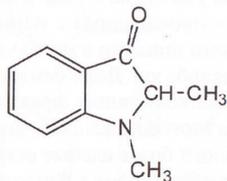


Рис. 2.10. Молекулярное амида

Наличие в нефтях таких азотистых соединений как порфирины это ещё одно доказательство о связи УВ с исходным органическим веществом, так как порфирины близки по структуре к порфириновому ядру хлорофилла растений и гемоглобину крови. Это позволяет считать порфирины реликтовыми структурами. Эти соединения представляют собой молекулу, содержащую четыре пиррольных кольца, и различаются алкильными заместителями. В нефти порфирины встречаются преимущественно в виде ванадиевых и никелевых металлоорганических комплексов (Me), причем в довольно значительных количествах (1–3 кг/т). Молекулярное строение одного из представителей нефтяного порфирина (метало-дезоксофиллоэритроэтиопорфирин) показано на рис. 2.11.

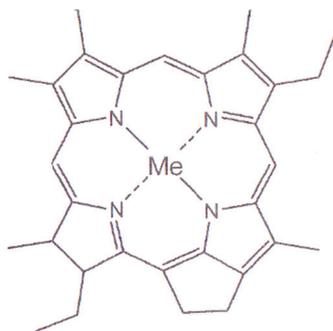


Рис. 2.11. Молекулярное строение нефтяного порфирина

В целом азотистые соединения изучены мало. Известно, что они ассоциируются с высококипящими фракциями нефти – асфальтенами. Остатки от перегонки выше 300°С смолистых нефтей содержат обычно до 85-100% общего азота.

Между содержанием азота и количеством смол в нефти существует определенная зависимость. Более легкие, малосмолистые нефти содержат всегда меньше азота, чем высокосмолистые нефти.

Смолисто-асфальтеновые вещества (САВ). Самая сложная часть нефтей. Это в структурном отношении высокомолекулярные полициклические соединения, углеродный скелет которых содержит нафтеновые, ароматические и гетероароматические циклы при наличии алифатических радикалов. Молекулярная масса САВ более 500 [2, 37].

Изучают строение САВ по данным рентгеноструктурного анализа, который показал, что их строение слоистое. Например, на рис. 2.12 показано молекулярное строение асфальтенов одного из месторождений Южной Америки. Таких слоёв в одной пачке может достигать пяти [40]:

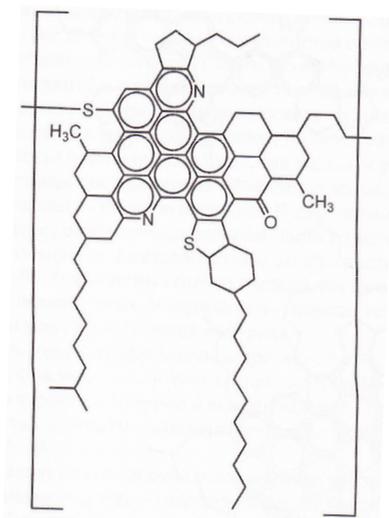


Рис. 2.12. Молекулярное строение асфальтена.

Рисунки 2.10 – 2.12 заимствованы из книги «Химия горючих ископаемых» Соболева Е.В., Гусева А.Н.. 2010 г.

Смолисто-асфальтеновые вещества подразделяются на ряд групп: смолы, асфальтены, карбены, карбоиды, асфальтеновые кислоты и их ангидриты.

Смолы. Установлено, что в состав смол входят ароматические и нафтено-ароматические радикалы с алкильными цепями. Кислород, сера и азот также входят в их состав, т.е. молекулы построены из углеводородных, и из неуглеводородных соединений. Смолы имеют неоднородный

состав, поэтому им нельзя приписывать общее строение. *Молекулярная масса* (менее правильный термин: молекулярный вес – масса молекулы, выраженная в атомных единицах массы) смол меняется от 600 до 2000. Смолы это вязкие полужидкие образования, состоящих из полициклических аренов и содержащих кислород, азот и серу, растворимые в органических растворителях. По содержанию в процентах асфальтеново-смолистых веществ выделяют разные категории нефтей: малосмолистые (10%), смолистые (10-20%) и высокосмолистые (более 20%). Смолы растворимы в жидких углеводородах.

Асфальтены отличаются от смол большей молекулярной массой. Кроме того по сравнению со смолами у асфальтенов более высокая плотность (1,14) и твердая, хрупкая консистенция. В молекулах асфальтенов содержится в отличие от смол меньше водорода и больше ароматических циклов. При хранении нефтей на воздухе смолистые вещества в них способны конденсироваться и переходить в асфальтены. Асфальтены – твердые вещества, с высокой молекулярной массой (2000-5000). В нефти асфальтены представляют собой коллоидные частицы.

Происхождение смолисто-асфальтеновых веществ разное. Часть их составляют вещества реликтового характера. Другая часть смолисто-асфальтеновых веществ представляет продукты окисления высокомолекулярных углеводородов или абиогенного преобразования некоторых малоустойчивых соединений.

Тема 2.2. Понятие о хемофоссилиях

Хемофоссилии это остатки реликтовых органических соединений организмов, распознаваемые в нефтях (углях) на химическом молекулярном уровне (А.Н. Гусева, И.Е. Лейфман,). По мнению А.А. Петрова, к таковым следует относить все углеводородные и неуглеводородные соединения, в которых узнается структура биологических предшественников, а не только те, которые без изменения перешли из исходного органического вещества в нефть.

Хемофоссилии могут нести информацию об исходном материнском веществе нефти, использоваться в качестве корреляционных параметров (нефть – нефть и нефть – материнская порода), для реконструкции условий осадконакопления.

Хемофоссилии были идентифицированы в нефтях А. Трейбсом еще в 1934 г. Наиболее хорошо изученными металорганическими комплексами являются порфириновые. Это тетрациклические азотсодержащие ор-

ганические соединения, основой структуры которого является порфириновое ядро, состоящее из четырех связанных друг с другом пиррольных колец.

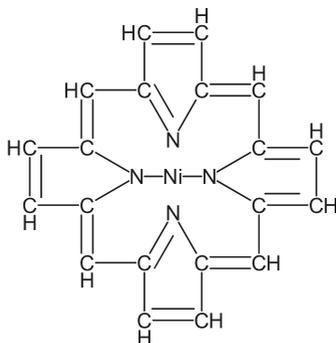


Рис 2.12. Структурная химическая формула порфирина

Такие комплексы могут присутствовать в асфальтенах. Например, в нефти содержатся металлопорфирины, в которых азот пиррольных колец соединен с ванадием или никелем (рис. 2.12). Биологическими предшественниками нефтяных порфиринов считают широко распространенные в природе пигменты. Например, хлорофилл растений, который содержит металлоорганические порфириновые комплексы с магнием или гемоглобин животных с металлокомплексом, имеющим в составе железо.

Все нефти А.А. Петров подразделяет на преобразованные, утратившие черты, свойственные биомолекулам, и реликтовые, которые, в свою очередь, делятся на реликтовые УВ нормального и изопреноидного строения. По мнению А.А. Петрова, к реликтовым следует относить все УВ, сохранившие характерные черты строения исходных биологических молекул независимо от того, присутствовали эти углеводороды в исходной биомассе или образовались позже из других соединений (Петров, 1989).

Реликтовые УВ являются источником значительной части преобразованных УВ нефтей. Реликтовые углеводородные соединения связаны с исходными биомолекулами. Самыми распространенными реликтовыми УВ являются пристан $\text{H-C}_{19}\text{H}_{40}$ и фитан $\text{H-C}_{20}\text{H}_{42}$. Известны нефти, содержащие до 3,3% фитана и до 2,5% пристана. В нефтяной геохимии широко используется показатель – отношение пристан/фитан, которое может использоваться как корреляционный параметр для установления конкретных нефтематеринских толщ и условий захоронения исходного органического вещества. Например, преимущественная восстановительная либо окислительная среда захоронения [37, 45].

Полициклические нафтены, такие как стераны и тритерпаны, являются так же хемофоссилиями. Особенность этих соединений в том, что они обладают свойством изменять пространственное положение определенных атомов (био и гео-эпимеры) при изменении условий в процессе диа- и катагенеза. Это можно использовать при определении зрелости нефти. Кроме того стераны являются основными источниками оптической активности нефтей.

Тема 2.3. Химические классификации нефтей

В основу большинства химических классификаций нефтей положен их углеводородный состав. Проблемой химической классификации нефтей в разное время подробно занимались О.А. Радченко, Ф.Б. Инденбом, А.Ф. Добрянский, С.С. Наметкин, Б. Тисо, Д. Вельте и др. Специалисты Грозненского нефтяного института предложили выделять шесть классов нефтей: метановые, метаново-нафтеновые, нафтеновые, нафтеново-метаново-ароматические, нафтеново-ароматические и ароматические. Например, в метановых нефтях во всех фракциях содержится значительное количество алканов: в бензиновых более 50%, в масляных более 30%.

Но в современной геохимии активно развиваются методы газожидкостной хроматографии и хроматомасс-спектрометрии. На основе этих методов исследования нефтей А.А. Петров предложил принципиально новый подход к типизации нефтей, основанный на содержании в нефти реликтовых углеводородов. Было предложено разделить нефти на две большие категории: нефти категории А и Б. И внутри категорий подразделить нефти на типы., Были введены следующие критерии[31]:

$$\begin{aligned}K_i &= i/P \\ P_f &= P/N_f \\ i_f &= i/N_f\end{aligned}$$

где i – сумма высот пиков на хроматограмме пристана и фитана по хроматограмме нефти; P – сумма высот пиков н-гептадекана и н-октадекана по той же хроматограмме, N_f – циклоалкановый фон хроматограммы («горб» неразделенных углеводородов, на котором проявляются пики i и P). Данная классификация подразделяет нефть на четыре типа по значениям этих критериев (табл. 2.1)

Таблица 2.1

Характеристика типов нефтей (по Петрову А.А.)

Категория ^{тип}	Содержание K_i	Содержание i_f	Содержание P_f	Краткая характеристика	Локализация в осадочном чехле
A ¹	0,95–2,5	0,2–20	4–70	парафинового и нафтенно-парафинового основания. Это как правило, нефти с высоким содержанием бензиновых фракций и низким содержанием смол	От рифейских до неогеновых отложений. (Нефти Ромашкинского и Самотлорского месторождений)
A ²	2,5–100	3–20	0,1–6	Нафтенно-парафинового и парафинового основания с пониженной концентрацией алканов	Приурочены к глубинам до 2000 м и встречаются в отложениях кайнозой и мезозоя. (Суруханы, Нефтяные камни)
B ¹	н\о	н\о	н\о	Нафтенное и нафтеново-ароматическое основание. Содержат мало лёгких фракций. Полное отсутствие алканов.	Глубины залегания от 300 до 1000 м. Встречаются в отложениях кайнозой. (Грязевая сопка, Суруханы)
B ²	н\о	0,1–15	н\о	нафтенное, реже парафино-нафтенное основание. Преобладают циклоалканы	Молодые отложения на небольших глубинах. (Старо-Грозненское м-е)

н\о – значения не определялись.

Таким образом, например, нефть типа А¹ это фракции выкипающие при температуре 210-430 °С, а по групповому составу парафинового и нафтенно-парафинового основания. Это, как правило, нефти с высоким содержанием бензиновых фракций и низким содержанием смол. Нефти такого типа наиболее распространены в природе и встречаются в отложениях всего осадочного чехла многих НГБ. Автор классификации А.А. Петров отмечает следующую закономерность: нефти типов А², Б², Б¹ приурочены к глубинам 500-1000 м, а нефти типа А¹ преобладают на глубинах более 2000 м. Такая зональность обусловлена как генезисом нефти, так и характером преобразования нефти.

ЛЕКЦИЯ 3

Тема 3.1. Физические свойства нефтей

Внешне нефть жирная на ощупь жидкость от темно-коричневого до черного цвета, с зеленоватым оттенком. Иногда бывают светлые, так называемые «белые» нефти, – светло-коричневые, желтые. Нефти имеют специфический запах, иногда неприятный из-за сернистых соединений. В физическом отношении нефти характеризуются плотностью, вязкостью, температурой кипения, поверхностным натяжением, электропроводностью и другими физическими свойствами.

Плотность выражается в граммах на кубический сантиметр либо килограмм на кубический метр (г/см^3 ; кг/м^3) – это абсолютная плотность. Значения плотности для различных нефтей колеблются от 0,75 до 1,04 г/см^3 . В России в качестве стандарта принята величина относительной плотности нефти при 20°C по отношению к плотности дистиллированной воды при 4°C. В США плотность нефти выражается в градусах Эй Пи Ай ($^\circ \text{API}$ – American Petroleum Institute). Высокие значения API соответствуют низким значениям плотности. По плотности выделяются несколько классов нефтей: супер лёгкие, сверх лёгкие, лёгкие, средние, тяжёлые и очень тяжёлые. Изменение значений плотности для каждого класса приведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1

Значения плотности для различных классов нефтей

супер лёгкая – до 0,78 г/см^3 – super light – до 50 в градусах API - газовый конденсат (например – Алжирский конденсат группы Ин-Аменас);
сверх лёгкая – 0,78-0,82 г/см^3 – extra light – 41,1-50 в градусах API (например – Казахстанский Тенгиз, Саудовский Шайба);
лёгкая – 0,82-0,87 г/см^3 – light – 31,1-41,1 в градусах API;
средняя – 0,87-0,92 г/см^3 – medium – 22,3-31,1 в градусах API;
тяжёлая – 0,92-1 г/см^3 – heavy – 10-22,3 в градусах API;
очень тяжёлая – более 1 г/см^3 – extra heavy – до 10 в градусах API - битум.

Источник – <https://ru.wikipedia.org>

Колебание плотности нефти зависит от содержания метановых углеводородов – бензина, керосина, растворенного газа. Тяжёлые нефти

свою плотность приобрели за счёт отсутствия лёгких фракций, повышенной концентрации смолисто-асфальтеновых компонентов и преобладанию в структуре УВ циклических структур. В пластовых условиях нефти легче, чем на поверхности за счёт высоких температур в залежи, растворенного попутного газа, который при добыче нефти, на поверхности, выделяется из неё.

Температура кипения. Как таковой нет, поскольку нефть состоит из смеси углеводородов разного строения. Определяется температура начала кипения (НК). Выделяются температурные фракции при разгонке нефтей: выкипающие до 200 °С – бензиновые; от 200 до 300 °С – керосиновые, выше 300 °С – масляные. Бензин и керосин составляют светлые фракции нефти.

Показателем качества нефти является фракционный состав, который характеризуется температурой (пределом) выкипания (таблица 3.2).

Таблица 3.2

Фракционный состав и температура выкипания отдельных фракций (определённый перегонкой в аппарате Энглера по ГОСТ 2177-82).

Температура (предел) выкипания, °С	Получаемая фракция	Прим.
До 350	Светлые дистилляты: бензин (140 °С) тяжёлая нафта (140-180 °С) керосин (140-220 °С) дизельное топливо (220-350 °С)	Получаемые при атмосферной перегонке
Выше 350	Мазуты: вакуумный газойль (350-500 °С) гудрон (выше 500°С)	Получаемые при вакуумной перегонке
От 300 до 490 и выше	Масла	Подразделяется на лёгкую, среднюю и тяжёлую фракции

На практике важным температурным показателем является температура застывания (потери текучести), в градусах цельсия (°С), при которой охлаждённая в пробирке нефть не изменит уровня при наклоне на 45 °С. Температура застывания нефти возрастает с увеличением в ней твёрдых парафинов, а с повышением содержания смол она снижается.

Вязкость. Вязкостью называется способность молекул флюида оказывать сопротивление перемещению молекул относительно друг друга под влиянием действующих на них (частицы) сил. По-другому, вязкость

называют внутренним трением. Применительно к углеводородам в природном резервуаре это флюид, который состоит или из газа или нефти или воды или является смешанным раствором из комбинации перечисленных флюидов. Различают динамическую и кинематическую вязкости.

Динамическая или абсолютная вязкость это сила сопротивления перемещению слоя флюида площадью в один квадратный сантиметр на один сантиметр со скоростью один сантиметр в секунду. Пуаз (обозначение: пз, Р; от французского *poise*) – единица динамической вязкости в системе единиц СГС (симметричная, или Гауссова система единиц). Названа в честь Жан Луи Мари Пуазейля. Один пуаз равен вязкости флюида, оказывающей сопротивление силой в 1 дину взаимному перемещению двух слоев флюида площадью 1 см², находящихся на расстоянии 1 см друг от друга и взаимно перемещающихся с относительной скоростью 1 см/сек (3.1).

$$1 \text{ пз} = \text{г} / (\text{см} \cdot \text{с}) = 0,1 \text{ Н} \cdot \text{с} / \text{м}^2 \quad (3.1)$$

Пуаз имеет аналог в системе СИ – паскаль-секунда. 1 паскаль-секунда (Па*сек) = 10 пз или 1сантипуаз=1миллиПа*с. Размерность пуаза – дин*с/см²=г*см⁻¹*сек⁻¹). В системе СИ единица динамической вязкости определяется как вязкость флюида, в котором при градиенте скорости 1м/(с*м) на 1 м² слоя действует сила трения, равная одному ньютону (Н). Например, динамическая вязкость воды равна 1 мПа*с. Но часто на практике берут удельную вязкость – отношение абсолютной вязкости нефти к абсолютной вязкости воды при одинаковой температуре. Определяют вязкость с помощью вискозиметров (обычно Энглера) в градусах условной вязкости (ВУ) – при 20°С и при 50°С. Принцип – скорость истечения жидкости из капиллярных сосудов.

При исследовании нефтей определяют обычно не абсолютную вязкость нефти, а кинематическую. Кинематическая вязкость равна отношению динамической вязкости к плотности флюида и дает понятие о вязкости флюида в определенных условиях – под действием силы тяжести. Это связано с методом измерения вязкости в капиллярном вискозиметре, когда измеряется время вытекания жидкости из ёмкости с калиброванным отверстием под действием силы тяжести. Измеряется кинематическая вязкость в стоксах. Стокс – единица кинематической вязкости, входящая в систему единиц СГС. Названа в честь Джорджа Габриеля Стокса. Международное обозначение – St. Для обозначения в русском языке используется – Ст. В системе СИ единицей измерения вязкости служит м²/с (3.2). На практике часто применяется в 100 раз меньшая единица – сантистокс (сСт, сSt) равный 1 мм²/с.

$$1 \text{ Ст} = \text{см}^2/\text{с} = 10^{-4} \text{ м}^2/\text{с} \quad (3.2)$$

Вязкость нефти меняется в широких пределах от менее 0,1 до 10 мПа*с и зависит от ее состава: циклические нефти (нафтеновые, ароматические) более вязкие; нефти с повышенным содержанием смолисто-асфальтеновых компонентов также более вязкие. Снижается вязкость с ростом легких фракций и растворенного газа. С повышением температуры вязкость нефти уменьшается, а вязкость газа увеличивается (при нормальном давлении). Вязкость очень важный параметр, так как во многом определяет условия разработки залежей, нефтеотдачу и условия транспортировки нефтепродуктов по трубопроводам. Важно знать, что вязкость нефти в пластовых условиях может быть меньше, чем вязкость нефти в поверхностных условиях за счёт растворённого в нефти газа и высоких пластовых температур.

Поверхностное натяжение имеет двойной физический смысл – энергетический (термодинамический) и силовой (механический). Нас интересует силовое (механическое) определение: поверхностное натяжение – это сила, действующая на единицу длины линии, которая ограничивает поверхность жидкости [43]. Т.е. это сила, с которой жидкость сопротивляется увеличению своей поверхности. Обозначается сила поверхностного натяжения буквой σ (сигма). Проявляется она на границе раздела двух сред, например, нефти и воды, нефти и газа. Молекула внутри вещества окружена такими же молекулами со всех сторон, а молекула, находящаяся на поверхности, окружена «своими» молекулами только с одной стороны, а с другой находятся молекулы другой фазы. Притяжение, испытываемое молекулой со стороны соседних, в случае молекул в объеме, взаимно уравнивается; для молекул, расположенных у поверхности, сложение всех сил дает равнодействующую, не равную нулю. Это значит, что молекулы на поверхности обладают дополнительной потенциальной энергией по сравнению с молекулами в объеме – поверхностной энергией, причем величина этой энергии пропорциональна площади поверхности. В состоянии равновесия тело стремится сократить площадь поверхности, чтобы уменьшить поверхностную энергию. Чтобы создать поверхность раздела фаз площади S , необходимо совершить работу, равную $A = \sigma S$. Таким образом, коэффициент поверхностного натяжения численно равен работе, необходимой для увеличения площади поверхности при постоянной температуре и давлении на единицу. За единицу измерения поверхностного натяжения принимается сила в динах, отнесенная к единице поверхностного слоя (дин/см), т.е. это сила, действующая на 1 см линии, ограничивающей поверхность жидкости, направленной

по нормали к этой линии в сторону уменьшения поверхности жидкости, лежащей в плоскости, касательной к жидкости в данной точке. Так же поверхностное натяжение измеряется в Н/м (ньютон на метр). В системе СИ – Дж/м². Например, для нефти сила поверхностного натяжения (σ) равна 0,03 Н/м (Дж/м²) или 26 дин/см, а для воды $\sigma = 0,07$ Н/м (Дж/м²) или 72,8 дин/см (таблица 3.3)

Таблица 3.3

Значения поверхностного натяжения
для отдельных химических веществ

Вещество	Поверхностное натяжение (σ) 10 ⁻³ Н/м
Азотная кислота 70%	59,4
Ацетон	23,7
Бензол	29,0
Вода	72,8
Нефть	26
Ртуть	465
Серная кислота 85%	57,4
Спирт этиловый	22,8
Эфир этиловый	16,9

Коэффициент поверхностного натяжения зависит от вида контактирующих фаз, температуры и т.д. Поверхностное натяжение является причиной капиллярных явлений, явлений смачивания и несмачивания, оно является важным фактором многих технологических процессов. Чем больше поверхностное натяжение, тем интенсивнее проявляются капиллярные свойства жидкости. Например, так как величина поверхностного натяжения у воды больше чем у нефти, поэтому скорость движения их по капиллярам разная. Это свойство влияет на миграцию нефти и на особенности разработки нефтяных залежей.

Теплотворная способность или теплота сгорания – это количество теплоты в килокалориях, выделяемое 1 кг нефти при полном сгорании. Определяется по формуле 3.3.

$$H = Q/m, \quad (3.3)$$

где Q – количество теплоты, выделившейся при сгорании, а m – масса вещества. Измеряется теплота сгорания в джоулях на килограмм (Дж/кг) или калориях (ккал). Например, теплота сгорания для дизельного топлива равна 42,7 кДж/кг, для угля 31 кДж/кг, а для нефти 41 кДж/кг.

Люминесценция. Под люминесценцией понимают свечение, вызванное различными причинами и испускаемое холодным (не раскаленным)

веществом. В зависимости от причин, вызывающих холодное свечение, различают типы люминесценции. Люминесценция под действием света (ультрафиолетовых лучей) относится к типу фотолюминесценции. Последняя разделяется на флюоресценцию и фосфоресценцию.

Флюоресценцией называют свечение вещества непосредственно при возбуждении или в продолжении не более 10^{-7} сек после прекращения возбуждения. Если же после прекращения возбуждения вещество продолжает светиться некоторое время (более 10^{-7} сек), это говорит о фосфоресценции. Нефть и большая часть нефтепродуктов флюоресцируют как сами по себе, так и в большинстве органических растворителей при облучении их дневным светом; обычно же применяют в качестве возбудителя ультрафиолетовые лучи. Цвет свечения в ультрафиолетовых лучах у легких нефтей – интенсивно голубой, у тяжелых, смолистых – желто-бурый и бурый. При геологических исследованиях очень часто используют это свойство нефтей: проводят массовые люминесцентные анализы пород с целью определения в них нефте- и битумосодержания. Анализ очень прост и доступен.

Электрические свойства. Для растворов это прежде всего электропроводность, т.е. свойство вещества переносить электрические заряды под воздействием внешнего электрического поля; и электрическое сопротивление, т.е. свойство вещества препятствовать распространению электрического тока. Удельное электрическое сопротивление численно равно сопротивлению 1 м^3 вещества электрическому току и выражается в Ом*м. Нефть и нефтепродукты являются диэлектриками, т.е. не проводят электрический ток. Величина удельного сопротивления у нефти равна $10^6 - 10^7$ Ом*м. Это свойство используют при геофизических исследованиях скважин для обнаружения нефтеносных пластов электрическими методами при каротаже или площадной электроразведке.

Растворимость газов в нефти – важная характеристика, и прежде всего, потому, что в пластовых условиях нефть практически всегда содержит определенное количество растворенного газа. Растворенный газ влияет на свойства, имеющие значение для разработки ее залежей. Поэтому важно знать количество содержащегося в нефти газа и факторы определяющие эту величину. Мы будем говорить лишь об углеводородных газах, хотя в принципе в нефтях могут быть и неуглеводородные газы: CO_2 , N_2 , H_2S и др. Углеводородные газы это C_1H_4 - метан, C_2H_6 - этан, C_3H_8 - пропан, C_4H_{10} – бутан. Их растворимость в нефтях зависит как от состава самой нефти и углеводородных газов, так и от внешних условий, таких как пластовые температура и давление.

При равных температуре и давлении лучше растворяются газы в метановых углеводородах, затем в нафтеновых и хуже всего в ароматических. Если нефти относятся к одной и той же группе, то чем больше атомов углерода в молекуле, тем меньше газа они растворяют при одинаковых температуре и давлении. Таким образом, чем больше в нефти легких углеводородов (бензина) и чем они богаче метановыми углеводородами, тем больше газа они способны растворить. Нефти тяжелые, с большим содержанием ароматических углеводородов, особенно полициклических структур, обладают меньшей способностью растворять углеводородные газы.

Состав газов также влияет на их растворимость: лучше всего растворяются более высокомолекулярные углеводородные газы (бутан) и хуже более низкомолекулярные (CH_4). Например, коэффициент растворимости метана в бензине равен 0,6, пропана более 5, а пентан растворяется в бензине в неограниченном количестве (подобное в подобном). С увеличением давления (при постоянной t^0) растворимость газа увеличивается, а с увеличением температуры (t^0) уменьшается. Известны следующие показатели природной газонасыщенности нефтей.

Газовый фактор – это количество газа (в м^3), содержащегося в 1 м^3 (реже в 1 т) нефти. Газовый фактор сильно колеблется от 5-10 $\text{м}^3/\text{м}^3$ до 1000–2000 $\text{м}^3/\text{м}^3$. Нулевые значения крайне редки. Считается, что залежь с газовым фактором более 900 $\text{м}^3/\text{м}^3$ является не нефтяной, а газовой (газоконденсатной) – о них позже.

Давление насыщения ($P_{\text{нас}}$) – это давление (при постоянной t^0), при котором из нефти начинает выделяться растворенный в ней газ. Если пластовое давление ($P_{\text{пл}}$) больше давления насыщения ($P_{\text{нас}}$), то весь газ растворен в нефти. Если в силу каких-либо причин (естественных – подъем территории, или искусственных – разработка залежи), пластовое давление начнет снижаться и станет ниже давления насыщения, газ начнет выделяться из нефти в свободную фазу – дегазировать. Естественно для разных по составу нефтей, разных температур, величины $P_{\text{нас}}$ различны. Далеко не всегда нефти в природных условиях насыщены газом полностью, т.е. встречаются месторождения нефти, недонасыщенные газом. А с другой стороны, часто имеем месторождения нефти с так называемой «газовой шапкой», т.е. газом, находящемся над нефтью в свободном состоянии. Это объясняется тем, что при данных температуре и давлении нефть полностью насыщена газом, растворять более не может и избыток газа образует скопление в верхней части залежи – «газовую шапку».

Коэффициент растворимости – это количество газа, растворяющегося в единице объема (или массы) нефти при увеличении давления на едини-

цу. Чем больше молекулярный вес газа, тем больше коэффициент растворимости. (раньше приводили цифры: коэффициент растворимости CH_4 в бензине – 0,6, пропана > 5).

Оптические свойства нефти. Например, показатель преломления, значение которого на границе воздух-жидкость определяют на специальных приборах – рефрактометрах. Величина показателя преломления (n) зависит от относительного содержания углерода и водорода в гомологических рядах. Величина эта меняется в сторону увеличения от метановых УВ ($n=1,3575-1,4119$) к ароматическим (у бензола $n = 1,5011$) [2]. Установлено, что нефти из более древних отложений менее активны по сравнению с нефтями из молодых отложений. В науке известно, что образование веществ, обладающих оптической активностью, характерно для жизненных процессов. Поэтому оптическая активность нефтей свидетельствует об их генетической связи с биологическими системами. Оптической активностью называют способность органических молекул, имеющих ассиметричный атом углерода вращать плоскость плоско-поляризованного света либо вправо, либо влево. Эти молекулы имеют оптические изомеры, называемые эписимерами.

Тема 3.2. Продукты природного преобразования нефтей

Необходимо ответить на вопрос – является ли собственно нефть конечным продуктом преобразования исходного органического вещества или имеются дальнейшие процессы, которые в геологическом времени приводят нефть к новому продукту? Обратимся к литературным источникам. Вопросам природного преобразования нефтей посвящены исследования В.Н. Муратова (1954), В.А. Успенского, О.А. Радченко (1961, 1964, 1979) и др.

Продукты природного преобразования нефтей было предложено называть *нафтидами* (Муратов, 1954).

Появился так же новый термин – нафтоиды – особая ветвь природных битумов, генетически не связанных с нефтью, а представляющих собой продукты природного процесса термического распада и возгонки органического вещества пород. Таким образом, понятие природные битумы не включает жидкие и газообразные нафтиды, но включает понятие «нафтоиды» (рис. 3.1).

Гипергенная группа является наиболее распространенной в природе. Формирование нафтидов этой генетической линии обусловлено окислением первичных нефтей в зоне гипергенеза. Эта генетическая линия

включает две подгруппы. Первая подгруппа это непрерывный генетический ряд: мальта–асфальт–асфальтит–оксикерит–гуминокерит; вторая – продукты микробияльного окисления нафтидов: альгариты–элатериты.

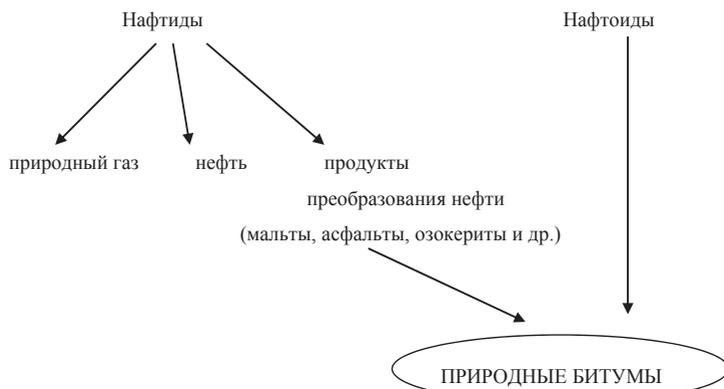


Рис. 3.1 Схема классификации продуктов природного преобразования нефтей по В.А. Успенскому, О.А. Радченко (1961, 1964, 1979)

Описание и характеристики отдельных представителей каждой из групп продуктов природного преобразования нефтей представлены в таблице 3.4.

Таблица 3.4

Типизация нафтидов и нафтоидов
(по О.К. Баженовой, Ю.К. Бурлину и др., 2012 г.)

Наименование группы процессов, под влиянием которых образовался продукт	Наименование продукта природного преобразования нефтей	Характеристика и свойства
Гипергенные: эта группа широко распространена в природе: она составляет подавляющую массу первичных продуктов преобразования нефтей. Залежи и нафтидопроявления этих веществ	Мальты	Обычно вязкие, вязкожидкие, реже твердые нафтиды плотностью 0,965–1,03 г/см ³ . По содержанию масел (40–65%) мальты занимают промежуточное положение между тяжелыми нефтями и асфальтами. Консистенцию мальт определяет содержание асфальтенов, которое изменяется в очень широких пределах – от 0 до 40%. В компонентном составе в них,

отличаются большим разнообразием.		как правило, преобладают смолы; элементный состав мальт: С = 80–87%, Н = 10-12%. Масляная фракция мальт в соответствии с условиями образования обычно характеризуется отсутствием легких фракций и преобладанием циклических структур.
	Асфальты	Это продукт дальнейшего преобразования мальт в зоне гипергенеза. Формирование асфальтов обусловлено дальнейшим окислением масел и конденсацией смол, в результате чего нафтид приобретает твердую консистенцию. Асфальты – твердые, легкоплавкие образования; плотность 1–1,10 г/см ³ ; содержание масел в них 25–40 % и 60–75% смолисто-асфальтеновых компонентов. Содержание асфальтенов варьирует в широких пределах – от 10 -15 до 45–50%; разности с высоким содержанием асфальтенов (45-50%) отличает повышенная хрупкость. Элементный состав асфальтов варьирует в зависимости от степени окисленности: С = 80–85%, Н = 9–10%, О ₂ = 0,3–3%, сера – от долей процента до 10%.
	Киры	Это продукты выветривания легких парафинистых нефтей. В природе киров обнаруживаются в виде образований натечного характера – кировые шляпы, кировые корки. Они по групповому составу и внешнему виду похожи на асфальты, но отличаются по ряду признаков от типичных асфальтов повышенным содержанием кислорода и пониженным азота, резким преобладанием спирто-бензольных смол над бензольными. Для киров характерно резкое превалирование метаново-нафтеновых УВ и незначительное содержание ароматических УВ, что несвойственно обычным асфальтам.

	Асфальтиты	Представляют собой продукты дальнейшего преобразования асфальтов в зоне гипергенеза. По физическим свойствам твердые, хрупкие, относительно высокоплавкие нафтиды, полностью растворимые в хлороформе и других органических растворителях. Содержание масел в них менее 25%, соответственно смолисто-асфальтовых компонентов более 75%. От асфальтов они отличаются повышенным содержанием асфальтенов. Асфальтиты имеют плотность 1–1,2 г/см ³ , температуру плавления 100–300 °С. Они разделяются на два подкласса: гильсониты и грэемиты.
	Оксибитумы или оксинафтиды	Дальнейшее гипергенное изменение нафтидов ряда мальты – асфальты – асфальтиты приводит к образованию так называемых оксибитумов или оксинафтидов, подразделяющихся в зависимости от степени окисленности на классы <i>оксикеритов</i> и <i>гуминокеритов</i>
Термально-метаморфические: эта подгруппа нафтидов гипергенного ряда включает продукты их микробияльного выветривания. Это преимущественно природные образования углеводно-белкового происхождения, генетически связанные с нафтидами, продукт бактериальной переработки парафинов	Альгариты и элатериты	Имеют вид желтых, коричневато-бурых корочек, иногда роговидных. Они легко набухают в воде и частично растворяются. Наряду с углеводно-белковыми веществами в альгаритах содержатся и компоненты, растворимые в органических растворителях, видимо представляющие собой остатки исходного нафтида. Кроме того, в некоторых альгаритах обнаружены гуминовые вещества, растворимые в щелочах. В альгаритах, как правило, отмечается высокая зольность (до 50%), их элементный состав: С = 36,6–47,8%; Н = 6,2–7,4%, характерно повышенное содержание азота (до 7,5%). Свое название «альгариты» эти образования получили от «альта», потому что их сначала приняли за продукты переработки водорослей

<p>Фильтрационно-миграционные: группа объединяет нефтиды, которые образованы при дифференциации углеводородных флюидов в процессе миграции и фазовыми превращениями газонефтяного флюида. Образование нефтидов этой подгруппы связано с дифференциацией углеводородных флюидов в процессе восходящей миграции. В результате фазово-ретроградных процессов в жидкой фазе происходит накопление и осаждение наиболее высокомолекулярных компонентов парафинового ряда.</p>	<p>Кериты</p>	<p>Это углеподобные, твердые, не плавящиеся без разложения и не растворяющиеся полностью в органических растворителях нефтиды. При региональном метаморфизме уровень преобразования, видимо, соответствует позднему мезокаатагенезу. От антраксолитов – высокопреобразованных нефтидов – они отличаются повышенным (более 5%) содержанием водорода.</p>
	<p>Антраксолиты</p>	<p>Класс нефтидов высшей степени метаморфизма. Антраксолиты – твердые, антрацитоподобные образования, неплавкие и нерастворимые в органических растворителях. Граница антраксолитов в ряду нефтидов устанавливается на основании элементного анализа: Н<5%, С<90% при полном отсутствии плавкости и растворимости. Условия нахождения антраксолитов отличны от нормальных условий нахождения нефтидов. Районы распространения антраксолитов, как правило, прямо не связаны с нефтеносными территориями и характеризуются проявлением магматизма, а также высокой степенью метаморфизма вмещающих толщ. Форма проявлений антраксолитов чаще всего жильная, гнездовидная, хотя нельзя исключить возможность нахождения антраксолитов в виде мелких включений, выполняющих поровое пространство коллектора. Часто проявления антраксолита в жилах сопровождаются кварцем, кальцитом и другими минералами, свидетельствующими о гидротермальном генезисе жил.</p>
	<p>Озокериты</p>	<p>Твердые и воскообразные нефтиды, от светло-желтого, почти белого, до черного цвета, плотностью 0,85–0,97 г/см³, температура плавления 40–50 °С, известны и более высокоплавкие (до 100 °С) разновидности. Элементный состав:</p>

		C = 83,5–85%, H = 12-14,5%. Характерной чертой озокеритов является то, что их масляная фракция состоит практически полностью из твердых УВ парафинового ряда (от C ₂₁ до C ₅₅); озокериты также содержат некоторое количество жидких масел и смол.
--	--	---

Тема 3.3. Газовые углеводородные системы: молекулярный состав, физические свойства

Углеводородные газы (УВГ) – это часть природных углеводородных систем. Под природными (естественными) газами понимают все газообразные вещества, встречающиеся в природе. Очень часто природные газы содержат химические вещества, способные к горению и поэтому имеют важное народно-хозяйственное значение.

Углеводородный газ по содержанию в нём метана, этана, бутана и пропана делится на сухой, тощий и жирный. Газы чисто газовых скоплений представлены в основном метаном (до 98,8% и более) с примесью его гомологов, а также неуглеводородных компонентов: углекислого оксида углерода, азота, кислорода и сероводорода. Ввиду преобладания метана и небольшого (до 0,2%) количества жидких его гомологов эти газы относят к так называемым сухим газам (бедным газам). Пример: Щеблинское месторождение природного газа.

Газы, растворенные в нефтях (попутные газы), отличаются от сухих значительным содержанием этана, пропана, бутана и жидких углеводородов C₅₋₇ (в сумме до 50%). Поэтому они получили название жирных или богатых газов. В таблице 3.5 приведена характеристика и процентное содержание метана, этана и других компонентов для каждого видов газа.

В природных условиях газы могут находиться в различных состояниях. Во-первых, в свободном – в атмосфере, либо в виде газовых скоплений (залежей) разного состава. Во-вторых, в растворенном. Различают газы, растворенные в нефти (попутные газы) и газы, растворенные в воде. Считается, что количество растворенных в воде газов огромно, и больше, чем газов в нефтяных залежах. В-третьих, сорбированные во вмещающих породах и углях. И, в-четвёртых, в твердом состоянии. При определенных термобарических условиях они заполняют пустоты в кристаллической решётке льда и образуют твердые растворы – газогидраты.

Таблица 3.5

Характеристика видов природного газа

Вид природного газа	Характеристика по содержанию метана, этана, пропана, бутана
Сухой	более 85 % метана, менее 10% этана и практическое отсутствие пропана и бутана с содержанием конденсата (жидкости) менее 10 см ³ на м ³
Тощий	Преимущественно метановый состав с низким содержанием этана, пропана и бутана с конденсатом от 10-30 см ³ на м ³
Жирный	Содержит большое количество гомологов метана, этана и тяжёлых углеводородов от C ₃ и выше. Такой состав газов характерен для газоконденсатных месторождений. Содержание конденсата от 30 до 90 см ³ на м ³

С изменением температуры и пластового давления в недрах эти формы нахождения газов могут довольно легко переходить из одного состояния в другое.

Встречающиеся в природе газы могут состоять из почти чистого метана. Например, газовые месторождения на Керченском полуострове или Таманском полуострове, где содержание метана достигает 99,6%, в западно-Сибирском НГБ Уренгойское – 98-99%. Скопления природного газа могут состоять из чистого азота и (или) углекислого газа. Например, месторождение Дагестанские Огни. Содержание сероводорода H₂S в газах обычно не достигает больших величин и колеблется от десятых долей процентов до 1-2 % (редко больше, например, в Ишимбайском районе или на Астраханском месторождении до 22%, включая меркаптаны).

Молекулярный состав газов

Горючие (природные) газы относятся к каустобиолитам нефтяного (битумного) ряда, поскольку они состоят в основном из углеводородов и, прежде всего, метана, а также его ближайших гомологов – этана (C₂H₆), пропана (C₃H₈), бутана (C₄H₁₀). По схеме классификации продуктов природного преобразования нефтей и природных битумов горючие газы это нафтиды (по Успенскому, Радченко, 1979).

В составе газов, растворенных в подземных водах, основными являются метан, азот и углекислый газ. Причем, концентрация метана в растворенном газе может достигать 80-95% и составлять тысячи см³ на литр. Эта форма концентрации углеводородов имеет промышленное значение.

Кроме углеводородов в составе природного газа встречаются неуглеводородные газы – азот (N_2), углекислый газ (CO_2), сероводород (H_2S). Довольно часто в природном газе присутствуют инертные газы: гелий (He), аргон (Ar), ксенон (Xe) и др.

Изучение химического состава газов, в том числе и растворенных в подземных водах, проводится не только для решения вопросов проектирования разработки месторождений, но и с целью решения геологических задач, в частности, прогнозирования нефтегазоносности.

Краткая характеристика отдельных газов. Представителями углеводородных газов (УВГ) являются – метан (CH_4) – бесцветный газ, составляющий основу газов газовых месторождений. Кроме того, метан вообще широко распространен в природе: уголь, болота. Метан существенно легче воздуха: $1 м^3=0,677$ кг (при норм. условиях). Теплотворная способность его примерно в 2,5 раза больше, чем у угля. Относительная плотность по воздуху 0.55.

Этан (C_2H_6) – тоже бесцветный газ, несколько тяжелее воздуха ($1 м^3=1,270$ кг). В чистом виде в природе не встречается, только в смеси с другими газами.

Пропан (C_3H_8) – бесцветный газ, тяжелее воздуха ($1 м^3=1,966$ кг). В чистом виде в природе также не встречается. В природе находится только в смеси с другими УВГ и в попутных газах нефтяных месторождений.

Бутан (C_4H_{10}) – бесцветный газ, примерно в 2 раза тяжелее воздуха. Также в чистом виде в природе не встречается, но является обязательным спутником нефти. Первый углеводород, у которого появляются изомеры: н-бутан $H_3C-CH_2-CH_2-CH_3$ и изобутан $H_3C-\underset{\substack{| \\ CH_3}}{CH}-CH_3$. Свойства изомеров близки, но есть и отличия. Например, при нормальном давлении н-бутан сжижается при $+0,6$ °C, имеет температуру кипения $0,5$ °C и относительную плотность по воздуху 2,085, а изобутан при сжижается при минус 11 °C, имеет температуру кипения минус $10,2$ °C и относительную плотность по воздуху 2,067.

Представителями неуглеводородных газов являются – углекислый газ (CO_2) широко распространен в природе, в частности есть и в атмосфере. Но в земной коре в свободном состоянии сравнительно редко встречается. Чаще развит в районах вулканизма и регионального метаморфизма пород, но иногда и вместе с углеводородными газами, где его содержание может достигать 35%. Это бесцветный газ, без запаха, в 1,5 раза тяжелее воздуха. Очень хорошо растворяется в воде – при $t=15$ °C в 100 объёмах воды растворяется 101,9 объём CO_2 , а метана, например, лишь три объём

ёма. Именно поэтому CO_2 в земной коре чаще не в свободном состоянии, а в водорастворенном (разного рода углекислые воды – нарзан и др.).

Азот (N_2) – это основной газ атмосферы. Инертный, бесцветный. Важно отметить, что азот встречается и среди газов земной коры, куда он попадает (проникает) частью из атмосферы вместе с водой, а частью и из других источников. В ряде случаев азот отмечается в составе газовых залежей, а иногда обнаруживаются скопления почти чистого азота (Татарстан, Удмуртия).

Сероводород (H_2S) – горючий газ с очень неприятным запахом. Ядовит. Легко растворим в воде: при $20\text{ }^\circ\text{C}$ в одном объёме воды растворится примерно 2,6 объёма сероводорода, а при $0\text{ }^\circ\text{C}$ примерно 4,7 объёма. Сероводород часто встречается в земной коре в районах с высокой вулканической активностью. За последние годы открыты крупнейшие газовые и газоконденсатные месторождения, содержащие значительные концентрации H_2S (Оренбургское – до 4,5 %, Астраханское до 22% и др.). Сероводород является источником получения промышленной серы. Но не нужно забывать, что он очень агрессивен. Из-за содержания в нефти сероводорода происходит коррозия насосно-компрессорных и обсадных труб и оборудования.

О других газах можно лишь упомянуть. Кислород (O_2) – в свободном состоянии в земной коре не встречается, но имеется в большом количестве в почвенном слое; Водород (H_2) – встречается крайне редко. Есть инертные газы. Из них наиболее важен инертный газ гелий (He), так как имеет промышленное и стратегическое значение, который иногда вместе с азотом образует довольно крупные скопления. Газ гелий может быть обнаружен в породах фундамента.

Физические свойства газов

Плотность газа – масса 1 м^3 газа при температуре равной 0°C и давлении 760 мм рт.ст. Единица плотности газа в системе СИ – кг/м^3 . На практике часто пользуются относительной плотностью газа по отношению к воздуху. Поэтому для перехода от плотности газов по воздуху к стандартной по воде (α_4^{20}) берется коэффициент $0,000129$.

Растворимость углеводородных газов в жидкости при неизменной температуре определяют по формуле

$$S = aP^b,$$

где S – объём газа, растворенного в единице объёма жидкости, приведенной к стандартным условиям; P – давление газа над жидкостью, a – коэф-

коэффициент растворимости газа в жидкости, характеризующий объем газа (приведенный к стандартным условиям), растворенный в единице объема жидкости при увеличении давления на 1 МПа; b – показатель, характеризующий степень отклонения растворимости реального газа от идеального. Значение a и b зависят от состава газа и жидкости.

Коэффициент растворимости a для нефтей и газов основных месторождений России изменяется в пределах $5,11 \text{ м}^3/\text{м}^3$ на 1 МПа. Показатель b изменяется в пределах $0,8 - 0,95$.

На многих месторождениях природный газ первоначально существует в растворенном состоянии в нефти и выделяется из раствора только при снижении давления. Чем больше снижается давление, тем больше выделяется газа из раствора. То давление, при котором газ начинает выделяться из нефти, называется *давлением насыщения* нефти газом.

Теплота сгорания (теплотворная способность) – это количество тепла в килоджоулях, которое выделяется при полном сгорании 1 м^3 газа. Теплота сгорания УВ газов растет с увеличением их молекулярной массы: для метана она равна $35948 \text{ кДж}/\text{м}^3$, для этана – $63924 \text{ кДж}/\text{м}^3$, пропана – $91682 \text{ кДж}/\text{м}^3$ и т.д. Смесь природного газа выделяет в среднем при сгорании $35160 \text{ кДж}/\text{м}^3$.

Вязкость газов очень мала и не превышает $0,01$ сП. С повышением температуры вязкость газов увеличивается, так как она обусловлена интенсивностью теплового движения молекул. Вязкость жидкостей с повышением температуры уменьшается благодаря снижению энергии межмолекулярных взаимодействий, препятствующих перемещению их относительно друг друга. Углеводородные газы при одинаковых условиях имеют меньшую вязкость, чем неуглеводородные газы.

Диффузия – явление взаимопроникновения одного вещества в другое, обусловленное движением молекул. Определяется коэффициентом диффузии (D). Диффузия ведёт к рассеиванию залежей с высокой концентрацией к меньшей, участвуя в процессе разрушения залежей.

Если при постоянной температуре повышать давление какого-либо газа, то после достижения определенного значения давления этот газ сконденсируется, т.е. перейдет в жидкость. Для каждого газа существует определенная температура, выше которой ни при каком давлении газ нельзя перевести в жидкое состояние. Температура, при которой газ не переходит в жидкое состояние, как бы велико ни было давление, называется критической температурой. Давление, соответствующее критической температуре, называется критическим давлением, при котором и менее которого газ не переходит в жидкое состояние. Так, например,

критическое давление для метана – 4,7 МПа, а критическая температура – 82,5 °С.

Природные газы могут воспламеняться или взрываться, если они смешаны в определенных соотношениях с воздухом и нагреты до температуры их воспламенения при наличии открытого огня. Минимальные и максимальные содержания газа в газоздушных смесях, при которых может произойти их воспламенение, называются верхним и нижним пределом взрываемости. Для метана эти пределы составляют от 5 до 15%. Эта смесь называется гремучей и давление при взрыве достигает 0,8 МПа.

3.3.1. Газогидраты

Гидратообразование. Наличие в порых горных пород воды приводит при определенном давлении и температуре к образованию кристаллогидратов, преимущественно, углеводородных газов. Это твердые растворы, где растворителем является вода, молекулы которой за счет водородных связей при замерзании образуют объемный твердый каркас; в полости этого каркаса находятся молекулы углеводородных и некоторых неуглеводородных газов.

Гидраты имеют следующие эмпирические формулы: для метана $CH_4 \cdot 7H_2O$; для этана – $C_2H_6 \cdot 8H_2O$; для пропана – $C_3H_8 \cdot 18H_2O$ и т.д. Для каждого газа есть максимальная температура (критическая температура гидратообразования), выше которой гидраты не образуются при любом повышении давления. Для метана эта температура равна 21,5°С, для этана 14,5 °С, для пропана 5,5 °С и т.д.

Газы (в том числе не углеводородные: диоксид углерода, кислород, аргон и др.), размер молекул, которых находится в интервале 0,38-0,92 нм, могут образовывать гидраты.

В таблице 3.6 по данным [21] приведён компонентный состав природного газа и состав его гидратов.

Таблица 3.6

Компонентный состав природного газа и состав его гидратов
(по данным Запорожец Е.П., Шостак Н.А., 2014 г.)

Компонент	Состав исходного газа, % об.	Состав гидрата, % об.
CH_4	82,3	62,95
C_2H_6	5,99	5,66
C_3H_8	3,46	24,97
CO_2	0.20	0.44
N_2	7.19	0.46

Выделяют несколько типов кристаллической решётки гидратов (рис. 3.2):

КС-I – объёмноцентрированная кубическая решётка, содержащая 46 молекул воды, две малых и шесть больших полостей.

КС-II – гранецентрированная кубическая решётка, состоящая из 136 молекул воды и 16-ти и 8-ми больших полостей.

КС-III – гексогональная, построенная из 34 молекул воды и имеющая 5 малых и одну большую полость.

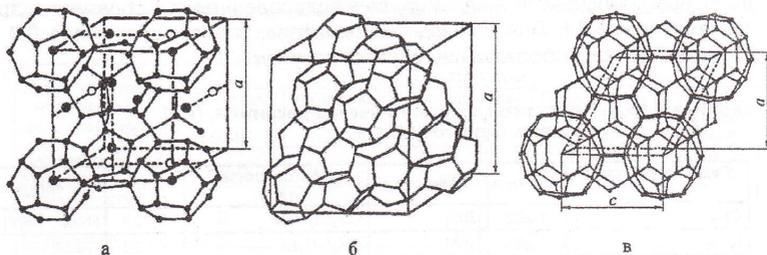


Рис. 3.2. Структуры элементарных ячеек кристаллических решёток гидратов:

а – КС-I – объёмноцентрированная кубическая решётка,

б – КС-II – гранецентрированная кубическая решётка,

в – КС-III – гексогональная

Фрагмент рисунка заимствован из книги Запорожец Е.П.,

Шостак Н.А. Гидраты, 2014 г.

Точные параметры гидратообразования газа заданного состава можно определить только экспериментально в заданном интервале давлений и температур. На рис. 3.3. пример условий образования гидратов в системе «метан – этан – вода» по данным [51].

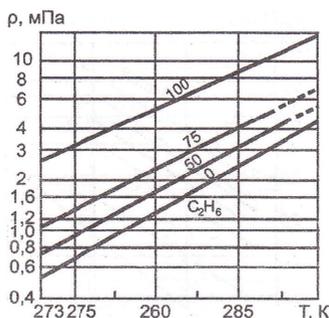


Рис. 3.3. Условия гидратообразования в системе «метан – этан – вода». Цифрами на кривых показано молярное содержание метана в газовой фазе

Гидратообразование происходит не только в процессе эксплуатации, транспортировки газа, но и в пористой среде обычных осадочных пород с формированием залежей гидратов. Интересно, что для таких залежей не нужны породы-покрышки (в обычном их понимании), более того – они сами могут служить покрышками для обычных газовых залежей.

Специалисты предлагают следующие способы разработки газогидратных залежей, основанных на изменении термобарических условий в пласте в процессе их выработки.

Депрессионный метод, основанный на снижении пластового давления. Например, в работе [5] представлено описание геологического строения и условий разработки газогидратного месторождения, расположенного на севере Западной Сибири. Залежь установлена в нижнепалеогеновых отложениях. Газогидратоносными являются породы тибейсалинской свиты. Ловушкой является антиклиналь. Покрышкой является глинистый пласт. Гидратоносная часть пласта подстилается водой. Глубина залегания 335-550 м., тип коллектора – песок с пористостью 0.39. Залежь имеет радиус – 15 км. Амплитуда залежи в сводовой части 100 м. Средние дебиты скважин составляют 18 тыс. м³/сут. Общие запасы, подсчитанные объёмным методом оценены в 4.6 трлн.м³. В том числе в гидратном состоянии 3.9 трлн.м³ и в свободной фазе 0.9 трлн.м³. Моделирование трёхкомпонентной системы газ (метан) – вода – гидрат, выполненной в симуляторе эклипс показала, что залежь будет вырабатываться более 100 лет. При этом при снижении забойного давления до 3.5 Мпа начнётся разложение гидратов, а на 50-й год разработки появятся водонапорные силы т.е начнётся внедрение воды в залежь (рис. 3.4).

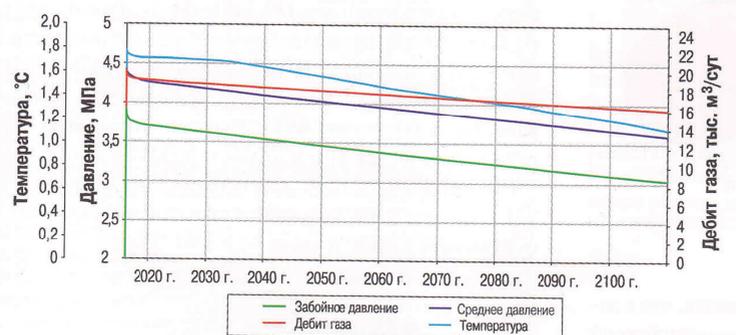


Рис. 3.4. График разработки газогидратной залежи (прогноз) (по данным К.С. Басниева, А.А. Некрасова и др., 2016 г.)

Другим методом разработки газогидратных месторождений является термический метод, основанный на нагреве гидратсодержащих пород. В качестве теплоносителей могут быть природные термальные источники. Пример практической реализации – выработка газогидратов на площади Малик в канадской Арктике.

Химический метод, основанный на введении в пласт антигидратных реагентов. Например, гликолей – двухатомных спиртов жирного ряда либо триэтиленгликоля (ТЭГ) и др.

3.3.2. Газоконденсаты

На многих многопластовых месторождениях в разрезе находятся не только газовые, нефтегазовые либо нефтяные залежи, но и газоконденсатные. По составу и свойствам они близки к лёгким и средним (до 300 °С) фракциям нефти. Газоконденсаты образуются из-за обратной (ретроградной) растворимости (конденсации) нефти в газе – это довольно сложное явление, происходящее в недрах земли с нефтью при возрастании давления. Само название явления (от лат. retrogrades – идущий назад) свидетельствует о его аномальном, специфическом характере. Суть его состоит в том, что при достаточно большом объеме газовой фазы над жидкостью (нефтью) последняя (т.е. нефть), при изотермическом повышении давления начинает растворяться в газе (не газ в жидкости, а, наоборот, – жидкость в газе) и вся система переходит в однофазное парообразное состояние. При падении давления парообразная фаза переходит вновь в жидкую. Это явление перехода газовой смеси при повышении давления в жидкую фазу, а затем при дальнейшем возрастании давления в парообразную и вновь (обратно) при падении давления в жидкую получило название обратной или ретроградной конденсации. Такие процессы характерны только для многокомпонентных смесей (какими являются нефти) и в сравнительно узком интервале давлений и температур. При этом для каждой такой системы существует своё максимальное давление (крикоденбар) и своя максимальная температура (крикодентерм), при которых возможен фазовый переход. Залежи, в которых нефть в пористой среде горной породы находится в парообразном состоянии называются газоконденсатными [43].

В нашей стране исследование ретроградной растворимости проводилось пятидесятые годы прошлого столетия М.А. Капелюшниковым, Т.П. Жузе, Закс С.Л., которые в 1952-м году опубликовали в сборнике АН СССР работу «Физическое состояние нефти, газа и воды в услови-

ях нефтяного пласта». Хорошо растворяется нефть и в CO_2 . Работами Т.П. Жузе, Л.В. Ковалева, Г.Н. Юшкевич установлено, что с повышением давления при постоянной температуре и с повышением температуры при постоянном давлении растворимость жидких углеводородов в газах увеличивается. С повышением молекулярного веса углеводородов растворимость их в газах при тех же температуре и давлении падает. Как правило, наличие в газе CO_2 повышает растворимость в нем жидких углеводородов (рис. 3.5) [43].

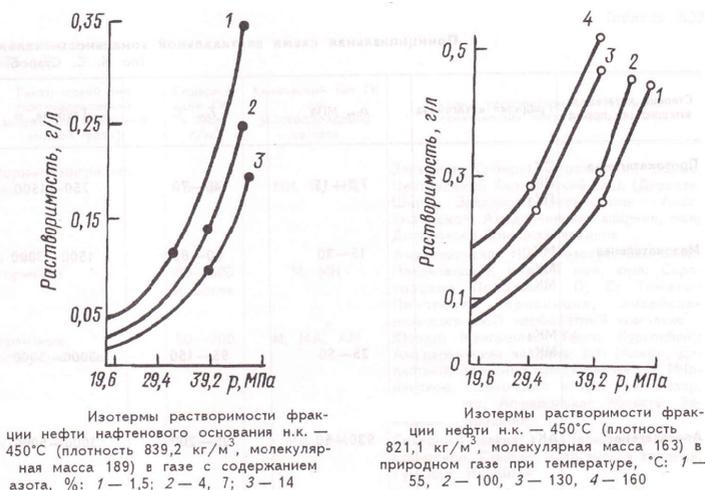


Рис. 3.5. Изотермы растворимости фракции нефти по данным Ушаковой, Юшкевича, Жузе, 1978 г.

Фрагмент графиков заимствован из Справочника по геохимии нефти и газа, 1998 год.

При падении давления (при разработке или в природных условиях) жидкая фаза выпадает из газа. Эти жидкие углеводороды называются конденсатом. Таким образом, в природе скопления углеводородов существуют не только в виде залежей нефти и газа, но и в виде залежей газоконденсата и, надо отметить, что по мере развития поисково-разведочных работ особенно на больших глубинах их открывается все больше и больше. Это самостоятельный тип промышленных скоплений углеводородных флюидов.

Газоконденсаты в стандартных условиях представляют собой прозрачные, бесцветные, желтоватые, слабо коричневатые жидкости, иногда

зеленоватые, с плотностью в пределах 0,620-0,825 г/см³; обычно плотность конденсатов увеличивается с глубиной и, как правило, увеличивается в процессе разработки.

Свойства конденсатов. Для их характеристики используют понятие «конденсатность». Под конденсатностью (q) понимают количественное содержание жидких углеводородов (конденсата) в газе (см³/м³ или г/м³). А также величину, обратную конденсатности – газоконденсатный фактор (м³/г или м³/м³). Обе эти величины зависят от условий сепарации и поэтому не очень удобны.

Не нужно забывать о том, что состав жидких углеводородов нефти также влияет на ее растворимость в газе. Установлено, что наиболее легко растворяются в газе метановые, труднее нефтяные и еще тяжелее (меньше) ароматические.

К физическим параметрам конденсатов относится плотность, которая меняется от 0.677 до 0.827 г/см³, т.е. они легкие – на 60-80% они обычно состоят из бензина, который выкипает до 150-200 С⁰.

Но есть конденсаты тяжелые, содержащие в своем составе керосиновые фракции, больше нефтяных и ароматических углеводородов и на каком-то этапе грань между нефтью и конденсатом начинает стираться. Эти фракции имеют температуру выкипания 350-500 °С и состоят из смол и даже асфальтенов. Поэтому вопрос: что это нефть или конденсат приобретает дискуссионный характер. Иногда специалисты затрудняются определить какую залежь открыли: нефтяную или газоконденсатную. Это специфика больших глубин. Поэтому предлагают – если газовый фактор менее 650 м³/м³ – залежь нефтяная; газовый фактор более 900 м³/м³ – залежь газоконденсатная; промежуточные значения 650-900 м³/м³ говорят о том, что пластовая смесь может находиться и в жидком (нефтяная залежь) и в газообразном состоянии.

Само содержание (выход) конденсата в залежах может существенно меняться и по этому показателю предлагается выделять следующие группы залежей: 1) высококонденсатные – q более 2000 см³/м³, 2) конденсатные – q имеет значения от 50 до 200 см³/м³, 3) низкоконденсатные – q менее 50 см³/м³ [43].

ЛЕКЦИЯ 4

Вопрос о происхождении нефти и отчасти углеводородных газов является одним из самых сложных и дискуссионных в нефтяной геологической науке. Роль и значение его совершенно очевидны. Еще И.М. Губкин подчеркивал, что решение вопроса о происхождении нефти имеет не только научно-теоретический интерес, но и огромное первостепенное практическое значение. Только зная где и как образовалась нефть (и будем сразу говорить углеводородный газ) мы сможем выяснить закономерности формирования и размещения (в плане и по разрезу) ее залежей, а далее уже решать вопрос – где и как их искать. Не имея теории образования нефти поиск ее будет сводиться к совершенно случайному, нецеленаправленному бурению. Дискуссия по происхождению нефти продолжается уже не одно десятилетие, на самых разных уровнях, вплоть до Международных конгрессов и Всероссийских совещаний (“Теоретическое и практическое значение изучения условий образования и накопления нефти и газа в осадочных бассейнах”, Москва, 1974 г.; “Нефтематеринские свиты и принципы их диагностики”, Москва, 1977 г.; “Молекулярная структура углеводородов и гетероатомных соединений нефти и седиментитов”, Москва, 1978 г.; “Методы оценки нефте- и газоматеринского потенциала седиментитов”, Москва, 1979 г.). В разное время исследования в этой области проводились коллективами исследователей в разных странах: в России А.Д. Архангельский, В.И. Вернадский, А.П. Виноградов, И.М. Губкин, Н.М. Страхов, А.А. Трофимук, А.М. Акрамходжаев, И.О. Брод, Н.Б. Вассоевич, В.В. Вебер, А.Ф. Добрянский, Н.А. Еременко, А.Э. Конторович, М.Ф. Мирчинк, С.Н. Неручев, К.Ф. Родионова, В.А. Соколов, В.А. Успенский и др., в США Ф.М. Ван-Тайл, К. Зобелл, У. Майншайн, А. Леворсен, Дж. Смит, Ф. Смит, Дж. Хант, Х. Хедберг, Э. Эванс, П. Эйбелсон, Дж. Эрдман, во Франции Б. Тиссоидр., в Германии Р. Майнхольд, П. Мюллер, Д. Вельте, а также в Японии, Великобритании и во многих других странах. Чем обусловлен такой повышенный интерес науки к этой проблеме? Дело в том, что уже более сотни лет в науке существует две диаметрально противоположные теории происхождения нефти: неорганическая и органическая. Каждая из них имеет своих сторонников и противников и опирается на факты, которые приводятся в их доказательство. Конечно, существуют гипотезы, которые даже объединяют, увязывают два направления друг с другом. Начнем с неорганического происхождения нефти.

Тема 4.1. Неорганическая гипотеза происхождения нефти

Все неорганические гипотезы происхождения нефти можно разделить на две большие группы: мантийного происхождения (ее называют еще вулканической, карбидной и др., но сущность их заключается в синтезе на глубине из минеральных компонентов) и космического происхождения (углеводороды существуют с самого рождения Земли). Хотя в некоторых элементах они между собой переплетаются, и это деление приобретает условный характер.

На чем они основываются? Какие факты «за», какие «против»? Начнем с теории мантийного происхождения нефти. Первые представления о том, что нефть имеет глубинное неорганическое происхождение были сформулированы известными учёными – физиками и химиками Пьер Эжено Марселен Берглю (1866 г.) (Marcellin Berthelot), Г. Биассоном (1871 г.), Александром Гумбольдтом (1873 г.) и Ф. Клоэзом (1878 г.). Но наиболее полно в этот ранний период существования теория неорганического происхождения нефти была развита Дмитрием Ивановичем Менделеевым (1877-1897г.г.). Он доложил свою гипотезу о минеральном происхождении нефти на заседании Всероссийского химического общества 15 января 1877 году и в том же году в его книге «Основы химии» был опубликован специальный раздел «О происхождении нефти». В качестве аргументов своей минеральной теории Менделеев отметил связь нефтяных месторождений с глубинными разломами (как путей миграции) и, в частности, с грязевым вулканизмом; указал на наличие в залежах высоких давлений (например, фонтанирование нефти); отметил присутствие углеродистых соединений в метеоритах и, наконец, обратил внимание на наличие в недрах Земли сильных восстановителей, например, неокисленного железа. Образование нефти Менделеев Д.И. представлял следующим образом: в недрах Земли он допускал (может быть даже в ядре) существование карбидов тяжелых металлов, главным образом, железа (Fe), но частично и титана (Ti), хрома (Cr), ванадия (V) и др., которые образовались еще на этапе формирования Земли. Карбиды металлов неустойчивы в присутствии O_2 , поэтому на поверхности их нет, но в отсутствие O_2 они могли сохраниться. Взаимодействуя с водой по схеме $Fe_m C_n + H_2O \rightarrow F_2 O_3 (Fe_3 O_4) + C_n H_{2n}$ они образуют смесь УВ разных классов.

Естественно, что для протекания таких реакций Менделеев вынужден был допустить проникновение воды с дневной поверхности вглубь на многие сотни и даже тысячи километров по зонам глубинных разломов. Образовавшаяся таким путем на глубине смесь паров H_2O и УВ подни-

малась вверх (опять же по разломам), достигала верхних, охлажденных оболочек Земли. Углеводороды конденсировались, при этом часть их пропитывала породы типа глин порождая горючие сланцы, богхеды и другие битуминозные породы; часть, конечно, окислялась, рассеивалась, выходя по разломам, трещинам на дневную поверхность; какая-то часть, попадая в благоприятные условия, пропитывала пористые породы и формировала залежи нефти. Наиболее благоприятными эпохами для формирования залежей нефти Менделеев считал эпохи горообразования в истории Земли. Именно в это время возникали пути для проникновения воды в недра, а смеси УВ к поверхности. Это положение в какой-то мере подтверждалось представлениями того времени о приуроченности большинства естественных нефтегазопоявлений к горным кряжам.

Кроме этих, можно сказать геологических, фактов Менделеев Д.И. опирался на ряд экспериментальных данных, собственных и других исследователей. Так, он ссылается на опыты Ф. Клоэза, который получил и исследовал углеводороды после воздействия на чугун соляной кислотой. Он обрабатывал марганцовистый чугун с 8% углерода той же кислотой и получал жидкую смесь углеводородов по запаху, виду и свойствам подобную природным нефтям. Такого рода опыты в разных вариантах позже неоднократно повторялись различными исследователями-химиками: К.В.Харичковым, Анри Муассаном и др. Эта гипотеза, обоснованная с точки зрения химии, сразу встретила резкое возражение геологов. Главное – о путях миграции углеводородов. В Земле есть пластичные слои (астеносфера по современным понятиям), которые будут препятствовать миграции; кроме того, давление с глубиной растет и вода не может двигаться вниз, вглубь. И самое главное, существование карбидов металлов в недрах земли не было на тот момент времени доказанным.

Приблизительно в это же время, в 1889 г. В.Д. Соколов на заседании Московского общества испытателей природы (МОИП) выступил с сообщением о своей космической теории происхождения нефти, которую он потом изложил в ряде публикаций. В качестве основы он привел факты обнаружения углеводородных газов и атомов углерода в хвостах комет, а также отметил факт исключительно широкого распространения H_2 во Вселенной. Исходя из этого он полагал, что нефть присуща не только Земле, но и многим другим планетам Вселенной и ее образование является мировым процессом. В частности, до начала исследований Венеры космическими аппаратами бытовало мнение о существовании морей и океанов нефти на этой планете. По мнению В.Д. Соколова углеводороды содержались в газовой оболочке Земли еще в период ее огненно-жидкого

состояния. По мере остывания УВ поглощались твердым субстратом Земли и, наконец, конденсировались в ее верхних наиболее остывших оболочках, порождая месторождения нефти и газа. Таким образом Соколов В.Д. положил в основу своих представлений теорию образования Земли Канта-Лапласа. По представлениям академика О.Ю. Шмидта (1934 г.) Земля сформирована из холодного протопланетного облака, но в метеоритах (углистых хондритах) обнаружены ароматические углеводороды и другие органические соединения. Далее космическая гипотеза неорганического синтеза нефти и газа была трансформирована в свете новых представлений о геохимии нашей планеты и вполне соответствует современным разработкам российских ученых (Р.П.Готтих, Б.И.Писоцкий и др.) согласно которым синтез УВ является следствием дифференцированного остывания магматических очагов [16]. Соколов В.Д. отмечал, что чаще большинство месторождений нефти и газа связано с осадочными породами, но связь эта не генетическая, а обусловлена тем, что в осадочных породах развиты коллекторы и ловушки.

Надо сказать, что эти первые представления о неорганическом синтезе нефти позже наиболее широко развивались у нас Н.А. Кудрявцевым, В.Б. Порфирьевым – в ее, главным образом, магматическом варианте; П.Н. Кропоткиным, В.Д. Соколовым и некоторыми другими – в космическом варианте.

В 1950 году профессор Н. А. Кудрявцев выдвинул магматическую гипотезу образования нефти. По его мнению, на больших глубинах – в мантии Земли – в условиях очень высокой температуры углерод и водород образуют углеводородные радикалы – CH , CH_2 и CH_3 . Вследствие перепада давления они перемещаются по веществу мантии в зоны глубинных разломов и вдоль этих разломов поднимаются вверх, ближе к земной поверхности. По мере понижения температуры в верхних слоях эти радикалы соединяются друг с другом и с водородом. В результате образуются более сложные нефтяные углеводороды. Дальнейшее движение углеводородных газов и нефти приводит их или на поверхность Земли, или в ловушки, возникающие в проницаемых осадочных породах, а иногда и в кристаллических на границе с первыми.

Доказывая свои предположения Н.А.Кудрявцев собрал и обобщил огромный геологический материал по нефтяным и газовым месторождениям мира. Прежде всего Кудрявцев обратил внимание на то, что многие месторождения нефти и газа обнаруживаются под зонами глубинных разломов земной коры. Сама по себе такая мысль не была новой: на это обстоятельство обратил внимание еще Д.И. Менделеев. Но Н.А. Кудряв-

цев намного расширил географию применения таких выводов, глубже обосновал их. Например, на севере Сибири, в районе так называемого Мархининского вала, очень часто встречаются выходы нефти на поверхность. На глубину до двух километров горные породы имеют признаки нефтеносности. В то же время, как показал анализ, количество углерода, образовавшегося одновременно с породой чрезвычайно невелико – 0,02-0,4%. [25]. Но по мере удаления от вала количество пород, богатых органическими соединениями, возрастает, а вот количество нефти резко уменьшается. На основании этих и других данных Кудрявцев утверждает, что нефтегазоносность Мархининского вала скорее всего связана не с органическим веществом, а с глубинным разломом, который и доставляет нефть из недр планеты. Подобные же образования имеются в других регионах мира. Скажем, в штате Вайоминг (США) жители издавна отапливают дома кусками асфальта, который они берут в трещинах горных пород соседних Медных гор. Но сами по себе граниты, из которых состоят те горы, не могут накапливать нефть и газ. Эти полезные ископаемые могут поступить только из земных глубин по образовавшимся трещинам. Более того, найдены следы нефти в кимберлитовых трубках – тех самых, в которых природа осуществила синтез алмазов. Такие каналы взрывного разлома земной коры, образовавшиеся в результате прорыва глубинных газов и магмы, могут оказаться вполне подходящим местом и для образования нефти и газа.

В 1957 году академик АН УССР В. Б. Порфирьев предложил обновленный вариант космической гипотезы. По его представлениям, углеводороды, существовавшие в первозданном веществе Земли, при ее остывании и формировании как планеты, поглощались остывающей магмой и позднее, поднимаясь по трещинам, внедрялись в осадочные породы.

В.Б. Порфирьев в своих научных работах доказывал, что нефть, находящаяся в подкоровых зонах, образовалась одновременно с другими минеральными веществами, вошедшими в состав Земли. Из подкоровых зон она поступала по глубинным разломам в верхнюю часть Земной коры – фундамент и осадочный чехол. Этапы поступления нефти из подкоровых зон связывались В.Б.Порфирьевым с периодами тектонической активизации планеты и основным этапом поступления нефти в ловушки он считал альпийский этап складчатости и обосновывал молодой (кайнозойский) возраст залежей нефти и газа.

П.Н. Крпоткин (1985) считал, что процесс нефтегазообразования является частью глобального процесса дегазации мантии Земли. В качестве источника дегазации им рассматривалась зона, объединяющая нижнюю

часть земной коры совместно с верхней мантией до глубины примерно 150 км., характеризующаяся восстановительными условиями и содержащая большие количества водорода, метана и других УВ, воды, окиси углерода и других неуглеводородных газов. В зависимости от геологических и геохимических условий коры и мантии в результате прорыва этих газов по разломам в стратисферу по П.Н. Кропоткину возникали процессы, способствующие образованию более сложных УВ соединений и их миграции в верхние слои земной коры и осадочного чехла.

П.Н. Кропоткин изучал генезис магмы и происхождение складчатости. Им было разработано положение о тесной генетической связи тектонических деформаций и магматизма, о глубинном характере первичных тектонических и тектоно-магматических процессов, которые проявляются в дислокациях земной коры. Ведущая роль в этих построениях отводится горизонтальным напряжениям, связанными с дрейфом материков и неравномерным изменением радиуса Земли.

На современном этапе развития научных знаний в области теории образования углеводородов любопытный материал опубликовал А.А. Баренбаум [4], изложивший новую, биосферную концепцию нефтегазообразования. Была предложена схема глобального геохимического круговорота углерода на Земле, в основе которой лежат учения В.И. Вернадского о биосфере и её роли в круговороте вещества на планете Земля. Доказано, что углерод и вода поступали на Землю с галактическими кометами. Далее углерод перераспределяется и оказывается на поверхности и литосфере. Времена падения метеоритов А.А. Баренбаум считает основными эпохами образования чёрных сланцев. Эпоха циклична, примерно равна 20-37 млн. лет. На схеме (рис. 4.1), которую предлагает А.А. Баренбаум видно, что существует до трёх циклов круговорота: один биосферный и два литосферных.

Первый короткий – 10-100 лет, вызван круговоротом углерода в биосфере. Второй быстрый литосферный цикл – 10^6 - 10^7 лет обусловлен преобразованием органического вещества и осадочного материала. Третий долгий литосферный цикл – 10^8 – 10^9 связан с тектоникой Земли и погружением углеродсодержащих пород в мантию. Все три цикла связаны между собой и описываются определённой системой математических уравнений.

В 2007-2008 гг. под руководством В.Г.Кучерова в лаборатории был осуществлен синтез углеводородов в условиях высоких температур и давлений, отвечающих состоянию мантийного вещества на больших глубинах. Эксперимент был масштабирован в пределах разреза Земли от мантии до осадочного чехла.

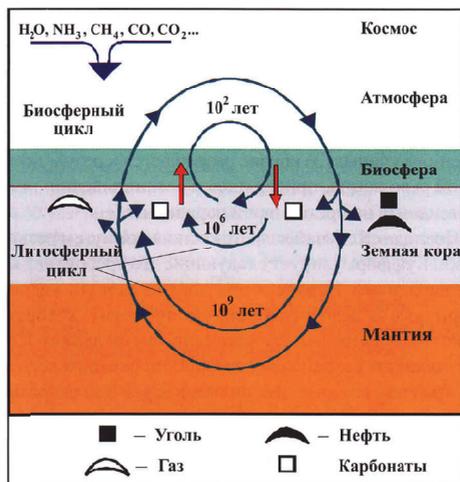


Рис. 4.1. Схема глобального геохимического круговорота углерода на Земле

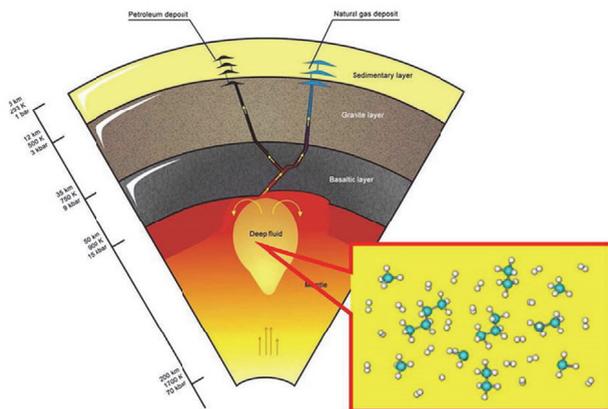


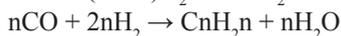
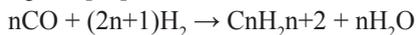
Image courtesy A. Kolesnikov and V. Kutcherov

Рис. 4.2. Схема образования углеводородов
(по В.Г. Кучерову и А.А. Колесникову (2008 г.)

Рисунок с сайта http://olehnielsen.dk/img/mantle_hydrocarbons.jpg

Кроме того науке известен синтез углеводородов Фишера – Тропша (Ф-Т) – это химическая реакция, происходящая в присутствии катализатора, в которой оксид углерода (CO) и водород H₂ преобразуются в различные жидкие углеводороды. Обычно используются катализаторы,

содержащие железо и кобальт. Синтез Ф-Т можно рассматривать как восстановительную олигомеризацию (специфический вид химического процесса) оксида углерода [52]:



Тепловой эффект значителен, 165 кДж/моль CO. Катализаторами служат металлы VIII группы: наиболее активен Ru, затем Co, Fe, Ni.

Так на что опирается неорганическая теория происхождения нефти в настоящее время? Один космический довод уже был приведен. Далее; другим доводом является закономерность, которая, как считают многие сторонники неорганического синтеза, подтверждается во всех нефтегазоносных бассейнах и которую называют часто правилом Кудрявцева (т.к. именно им было это положение сформулировано). Это правило состоит в том, что если в разрезе того или района есть залежи нефти и газа в каком-то горизонте, на каком-то уровне разреза, то нефть или газ будут встречены и во всех нижележащих горизонтах. Не обязательно в виде залежей, а хотя бы в виде нефтегазопроявлений, следов миграции по трещинам. Причем совершенно независимо от того какие породы залегают (метаморфические, изверженные, осадочные), каковы условия их залегания, есть или нет в них ОВ, каково его содержание. Там же, где есть коллекторы и ловушки, есть (должны быть) залежи нефти (промышленные или непромышленные). То есть идея такова, что нефть (или газ) идут с глубины от фундамента вверх и всюду оставляют следы. Что можно сказать по этому поводу. К сожалению (неоргаников) характер распределения нефти и газа в разрезе очень сложен. Во многих районах, даже в пределах одного месторождения мы имеем чередование продуктивных и водоносных пластов. Залежи нефти и газа приурочены к определенным стратиграфическим уровням разреза, при этом эти уровни могут охватывать огромные территории. Например, терригенные отложения девона (Д), терригенный карбон (С₁), терригенно-карбонатный карбон (С₂) – являются регионально нефтеносными свитами, а между ними имеются коллекторы без признаков нефтегазопроявлений. Далеко не всегда подтверждается и основной вывод, что ниже промышленных скоплений всегда есть во всех толщах разреза хотя бы нефтепроявления. Например, рифей – вендские отложения в восточной части Республики Татарстан; запад, юго-запад Татарстана, где нефтепроявления зафиксированы только в отложениях пермской системы, а ниже нефтепроявлений нет и т.д.

Следующий геологический факт: залегание нефти в ряде базальных горизонтов разреза, крайне бедных ОВ, вблизи или прямо на поверхно-

сти фундамента. Такую картину мы наблюдаем в кембрийских отложениях Прибалтики, на Непско-Батуобинской антеклизе (Верхнегорская площадь). Сам этот факт сомнений не вызывает, но он не является доказательством того, что нефть поступила в базальные горизонты из глубины, из метаморфических и изверженных пород. Ведь эти базальные толщи погружаясь фациально замещаются толщами, богатыми ОВ и латеральной боковую миграцию по ним никак нельзя исключить.

Далее, очень много внимания уделяется различным нефтегазопроявлениям, встречающимся в изверженных и метаморфических породах, выделению нефти и газа (часто битумов) при вулканических извержениях, при гидротермальной деятельности. К настоящему времени таковых известно немало. Более того, в породах фундамента известны промышленные залежи нефти и газа. Полагают, что УВ не могли попасть в них из пород осадочного чехла. На территории России на Кольском полуострове, в Хибинском щелочном массиве известны выделения углеводородных газов. Отмечены разного рода нефтегазопроявления в Кольской сверхглубокой скважине, в скважинах 20000 Миннибаево и 2000 Туймазы, которые вскрыли фундамент на глубину нескольких километров. Месторождение Верхнегорское в Восточной Сибири содержит промышленные скопления нефти в коре выветривания и в верхней части фундамента. По данным Е.В. Кучерук (1992 г.) К настоящему времени скопления УВ и притоки нефти и газа промышленного значения, приуроченные к породам фундамента, установлены в осадочных бассейнах различного типа в Европе, Азии, Африке, Северной и Южной Америке и Австралии. В зарубежной Европе наибольшее число таких месторождений известно в Паннонском бассейне с разновозрастным фундаментом (месторождения Кикиндаварош, Кикинда, Мокрин, Калачеа, Саткинез, Шандра, Версаш, Турну, Хайдусобосло и др.). В поднадвиговой части Северо-Предкарпатского бассейна известно газонефтяное месторождение Лубна с залежами, приуроченными только к породам докембрийского кристаллического фундамента. В Венском бассейне залежи нефти и газа выявлены в аллохтонном фундаменте, представленном палеогеновым флишем и мезозойскими карбонатными породами (месторождения Матцен, Адерклаа, Шенкирхен-Тиф, Шенкирхен-Убертиф и др.). С разведкой этих комплексов связаны основные перспективы нефтегазоносности бассейна.

За пределами Альпийско-Карпатского региона известно пока единственное месторождение Клэр в Западно-Шетландском бассейне с залежью нефти в трещиноватых гнейсах фундамента гренвильского возраста и в древнем девонско-каменноугольном красном песчанике. Месторож-

дение приурочено к сложнорасчлененному хребту Рона, погребенному под осадочными отложениями верхнего мела – кайнозоя.

В Зарубежной Азии породы фундамента промышленно нефтегазоносны в двух бассейнах Китая: Преднанышаньском (месторождение Яэрся) и Бохайваньском (Синлунтай). Широко известно месторождение Белый Тигр во Вьетнаме, приуроченное к выветрелым породам кристаллического фундамента. В Индии в 1989 г. в Камбейском бассейне доказана нефтегазоносность пород фундамента на месторождениях Бомбей-Хай и Хира. Суммарные извлекаемые запасы нефти в породах фундамента этих двух месторождений оцениваются в 29 млн. т. Ранее в Ассамско-Араканском бассейне в породах фундамента было выявлено небольшое месторождение Боролла. В Индонезии породы фундамента продуктивны на месторождении Норт-Ист-Бирук, расположенном в Центрально-Суматринском бассейне. Притоки УВ получены также на отдельных площадях ряда других осадочных бассейнов Индонезии.

В Африке (и в мире) наиболее крупное скопление УВ в породах фундамента содержит месторождение Ауджила-Нафура в бассейне Сирт в Ливии, которое связано с Амалом, погребенным гранитным кряжем, и, возможно, составляет с ним (а точнее, с одной лишь площадью Ауджила) единое гигантское месторождение.

В Марокко промышленно нефтеносны породы фундамента на ряде мелких месторождений в Предрифском бассейне, в его поднадвиговой части (Сиди-Фили, Блед-эд-Дум, Уэд-Меллах и др.).

В Египте в небольших количествах нефть добывается из трещиноватых пород докембрийского фундамента в бассейне Суэцкого залива.

В США породы фундамента нефтегазоносны в пределах нескольких бассейнов. В Западном Внутреннем бассейне известно более десятка мелких месторождений (Орт, Крафт-Пруса, Холл-Гарней и др.), связанных с эрозионным рельефом в поднятиях Центрального Канзаса. На сопряжении бассейна с впадиной Анадарко располагается гигантское нефтегазовое месторождение Хьюгтон-Панхандл, в южной части которого, приуроченной к погребенному хребту Амарильо, продуктивны наряду с пермско-пенсильванскими отложениями (включая “Гранитную дресву”) также трещиноватые породы фундамента, содержащие единую массивную залежь. В Калифорнии месторождения с залежами нефти в породах фундамента известны в трех межгорных бассейнах: Сан-Хоакин (Эдисон, Маунтин-Вью), Лос-Анджелес (Уилмингтон, Лонг-Бич, Плайядель-Рей, Эль-Сегундо) и Санта-Мария на одноименном месторождении. Все они, за исключением последнего, связаны с антиклинальными струк-

турами, выраженными по фундаменту и вышележащим осадочным породам, также продуктивным. На месторождении Санта-Мария ловушка образована в результате выклинивания и срезания основной продуктивной толщи – базальных песчаников миоценового возраста – поверхностью несогласия на склоне погребенного выступа фундамента, из которого тоже получены притоки нефти. Небольшие количества нефти из трещиноватых гранитов, кварцитов и других пород докембрийского возраста получены в некоторых осадочных бассейнах Скалистых гор.

В Южной Америке известны месторождения Ла-Пас и Мара в Маракайбском бассейне. Промышленные притоки нефти из пород фундамента получены также в заливе Ла-Вела (часть бассейна Маракайбо).

Добыча нефти в небольших количествах осуществляется также в бассейне Гуаякиль-Прогрессо в Перу на месторождении Ла-Бреа-Париньяс и в бассейне Сержипи-Алагоас в Бразилии (месторождения Кармополис, Сиризинью и Риашуэму).

В Австралии нефтегазопроявления в породах палеозойского метаморфического фундамента фиксировались на ряде площадей в районе выступа Рома в бассейне Боуэн-Сурат, но единственное промышленное скопление газа в этих породах установлено на небольшом месторождении Прингл-Даунс.

К настоящему времени число выявленных в фундаменте месторождений УВ в мире достигло такой величины, когда их уже нельзя рассматривать в качестве уникального случая с точки зрения геологии, а надо ставить вопрос о целенаправленных поисках подобных скоплений. Но для этого нужна единая модель и представление о механизме формирования нефтеносности пород фундамента.

Эти факты очень интересны и убедительны, хотя нигде нельзя считать строго доказанной невозможность попадания нефти и газа из осадочной толщи, а такие месторождения как Панхендл, Верхнегорское, образуют единый резервуар с осадочной толщей. Нужно заметить еще одну деталь, говоря о нефтегазопроявлениях в кристаллических породах. Подавляющая часть их отмечена либо в гранитах и близких к ним разностях кислых интрузивных и изверженных пород, либо в метаморфизованных осадочных комплексах. Н.А.Кудрявцев считал, нефтеобразование связано с основными породами. Дело в том, что в кислых породах углерода почти нет, повышенные (сравнительно) концентрации его связаны именно с основными породами, в которых нефтепроявлений не обнаружено.

Очень подробно анализируется неорганиками связь месторождений нефти и газа с разломами. Отмечается, что месторождения, как прави-

ло, тянутся вдоль глубинных разломов, которые являются проводниками УВ из недр Земли. Этот довод представляется наименее убедительным из всех рассмотренных выше. Сейчас геофизическими методами установлена густая сеть разломов, по распространению которой однозначных выводов о миграции по ним углеводородов сделать не возможно. Кроме того разломы не менее редко встречаются в районах, где нет никаких месторождений нефти и газа.

Подводя итог краткому обзору состояния неорганической теории происхождения нефти надо отметить, что установлен ряд интересных и бесспорных фактов, которые говорят, что синтез УВ неорганическим путем возможен. Это и обнаружение УВ и других органических соединений на космических объектах, и выделение УВ при вулканических и гидротермальных процессах, и выделение УВ газов из метаморфических и изверженных пород на щитах, в рифтах на дне океанов, и многочисленные нефтепроявления в породах фундамента. Очень интересные мысли связаны с, очевидно, реальным процессом дегазации Земли. И, однако, у этой теории очень много слабых мест, которые не позволяют принять ее большинству исследователей (по крайней мере сейчас). И самым важным, пока совершенно непреодолимым недостатком ее является сам состав нефтей. Сам факт неорганического синтеза УВ, бесспорен, но состав этих УВ совершенно не соответствует составу УВ нефти. Решая вопрос происхождения нефти необходимо подходить к нему не абстрактно, а вполне конкретно: не просто образование УВ, а синтез той закономерной системы УВ, которая является нефтью. Это прежде всего обнаружение в ней целого ряда специфических структур: изопреноидов, N-алканов, многих полициклических N-гетероциклических соединений, которые имеют своих непосредственных предшественников в органическом веществе. Возможность синтеза их неорганическим путем совершенно недоказана. Неясным остается вопрос о путях поступления УВ с больших глубин при дегазации мантии. Очевидно совершенно исключается возможность сохранения нефти с догеологического этапа развития Земли, как планеты. Еще Менделеев говорил, что такая нефть неизбежно бы окислилась, сгорела. Наконец, надо обратить внимание на очень интересные новейшие данные изотопных исследований углерода, который имеет два стабильных изотопа: C^{12} и C^{13} . Нефти и углеводородные газы характеризуются легким изотопным составом углерода, который очень близок к изотопному составу углерода ОВ! Углерод неорганического генезиса характеризуется значительной обогащенностью тяжелым изотопом C^{13} . Очень интересно свойство системы УВГ к инверсии изотопного

состава углерода с ростом температуры. Суть заключается в том, что при относительно низких температурах, характерных для верхней части земной коры (где и сосредоточены залежи нефти и газа), изотопно самым легким является метан, далее по линии $C_2H_6 \rightarrow C_3H_8$ изотопный состав углерода утяжеляется. При температуре выше $200^\circ C$ в системе происходит полная инверсия, т.е. изотопно самым легким становится пропан, а самым тяжелым CH_4 . Так и УВГ нефтяных и газовых месторождений характеризуются нормальным (прямым) распределением изотопов углерода, т.е. они не были при $t^0 > 200^\circ C$, а интересно, что УВГ Хибинского щелочного массива, т.е. явно неорганического происхождения, характеризуются инверсионным (обратным) изотопным составом углерода. Значит, если бы был коллектор и была бы ловушка и достаточно обильное выделение УВГ, то сформировалась бы залежь инверсионного состава, но таких залежей реально в природе нет. Наконец, отметим оптическую активность нефти. В.И. Вернадский окончательно и точно показал, что синтезированные УВ неорганического происхождения оптически не активны. Таким образом, месторождений нефти и газа, которые образовались бы за счет неорганического синтеза УВ пока не известны.

С неорганическими гипотезами происхождения углеводородов подробнее можно ознакомиться из следующих источников:

Учебник Э.А. Бакиров, В.И. Ермолкин, В.И. Ларин и др., 1980 г. С. 82-83.

Учебник Н.А. Еременко, 1968 г. С. 274-282.

Учебник Э.А. Бакиров, З.А. Табасаранский, М.В. Бордовская и др., 1982 г. С. 202

Тема 4.2. Органическая теория происхождения нефти

Рассматривая эту концепцию мы должны ответить на несколько вопросов. Первый – каков исходный органический материал для развития процессов нефтегазообразования? Второй – каковы условия накопления и захоронения этого исходного материала? Следующий – каковы пути и факторы превращения в нефть (газ) этого исходного материала?

Рассматривая первый из этих вопросов мы должны сказать, что со времен работ И.М. Губкина господствует точка зрения о смешанном растительно-животном исходном органическом веществе. Хотя исторически на этот счет существовали разные точки зрения. Так, еще М.В. Ломоносов полагал, что нефть образуется при возгонке угля под действием земного жара, т.е. исходным органическим материалом служили растения.

Многие другие исследователи – Г.Л. Стадников, К. Крэг, Н.Д. Зелинский, К.П. Калицкий и др. – рассматривали разные пути образования нефти из растительных остатков. При этом одни брали за основу образование нефти из углеводов. Действительно, опытами Берля была показана принципиальная возможность образования нефтеподобных продуктов из углеводов при их восстановлении H_2 . Но многие ученые обращали внимание на то, что углеводы очень неустойчивы и в условиях земной коры быстро разлагаются полностью до газообразных продуктов. Поэтому другие исследователи предпочтению отдавали возможности образования нефти из лигнино-гумусовых веществ, как более устойчивых к разрушению. Наиболее полно теории растительного происхождения были разработаны В.Б. Порфирьевым и К.П. Калицким, хотя в принципиально разных вариантах.

В основе теории В.Б. Порфирьева лежит представление о накоплении гомогенной массы органического вещества, где обязательно существенная роль отводилась клетчатке и целлюлозе, как источников водорода для процессов гидрогенизации. Далее погружаясь, эта масса попадает в зону высоких температур и давлений и порождает нефть [8, 9].

В основе теории К.П. Калицкого лежит представление о том, что нефть образовалась на месте своего современного нахождения в пластах-коллекторах. Калицкий совершенно отрицал миграцию нефти. Значит надо иметь растения, которые развиваются на песчаных илах в тех или иных водных бассейнах. К.П. Калицкий полагал, что таковыми могли быть заросли морских трав (но не водорослей!), типа зостеры (*Zostera*). В результате их преобразования могут быть получены углеводороды, которые и образуют залежь прямо на месте своего накопления.

Аналогичный опыт провел академик Н.Д.Зелинский (1919 год), применив в качестве исходного сырья сапрпель (ил растительного происхождения из озера Балхаш). В этом случае на выходе получились:

- керосин;
- бензин;
- тяжелые масла;
- метан.

Были и взгляды об образовании нефти из органического вещества животных организмов. Они также подкреплялись экспериментально, получением смесей, похожих на нефть. С этой целью в 1888 году учеными К. Энглером и Г. Гефером (Германия) была проведена серия опытов, в процессе которых рыбий жир под давлением 1 (один) МПа и при высокой температуре (400°C) подвергался перегонке. В результате эксперимента были получены:

- передельные углеводороды;
- смазочные масла, составляющими которых были нафтены, алкены, арены;
- парафин.

Исследования, проведённые ранее, показывают, что организмами нефтепреобразователями, согласно теории смешанного характера исходного для образования углеводородов материала являются в первую очередь одноклеточные водоросли, животный планктон и затем отдельные компоненты исходной органической массы – жирные кислоты (Райтер, 1940, Вилкоккс, 1945).

Рассматривая теорию смешанного (животно-растительного) исходного ОВ нужно отметить, что сейчас выделяется два генетических типа ОВ: сапропелевое и гумусовое [9]. Сапропелевое генетически связано с низшими организмами. Оно образует главным образом нефть. Гумусовое ОВ генетически связано с наземной растительностью. Оно образует главным образом газ! Любое ОВ состоит в основном из следующих компонентов.

Белки – это продукты конденсации аминокислот, содержащие азот. В животных, бактериях белков в среднем 40%, в высшей растительности 5-10%. Белки весьма неустойчивы и при захоронении в осадках быстро разлагаются, хотя какая-то часть может связываться и сохраняться.

Углеводы – в животных их меньше чем в растениях. Эти соединения очень обогащены O_2 . Они могут быть источником циклических структур, но в принципе углеводы также очень быстро разлагаются и вряд ли существенно могут сохраниться. Поэтому не могут играть заметную роль в нефтеобразовании.

Лигнин – это компонент высшей наземной растительности, хотя какие-то предшественники его есть и в водорослях.. Это весьма устойчивый компонент и может сохраняться в осадках, что весьма важно с позиции нефтеобразования.

Липиды – это, главным образом, жиры, карбоновые кислоты, воски, эфиры. В сложных липидных структурах они могут быть связаны структурно с белками, углеводами; сюда же относятся жирные кислоты. Доля липидов достаточно значительна: в биомассе в целом до 7%, а в зоопланктоне до 20% массы. Важно, что липиды структурно близки ко многим УВ нефти и они наиболее устойчивы при захоронении и при разложении белков, углеводов доля их все более растёт. Таким образом, мы должны подчеркнуть, что липидные компоненты живого вещества являются основным исходным материалом для нефтеобразования, хотя нельзя исключать какой-то роли белков, лигнина. Углеводный материал менее всего играет эту роль.

Новейшими исследованиями доказано, что в структуре органического вещества пород выделяется нерастворимая его часть – кероген. В процессе катагенеза от структуры керогена происходит отрыв боковых групп: кислотных, эфирных, изопреноидных и других, что приводит, как считают исследователи к образованию УВ [40, 45].

Теперь об условиях захоронения и накопления органического вещества. Многочисленными работами наших и зарубежных исследователей начиная еще с 20-х годов прошлого века (А.Д. Архангельский, Р.Д. Траск, Н.Б. Вассоевич и многие др.) было показано, что, как правило, наиболее обогащены органическим веществом глинистые породы. Изучая современные осадки Р.Д. Траск подчеркнул, что эта тенденция прослеживается и в них. Собственно он впервые и указал на связь накопления органического вещества с литологией осадка. Изучение разных обстановок осадконакопления показало, что наиболее благоприятны для накопления органики субаквальные осадки, формирующиеся в восстановительных условиях. Это осадки морских или крупных озерных бассейнов, главным образом, накапливающиеся в относительно спокойной гидродинамической обстановке шельфа, различных прибрежных лагун, эстуариев рек, заливов. В крупных мелководных бассейнах это могут быть и их центральные, удаленные от берега части. И наоборот, континентальные условия, условия прибрежного мелководья мало благоприятны для накопления органического вещества. Подвижная гидродинамическая среда, зона прибой, морских пляжей создает условия резкого обогащения вод и самих осадков кислородом. В этой окислительной обстановке органическое вещество, быстро окисляясь, разрушается и не может накапливаться. Кроме того рассеянное органическое вещество выносится в более спокойные части бассейна седиментации, а именно в более глубокие части шельфа, а если полоса шельфа узкая, то даже на материковый склон, где вследствие его крутизны осадконакопление затруднено. Таким образом, подчеркнем, что для накопления органического вещества необходимо по крайней мере два условия: застойная, спокойная гидродинамическая обстановка и восстановительная, с дефицитом кислорода, среда осадконакопления, иногда с сероводородным (H_2S) заражением. Конечно, на континентах такие условия представить себе невозможно, здесь активно идут процессы денудации и много свободного кислорода. Именно поэтому для накопления органического вещества необходимы условия крупных морских, океанических или по крайней мере крупных континентальных озерных бассейнов.

Сама застойная обстановка, отсутствие активного движения вод предопределяет связь накопления органического вещества, главным об-

разом, с пелитовыми глинистыми осадками. Уже это практически исключает возможность формирования нефтематеринских свит по представлениям К.П. Калицкого, т.е. непосредственно в песчаниках, которые обычно формируются в гидродинамически активной среде. Однако исследования многих ученых (В.Н. Вебер и др., 1940 г.) показывают, что нефтематеринскими породами могут быть не только глины, но и другие разности – мергели, известняки, кремнистые породы, алевролиты и даже песчаники, если они формировались в благоприятной восстановительной обстановке [9].

Таким образом, основные типы нефтематеринских пород – это глинистые, глинисто-карбонатные, в меньшей степени – глинисто-алевритовые породы в разной степени обогащенные органическим веществом. Под нефтематеринской свитой понимают такой комплекс осадочных пород, который образовался в фациальных условиях, благоприятствующих накоплению рассеянного органического вещества, его аккумуляции и дальнейшему преобразованию в нефтяные углеводороды. Здесь надо подчеркнуть крайне важное положение о накоплении исходного органического вещества в рассеянной форме (в минеральной части пород). Впервые на этот факт еще в начале прошлого века обратил внимание Н.К. Михайловский (1906 г.) и эту идею широко подхватил и развил И.М. Губкин в своей книге «Учение о нефти» в 1932 году, говоря о диффузно-рассеянной нефти и об огромных масштабах ее образования в природе. Он так же указывал на то, что концентрированные формы органического вещества дают другой ряд каустобиолитов – угольный [18].

Условия для накопления нефтематеринских пород:

- а) субаквальная среда,
- б) восстановительная обстановка,
- в) устойчивое и длительное погружение дна бассейна седиментации.

Однако не всякая нефтематеринская порода порождает нефть, поэтому возникло понятие о нефтепроизводящих породах, т.е. нефтематеринских, но реализующих свой потенциал.

Итак органическое вещество накопилось. Каковы же теперь пути и факторы его преобразования, порождающие в конце концов УВ нефти? Исходя из современных представлений можно наметить ряд факторов, определяющих превращения исходного органического вещества и соответственно несколько источников нефтяных УВ.

Первый фактор это углеводороды, унаследованные непосредственно из живого вещества. Количество их весьма невелико, накапливаются они в самом верхнем тонком слое современного осадка. Мощность его несколько см или десятков см. Какая-то часть их, конечно, неустойчива

и разлагается, но какая-то часть сохраняется, сорбируется осадком и захороняется. Очень долго существование таких УВ или их предшественников в современных осадках ставилось под сомнение. Однако работы А. Смита, В.Н. Вебера, В.А. Горина, К.Ф. Родионовой с полной достоверностью показали их наличие. Фактически современными методами исследования в осадках современных бассейнов разного типа установлен почти весь спектр соединений нефти. Обнаружены и жидкие, и твердые УВ и тяжелые УВГ – гомологи метана (сам метан известен давно) – выделение пузырьков видел каждый из вас. Некоторые ученые из этого факта поспешили сделать вывод, что уже в современных осадках образуется нефть! Это, конечно, неправильно. Нефти как таковой нет, намечается лишь ее зарождение.

Второй фактор – зона новообразования УВ под воздействием микроорганизмов на исходное органическое вещество. Это биохимические факторы, проявляющие себя в зоне диагенеза.

Третий фактор – зона, где микроорганизмы уже отсутствуют, но образование УВ идет за счет различных ферментов, оставшихся от их жизнедеятельности. В целом эти вторую и третью зоны можно объединить в одну более крупную биохимическую зону новообразования УВ. Вопрос о толщине (мощности) этой зоны обсуждается весьма остро. Одни исследователи полагают, что мощность этой зоны буквально несколько метров, и ниже биохимические процессы прекращаются полностью. В лучшем случае мощность биохимической зоны несколько десятков метров. Это мнение, надо сказать, широко распространено. Но есть и другая точка зрения. Ряд авторов (В.П. Алексеев и др.) считают, что биохимическая зона распространяется до глубин 700-1000м. Более того ими выделяется переходная зона в интервале глубин 1000-1700м, в верхней части которой биохимические процессы превращения органического вещества еще преобладают над термokatалитическими. Считается, что в раннем диагенезе органическое вещество преобразуют аэробные бактерии, в позднем – анаэробные.

Четвёртый фактор. Зона катагенеза, где происходит новообразование УВ за счет термokatалитических процессов превращения ОВ. Именно здесь происходит формирование нефти (микронепти). Главным фактором здесь выступают t° и каталитические свойства пород (отсюда и название). Эта зона получила название главной зоны нефтеобразования /ГЗН/, а этап превращения органического вещества – главной фазы нефтеобразования /ГФН/. Глубина этой зоны определяется в 1,5-3-4 км, а в некоторых случаях и глубже (температурный интервал 60-160° С). Это зависит от разных причин: принадлежности к разным структурным эле-

ментам земной коры с разным тепловым потоком и соответственно с разными температурами на одной глубине (древние платформы, молодые платформы и т.д.).

Среди других факторов, которые могут рассматриваться в качестве влияющих на процессы преобразования органического вещества, некоторые авторы называют радиоактивное излучение. Но этот вопрос остаётся в стадии разработки.

Наконец, необходимо затронуть вопрос о соотношении в разрезе зон нефтеобразования и газообразования. Верхняя, биохимическая зона – это зона преимущественного газообразования, нефть здесь еще не образовалась, процесс образования нефти здесь еще не завершен, не закончен. Термокаталитическая зона – главная зона нефтеобразования, именно здесь происходит окончательное завершение превращения органического вещества в нефть. Но параллельно образуется и газ! Глубже (температурный интервал 150-250 °С) процессы преобразования ОВ и самой нефти продолжаются, но они выражаются в деструкции, распаде нефти и идет снова, главным образом, газообразование – это главная зона газообразования (ГЗГ). Таким образом, по мнению Н.Б.Вассоевича, процесс газообразования предваряет, сопровождает и завершает процесс нефтеобразования.

На рис. 4.3 показано Изменение условий накопления и преобразования органического вещества с глубиной погружения.

Основываясь на современных достижениях геологии и геохимии, в рамках биогенной концепции В.Б. Вассоевич сформулировал положения осадочно-миграционной теории образования нефти. Давая определение нефти он говорил, что – это выделившиеся в отдельную фазу наиболее стойкие жидкие гидрофобные продукты фоссилизации органического вещества, захороненного в субаквальных отложениях (Вассоевич, 1967).. Основные положения этой теории сводится к следующему. Это абиогенный синтез углеводородов нефти из биогенного органического вещества субаквальных осадков. Это процесс стадийный, при котором исходное органическое вещество накапливается в субаквальных осадках, а последующая его трансформация происходит в породах на различных стадиях литогенеза. Горючие ископаемые (нефть, природный газ, нефтиды, уголь, горючие сланцы) признаются генетически родственными образованиями, связанными с биогенным веществом. Горючие ископаемые возникли из отмерших концентрированных (угли, горючие сланцы, частично газ) или рассеянных (нефть, газ) остатков ОВ живых организмов, обитавших на Земле в прошлые геологические эпохи с протерозоя до неогена включительно. Исходным веществом для образования нефти

и газа были продукты распада и преобразования биогенного материала рассеянного в донных отложениях водных бассейнов, в основном сапропелевого (некрома водорослей, бактерий) или гумусово-сапропелевого (с добавлением высшей растительности) состава, главным образом липидов, липоидов и родственных им веществ (панлипоидинов). Повышенные концентрации ОВ обычно накапливались в глинистых или глинисто-карбонатных, карбонатно-кремнисто-глинистых осадках, в относительно восстановительных придонных обстановках. Концентрации ОВ (Сорг.) более 0,1% для сапропелевого и более 0,2% для смешанного гумусово-сапропелевого ОВ (значения Сорг. на средних стадиях катагенеза) позволяют их выделять как потенциально НГМ.

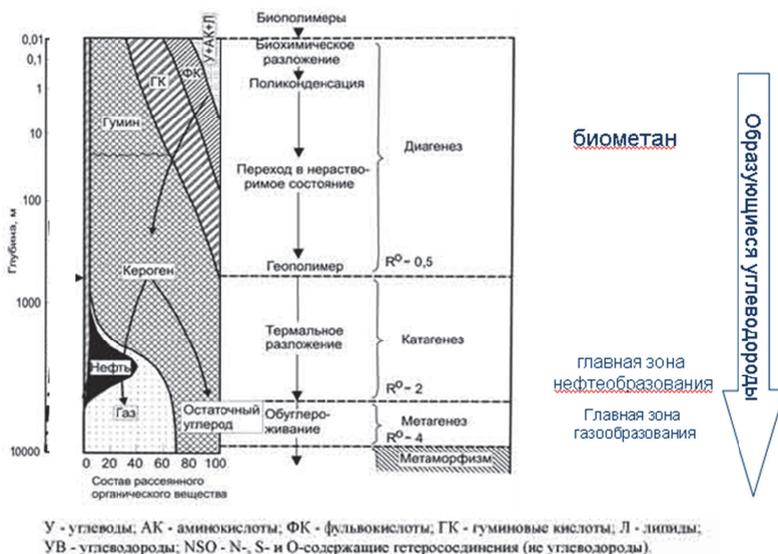


Рис. 4.3. Изменение условий накопления органического вещества с глубиной погружения

Фрагмент рисунка из книги О.К. Баженова, Ю.К. Бурлин и др. Геология и геохимия нефти и газа (2012 г.)

В процессе литогенеза, начиная с седиментогенеза, и далее в диагенезе и катагенезе происходили преобразования донных осадков в осадочные горные породы, вместе с породами в результате биохимических, геологических, и химических процессов происходило преобразование (фоссилизация) находящегося в них ОВ в высоко конденсированные макромолекулы и/или ассоциаты – кероген. Дальнейшее созревание керогена в зоне мезокатагенеза (МК) (Главная зона нефтеобразования, темпе-

ратуры 60-180°C) сопровождалось постепенным отделением от керогена углеводородных компонентов – «микроневфти», генерация сопровождалась первичной миграцией углеводородных флюидов. Этот процесс был длительным и стадийным, продолжался десятки и сотни миллионов лет.

Микроневфть и газ эмигрировали из нефтематеринских пород в проницаемые пласты коллекторы-проводники, по которым под действием градиента давления (вторичная миграция) углеводородные флюиды мигрировали в основном в собственной фазе (газ в водорастворенном состоянии) в ловушки (пласты-коллекторы, ограниченные слабо проницаемыми породами-флюидоупорами) и формировали в них скопления – залежи нефти и/или газа.

Итак – какие же основные доводы в пользу органической теории происхождения нефти? Важнейшие из них следующие:

Во-первых, закономерности самого размещения залежей нефти – большая часть опосредованных и разрабатываемых месторождений нефти и газа находятся в осадочных породах. Конечно имеются месторождения связанные с породами фундамента, но степень их изученности остаётся не высокой. Причем распространение залежей не хаотично, а связано с определенными толщами в нефтегазоносных бассейнах, на определенных стратиграфических уровнях, где существовали благоприятные условия накопления и сохранения органического вещества. Все осадочные породы, от рифейских до современных, содержат углеродистое биоорганическое вещество, среднее содержание которого в пределах континентов составляет в пересчете на $C_{орг}$ 12-15 кг на 1 м³ породы (Н.Б. Вассоевич, 1982 г.). В осадочных породах часто отмечается преобладание сапропелевого или гумусо-сапропелевого и реже гумусового органического вещества. Во всех случаях часть органики составляют битумоиды – органические соединения, растворяющиеся в органических растворителях типа четыреххлористый углерод (CCl₄), хлороформ (CHCl₃), Сероуглерод (CS₂), бензол (C₆H₆) и другую часть кероген, нерастворимые в органических растворителях, находящуюся в матрице породы. Среднее содержание УВ в осадочных породах, по данным Н.Б. Вассоевича, составляет 250-300 г/м³. Присутствие битумоидов считается проявлением одного из законов фоссилизации живого вещества в пределах биосферы, в которой осуществляется седиментация осадков во всех без исключения водоемах.

Во-вторых, изотопный состав нефти, битумов, рассеянного органического вещества – особенно углерода. Как одно из доказательств органического происхождения нефти рассматривается соотношение изотопов, и прежде всего углерода и гелия. Э.М. Прасоловым (1990) установлены соотношения изотопов гелия ($^3\text{He}/^4\text{He}$) для различных геологических сред.

Эти соотношения широко используются представителями органической гипотезы происхождения нефти для ее доказательства. По их мнению, изотопный состав газов (гелий и др.) на подавляющем числе месторождений УВ характерен для осадочных отложений. Утверждается, что существенным доказательством в пользу осадочно-миграционной гипотезы является соотношение изотопов углерода и гелия. Изотопы гелия являются едва ли не единственным газом, свидетельствующим о мантийном его происхождении. Доля ювенильного гелия позволяет оценить долю УВ мантийного происхождения. Изотопные исследования фумарольных газов (выделяются в виде струй из трещин, каналцев, расщелин в отдельных участках на дне кратера и лавовых потоков во время спокойной деятельности вулкана) срединно-океанических систем установили, что соотношение $\text{C}^{14}/\text{C}^{12}$ для газов мантийного происхождения составляет 106. В газах нефтяных месторождений и в эманациях грязевых вулканов это соотношение составляет 1011-12, что показывает незначительную долю газов мантийного происхождения в месторождениях нефти и газа (Баженова О.К., Соколов Б.А., 2001 г.).

В-третьих, оптическая активность нефтей и наличие в нефти хемофосфилий. Это непосредственно биомолекулы, унаследованные от живого вещества или их распознаваемые фрагменты в составе нефти. Серьезным аргументом в пользу органического происхождения нефти является нахождение в ее составе молекулярных структур, свойственных тканям живых организмов: растениям и животным.

В четвёртых, обнаружение в современных осадках и четвертичных породах газообразных, жидких и твердых УВ – предшественников нефти, содержание которых растёт с глубиной, а состав все более приближается к нефти.

Значимость, ценность теории органического происхождения нефти заключается в том, что на ее основе производится практическая оценка ресурсов углеводородных флюидов в пределах нефтегазоносных бассейнов в целом или их очень крупных отдельных структурных элементов. Делается это объемно-генетическим методом, по которому подсчитывается объем нефтепроизводящих пород и количество эмигрировавших из них углеводородных флюидов, т.е. учитывается потенциал и степень его реализации, что в конечном итоге определяется составом исходного органического вещества, его количеством и степенью катагенетической преобразованности (т.е. достигло ли оно ГЗН). К сожалению, неорганическая теория происхождения нефти такого орудия оценки прогнозных ресурсов практике нефтегазопроисхождения работ пока не дает.

Завершая вопрос о происхождении нефти надо сказать, что есть попытки как-то объединить две диаметрально противоположные точки зре-

ния на происхождение нефти (органическая – неорганическая.), создать единую теорию нефтегазообразования и нефтегазоносности. Одна из попыток в этом направлении – теория Б.А. Соколова. Он прямо писал в ряде своих последних работ, что без всякого сомнения основная масса нефти и УВГ образуется за счет преобразования РОВ, накопившегося в субаквальных условиях древних и современных морей, океанов, озер. Но в тоже время на превращение этого РОВ оказывают влияние и процессы, протекающие в глубинных зонах Земли. В чем же это выражается? Он отмечает, что залежи нефти и газа концентрируются в тех осадочных бассейнах, где происходило мощное и быстрое осадконакопление. Такие черты свойственны определенным тектоническим элементам Земли – рифтовым и геосинкликальным участкам земной коры. Именно здесь создаются условия растяжения и формирования глубоких прогибов. Но процесс рифтообразования это лишь первый этап, далее обычно наступает плитный – формирование крупных синеклиз, перикратонных прогибов и разного рода депрессий. Так формируется плитный чехол осадочных пород. Важно, что такое мощное осадконакопление, рифтообразование развивается в условиях формирования раскрывающихся нарушений, которые пронизывают нижнюю часть литосферы и играют решающую роль в нефтегазообразовании. Именно по ним движутся высокотемпературные флюидные потоки из верхней мантии, которые и способствуют преобразованию РОВ, а так же выделению жидких и газообразных УВ. Кроме влияния на генерацию УВ из РОВ эти высокотемпературные газовофлюидные потоки играют и другую важнейшую роль – они способствуют переносу УВ из глинистых нефтематеринских пород в породы-коллекторы. Само формирование высокотемпературных потоков – это и следствие дегазации мантии и УВ «дыхание» метаморфических толщ (бывших осадочных) и, наконец, проявление нижних частей осадочного чехла, где породы уже достигли главной зоны нефтеобразования (ГЗН). Таким образом, заключает Б.А.Соколов, нефтегазоносность определяется триединым условием: мощным осадконакоплением, наличием раскрывающихся нарушений и интенсивным, поднимающимся из недр высокотемпературным флюидным потоком. Но источник все же -РОВ осадочных пород.

Надо сказать, что близкие взгляды в этом плане развивает Б.М. Юсупов, который также считает, что образование нефти связано с РОВ, но отмечает, что на больших глубинах Земли существует метаносфера (как на поверхности – гидросфера) и метан, идущий из глубины способствует преобразованию РОВ в нефть. Кстати и Б.А. Соколов говорит о существовании УВ-сферы Земли.

ЛЕКЦИЯ 5

Тема 5.1. Состав земной коры

По строению и составу земная кора подразделяется на континентальную, океаническую и кору переходного типа. По вертикали все три типа имеют различное строение. Так континентальный тип земной коры, в своём составе имеет осадочный, гранитный и базальтовый слой. Гранитный слой представлен главным образом кислыми магматическими и метаморфическими породами (гранитами). Базальный слой – это преимущественно основные магматические и высокометаморфизованные горные породы группы габбро. Горные породы осадочного слоя и их характеристика подробно будут рассмотрены ниже по материалам работы [10].

5.1.1. Горные породы

С осадочным слоем связано подавляющее большинство известных процессов нефтегазообразования и нефтегазонакопления. И не случайно именно эта разновидность горных пород изучается специалистами нефтяного профиля больше чем, например, магматические или метаморфические. Но, тем не менее, и с ними может быть связана нефтегазоносность, и поэтому магматические и метаморфические горные породы представляют определённый интерес для исследователей.

Магматические породы образуются из магмы в результате её охлаждения и затвердевания. Магма может затвердевать на глубине внутри земной коры и на поверхности после излияния. В зависимости от этого магматические породы делятся на глубинные, или интрузивные, и излившиеся или эффузивные. Слагаются магматические породы в основном силикатами и алюмосиликатами. По содержанию кремнезёма эти горные породы подразделяются: 1) на кислые (содержание SiO_2 более 65%), представленные группой гранита – липарита или эффузивной породой со стекловатой структурой – обсидианами; 2) средние (содержание SiO_2 65-52%), представленные группой диорита-андезита, состоящие в основном из натриево-кальциевых плагиоклазов и содержащие от 15 до 30% темноцветных минералов (роговая обманка, авгит, биотит); 3) основные (содержание SiO_2 52-45%), представленные группой габбро-базальта и состоящие из основных плагиоклазов и цветных минералов с преобладанием пироксенов; 4) ультраосновные (содержание SiO_2 менее 45%), представленные группой перидотита, а также глубинными породами ду-

нитами и пироксенитами и состоящие из магнезиально-железистых силикатов (оливин, пироксен).

Метаморфические породы образуются в результате преобразования магматических либо осадочных пород. Основное влияние на процессы метаморфизации оказывают температура и давление. Различают метаморфические породы, образовавшиеся без привноса вещества (метаморфиты) и с привносом вещества (метасоматиты). Сам процесс метаморфизации подразделяется на контактный и региональный. При контакте метаморфизма породы, образовавшиеся с преобладанием влияния температуры, характеризуются несланцеватой текстурой. При региональном (динамотермальном) метаморфизме образуются породы со сланцеватой или гнейсовидной текстурами.

Осадочные породы залегают в верхней части земной коры и образуются в результате переотложения продуктов выветривания и разрушения различных горных пород, химического и механического выпадения осадка из речных, озерных и морских вод, а также в результате жизнедеятельности различных организмов. Осадочные породы одновременно являются геологическими телами – пластами, слоями, линзами и т.п. различной формы и размера, залегающими горизонтально, наклонно или складчато. Погружаясь, осадочные породы изменяются и превращаются сначала в метаморфизованные осадочные породы, а затем в метаморфические породы.

Существует множество классификаций осадочных пород с выделением различных типов, наиболее распространенными из которых являются: обломочные (терригенные) или кластогенные породы, глинистые породы, карбонатные известково-магнезиальные породы, кремнистые породы, железистые породы, соляные породы, сульфатные породы (ангидриты и гипс), каустобиолиты.

Обломочные породы. Эти породы образуются из обломков различных минералов и первичных пород. По размеру обломочного материала они подразделяются: 1) на псефиты, или грубообломочные (по величине обломков это глыбы, валуны, галька, гравий; сцементированные аналоги – конгломераты, галечники, гравелиты; 2) псаммиты, или песчаные породы (по размеру зерен это грубозернистые, крупнозернистые, среднезернистые, мелкозернистые пески); сцементированные разности – песчаники; 3) алевриты или тонкозернистые (пылеватые) породы, сцементированные разности – алевролиты; 4) пелиты, или глинистые породы, которые имеют различный генезис, а поэтому к обломочным (терригенным) относятся лишь те разности, которые образуются в результате переотложения материала кор выветривания или измельченного материала первичных коренных пород.

По минерально-петрографическому составу обломочные породы делятся на три группы: мономиктовые, состоящие из однородных обломков; олигомиктовые, состоящие из 2-х либо 3-х типов обломков; полимиктовые, состоящие из разнородных обломков.

Крупнообломочными (или грубообломочными) называются обломочные породы, содержащие более 25% обломков (по весу или объему), величина которых по длинной оси превышает 2 мм. Существенным является то, что обломки в подавляющем большинстве представлены горными породами, а не минералами. Крупнообломочные породы, состоящие из окатанных обломков, называются конгломератами (глыбовыми, гравийными или гравелитами), а из неокатанных (угловатых обломков) – брекчиями. В крупнообломочных породах различают три составные элемента: 1) обломки пород, 2) заполняющее вещество, представляющее собой относительно более тонкий обломочный материал, и 3) цемент, или связующее вещество, образующееся из истинных или коллоидных растворов (кальцит, гипс, кварц, окислы и гидроокислы железа и др.)

Песчаными называются породы, состоящие из обломков (зерен), размер которых составляет от 0,1 до 2 мм. Рыхлые разности называются песками, а сцементированные – песчаниками.

Алевритовыми называются мелкообломочные породы, состоящие из обломков размером от 0,01 до 0,1 мм. Рыхлые разности называются алевритами, а сцементированные – алевролитами.

Песчаные и алевритовые породы связаны между собой, а также с грубообломочными и глинистыми породами постепенными переходами. Породе принято относить к песчаной или алевритовой, если содержание обломков (зерен) соответствующей размерности в ней не менее 50-60%. Цементом песчано-алевритовых пород является хомогенный или глинистый материал. Цементы подразделяются: по составу материала на глинистый, карбонатный, силикатный; по соотношению его с цементируемым материалом на базальный, поровый, цемент соприкосновения, крустификационный; по структуре на аморфный, тонкоагрегатный, кристаллический, полиморфный; по времени образования на первичный, вторичный. Песчано-алевритовые породы являются главнейшими коллекторами для нефти, газа и подземных вод.

Глинистые породы. Глинистые породы являются тонкодисперсными и полиминеральными. Главными породообразующими минералами их являются силикаты и алюмосиликаты (так называемые глинистые минералы) с размерами частиц менее 0,01 мм. Существуют и другие градации размерности ($d < 0,001$ или $d < 0,005$). По степени уплотненности гли-

нистые породы образуют ряд: глины – уплотненные глины – аргиллиты сланцеватые аргиллиты – глинистые сланцы. Эти породы составляют 65% всех осадочных пород фанерозоя, а вместе с докембрием – до 81%. По минеральному составу среди осадочных глин выделяют три основных типа: каолиновый, гидрослюдистый и монтмориллонитовый. По генезису выделяются элювиальные глины и глины, образующиеся в различных обстановках континентального и морского осадконакопления.

В нефтяной геологии глинистые породы имеют особое значение. Разбухающие глинистые минералы в породах-коллекторах уменьшают их проницаемость. В то же время глинистые породы обладают высокими экранирующими свойствами, являясь надежной покрывкой для нефтегазовых скоплений. С процессами катагенетической дегидратации глин связана отдача нефтяных углеводородов из нефтегазоматеринских отложений.

Карбонатные (известково-магнезиальные) породы. Карбонатные породы, наряду с песчаными и глинистыми, являются наиболее распространенной и важной группой осадочных образований. Часто это смеси обломочного, органогенного и химически осажденного материала. Главнейшими минералами данной группы пород являются кальцит и доломит. Более редкими являются арагонит, магнезит, сидерит и анкерит. Карбонатные породы по разным подсчетам составляют 14–29% всех осадочных пород.

Известняки – наиболее распространенная разновидность карбонатных пород. Образуются они преимущественно в морях и лагунах, реже в пресноводных водоемах из известковых осадков в результате осаждения CaCO_3 в виде твердого вещества вследствие химических, биологических или биохимических процессов. В разрезе осадочных бассейнов среди большого генетического разнообразия известняков можно выделить четыре основных типа: обломочные, органогенные, хемогенные и криптогенные.

Обломочные (кластогенные) известняки – механические образования, сложенные карбонатными частицами, претерпевшими в процессе переотложения перенос и сортировку. По размеру частиц их называют известняковыми алевролитами, песчаниками, гравелитами, брекчиями и конгломератами. Характерными признаками обломочных известняков являются выраженная горизонтальная и косая слоистости, признаки сортировки и окатанности, чередование слоев с различной крупностью зерен, примесь терригенного (не карбонатного) материала, наличие иероглифов (знаки ряби, трещины усыхания и др.).

Органогенные и органогенно-детритовые известняки подразделяются по цельности органических остатков (раковин) на биоморфные

(рифовые и ракушняковые), органогенно-детритовые (органогенно-обломочные) и смешанные – биоморфно-детритовые. Рифовые известняки (водорослевые, коралловые, мшанковые, археоцеатовые, губковые и др.) образуются на месте жизнедеятельности рифостроящих организмов, обычно прикрепленных к субстрату, в них обильны поры и каверны. Ракушняковые известняки образуются на отмелях в результате скопления раковин двустворчаток, брахиопод, гастропод, остракод, фораминифер. Органогенно-детритовые известняки состоят как из целых, так и обломков раковин различных размеров и характерны для участков развития донных течений.

Хемогенные известняки образуются при осаждении CaCO_3 преимущественно в водоемах суши. Их часто именуют пелитоморфными и известняками, которые могут иметь сложное биокластохемогенное происхождение. К этому же типу относятся оолитовые и сферолитовые известняки, образующиеся во взвешенном состоянии в прибрежных водах.

Доломиты – карбонатная порода, состоящая более чем на 50% из минерала доломита $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$.

Мергели – порода смешанного глинисто-карбонатного состава. Они состоят на 50-70% из карбонатов и на 25-50% из кремнезёма и глинистых минералов. Обычно это мягкие породы белого и серого цвета с различными оттенками, с обильной фауной моллюсков, остракод, фораминифер и мельчайших карбонатных водорослей. Карбонатная часть представлена пелитоморфным кальцитом или доломитом. С карбонатными коллекторами связаны многочисленные и часто крупные залежи нефти и газа.

Кремнистые породы. Породы, основной составляющей которых является аутигенный кремнезём SiO_2 , определяются как кремнистые или силициты. Они могут быть абиморфными, биоморфными и обломочными. К абиморфным седиментационным (осадочным) силицитам относятся: трепел, опока, гейзериты (выпадающие из термальных растворов при их выходе на поверхность), яшмы; к биоморфным – диатомиты, радиоляриты, спонголиты; к обломочным – различные кремнистые брекчии, конгломераты, гравелиты, песчаники, алевролиты. Источниками SiO_2 являются суша (вынос кремнезема реками), магматические очаги и воды морей и океанов.

В нефтегазовой отрасли кремнистые породы используются в качестве осушителей природного газа и нефти. Иногда с ними связаны также залежи нефти и газа.

Железистые породы. Железо входит в группу широко распространенных в земной коре элементов. Однако общепринятых определений для

железистых пород нет. Наиболее распространенным является отнесение к группе железистых пород осадочных либо метаморфических образований, содержащих более 10% железа в виде окислов, гидроокислов, карбонатов и железистых хлоритов. В этом виде железо часто в больших количествах входит в состав других силикатов и алюмосиликатов. Разнообразен состав минералов железа, в который входит магнетит, гематит, гидротематит, гидрогетит, сидерит, пирит, тюрингит, шамозит.

Эвапоритовые (сульфатно-галогенные) породы. К ним относят хлоридные (собственно соляные породы и минералы) и сульфатные (гипсовые и ангидритовые) породы. Они представляют собой осадочные образования гидрохимического происхождения. Сложены они легко растворимыми в воде соединениям, выпадающими из раствора в виде солей – минералов, представленных хлоридами, сульфатами, реже нитратами кальция, магния, натрия и калия. В галогенных породах иногда встречаются бораты, реже боросиликаты.

Соляные породы по времени образования разделяются на современные и ископаемые, возникшие в прошлые геологические эпохи в результате накопления в крупных континентальных озерах, морских лагунах, краевых частях эпиконтинентальных морей и бассейнах морского типа. Размеры солеродных бассейнов геологического прошлого составляли от нескольких квадратных километров до тысяч и сотен тысяч квадратных километров, в которых мощности отложившихся солей порой составляют более тысячи метров. При больших мощностях накопившихся солей после перекрытия их другими отложениями, проявляются процессы соляного тектогенеза с образованием соляных куполов криптодиапирового и диапирового типа.

Наиболее распространенной соляной породой является каменная соль (галит NaCl). Другие соляные породы представлены сильвинитом, бишофитом и др.

В группу галогенных пород входят сульфатные породы: ангидрит и гипс. Ангидритовые и гипсовые породы среди осадочных образований по сравнению с песчано-глинистыми и даже карбонатными, имеют меньшее распространение. Вместе с тем пласты и пачки ангидрита и гипса известны почти во всех галогенных формациях различных геологических возрастов.

Вулканогенно-осадочные породы. Осадочные породы, состоящие преимущественно из продуктов синхронного с осадконакоплением вулканизма, относятся к вулканогенно-осадочным. Среди них выделяют обломочные и хемогенные группы, а также группу пород смешанного состава (вулканогенного и осадочного). Эти породы в некоторых бассейнах накопления также могут содержать скопления углеводов.

5.1.2. Распространение естественных нефте- и газопроявлений

Естественными нефтегазопроявлениями называются выходы нефти, газа и различных битумов на поверхность. Естественные нефтегазопроявления распространены на поверхности нашей планеты на всех континентах и встречаются в отложениях всех возрастов: от докембрия до четвертичных отложений. Их можно встретить и на суше, и в водоёмах, в безводной пустыне и в тропическом лесу, в болотной низине и на водоразделе, в реках, озерах и на морских островах, т.е. они не связаны с определенными физико-географическими условиями. Все же чаще естественные (прямые) нефтегазопроявления отмечаются (встречаются) в горных районах, предгорьях и межгорных впадинах, где породы деформированы в складки, прорезаны глубокими ущельями. Реже (относительно) наблюдаются нефтегазопроявления на поверхности равнин, где породы имеют пологое, почти горизонтальное залегание и покрыты чехлом молодых осадков.

Газопроявления. Выходы газа наиболее трудно обнаружить. Там, где газовые источники расположены в сухой почве, их вообще невозможно обнаружить, они проявляются лишь после дождя по выделению пузырьков в лужах. По количеству выделяющегося газа выходы бывают самые различные, от едва заметных пузырьков до бурных ключей (в источниках). При достаточно сильном выделении газа поверхность воды производит впечатление кипящей. Не всегда газ выделяется непрерывным потоком, выделения бывают прерывистыми – периодическими. Продолжительность перерывов может варьировать от нескольких секунд до нескольких месяцев и даже лет. Мощные периодические газовые выбросы особенно характерны для «грязевых вулканов», в которых выход газа на дневную поверхность сопровождается выделением воды и осадков размешанных в воде. В районе грязевых вулканов образуются сальзы – бассейны (углубления) округлой или эллиптической формы, заполненные жидкими осадками, а при густой консистенции грязи – «грязевые конусы», высотой в несколько метров. При большой мощности грязевых выбросов возникают огромные грязевые конусы – «грязевые вулканы», высотой в несколько сотен метров (Таманский, Керченский и Апшеронский полуострова, Туркмения. Грязевые вулканы известны так же в Иране, Румынии, Бирме, США и других странах). Очень часто выходы газа в источнике или грязевом вулкане сопровождаются и нефтепроявлениями, т.е. вместе с газообразными выносятся и жидкие углеводороды. («Атлас грязевых вулканов Азербайджана»).

Нефтепроявления. Одно из самых распространенных естественных проявлений нефти – это пленки ее на поверхности воды. Тонкие пленки нефти переливаются всеми цветами радуги, более концентрированные имеют бурый цвет с зеленоватым отливом. По внешнему виду такие пленки нефти можно спутать с пленками, образованными окислами и гидроокислами железа, однако они легко отличаются путем их разрыва, например, с помощью прута- нефтяная пленка приобретает округлые очертания, а железистая- многоугольные. Кроме того, нефтяная пленка оставляет на бумаге жирное пятно, а от железистой после ее высыхания не остается никакого следа.

Нефть может высачиваться на дневную поверхность на обнажениях горных пород по трещинам. Это так называемые «нефтяные источники», хорошо известные человеку с древних времен (Апшеронский, Таманский п-ва, северный склон Кавказа – Дагестан). Часто нефтепроявления на поверхности сопровождаются специфическим запахом. Вытекая на поверхность, нефть теряет легкие фракции, газ, окисляется, становится густой, тяжелой, почти не текучей. Поэтому иногда выходы нефти приобретают своеобразную форму нефтяных конусов (Туркмения, Небит-Даг) или небольших бугров конической формы, состоящих из высоковязкой, окисленной нефти с примесью песка, пыли, нанесенных ветром. Высота нефтяных конусов может достигать 10-30 м. (остров Тринидад на северо-востоке Южной Америки). От таких конусов протягиваются потоки окисленной нефти (мальты и асфальты) на несколько сотен метров, мощностью 2-3 м.

Несколько мощных выходов нефти, соединяясь, могут образовывать «нефтяные озера» или «асфальтовые озера». Они известны на Апшеронском полуострове, острове Сахалин, за рубежом на острове Тринидад, где находится самое большое в мире «нефтяное озеро»- Питч-Лейк. Площадь его 40-45 га, запасы асфальта оцениваются приблизительно в 9 млн. тонн. До глубины 0,3-0,6 м нефть настолько загустевшая и твердая, что человек стоящий на поверхности озера, даже в жаркую погоду, не оставляет следов, глубже наблюдается размягчение и переход к более жидкой консистенции. В настоящее время в это озеро идёт восполнение запасов. Были такие озера и в прошлом. Например, в плейстоцене у нас в Татарии, в бассейне р. Шешмы, у с. Нижняя Кармалка. Здесь в загустевшем битуме обнаружены кости бизонов, оленей, волков и других животных и птиц.

Породы, почва в районах выходов жидкой нефти пропитываются ею. При этом сама нефть густеет и затвердевает. Такие породы, пропитанные излившейся загустевшей и высохшей нефтью, называются кирами или

закированными породами. Киры и закированные породы широко распространены на Кавказе, в Туркмении (из-за эолового выветривания, образуются своеобразные останцы).

Кроме естественных нефтепроявлений, связанных с излиями нефтей, т.е. ее миграцией с глубины, широко известны случаи, когда в результате подъема территории, эрозионных процессов на дневную поверхность выходят (обнажаются) сами нефтяные пласты. Пропитка их нефтью и сама консистенция нефти в таких обнажающихся нефтяных пластах может быть самой различной, как и масштабы выходов. Так как такие нефтесодержащие породы (пласты) являются довольно устойчивыми к выветриванию, то они часто образуют обрывы, иногда различные причудливой формы фигуры выветривания (Шугурово, Жигули, Сюкеево). К числу признаков нефтеносности относится также нефтяной или битуминозный запах породы.

Все описанные выше естественные нефтепроявления приурочены, в основном, к осадочным породам. Реже встречаются нефтепроявления в изверженных и метаморфических породах.

На первом этапе развития нефтедобывающей промышленности естественные нефтегазопроявления играли исключительно большую роль в поисках нефтяных месторождений. Вблизи этих выходов нефти закладывали поисково-разведочные скважины и, в большинстве случаев, но далеко не всегда (например, Сюкеево) открывали нефтяную залежь. Возникают вопросы: первый – всегда ли нефтяные залежи сопровождаются видимыми нефтегазопроявлениями? Второй – существует ли какая-либо связь между размерами нефтегазопроявлений на поверхности и размером залежи в недрах?

Однозначного ответа дать невозможно. И вот почему. Много месторождений нефти, особенно в первый период развития нефтедобывающей промышленности, было открыто бурением скважин вблизи выходов нефти и газа (месторождение «Вечные Огни», Сураханское месторождение и другие). В то же время, бурение на огромном Тринидадском «нефтяном озере» установило нефтяную залежь весьма скромного размера, но известны случаи, когда поиски залежей нефти вблизи нефтегазопроявлений не давали положительных результатов и наоборот.

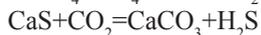
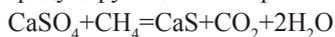
Таким образом, закономерной связи между интенсивностью и масштабами нефтегазопроявлений на поверхности и размером залежи нефти в недрах нет! Но они играют для геологов-нефтяников важную роль, т.к. имеют поисковое значение- они указывают на существование в районе их распространения благоприятных условий для образования нефти и газа.

Нефть и газ, возникнув в недрах земли, тем или иным путем проникли к дневной поверхности, не важно каким. Важно то, что они при наличии благоприятных условий могли сформировать и промышленные залежи. Однако, на земном шаре имеется не одна сотня нефтяных месторождений, не имеющих над собой на поверхности заметных нефтепроявлений.

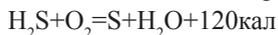
Несмотря на это, роль нефте- и газопроявлений на поверхности земли велика и для изучения вопросов миграции, т.е. перемещения углеводородов в недрах, и для поисково-разведочных целей. Особенно если исследования естественных нефтегазопроявлений комплексуются с геохимическими методами изучения нефти и газа. Не указывая точное местоположение скоплений УВ, поверхностные нефтегазопроявления указывают на региональную нефтеносность того или иного района и позволяют положительно оценивать его на стадии региональных поисковых работ, проводящихся в новых совершенно неизученных районах.

Нужно помнить, что исторически они сыграли свою положительную роль при поисках нефти и газа.

Кроме прямых признаков скоплений нефти и газа в виде их выходов на дневную поверхность есть и так называемые косвенные признаки нефтеносности. Это, прежде всего, выделения элементарной (самородной) серы и сероводорода. Издавна, с ранних этапов ведения бурения скважин на нефть, установлено, что сера и сероводород часто встречаются в нефтеносных районах, вблизи нефтяных месторождений (Средняя Азия, Карпаты, Урало-Поволжье, за рубежом). Сначала эта связь устанавливалась чисто эмпирически, однако потом ей удалось дать генетическое толкование (объяснение). Каким же образом S и H₂S казалось бы ничего общего не имеющие с УВ нефти и газа- с ними связаны? Оказывается, если в разрезе того или иного района есть сульфатные породы (SO₄²⁻) (гипсы, ангидриты) или SO₄²⁻ – ион есть в подземных водах, и в эти отложения поступают УВ, то происходит реакция между ними, приводящая к окислению УВ за счет кислорода сульфатов, при этом, естественно сам SO₄²⁻-ион восстанавливается и переходит в H₂S. Особенно активно это происходит под воздействием сульфатредуцирующих бактерий.



H₂S будучи легко подвижным, растворяющимся в воде, удаляется из сферы действия реакции и может попасть в отложения вблизи дневной поверхности. Здесь он окисляется до свободной серы (S). Чаще всего окисление H₂S происходит под воздействием серных бактерий.



Таким образом, получается, что в разрезе того или иного региона H_2S и S появились как следствие поступления сюда или наличия УВ. Они указывают на присутствие, на миграцию нефти. Они рассматриваются как косвенные признаки нефтеносности. Например, на территории Татарстана в пермских отложениях, широко развиты выделения элементарной серы. Есть они и в Самарской, и в Ульяновской областях: часты выделения сероводорода (H_2S).

Наряду с естественными нефтепроявлениями, охарактеризованными ранее, нередко встречаются различного рода искусственные, ложные нефтепроявления, связанные с деятельностью человека. Не всегда их можно отличить от естественных и иногда они принимаются за таковые (и населением, и даже геологами). После изучения их удастся все же разобраться в истинной природе этих нефтепроявлений.

5.1.3. Условия залегания подземных вод в горных породах

Согласно данным опубликованным в работе [10] в породах находятся воды следующих видов: свободная гравитационная (жидкая), свободная капиллярная (жидкая), сорбционно-замкнутая, стыковая (пендулярная), рыхло связанная (диосорбированная), прочно связанная (адсорбированная), парообразная, твердая (лед), цеолитная, кристаллизационная и конституционная минералов.

Свободная гравитационная вода находится в капельно-жидком состоянии в проницаемых породах (коллекторах) в сверхкапиллярных и передает гидростатическое давление, передвигается под действием гравитационной силы.

Капиллярная вода (тоже свободная) находится в капиллярных порах и при их сплошном заполнении может передавать гидростатическое давление при частичном заполнении она подчиняется лишь менисковым силам.

Сорбционно-замкнутая вода представляет собой капельно-жидкую воду, изолированную от основной массы воды, насыщающей породу, слоями связанной воды или стыковой воды.

Связанные воды удерживаются на поверхности минеральных частиц породы силами молекулярного сцепления, образуя слои различной толщины. Связанные воды целиком заполняют субкапиллярные поры (например, в глинах) и находятся также у стенок поровых каналов большого диаметра.

Рыхло связанная, или лиосорбированная, вода образует внешний наибольший слой в несколько диаметров молекул воды. Эта уже отлича-

ется некоторыми свойствами от капельно-жидкой воды, например, растворяющая способность её меньше.

Стыковая вода находится в местах сближения минеральных частиц породы, где слой её утолщается.

Адсорбированная (прочно связанная) вода образует на поверхности минеральных частиц слой толщиной в несколько молекул, удерживается очень большим (до 10 000 кгс/см²) давлением и по своим свойствам близка к твердому телу.

В отличие от форм физически связанных вод химически связанные воды входят в состав минералов. По степени прочности связи с веществом минералов различают цеолитную, кристаллизационную и конституционную воду.

Цеолитная вода содержится в минералах в непостоянных количествах (например, в цеолитах, в опале $\text{SiO}_2 \cdot n\text{H}_2\text{O}$). К этим же водам следует отнести важную группу связанных вод, находящихся в межпакетных (межслоевых) промежутках глинистых минералов. Иногда их выделяют в отдельную группу межпакетных вод, содержащихся в очень значительных количествах в таких глинистых минералах, как монтмориллонит (до 24% от массы), иллит и др. Весьма важна их роль в процессах первичной миграции углеводородов из нефтегазоматеринских свит и переходе флюидов в свободное гравитационное состояние.

Кристаллизационная вода входит в состав кристаллической решетки минералов в постоянном количестве (например, в гипсе $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$). При её удалении из минерала полного разрушения его не происходит, а образуется безводный аналог – ангидрит.

Конституционная вода (например, в слюдах) выделяется при полном разложении минерала. Такую воду иногда не включают в состав подземной гидросферы.

Таким образом, вода в различных формах заполняет поры и пустоты горных пород, обволакивает твердые частицы и пронизывает твердое минеральное вещество. Раскрытие гидрогеологических процессов и явлений важно для познания миграции нефти и газа, подсчета запасов УВ, активирования разработки их залежей и решения других задач нефтегазовой геологии.

Подземные воды образуются как за счет возникновения молекул воды в литосфере и магматических очагах, так и в результате поступления вод в горные породы из внешних сфер – гидросферы и атмосферы. В связи с этим следует различать эндогенные и экзогенные подземные воды. Воды глубинного происхождения, эндогенные или ювенильные, обра-

зуются в горных породах в результате различных химических реакций в магматических очагах за счет охлаждения паров воды, выделяющихся из магмы и ее продуктов. Образование молекул воды иногда происходит и при небольших температурах и давлении, например, при разложении гидрокарбонатов и окислении сероводорода.

Промежуточное положение занимают так называемые возрожденные воды, выделяющиеся из химически связанного состояния при дегидратации минералов (дегидратационные воды). В большинстве случаев эти воды выделяются из минералов осадочного происхождения (глинистые минералы, цеолиты, гидроокислы, опал, гипс) и органических соединений. К числу возрожденных можно отнести также конденсационные солюционные воды, прошедшие паровую или газовую фазы. Они могут возникать из вод любого генезиса.

Экзогенные подземные воды попадают в горные породы из внешних сфер в результате процессов седиментации и инфильтрации. Инфильтрация может происходить непосредственно из атмосферы (всачивание дождевой воды, талой воды), т.е. в субаэральной обстановке, но может идти и в субаквальных условиях в обнаженные горные породы на дне рек, озер, морей, океана. Следовательно, и инфильтрационные подземные воды могут отличаться по величине минерализации, однако, в данном случае преобладающими все же являются атмосферные (метеогенные), преимущественно пресные, воды, формирующие основную массу инфильтрогенных подземных вод.

Деление экзогенных подземных вод на две главные категории важно с геохимических позиций, так как именно эти генетические типы подземных вод оказывают наибольшее влияние на процессы преобразования ОВ в нефтяные углеводороды и последующее нефтегазонакопление.

В верхней части литосферы принято выделять зону аэрации и зону насыщения. В зоне аэрации часть пор и пустот в породах заполнена воздухом, часть – водой, иногда в виде пара. В зоне насыщения пустоты и поры пород сплошь заполнены водой или другими флюидами (например, нефтью). Нижняя граница зоны насыщения обычно совпадает с поверхностью ненарушенных массивных пород фундамента или с сильно уплотненными осадочными породами. В магматических очагах и на больших глубинах вода может находиться в перегретом состоянии из-за большого давления.

По условиям залегания свободные гравитационные подземные воды подразделяются на верховодки (в зоне аэрации), грунтовые воды (на границе зоны аэрации и насыщения) и напорные воды (в зоне насыщения).

Верховодка. Подземные воды этого типа залегают обычно на небольшой глубине от поверхности. Они имеют небольшую мощность (обычно не более 1-1,5 м) и ограниченное распространение. Образование верховодки обычно связано с наличием в зоне аэрации небольших прослоев и линз слабо проницаемых пород (глины, известняки и т.д.) на поверхности которых задерживаются и скапливаются инфильтрующиеся атмосферные осадки и конденсационные воды. Площадь распространения верховодок обычно небольшая, они располагаются выше горизонта грунтовых вод. Запасы этих вод небольшие, резко меняющиеся по сезонам. По составу воды пестрые: в северных районах пресные или слабоминерализованные, с повышенным содержанием органических веществ, железа, кремнекислоты; в южных – обычно более минерализованные, различного состава.

Грунтовые воды – это воды первого от поверхности водоносного горизонта. не имеющего сверху сплошной кровли из водонепроницаемых пород. В колодцах или скважинах, доведенных до грунтовых вод, уровень воды устанавливается на высоте, соответствующей верхней границе или свободной поверхности грунтовых вод и не поднимается вверх под напором. Лишь на участках, где водоносный горизонт перекрывается водупорными породами, грунтовые воды приобретают напор.

Грунтовые воды находятся в непрерывном движении, иногда оно происходит очень медленно. В первом случае говорят о грунтовом потоке, а во втором – о грунтовом бассейне.

Напорные подземные воды заполняют водоносный пласт на всю его мощность, они ограничены не только водонепроницаемой подошвой, но водонепроницаемой кровлей. Напорные воды, как правило, приурочены к крупным геологическим структурам. Эти структуры, содержащие один или несколько водоносных горизонтов или комплексов и часто прослеживающиеся на больших площадях, называются артезианскими бассейнами, напор в которых обуславливается различными причинами. В зависимости от них выделяются и различные водонапорные системы, с которыми связаны процессы нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции.

Тема 5.2. Характеристика пород-коллекторов

На первых этапах развития нефтяной промышленности и нефтяной геологии довольно широко бытовало мнение, что нефть в природе (недрах Земли) залегают в виде озер, рек, выполняет огромные пещеры, трещины и т.д. и т.п. Но вскоре, уже к 90-м годам позапрошлого столетия геологам (и в России, и в других странах) стало очевидно, что это лож-

ное представление. Было высказано соображение (Менделеев Д.И.), что флюиды разные, в том числе и нефть пропитывают горные породы подобно тому, как вода пропитывает и насыщает губку. Появилось понятие природный резервуара как горной породы, обладающей пустотным пространством, способным вмещать в себя флюиды. Современное определение природным резервуарам дал И.О.Брод [8], но к этому мы вернёмся немного позднее.

В настоящее время установлено, что нефть также иногда заполняет системы трещин в плотных известняках и аргиллитах, крупные полости (каверны) в известняках и доломитах. Однако случаи нахождения жидких УВ в таких условиях залегания по сравнению с общей массой всех известных месторождений следует рассматривать скорее как исключение. Обычно жидкие и газообразные УВ заполняют мелкие пустоты горных пород – поры. Так сложилось учение о породах-коллекторах. Коллекторами называются породы, которые обладают способностью вмещать и отдавать флюиды: нефть, газ, воду. Эти два свойства любых пород-коллекторов – вмещать и отдавать нефть и газ определяются двумя важнейшими параметрами – пористостью и проницаемостью. Их общее название – фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС). К рассмотрению их мы и перейдем.

5.2.1. Пористость горных пород и методы её определения

Пористость горных пород определяется наличием в них пустот. Выделяют следующие разновидности пустот – это поры, каверны, микро- и макротрещины либо смешанная комбинация указанных разновидностей пустотного пространства. В принципе любые породы в природе обладают той или иной пористостью (большей или меньшей). Даже самые плотные изверженные (магматические), метаморфические породы имеют пустоты. Естественно, что наибольшей пористостью обладают рыхлые терригенные (обломочные) породы.

Различают следующие виды пористости. Общая или теоретическая, ещё её называют абсолютная пористость. Ее составляют все пустоты, которые имеются в породе, независимо от их размеров, формы, происхождения, сообщаемости друг с другом. Как показывают исследования, в породах часть пустот (пор) изолированы, т.е. не сообщаются с другими порами и извлечь из них флюид, если он там и есть, не представляется возможным. Так вот общая или теоретическая пористость это по существу разность между объемом породы (видимым) и объемом ее скелета (минеральной частью)

$$P = V_{\text{породы}} - V_{\text{скелета}}$$

Геологов-нефтяников больше интересует другая, открытая пористость, которую составляют все сообщающиеся между собой поры, по которым может происходить перемещение (движение, миграция) флюидов. Открытая пористость, как правило, меньше общей (Особенно это характерно для карбонатных пород). В лучшем случае она может быть близкой к ней или в идеальном случае даже равняться ей (несцементированные терригенные породы). Но конечно открытая пористость не может быть больше абсолютной.

Для характеристики открытой пористости пород обычно применяется (используется) коэффициент открытой пористости ($K_{п.о.}$), который выражается отношением $V_{пор}$ к V образца породы и дается либо в долях единицы, либо в %

$$K_{п.о.} = \frac{V_{пор}}{V_{породы}}$$

Кроме этого специалистам интересна эффективная пористость, которая равна открытой пористости за вычетом емкостного пространства, не участвующего в фильтрации флюида. Например, это могут быть тупиковые зоны пустотного пространства коллектора либо поры с размерами, не позволяющими флюиду перемещаться.

Нам с вами важно рассмотреть вопрос: от чего, от каких факторов зависит величина открытой и эффективной пористости в породах? Начнем с рассмотрения теоретического случая: порода состоит из равновеликих, совершенно идеальных по форме и одинаковых по размеру зерен (шариков), одинакового минералогического состава. К такому идеальному телу может быть близок в природе лишь хорошо отсортированный кварцевый песчаник. Математически доказано, что коэффициент пористости такого тела не зависит от размера этих шариков – зерен. Фактический природный материал тоже подтверждает это положение (вывод). Мы имеем близкие или равные коэффициенты пористости и у крупнозернистых, и у мелкозернистых песчаников, а так же алевролитов и аргиллитов и даже глин.

В то же время те же исследования показали, что величина объема пор (и в идеальном случае, и в природных объектах) зависит от взаимного расположения зерен, от типа их укладки (упаковки). Максимально возможный коэффициент пористости отмечается при наименее плотной укладке равновеликих зерен по кубу – он составляет 47,6 %, а минимальный по ромбоэдру – 25,8% (рис. 5.1).

Однако не трудно себе представить, что таких идеальных пород, состоящих из равновеликих зерен-шариков в природе нет. Зерна, обломки имеют самую различную форму – продолговатую, угловатую и т.д.

В большинстве случаев это приводит к тому, что объем пустотного пространства между зернами уменьшается. Особенно в случае неокатанных зерен, когда их выступы будут заполнять пустоты. Таким образом, коэффициент пористости зависит от формы зерен и степени их окатанности. Закономерность такова – чем более окатаны зерна, тем больше коэффициент пористости.

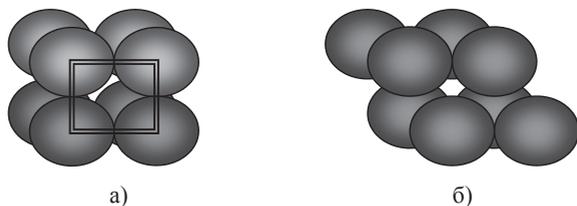


Рис. 5.1. Примеры упаковки зерен: а – кубическая ($K_p = 47,6\%$), б – ромбическая ($K_p = 25,8\%$)

Еще сильнее на коэффициент пористости пород влияет то обстоятельство, что зерна, слагающие породу, имеют разные величины. Мелкие зерна заполняют пустотное пространство между более крупными, и коэффициент пористости уменьшается. Таким образом, коэффициент пористости зависит так же от степени отсортированности частиц, слагающих породу. Чем лучше отсортированы зерна, тем больше пористость.

Мы рассмотрели зависимость пористости от строения самих пород-коллекторов. Но пористость зависит и от внешних факторов. Это, прежде всего, давление перекрывающих пород. Чем глубже погружаются породы, тем большему уплотнению подвергаются они под действием вышележащих горных пород. В первую очередь увеличение давления приводит к более плотной упаковке частиц породы, а отсюда к снижению пористости и увеличению плотности. Однако следует иметь в виду, что песчаные и глинистые породы по-разному реагируют на давление. Песчаные породы при увеличении давления сначала несколько уплотняются (за счет перестройки упаковки зерен), а затем увеличение давления воспринимается непосредственно скелетом породы и уплотнение может происходить за счет упругости минеральных частиц, слагающих породу. При снятии давления может происходить обратный процесс- увеличение объема за счет упругих сил. Но если давление вышележащих пород будет больше предела упругости зерен, то происходит их разрушение (раздробление), а отсюда и дальнейшее уплотнение породы. Кроме этого под внешним давлением развиваются процессы перераспределения вещества, перекры-

сталлидации, растворения и отложения, что так же ведет к увеличению пористости.

Глины, вследствие особенностей их строения, уплотняются значительно больше, чем песчаные породы. Это все касается межзерновой пористости, т.е. терригенных, обломочных пород. Карбонатные породы, наоборот, уплотняются мало!

С трещинной пористостью все обстоит гораздо сложнее. Здесь прямых связей, по-видимому, нет.

Таковы факторы, определяющие величину коэффициента открытой пористости. В каких же пределах колеблется пористость в разных породах? Несколько цифр: обычные (типичные) песчаники разных нефтяных месторождений имеют $K_{по}=20-25\%$ и до 30% . Встречаются песчаники, особенно слабосцементированные, рыхлые пески с $K_{по}>30\%$. Так, на месторождении Биби-Эйбат (Апшеронский п-в) отмечается у песков $K_{по}=47,5\%$, т.е. почти максимально возможный. Это, конечно, редчайший случай. Существуют песчаники, особенно сильно сцементированные, с коэффициентом пористости $<20\%$ - до $15-10\%$ и меньше. Для карбонатных пород колебания коэффициента пористости еще более характерны и резки – он меняется от менее 1% до $40-45\%$. В принципе у карбонатных пород коэффициент пористости может быть даже больше максимально теоретической величины. Это связано с развитием в них крупных каверн, а не только межзерновой пористости. Пористость глин колеблется также в широких пределах в зависимости от степени их уплотнения- от $0,5-7,5\%$ (глинистые сланцы, очень сильно уплотненные глинистые породы) до $44-47\%$ (неуплотненные глины). Считается, что породы с открытой пористостью $\ll 5\%$ не содержат промышленных скоплений нефти.

По генетическому признаку (генезису, происхождению) все поры делятся на две большие группы. Первичные поры- это те пустоты, которые образовались вместе, одновременно с накоплением осадка. Вторичные поры – это те пустоты, которые образовались в уже сформированных породах, на тех или иных этапах их последующей геологической истории, например, на стадии катагенеза.

Первичные поры классифицируются на следующие разновидности. Поры (пустоты) между частицами, слагающими породу. Особенно характерно для обломочных пород, а так же для известняков – ракушнякав, оолитовых известняков. Пустоты, образовавшиеся после разложения бывших в породе организмов и пустоты между плоскостями напластования. Кроме этого первичные поры могут быть сформированы пустотами,

связанными с выделением пузырьков газа. Они особенно характерны для изверженных пород (лавы, пемза)

Вторичные поры подразделяются на следующие разновидности. Пустоты выщелачивания (растворения), возникшие под воздействием вод, циркулирующих в уже сформированных породах. Легче растворяются карбонаты, сульфаты и т.д. Трещины, возникающие в результате уменьшения объема породы. Уменьшение объема может происходить под действием разных причин (факторов). Например, при затвердевании, высыхании пород любого типа (изверженные, осадочные). Особое внимание привлекает с этих позиций процесс доломитизации. Сущность его в превращении известняка CaCO_3 в доломит $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$ под влиянием магниезальных вод, циркулирующих в породах. Этот переход CaCO_3 в $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$ приводит к сокращению объема породы на 12% и если этот процесс происходит после затвердевания породы, то неизбежно возникновение трещиноватости. Трещины и пустоты, возникающие при перекристаллизации пород. При росте кристаллов (переход микрозернистого доломита в средне- и крупнозернистый) могут возникать силы, достаточные для формирования в породе тонких трещин. Однако роль их весьма невелика в общем объеме пустотного пространства. Более того, иногда, и довольно часто процесс перекристаллизации приводит к залечиванию порового пространства и порода становится очень плотной. Различают так же трещины тектонические, возникающие под влиянием тектонических движений. Явление довольно широко развитое. Однако, если говорить об их роли в объеме пустотного пространства пород-коллекторов, то она невелика, особенно в песчаных породах. Несколько больше объем таких пустот в известняках. Но важно отметить, что разного рода трещины могут служить путями для движения различных флюидов (воды, нефти и газа) и с этой точки зрения представляют весьма существенный (большой) интерес. И наконец, трещины и пустоты, возникающие при поверхностном выветривании. В результате подъема территории и регрессии моря горные породы могут быть выведены на дневную поверхность. Здесь они оказываются под воздействием ветра, воды, температурных колебаний и т.д. и т.п. В итоге в породах любого типа могут образоваться трещины, каверны и другие пустоты. Особенно этот процесс выветривания характерен опять же для карбонатных пород. Но даже изверженные и метаморфические породы, подвергавшиеся выветриванию, приобретают в ряде случаев характер пород – коллекторов. Именно поэтому в тех в общем-то редких случаях, когда мы встречаем нефте- и газопроявления или скопления УВ в изверженных и метаморфических породах,

они обычно приурочены к их выветрелым разностям (кора выветривания и т.д.). Естественно, что образование скоплений УВ становится возможным, если подвергавшиеся выветриванию породы, снова погружаются под уровень моря, перекрываются более молодыми осадочными породами и сохраняют при этом свои коллекторские свойства. Если же до выхода на дневную поверхность, в отложениях были скопления нефти или газа, то они неизбежно в той или иной степени разрушаются.

Из сказанного представляется очевидным, что в целом-то первичные поры характерны для терригенных пород, а вторичные пустоты широко развиты в карбонатных породах.

По размерам выделяются следующие группы пор. Поры сверхкапиллярные. Их диаметр $> 0,5$ мм. Движение флюидов в них происходит под действием силы тяжести. В таких порах происходит разделение флюидов по удельным весам.

Поры капиллярные. Их диаметр колеблется от 0,5 до 0,0002 мм. Движение флюидов в таких порах уже не может происходить только под влиянием силы тяжести, заметную роль начинают играть капиллярные силы (силы поверхностного натяжения). Движение жидкости к забою скважин, например, может происходить только под влиянием сил, действующих извне. Таких как энергия сжатого газа, статическая нагрузка или динамическое давление, способствующее выжиманию флюидов из пор.

Поры субкапиллярные. Их диаметр $< 0,0002$ мм. Движение флюидов в таких порах практически отсутствует. Возможно (при повышении P и T) лишь молекулярное перемещение вещества.

Наряду с изучением коэффициента пористости, т.е. количественной оценкой емкости породы, очень важным является изучение самой структуры порового пространства у различных типов пород-коллекторов. Дело в том, что форма пор, их геометрия может быть очень причудливой и крайне сложной. Отдельные крупные поры различной формы соединяются между собой тонкими часто извилистыми каналами. Кроме того породы могут быть рассечены трещинами и т.д. Все это весьма сильно влияет на характер насыщения породы, и на условия движения флюидов в ней, и в конечном итоге на разработку месторождений.

Изучение структуры порового пространства проводится разными методами. Наиболее распространенным является метод изучения её в обычных петрографических шлифах. Но предварительно насыщают породу (её поровое пространство) окрашенным веществом и производят фотоснимки, либо зарисовки, либо замеры и даже объемные слепки пустотного пространства. Последние, обычно получают при изучении кар-

бонатных пород. В некоторых случаях пропитывают породу люминесцирующими веществами и изучают затем в ультрафиолетовом свете под люминесцентным микроскопом. Во всех этих случаях необходимо вести подсчет ширины межпоровых каналов, диаметров пор и т.д.

Наряду с этими методами изучения структуры порового пространства, которые можно назвать петрографическими, существуют другие методы. Например, рентгенометрический, при котором породы насыщаются раствором бариевых солей и производится снимок, электронно-микроскопический.

Коэффициент пористости в образцах пород определяется различными лабораторными методами. В скважинах для определения пористости применяется электрический и радиоактивный каротажи, т.е. методы промысловой геофизики. Есть еще методы определения в шлифах, изготовленных специальным образом. Существуют современные приборы для определения пористости – порозиметры.

Особенно трудно определить коэффициент пористости в трещиноватых породах, в которых часто ни лабораторные, ни геофизические методы не дают удовлетворительных результатов. Смехов Е.М., Гмид Л.П., Ромм Е.С. и др. предложили определять трещинную пористость в специальных шлифах больших размеров. Они предложили следующую формулу [6]:

$$K_{тр.п} = b \cdot l / S \cdot 100 \%,$$

где $K_{тр.п}$ – коэффициент трещинной пористости в %;

b – ширина трещин, в мм;

l – длина трещин, в мм;

S – площадь шлифа, в мм².

Таким образом, мы закончили знакомство с пористостью пород. Главное, что мы установили – пористость определяет способность пород-коллекторов вмещать (содержать) в себя то или иное количество флюидов. При этом необходимо заметить, что степень заполнения ими порового пространства может быть различной. Часть даже открытых пор может быть не полностью заполнена нефтью.

В этой связи вводится понятие о коэффициенте нефтенасыщенности, который равен отношению объема пор насыщенных нефтью (V_n) к общему объему пор ($V_{о.пор}$) в %% или в долях единицы.

$$K_{н.н} = V_n / V_{о.пор} \times 100 \%$$

Аналогичным образом определяется коэффициент газонасыщенности. Даже в продуктивных нефтенасыщенных и газонасыщенных пластах не весь объем пор занят нефтью или газом. В порах есть практически

всегда так называемая «связанная» вода (породы гидрофильны и стенки пор обволакивает вода). И, следовательно, коэффициент нефте- и газонасыщенности не равен 1 и может колебаться в пределах от 0,7 до 0,9 и до 0 (полное насыщение пор водой в водоносной части залежи, водоносных породах – тогда нужно говорить о коэффициенте водонасыщенности $K_v=1-K_n$, где K_v – коэффициент водонасыщенности, K_n – коэффициент начальной нефтенасыщенности).

5.2.2 Проницаемость горных пород

Проницаемостью называется способность горных пород пропускать через себя различные флюиды при наличии перепада давления. Различные породы обладают различной проницаемостью. Абсолютно непроницаемых пород нет, однако на практике непроницаемыми породами называются такие породы, которые не пропускают через себя флюиды при существующих в реальных природных условиях перепада давления. Поэтому в принципе правильнее говорить о плохо и хорошо проницаемых породах, а не о непроницаемых. Плохо проницаемые породы могут содержать флюиды, но отдать их не могут. Типичным примером в этом отношении являются глины, в которых иногда сосредоточено большое количество нефти. Но она почти полностью заполняет субкапиллярные поры в ней и извлечь её практически невозможно, т.е. порода непроницаема. Таким образом, проницаемость или непроницаемость пород не может служить мерой содержания в них флюидов, она отражает способность их перемещения и возможность отдачи из пород флюидов. Другими словами, проницаемость определяет пропускную способность коллектора, а следовательно, производительность скважин и в известной степени коэффициент нефтеотдачи. Поэтому это очень важное свойство коллекторов!

Для оценки проницаемости пород используется выведенный ещё в 1856 году исследователем Анри Дарси закон фильтрации, который получил название закона Дарси. Исходя из этого закона коэффициент проницаемости равен:

$$K_{пр} = Q \times \mu \times L / \Delta P \times F ,$$

где Q – расход жидкости или газа, $см^3$;

μ – вязкость жидкости или газа, $П^*сек$;

L – длина пути в пористой среде, $см$;

ΔP – перепад давления, под действием которого происходит фильтрация, $Мпа$;

F – площадь поперечного сечения пористой среды, $см^2$.

Коэффициент проницаемости может выражаться в единице Дарси, имеющей размерность площади. За единицу Дарси принимается такая проницаемость, при которой через породу с поперечным сечением в 1 см^2 при перепаде давления в 1 атм на расстоянии 1 см проходит 1 см^3 флюида вязкостью 1 сПз в единицу времени. Величина дарси очень большая, поэтому геологи-нефтяники для характеристики пород-коллекторов используют величину мД (миллидарси, т.е тысячную долю Дарси). Породы с проницаемостью в несколько десятков или сотен мД считаются хорошо проницаемыми. В системе СИ за единицу измерения принимается 1 мкм^2 – это такая проницаемость, при которой через поперечное сечение в 1 см^2 и перепаде давления в $0,1 \text{ Мпа}$ за 1 с проходит 1 см^3 жидкости вязкостью $0,001 \text{ Па}\cdot\text{с}$. $1 \text{ Дарси} = 1,02 \text{ мкм}^2$

Различают следующие виды проницаемостей. Абсолютная проницаемость – это проницаемость пористой среды для газа или однородной жидкости при отсутствии физико-химического взаимодействия между газом, жидкостью и пористой средой и при условии полного заполнения порового пространства породы данным газом или жидкостью. Определяют обычно по азоту.

Эффективная (фазовая) проницаемость – это проницаемость пористой среды для данного газа или жидкости при одновременном наличии в поре другой фазы: жидкости или газа.

Относительная проницаемость – это отношение эффективной проницаемости к абсолютной и выражается в долях единицы.

Рассмотрим влияние различных факторов на коэффициент проницаемости. Многочисленные практические наблюдения показали, что $K_{пр}$ изменяется в зависимости от свойств фильтрующейся жидкости и, как ни странно, изменяется во времени. Объяснения даются различные. Во-первых, при фильтрации флюидов через рыхлые породы, особенно при наличии в них мелких фракций возможна перегруппировка зерен породы, так называемая суффозия. Мелкие зерна забивают поровое пространство породы и проницаемость среды со временем снижается. Во-вторых, при фильтрации нефти возникают условия, когда находящиеся в ней смолисто-асфальтеновые компоненты выпадают из неё, оседают и прилипают к поверхности зерен породы, что также ведет к снижению коэффициента проницаемости. В-третьих, при фильтрации воды через породу, содержащиеся глинистые частицы в породе могут разбухнуть, что так же приводит со временем к снижению проницаемости пород. Иногда создаются в породе условия благоприятствующие выпадению в поровых каналах кремнезема, кальцита, что также уменьшает проницаемость пород из-за уменьшения диаметров каналов.

Таким образом, уменьшение тем или иным путем параметра поровых каналов ведет к снижению проницаемости. Следовательно, должна существовать связь между плотностью пород и их проницаемостью. С увеличением плотности пород следует ожидать уменьшение проницаемости. Плотность пород растет с ростом нагрузки вышележащих пород с увеличением глубины их залегания. Например, у песчаных пород резкое снижение проницаемости происходит при достижении плотности более 2 г/см^3 .

При рассмотрении пористости была отмечена обратная связь между плотностью пород и их пористостью, следовательно, можно ожидать и зависимость между пористостью и проницаемостью. Исследование показало, что в целом увеличение пористости приводит к повышению проницаемости, но связь эта носит очень сложный характер. Во всяком случае линейной зависимости здесь нет. Это объясняется тем, что проницаемость теснейшим образом связана с размером пор и их конфигурацией, т.е. со структурой порового пространства, в то время как коэффициент пористости в общем-то не зависит от этих параметров. Глина с субкапиллярными порами непроницаема. Степень отсортированности пород, количество и тип цемента влияет на размер пор, следовательно влияют и на проницаемость.

Таким образом, можно сделать общий вывод, что любое изменение поперечного сечения поровых каналов (не важно по каким причинам) приводят к изменению коэффициента проницаемости. Минералогический состав терригенных пород также влияет – кварцевые песчаники более проницаемы, т.к. у них меньше сорбционные свойства. Но все это справедливо для пород с межзерновыми порами и каналами. Появление в породе трещиноватости резко изменяет картину, ибо трещины резко увеличивают проницаемость пород.

В природе очень часто нефтяные и газовые породы-коллекторы весьма неоднородны по проницаемости. В частности, проницаемость параллельно напластованию, как правило, больше чем в направлении перпендикулярно напластованию (если нет секущих трещин).

Существуют различные методы определения коэффициента проницаемости. Прежде всего это лабораторные, на которых останавливаться не будем, т.к. на практических занятиях учащиеся подробно с ними знакомятся. Нужно учитывать то, что при лабораторных методах определения мы характеризуем локальную проницаемость небольшого кусочка керна. А учитывая весьма значительную неоднородность пласта, для получения истинной картины необходимо отбирать керн из пласта в большом объеме и анализы проводить чаще (через небольшие интервалы).

Имеются и методы определения проницаемости по данным промышленной (скважинной) геофизики – по кривым КС и ПС. В частности по величинам удельных сопротивлений метод разработан Г.С. Морозовым, являвшимся сотрудником кафедры геофизики геологического факультета Казанского Государственного университета.

Есть методы определения проницаемости по данным работы эксплуатационных скважин.

$$K_{пр} = Q \times \mu \times (R/r) / 2\pi \times h \times (P_{пл} - P_{заб}),$$

где Q – расход жидкости или газа, см³;

μ – вязкость жидкости или газа, СП;

R – контур питания, м;

r – радиус скважины, м;

h – мощность пласта, м;

$P_{пл}$ – давление пластовое, Мпа;

$P_{заб}$ – давление забойное, Мпа.

Таким образом, заканчивая характеристику проницаемости, отметим, что в общем виде наиболее проницаемыми являются следующие породы: пески, песчаники, конгломераты, известняки, доломиты и любые трещиноватые породы. Плохо проницаемыми являются: глины, гипсы, ангидриты, мергели и плотные глинистые карбонаты. Но как говорилось выше и трещиноватая порода аргиллит может оказаться проницаемой и, наоборот, плотный, или сильно сцементированный песчаник может быть непроницаемым.

5.2.3. Классификация пород-коллекторов

Из-за многообразия причин, влияющих на свойства пород-коллекторов, очень трудно дать всесторонне учитывающую все это многообразие факторов классификацию. Поэтому выделение различных типов пород-коллекторов производят по различным признакам.

По литологическому признаку, как вы уже из всего сказанного хорошо представляете, встречаются две основные группы нефтегазосодержащих пород: терригенные (пески, песчаники, алевролиты) и карбонатные (известняки и доломиты). В разных нефтегазоносных районах доля этих типов пород-коллекторов в запасах и добыче различна. Например, у нас в Волго-Уральской области важное значение имеют терригенные коллекторы, также и в Западной Сибири. На Ближнем Востоке, наоборот, очень существенна роль карбонатных пород-коллекторов. По мнению некоторых исследователей в мировом масштабе доля терригенных и карбонат-

ных коллекторов в содержании углеводов примерно равна. Есть и другие мнения, причем противоположные. Важно отметить следующую закономерность: карбонатные коллекторы более характерны для разреза платформенных нефтегазоносных областей, доля их участия в разрезе геосинклинальных областей невелика. Здесь основную роль играют терригенные породы-коллекторы (хотя и на платформах их роль, весьма значительна).

В значительно меньшей степени развиты глинистые типы пород-коллекторов. Известны случаи, когда скопления углеводов связаны с глинистыми породами, например, с породами баженовской свиты Западной Сибири (J₃). Также редки промышленные скопления нефти и газа, связанные с метаморфическими и изверженными породами. Известные примеры (Панхэндл-США) приурочены к выветрелым, трещиноватым разновидностям такого типа пород. Но данные скважины № 20000 Минебаевской площади показывают, что и на глубине могут быть трещиноватые породы.

Теперь о выделении типов пород-коллекторов по характеру их порового пространства. По этому признаку выделяются два основных типа пород-коллекторов: поровый и трещинный коллекторы.

Поровые коллекторы могут быть в свою очередь подразделены на 2 подтипа: с межзерновой (или межгранулярной) пористостью и кавернозный. Коллекторы с межзерновой пористостью характерны в первую очередь для терригенных пород, но могут быть развиты и среди карбонатных и других разновидностей. Кавернозный подтип коллектора характерен в первую очередь для карбонатных пород-коллекторов.

Трещинные коллекторы характерны главным образом для карбонатных пород, а также для других плотных разновидностей пород: кремнистых аргиллитов, мергелей, изверженных и метаморфических пород. В терригенных породах трещинные коллекторы встречаются редко.

Однако, в чистом виде выделенные типы коллекторов встречаются не всегда, особенно трещинные коллекторы. Наиболее широко распространены смешанные типы пород-коллекторов: порово-трещинные, порово-кавернозные, кавернозно-трещинные и другие разновидности. В таблице 5.1 приведена классификация пород-коллекторов по В.Н. Киркинской, Е.М. Смехову [23].

Существуют классификации пород-коллекторов по физическим свойствам. Единой и общепринятой классификации коллекторов так же нет. Выработать ее очень трудно. Кроме того, нужно учесть, что в различных нефтегазоносных бассейнах может быть какая-то своя специфическая

связь нефтегазоносности с параметрами пород-коллекторов и это также затрудняет создание единой всеобъемлющей классификации. Остановимся на некоторых классификациях.

Таблица 5.1

Классификация пород-коллекторов
(по В.Н. Киркинской, Е.М. Смахову 1981 г.)

Класс коллектора	Тип	Условия аккумуляции УВ
Простые коллекторы	Поровый	В основном в порах или кавернах, сходных по строению с порами
	Трещинный	В основном в трещинах и в развитых по ним пустотах расширения
Сложные (смешанные) коллекторы	Трещинно-поровый, порово-трещинный	В основном в пустотах (поры, каверны), развитых в породах

Одной из первых (а может быть и первая, по крайней мере, в нашей стране) была классификация П.П. Авдусина и М.А. Цветковой (1938). Но они продолжали разрабатывать ее и позже (1943 г.). Эти исследователи в основу своей классификации положили два параметра: эффективную пористость и гидравлическую характеристику пород.

П.П. Авдусин и М.А. Цветкова определяли эффективную пористость в шлифах, насыщая их окрашенной смолой – бакелитом. (Детали описаны в учебнике Брода И.О., Еременко Н.А. Основы геологии нефти и газа, 1953 г. С. 145)

$$P_{эф} = \frac{\Sigma S}{S} \cdot 100\%,$$

где ΣS – площадь пор с бакелитом;

S – площадь шлифа (пласта).

Фактически эффективная пористость будет меньше, чем замеряемая этим способом, т.к. замеряется объем тех пор, в которых нефть могла попасть при пропитывании породы. Объем пор, отдающих нефть, будет меньше.

Гидравлическая характеристика (Φ) отражает структуру порового пространства коллекторов, сложность его строения а отсюда, как считают авторы, способность коллекторов к фильтрации.

$$\Phi = P / \Sigma p,$$

где Σp – сумма периметров пор, занятых бакелитом;

P – периметр цилиндрического канала, площадь которого равна сумме площадей пор ΣS , занятых бакелитом (рис. 1.5).

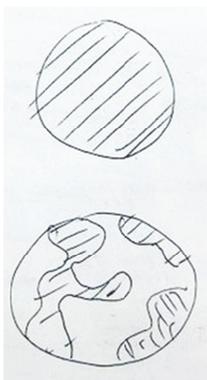


Рис. 5.1. Характер заполнения порового пространства бакелитом у различных горных пород

Собственно проницаемости у П.П. Авдусина и М.А. Цветковой нет. Так вот по этим параметрам ($P_{эф}$ и Φ) названные авторы выделяют следующие группы пород-коллекторов:

Во-первых, по эффективной пористости – классы:

Класс А – $P_{эф} > 20 \%$	}	коллекторы большой емкости;
Класс В – $P_{эф} 15-20 \%$		
Класс С – $P_{эф} 10-15 \%$	}	коллекторы средней емкости;
Класс D – $P_{эф} 5-10 \%$		

Класс Е – $P_{эф} < 5 \%$ – коллекторы малой емкости.

Каждый из указанных классов по величине гидравлической характеристики (Φ) делится на три группы:

I группа $\Phi > 0,20$ – скорость движения флюида значительна;

II группа $\Phi = 0,20 - 0,10$ – скорость средняя;

III группа $\Phi < 0,10$ – скорость движения незначительная.

Эта классификация в свое время сыграла бесспорно положительную роль, но она, конечно, имела и недостатки. Сейчас она практически не применяется.

В 1958 г. крупный геолог-нефтяник, литолог, геохимик Теодорович Г.И. предложил свою классификацию пород-коллекторов. Он разработал ее в основном по материалам Урало-Поволжья. Основана она на данных изучения проницаемости пород-коллекторов.

По самому характеру проницаемости им выделяются 3 большие группы коллекторов:

I группа – равномерно по порам проницаемые коллекторы;

II группа – неравномерно по порам проницаемые коллекторы;

III группа – трещиноватые коллекторы.

Здесь впервые появилась не просто количественная оценка проницаемости, а сделана попытка охарактеризовать ее по существу – чем она вызвана, определяется.

Далее все коллекторы разделяются на 5 классов уже по величине проницаемости:

I класс – очень хорошо проницаемые коллекторы $K_{пр} > 1$ дарси (1000 мД) (> 1 мкм²)

II класс – хорошо проницаемые коллекторы $K_{пр} = 100-1000$ мД (0,1-1,0 мкм²);

III класс – средне-проницаемые коллекторы $K_{пр} = 10-100$ мД (0,01-0,1 мкм²);

IV класс – слабо-проницаемые коллекторы $K_{пр} = 1-10$ мД (0,001-0,01 мкм²);

V класс – непроницаемые коллекторы $K_{пр} < 1$ мД ($< 0,001$ мкм²).

Г.И. Теодорович отмечал, что промышленную ценность могут иметь лишь классы I – III; иногда в совокупности с одним из этих классов – IV класс. V класс – собственно уже не может считаться породой-коллектором. Таким образом, в классификации Г.И. Теодоровича есть бесспорное продвижение вперед – это выделение качественно различных групп коллекторов по проницаемости и их промышленная оценка по количественным параметрам.

Но есть в его классификации и существенный недостаток – совершенно не учтена емкость (пористость) коллекторов.

Следующая классификация – классификация пород-коллекторов И.А. Конюхова (1961 г.) интересна и ценна тем, что впервые учитывает во взаимосвязи и емкостные и фильтрационные свойства пород, но, по мнению автора, применима лишь для терригенных коллекторов.

И.А. Конюховым выделяются по емкостным параметрам (эффективной пористости) три группы пород:

Группа А – коллекторы высшей емкости; $K_{эф.п.} \geq 15$ %;

Группа Б – коллекторы средней емкости; $K_{эф.п.} = 15-5$ %;

Группа В – коллекторы малой емкости; $K_{эф.п.} \geq 5$ %.

Далее среди коллекторов группы А по проницаемости выделяются классы I – III:

Класс I – $K_{\text{пр}} \geq 1000$ мД;
Класс II – $K_{\text{пр}} = 500-1000$ мД;
Класс III – $K_{\text{пр}} = 300-500$ мД.

Среди коллекторов группы Б по проницаемости выделяются классы IV и V:

Класс IV – $K_{\text{пр}} = 100-300$ мД;
Класс V – $K_{\text{пр}} = 50-100$ мД.

Среди коллекторов группы В также по проницаемости выделяются классы VI и VII:

Класс VI – $K_{\text{пр}} = 10-50$ мД;
Класс VII – $K_{\text{пр}} = 1-10$ мД.

В каждый выделенный класс привязываются определенные литологические типы песчано-алевритовых пород с различной характеристикой структуры порового пространства, типом цемента и т.д.

Таким образом, в этой классификации уже учитывается функциональная зависимость $K_{\text{пр}}$ от $K_{\text{эф.пор.}}$ и именно поэтому классы с определенными коэффициентами проницаемости попадают в определенные группы пород по эффективной пористости. Это значительный шаг вперед, но такие связи между $K_{\text{пр.}}$ и $K_{\text{эф.пор.}}$ более или менее четко проявляются лишь в гранулярных коллекторах, проницаемость которых связана с фильтрацией флюидов по межзерновым порам и каналам. Появление хотя бы незначительной трещиноватости резко меняет установленные зависимости. Связь $K_{\text{пр.}} - K_{\text{эф.пор.}}$ нарушается, и эта классификация становится неприменимой. (Породы могут иметь низкую эффективную пористость и высокую проницаемость). Именно поэтому И.А. Конюхов и предложил использовать свою классификацию лишь для терригенных пород (песчаников и алевролитов), в которых роль трещиноватости невелика. Карбонатные породы – коллекторы в эту классификацию включить невозможно, т.к. именно в них широко развита трещиноватость, а также кавернозность.

Есть и другие многочисленные классификации пород – коллекторов, которые оценивают их по емкостным и фильтрационным свойствам. Мы не будем их все рассматривать. Заметим лишь, что попытки соединить эти все классификации воедино – пока окончились безрезультатно. Такой классификации пород – коллекторов нет. А по мнению одного из ведущих специалистов в области изучения пород – коллекторов нефти и газа А.А. Ханина ее создать невозможно, да и не нужно. Он предлагает пользоваться при изучении условий образования пород-коллекторов, их генезиса соответствующими генетическими или морфологическими

классификациями, а при поисково-разведочных работах, для оценки промышленной ценности пород – коллекторов – соответственно классификациями с количественными параметрами, определяющими функциональную зависимость проницаемости от эффективной пористости.

Тема 5.3. Флюидоупоры (Породы покрышки)

Наряду с изучением пород-коллекторов, содержащих те или иные флюиды в геологии нефти и газа важное место отводится и изучению пород-покрышек или флюидоупоров, непроницаемых пород. Они изолируют залежи нефти и газа, создают условия для их сохранности в недрах при тех перепадах давлений, при которых существуют залежи. Если учесть, что абсолютно непроницаемых пород нет, что через любую породу проходит рассеивание углеводородов (диффузия и другие процессы), то надо полагать, что скорость рассеивания неизмеримо меньше скорости (объемов) подтока углеводородов при образовании (формировании) их залежей и совершенно недостаточна для полного рассеивания уже сформированных залежей в течение десятков и даже сотен миллионов лет их существования.

Изоляционные свойства пород-покрышек обеспечиваются двумя факторами. Первый – это плотностью пород (плотностные покрышки). Большая плотность пород исключает движение через них нефти и газа и одновременно исключает механическое разрушение пород. Плотностные покрышки образуются толщами однородных монолитных, лишенных трещин известняков, доломитов, мергелей, аргиллитов, солей и др. пород. Наличие в породах – покрышках прослоев или примеси песчаного материала резко снижает их изолирующие свойства. Для плотностных покрышек большое значение имеет их мощность, благодаря чему затрудняется создание в них сквозных трещин. На больших глубинах вероятность возникновения трещин, как правило, увеличивается и плотностные покрышки теряют свои изолирующие свойства и становятся проницаемыми. Особенно это характерно для карбонатных пород и ангидритов. Эвапориты (гипс, соль) являются пластичными породами и сохраняют свойство покрышек и на больших глубинах и являются надежными флюидоупорами.

Второй – это давлением порового флюида (Гидродинамические покрышки). Изолирующие свойства этих пород покрышек обеспечиваются превышением давления поровых вод в них над давлением нефти и газа в пласте-коллекторе. Эти покрышки представлены легко сжимаю-

щимися, уплотняющимися породами, в первую очередь глинами, реже пелитоморфными известняками. Как возникают их экранирующие (изолирующие) свойства? Почему флюиды в них находятся под большим давлением, чем в породах-коллекторах? Любая порода, которая формируется в субкавальных условиях неизбежно содержит седиментационные воды, т.е. воды, попавшие в нее во время процесса ее накопления. Уплотнение пород неизбежно сопровождается отжиманием из них этих вод. Но, как мы уже знаем, глины уплотняются больше по сравнению с песчаниками, известняками. Отсюда ясно, что флюиды, в глинистых породах находятся под большим, фактически геостатическим давлением вышележащих толщ пород, а в породах-коллекторах флюиды находятся лишь под гидростатическим давлением, т.к. давление геостатическое принимают на себя зерна породы. Таким образом, превышение давления в порах глинистых пород над давлением в порах пород-коллекторов делает их непроницаемыми для нефти и газа. По мере погружения на большие глубины и по мере отжатия (потери) седиментационных вод герметичность гидродинамических покрышек снижается и постепенно гидродинамические покрышки переходят в плотностные. Переход этот происходит в разных нефтегазоносных районах на разных глубинах в зависимости от температуры, минералогического состава глин, их мощности, содержания различных примесей, карбонатного материала. В целом этот переход происходит где-то в интервале глубин 1500–3000 м. Наиболее долго сохраняют изолирующие свойства глины с высоким содержанием монтмориллонита. Эти глины характеризуются высокой дисперсностью, пластичностью, тонким сечением поровых каналов. Но с погружением на глубины 2–3 км монтмориллонит становится неустойчивым и переходит в гидрослюды. Гидрослюдистые глины имеют большие (в 10–30 раз) поровые каналы, быстрее уплотняются и переходят в аргиллиты. В последних могут появиться трещины и отсюда потеря герметичности покрышек.

Удерживающая способность покрышек может быть охарактеризована давлением прорыва и давлением пережима (по представлениям В.П. Савченко). Под давлением прорыва понимается перепад давления $P_{пр.}$, при котором начинается фильтрация нефти или газа через породу. Давление пережима- $P_{пер.}$, при котором прекращается фильтрация через породу. Обычно давление пережима меньше давления прорыва. Явление прорыва флюидов через породу-покрышку происходит, вероятно, в результате ее частичного механического разрушения, образования трещин и расширения межпоровых каналов. Величина давления прорыва определяет высоту залежи, которую может удерживать покрышка.

Удерживающая способность покрышек может быть охарактеризована давлением прорыва и давлением пережима (по представлениям В.П. Савченко). Под давлением прорыва понимается перепад давления $P_{пр}$, при котором начинается фильтрация нефти или газа через породу. Давление пережима – $P_{пер.}$, при котором прекращается фильтрация через породу. Обычно давление пережима меньше давления прорыва. Явление прорыва флюидов через породу-покрышку происходит, вероятно, в результате ее частичного механического разрушения, образования трещин и расширения межпоровых каналов. Величина давления прорыва определяет высоту залежи, которую может удерживать покрышка.

$$H = \frac{P_{пр}}{\gamma_v - \gamma_n},$$

где γ_v и γ_n – удельные веса воды и нефти соответственно.

Как видно из формулы высота залежи зависит еще и от разности удельных весов флюидов. Одна и та же покрышка (при $P_{пр} = const$) может удерживать значительную по мощности залежь тяжелой нефти (разность $\gamma_v - \gamma_n$ небольшая), меньшую по мощности залежь легкой нефти ($\gamma_v - \gamma_n$ – большая) и еще меньшую залежь газа.

Существуют различные классификации пород – покрышек [3]:

Таблица 5.2

А. По площади распространения (Э.А. Бакиров, 1996 г.)

Класс	Характеристика
Региональные	Распространены на всей территории нефтегазоносной провинции (бассейна) или на значительной ее части – области.
Субрегиональные	Распространены в пределах крупных тектонических элементов первого порядка.
Зональные	Распространены в пределах зоны нефтегазонакопления или структурных элементов второго порядка.
Локальные	Распространены в пределах одного или нескольких близлежащих месторождений нефти. Как правило площадь их распространения контролируется локальной структурой третьего порядка.

Таблица 5.3

Б. По соотношению с этажами нефтегазоносности

Класс	Характеристика
Межэтажные	Перекрывают этажи нефтегазоносности.
Внутриэтажные	Разделяют продуктивные горизонты внутри этажа нефтегазоносности.

Таблица 5.4

В. По литологической характеристике

Класс	Характеристика
Однородные: (глинистые, галогенные, карбонатные)	Состоят из литологически однородных пород.
Неоднородные: (песчано-глинистые, глинисто-карбонатные, терригенно-галогенные)	Состоят из пород с разной литологией, не имеющих четко выраженной слоистости.
Расслоенные	Состоят из чередования прослоев различных литологических разновидностей пород.

Литологическая характеристика покрышек определяется коэффициентом неоднородности:

$$P_n = \frac{\sum V_{hp}}{V}, \text{ где}$$

$\sum V_{hp}$ суммарный объем проницаемых пород, содержащихся в покрышке;

V – объем покрышки в целом.

Коэффициент расслоенности:

$$P_r = \frac{\sum h_{np}}{H}, \text{ где}$$

$\sum h_{np}$ – суммарная толщина проницаемых пород;

H – толщина покрышки в целом.

Таблица 5.5

Г. По экранирующей способности

Группа	Экранирующая способность	Абсолютная проницаемость по газу, мкм ²	Давление прорыва газа, Мпа
А	Весьма высокая	10^{-18}	12,0
В	Высокая	10^{-17}	8,0
С	Средняя	10^{-16}	5,5
Д	Пониженная	10^{-15}	3,3
Е	Низкая	10^{-14}	0,5

С возрастом глубин поисково-разведочного бурения (5-6-7 км и более) нужно учитывать резкие изменения физических свойств пород, которые происходят на больших глубинах. Об этом пока очень мало известно. Существуют разные гипотезы, предположения (о перераспределении залежей, смене пород-покрышек и пород-коллекторов и т.д.), но все это дискуссионно.

ЛЕКЦИЯ 6

Тема 6.1. Условия залегания природных резервуаров

Понятие о природных резервуарах впервые предложил американский геолог В. Вильсон в 1934 году. Он определил природный резервуар как естественноеместилище для нефти, газа и воды. У нас в России наиболее подробно понятие о природных резервуарах разрабатывал И.О. Брод. Природным резервуаром он называет естественноеместилище для нефти, газа и воды, во всём объёме которого происходит циркуляция и дифференциация флюидов, и форма которого обусловлена соотношением коллектора с вмещающими его плохо проницаемыми породами.

В этом определении мы видим, что само существование природных резервуаров обуславливается не только существованием пород-коллекторов, но в равной мере и породами непроницаемыми. Лишь определенное их соотношение может создать природный резервуар. Вот по этому соотношению проницаемых и непроницаемых пород И.О. Брод и выделяет три основных типа природных резервуаров [8]:

I тип – пластовые резервуары,

II тип – массивные резервуары,

III тип – резервуары неправильной формы, литологически ограниченные со всех сторон (в современной трактовке – «природные резервуары литологически ограниченные со всех сторон»).

I. В пластовых природных резервуарах породы-коллекторы, ограниченные на значительной площади в кровле и подошве плохо проницаемыми породами. При этом толщина и литологический состав пласта-коллектора более или менее выдерживаются (рис. 6.1). При этом протяжённость по латерали природного резервуара пластового типа (десятки километров) намного больше их толщины (десятки метров).

В пределах этого типа И.О. Брод выделяет три подтипа пластовых резервуаров:

А) Резко ограниченные в кровле и подошве пластовые резервуары, сохраняющие свой выдержанный пластовый характер как в пределах нефтегазоносных площадей или месторождений, так и далеко за их пределами. Например, пласт D_1 пашийского горизонта на территории Татарского свода.

Б) Пластовые резервуары, имеющие также широкое площадное распространение, но выклинивающиеся в пределах тех или иных нефтегазоносных площадей или месторождений, в пределах тех или иных

структурных элементов. Например, пласт D_0 тиманского горизонта на территории Татарского свода (рис. 6.2).

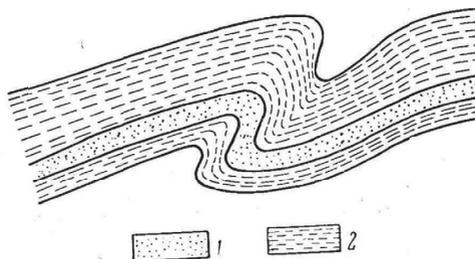


Рис. 6.1. Пластовый природный резервуар резко ограниченный в кровле и подошве непроницаемыми породами
Условные обозначения: 1 – коллектор, 2 – непроницаемая порода
Фрагмент рисунка из книги Брод И.О., Н.А Ерёмко
Основы геологии нефти и газа, 1953 г.

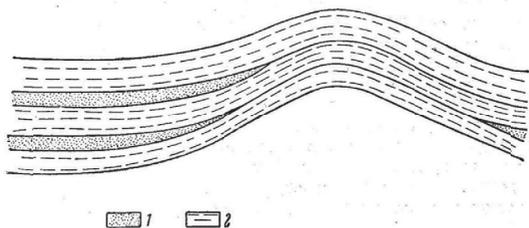


Рис. 6.2. Пластовый природный резервуар имеющий выклинивание коллектора в пределах нефтегазоносной площади
Условные обозначения: 1 – коллектор, 2 – непроницаемая порода
Фрагмент рисунка из книги Брод И.О., Н.А Ерёмко
Основы геологии нефти и газа, 1953 г.

В) Пластовые резервуары более сложного строения: в кровле и подошве они ограничены непроницаемыми породами, но сам пласт- коллектор представлен (сложен) тонким переслаиванием песчаных, алевритовых пород с глинистыми породами. Причем эти глинистые породы часто выклиниваются, обуславливая гидродинамическую связь пропластков пород-коллекторов, благодаря чему и образуется единый природный резервуар. Наиболее типичны такие резервуары для предгорных и межгорных НГБ.

II. Массивные природные резервуары представляют собой мощную толщу пористо-проницаемых пород, перекрытую сверху и ограниченную

с боков на крыле структуры плохо проницаемыми породами. Коллекторы, слагающие массивные резервуары, бывают литологически однородными и литологически неоднородными. Огромное большинство массивных природных резервуаров сложено карбонатными породами. Встречаются они чаще в платформенных областях и реже в геосинклинальных. Критерием, позволяющим отнести ту или иную толщу пород к массивному резервуару, является распределение в ней нефти, газа и воды по гравитационному признаку совершенно независимо от структуры, возраста, текстуры и других особенностей слагаемых ее пород. В массивных резервуарах боковое (латеральное) перемещение флюидов ограничено проницаемыми зонами и не может происходить на большие расстояния. Движение флюидов носит, главным образом, вертикальный характер, чему способствует отсутствие снизу экранирующей толщи. Размеры по латерали и вертикали примерно сопоставимы. По геологическому строению и литологическому составу слагающих пород массивные резервуары делятся И.О. Бродом на два подтипа.

А) Однородные массивные резервуары. Они сложены более или менее литологически однородной толщей пород, например, карбонатами, образующими единый проницаемый массив. Генезис таких массивов может быть самый различный (рифты, эрозионные останцы и т.д.) (рис. 6.3).

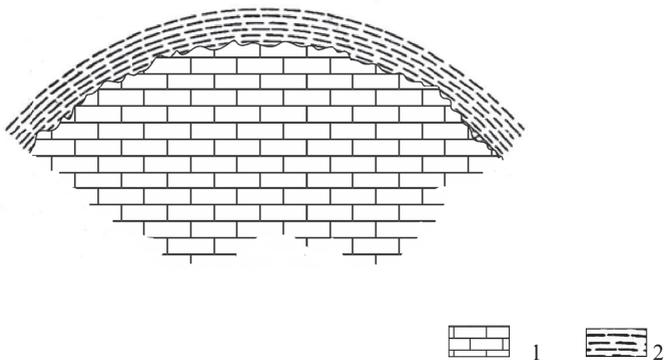


Рис. 6.3. Однородный массивный природный резервуар

Условные обозначения: 1 – коллектор карбонатный, 2 – непроницаемая порода

Б) Неоднородные массивные резервуары. Сложены литологически неоднородной толщей пород (Рис. 6.4). В ее состав могут входить карбонатные, терригенные породы, иногда изверженные и метаморфические, хотя последние значительно реже. Но при всей сложности строения ре-

зервуар этот все же единый и циркуляция флюидов в нем возможна во всех направлениях независимо от залегания, возраста и литологии пород.

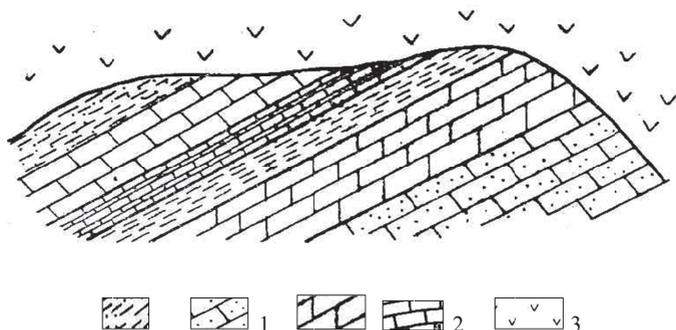


Рис. 6.4. Неоднородный массивный природный резервуар
 Условные обозначения: 1 – коллектор карбонатный,
 2 – коллектор терригенный, 3 – непроницаемая порода
 Фрагмент рисунка из книги Брод И.О. , Н.А Ерёмченко
 Основы геологии нефти и газа, 1953 г.

В целом по массивным резервуарам (и однородным, и неоднородным) следует отметить, как правило, большую или меньшую неоднородность характера распределения коллекторских свойств. Почти всегда даже в однородном, например, в известняковом массиве мы имеем зоны с высокой пористостью и проницаемостью, разделённые участками с низкими значениями этих параметров.

III. Резервуары неправильной формы, литологически ограниченные со всех сторон (рис. 6.5). Это природные резервуары, которые окружены со всех сторон непроницаемыми породами. Это могут быть песчаные линзы в глинистых породах, зоны повышенной пористости и проницаемости в карбонатных породах, трещиноватые зоны в пластах различных пород. Площадь распространения таких резервуаров, как правило, незначительна, форма неправильная, самая различная. Движение жидкостей и газов в них ограничено размерами самого резервуара. Один из примеров такого резервуара, который выделял И.О. Брод – это линзовидные тела, ограниченные со всех сторон практически непроницаемыми породами (глинами, плотными известняками, гипсами и т.д.).

По характеру распространения природных резервуаров в пределах тех или иных крупных нефтегазоносных территорий И.В. Высоцкий и К. Бека (1976) в своей совместной работе предлагают выделять региональные, ареальные, зональные и локальные резервуары.

Региональные или общebasейновые природные резервуары – выдержаны на всей или почти на всей территории нефтегазоносного бассейна. Это, как правило, резервуары пластового типа. Особенно они характерны для группы платформенных бассейнов, где в силу особенностей осадконакопления при относительно спокойном, стабильном тектоническом режиме создаются условия для накопления выдержанных толщ на очень обширных территориях.

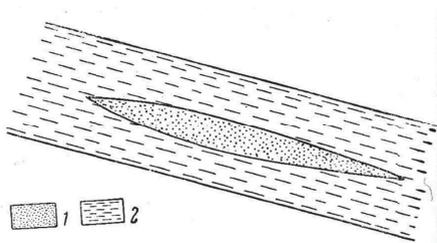


Рис. 6.5. Резервуары неправильной формы, литологически ограниченные со всех сторон
 Условные обозначения: 1 – коллектор в виде песчаной линзы
 2 – непроницаемая порода
 Фрагмент рисунка из книги Брод И.О., Н.А. Ерёмченко
 Основы геологии нефти и газа, 1953 г.

Ареальные природные резервуары – распространены только в отдельных частях бассейнов, обычно приурочиваясь к каким-либо крупным структурным элементам. К примеру, в бассейнах пограничного типа – в предгорных впадинах, резервуар может быть развит на их платформенном (внешнем) борту и отсутствовать на внутреннем – геосинклинальном, и наоборот. Тип резервуаров в этом случае может быть и пластовый и массивный.

Зональные природные резервуары – это когда пласты, слагающие их развиты еще более ограниченно, в пределах отдельных структурных зон или палеофациальных зон и т.п. Например, это могут быть зоны развития рифовых массивов, русловых песчаников, песчаных береговых баров, дельтовых образований, реже достаточно обширные зоны трещиноватых пород. По типу это чаще массивные, либо литологически ограниченные со всех сторон резервуары. Очень редко здесь можно встретить пластовые резервуары.

Локальные природные резервуары – само название показывает, что они связаны с коллекторами ограниченного развития, например, в пределах отдельных локальных структур. Это различного рода песчаные лин-

зы, изолированные зоны трещиноватых или кавернозных пород в теле карбонатных массивов, в теле выступов кристаллического фундамента и т.п. По типу здесь развиты резервуары литологически ограниченные со всех сторон.

Рассмотренные типы природных резервуаров могут по-разному сочетаться в разрезе того или иного нефтегазонасного бассейна, совмещаться друг с другом. Это конечно будет влиять на распределение скоплений углеводородных флюидов на различных стратиграфических уровнях.

Тема 6.2. Типизация ловушек и залежей нефти и газа

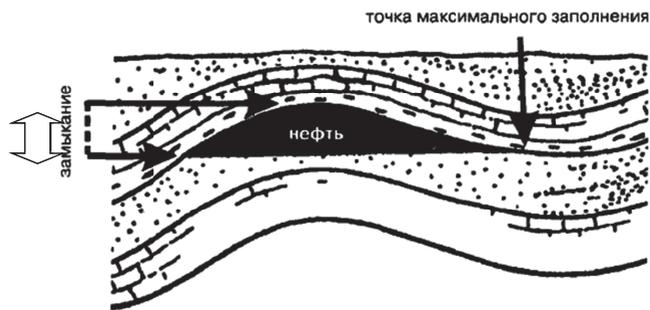
В природных резервуарах нефть и газ образуют скопления (залежи) лишь в определенных, благоприятных для этого местах – ловушках. Поэтому для выяснения типа залежи, ее характера важно знать условия образования ловушек, их разновидности, их связь с природным резервуаром.

Несколько слов о терминологии. В зарубежной литературе термину «природный резервуар» придается несколько иной смысл. Так, американский геолог А.И. Леворсен понимает под природным резервуаром только ту часть коллектора, в которой нефть и природный газ способны образовывать скопления, т.е по мнению И.О. Брода ловушки. Это вносит путаницу в понятия «коллектор», «природный резервуар», «ловушка». Поэтому целесообразно провести сопоставление этих понятий прежде чем перейти к новой теме «Ловушки нефти и газа».

Коллектор – это горная порода, обладающая способностью вмещать нефть и газ и отдавать их при разработке. Коллектор характеризуется типом породы, величиной пористости (открытой, эффективной), проницаемости (абсолютной, фазовой, фазовой).

Природный резервуар, как мы только что выяснили – это природная емкость для нефти, газа и воды, существование которой обусловлено соотношением коллектора с плохо проницаемыми породами. Природный резервуар характеризуется типом коллектора, соотношением коллектора с непроницаемыми породами, емкостью (вместимостью), формой и условиями залегания, гидродинамическими условиями. То есть природный резервуар – это часть коллектора.

Ловушка – часть природного резервуара, в которой может образоваться и сохраниться скопление (залежь) нефти и газа. Ловушка характеризуется типами природного резервуара и коллектора, флюидоупора (верхнего, нижнего, бокового), а так же условиями их образования, формой, амплитудой и ёмкостью (рис.6.6).



А- амплитуда ловушки

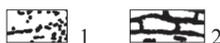


Рис. 6.6 Схема ловушки и её основные элементы

Условные обозначения: 1– пласт-коллектор,

2 – непроницаемая порода-покрышка

Фрагмент рисунка из книги Хайн Норманн Дж.

Геология, разведка, бурение и добыча нефти, 2010 г.

В частном случае у резервуаров, литологически ограниченных со всех сторон, параметры резервуара и ловушки могут совпадать.

Основная часть пород-коллекторов природных резервуаров заполнена водой. Нефть и газ в них занимают лишь ничтожную часть. Но, очевидно, что нефть и газ не могут в свободном состоянии находиться в любой части природного резервуара. Попав в него они начинают перемещаться в порода-коллекторе. Это движение вызывают основные силы: градиент давления, разность плотностей нефти, газа и воды – отсюда их дифференциация по плотностям, и движение самих подземных вод.

Движение нефти и газа будет, очевидно, продолжаться до тех пор, пока флюиды не встретят ловушку, в которой начнётся образование их скопления, занимая её определенную часть. Отсюда и определение термина «ловушка», данное И.О. Бродом, о котором было сказано выше. В этой части природного резервуара устанавливается относительное равновесие между нефтью, газом и водой, здесь действует в основном гравитационный фактор. Ловушки чаще всего представляют участок резервуара с застойным режимом, даже если в остальной части природного резервуара наблюдается активная циркуляция подземных вод.

Какие условия могут привести к образованию ловушек? Это исключительно важный практический вопрос. По нему проводились крупные исследования, многие ученые исходя из своих представлений об их образовании строили различные классификации ловушек. Так, Вильсон

(1934 г.) предложил классификацию «замкнутых» природных резервуаров, способных содержать скопления нефти и газа, т.е. по существу именно ловушек. Он выделил ловушки, связанные: а) с местной деформацией слоев, б) с изменчивой проницаемостью пород, в) со складчатостью и изменением проницаемости пород, г) с комбинацией сбросовых нарушений с участками изменения пористости пород. Классификация может быть не очень четкая и полная, но нужно учитывать и время её создания – 1934 год.

И.М. Губкин выделил (приблизительно в то же время) два основных фактора, влияющих на формирование ловушек:

- 1) структурный
- 2) литологический, подчеркивая особую роль первого.

Н.Б. Вассоевич предложил все ловушки подразделить на три основных типа: замкнутые, полужамкнутые и незамкнутые. Образование ловушек первых двух типов связано с разного рода выклиниванием коллекторов, при котором препятствием для дальнейшего продвижения углеводородных флюидов является наличие экрана из непроницаемых пород (их можно назвать ловушками выклинивания). Образование незамкнутых ловушек контролируется в первую очередь структурным фактором, образованием разного рода антиклинальных изгибов слоев, выступов, неровностей погребенного палеорельефа и т.п. Удерживанию углеводородов здесь способствует сочетание перечисленных выше структурных особенностей с наличием напора вод со всех сторон.

Достаточно подробно рассматривал условия образования ловушек И.О. Брод, выделяя следующие условия: 1) образование ловушек при наличии благоприятной структурной деформации пород (антиклиналь, разрывные нарушения); 2) литологическое изменение коллектора (литологическое ограничение по простиранию или экранирование вверх по восстанию слоев) – в целом литологическое экранирование; 3) несогласное перекрытие коллектора вверх по восстанию непроницаемыми породами (стратиграфическое экранирование); 4) различные комбинации перечисленных случаев.

Н.А. Еременко, рассматривая условия образования ловушек, в принципе соглашался с идеями И.М.Губкина, что определяющим фактором при формировании ловушек (прямо или косвенно) является тектонический. Это постоянно действующий фактор, который в конечном итоге вызывает появление и разного рода структурных деформаций, и стратиграфических несогласий, и литологических изменений пород. Но для конкретных классификаций ловушек признание одного положения явля-

ется недостаточным и Н.А.Еременко по условиям образования предлагает выделять следующие типы ловушек:

- 1) ловушки складчатых дислокаций;
- 2) ловушки разрывных дислокаций;
- 3) ловушки стратиграфических несогласий;
- 4) ловушки литологические;
- 5) различные комбинации перечисленных типов.

При образовании ловушек первых двух типов влияние тектонических движений сказывается самым непосредственным образом. Именно они создают ловушку. При формировании стратиграфических ловушек влияние тектонических движений также весьма существенно. Именно благодаря тектоническим движениям происходит воздымание территории, образование перерывов в осадконакоплении, но сама-то ловушка формируется лишь в результате несогласного перекрытия пласта -коллектора непроницаемыми породами (т.е. тектонический фактор является вторичным). Образование литологических ловушек непосредственно связано с изменением литологии пород, которое определяется условиями накопления осадков. Здесь тектонический фактор также сказывается лишь в определенной мере (наряду с другими факторами – климатом и т.д.), влияя на условия осадконакопления.

Несколько слов о классификации ловушек А.И. Леворсена. Он отмечает, что предлагаемая схема достаточно проста, охватывает большинство типов ловушек, но не является исчерпывающей, как, впрочем, и все другие схемы. Им выделяется три основных типа ловушек: 1) структурные; 2) стратиграфические; 3) комбинированные.

В первом типе образование ловушек связано с поднятиями кровли пород по причине складчатости или дизъюнктивных деформаций.

Стратиграфические ловушки характеризуются тем, что основным фактором является некоторое изменение стратиграфии или литологии (или того и другого) в пласте-коллекторе: как-то изменение фаций, местное изменение пористости или проницаемости, выпадение вверх по структуре пласта-коллектора и т.д. вне зависимости от причин этого явления.

Комбинированные ловушки – когда действуют оба фактора, но трудно выделить определяющий.

Далее Леворсен классифицирует эти основные типы ловушек более подробно. Среди структурных им выделяются согласно основным типам деформаций следующие подтипы:

- 1) связанные со складчатостью;
- 2) связанные со сбросами;

- 3) связанные с трещиноватостью;
- 4) связанные с интрузиями соляных штоков;
- 5) комбинации первых четырех в различных сочетаниях.

Стратиграфические ловушки делятся на 2 основных подтипа:

1) первичные стратиграфические ловушки, они формируются в процессе отложения осадков или в процессе диагенеза пород: это линзы песков, бары, шнурковые (русловые) пески, рифы и различного рода другие образования, возникающие в результате изменения накопления осадков;

2) вторичные стратиграфические ловушки – они возникают в результате действия разных факторов на более поздних этапах жизни пород: это процессы растворения и цементации, но главное это перерывы в осадконакоплении – несогласное залегание пород.

Таким образом, необходимо отметить, что понятие стратиграфической ловушки у Леворсена значительно шире аналогичного нашего понятия – в него, как видим, входит и наши литологические ловушки, и ловушки, связанные с резервуарами, ограниченными со всех сторон непроницаемыми породами.

Среди подтипа первичных стратиграфических ловушек Леворсен очень подробно рассматривает выделенные им две группы: 1) линзы и фации обломочных и изверженных пород; 2) линзы и фации хемогенных пород, включая биостромы, биогермы, рифы.

Таковы некоторые классификации ловушек. Надо сказать, что есть и другие классификации, в основу которых положены другие принципы, например, Двали пытается классифицировать ловушки по времени их образования, у классификации неантиклинальных ловушек нефти и газа Г.А. Габриэлянца (2000 г.) в основу положены седиментационные и постседиментационные процессы, которые привели к образованию ловушек. Можно упомянуть и генетико-морфологическую классификацию ловушек В.Б. Оленина (1977 г.).

В заключение рассмотрения ловушек можно сказать, что ни одна из рассмотренных классификаций не является полностью удовлетворительной. Каждая из них в какой-то мере отвечает отдельным требованиям при решении каких-то прикладных вопросов, но не удовлетворяет самим принципам классификаций. На это обратил внимание Э.Б. Мовшович (1980) [46]. По законам формальной логики классификация должна отвечать следующим требованиям: 1) деление на каждом уровне должно производиться по одному основанию (признаку); 2) объем всех членов деления должен быть равен объему делимого понятия; 3) члены деления должны взаимно исключать друг друга; 4) члены деления должны быть

ближайшими видами делимого понятия. Рассмотренные классификации этому не отвечают: так, нет гидродинамических ловушек – значит уже нарушается требование №2. Первое требование тоже не выполняется – что лежит в основе – тектоника, литология? Э.Б. Мовшович предложил свою классификацию ловушек. В основу он положил принципиальные различия в гидравлическом режиме, выделив два надкласса: гидродинамического режима (открытая гидравлическая система) и гидростатического режима (замкнутая гидравлическая система). Далее он выделяет классы:

А – латерально незранированный фильтрационный поток;

Б – односторонне латерально экранированный (фронтальный) фильтрационный поток;

В – двусторонне латерально экранированный (зональный) фильтрационный поток.

Эти три класса (А+Б+В) составляют первый надкласс. А во втором надклассе единственный класс:

Г – всесторонне латеральное экранирование (отсутствие потока).

Далее классы А, Б и В (каждый) он делит на подклассы: пассивно гидродинамический и активно гидродинамический. Далее им выделяются группы и подгруппы по морфологическим особенностям резервуара (группы) и ловушки (подгруппы). Надо отметить, что в его классификации учитывается направление движения подземных вод, которое способствует (или наоборот не способствует) образованию ловушки. Как к этой классификации относятся? Ею практически не пользуются. А продолжают пользоваться старыми понятиями о ловушках. Почему? Ведь в этой классификации вроде бы все учтено. Причина вероятно в том, что неудачно взята основа для деления – гидравлический режим важен, но первая ли это основа для деления? Резервуар забыт! Может быть гидродинамический режим – это основа для деления более низкого порядка, а за главную основу нужно брать другое!?

Сразу надо отметить, что классификаций залежей очень много и произведены они по самым разным признакам. Наиболее часто в основе классификации лежит представление о природных резервуарах и ловушках, и классификация собственно залежей может подменяться классификацией ловушек. Наиболее типичным примером такой классификации является классификация И.О. Брода (1937-1962 г.г.). В ее адрес делается немало критических замечаний, и, тем не менее, это самая распространенная классификация, которой практически пользуются все. Почему?

В ней есть все же определенная логика. Залежь – это скопление углеводородных флюидов в ловушке, все части которого гидродинамически

связаны. Так как залежь формируется в природном резервуаре, то естественно он определяет условия формирования залежей и должен учитываться при их классификации. Далее, залежь заполняет только часть природного резервуара, ибо только при попадании нефти или газа в ловушку создаются условия для формирования залежей. Значит, ловушки также необходимо учитывать при классификации. Но представление о залежи будет неполным, если мы не учтем соотношение флюидов в залежи – нефти, газа, конденсата, воды. Все эти признаки пытался учесть И.О. Брод. Рассмотрим его классификацию. В соответствии с тремя типами природных резервуаров он выделил и три основные группы залежей: 1) пластовые, 2) массивные и 3) литологически ограниченные со всех сторон. Рассматривая условия формирования этих групп залежей, он подчеркивает активную роль воды в первых двух группах, а также преобладающую роль боковой (латеральной) миграции в пластовых резервуарах и вертикальной миграции в массивных. Форма залежи в пластовом резервуаре определяется изгибом или срезом (экранированием) кровли и подошвы пласта; в массивном – роль играет лишь форма кровли массива (изгиб или срезание). Основной отличительной чертой литологически ограниченных залежей является то, что нефть и (или) газ подстилаются в них практически неподвижной, пассивной водой. Она не создает напора. Форма таких залежей определяется обычно формой природного резервуара (песчаная линза, проницаемая зона и др.). Формирование их связано с отжатием флюидов из окружающих материнских пород. Особая роль в их формировании и сохранении отводится молекулярным и капиллярным силам. Рассмотрим классификацию подробнее.

I. Группа пластовых залежей. Ловушка создается либо вследствие структурного изгиба, либо из-за наличия экрана, образовавшегося при литологическом замещении пласта по его восстанию. Залежь нефти или газа может образоваться лишь в том случае, если водонефтяной контакт образует замкнутый контур с экраном. Все пластовые залежи по характеру ловушек подразделяются на две подгруппы: А) сводовые и Б) литологически-экранированные.

А) Сводовые залежи – это залежи в брахиантиклиналях, куполах и других видах положительных структур. У таких залежей нижним экраном является пластовая вода. Они могут быть ненарушенными дизъюнктивами (на платформах) и разбитыми дизъюнктивными нарушениями на блоки (в геосинклинальных областях). В последнем случае, если амплитуда разрыва меньше мощности продуктивного пласта, то разрыв не нарушает гидродинамическую связь в залежи: смещаются лишь кровля

продуктивного пласта, но ВНК, ГНК остаются едиными и, как правило, горизонтальным. Единый контур залежи сохраняется. Сложнее картина получается, когда амплитуда разрыва больше мощности пласта. Залежь распадается на отдельные (иногда изолированные) самостоятельные блоки. В каждом блоке может произойти перераспределение нефти, газа и воды, с выделением в каком-то блоке газовой шапки. ВНК изменяется и может быть разным в разных блоках (также и ГНК при наличии газовой шапки в нескольких блоках). Но в целом генетическое единство залежи сохраняется. Формально – это уже разные залежи.

Б) Экранированные залежи – это скопления, которые образуются в пласте после того, как пласт был срезан экраном. Для них характерно литологическое ограничение не только в кровле и подошве, но и боковому экрану, литологические свойства которого препятствуют дальнейшему перемещению нефти и газа по восстанию пласта. Таким образом, под экранированием залежи понимается ее ограничение вверх по восстанию пласта, которое препятствует дальнейшей миграции нефти и газа. В плане контур нефтеносности должен совпадать с линией выклинивания коллектора, пересекая его как минимум в двух точках. Экраном могут быть: поверхности тектонических (дизъюнктивных) нарушений, поверхности стратиграфических несогласий и поверхности литологических выклиниваний. В соответствии с характером экрана в этой подгруппе залежей И.О. Брод выделяет 3 вида (рода) залежей.

1) Тектонически экранированные залежи, в которых тектонический экран приводит пласт-коллектор вверх по восстанию в контакт с непроницаемыми породами. Широко распространены в складчатых областях. Следует различать разрывы сжатия и растяжения, так как одни и те же разрывы не могут одновременно являться и экраном, и проводящим каналом для миграции нефти. Ловушкой для залежи нефти и газа могут служить только разрывы, по которым происходит сжатие. Если наблюдается, наоборот, растяжение, то по этому разрыву будет происходить миграция углеводородных флюидов, и они будут служить проводящими путями (каналами) для внерезервуарной миграции нефти и газа, которая, в конечном счете, может привести к разрушению и переформированию данной залежи, если она была сформирована к моменту образования разрыва. Следовательно, следует отличать экранирующие разрывы.

2) Стратиграфически экранированные залежи, связанные с толщей пород, которая после перерыва в осадконакоплении и эрозии несогласно перекрыта другой (и по возрасту, и по литологии) толщей, состоящей из непроницаемых пород.

3) Литологически экранированные залежи обусловлены изменчивостью литологического состава пород, фациальным замещением. Генетически этот род залежей тесно связан со стратиграфически экранированными залежами. Частые изменения береговых линий в условиях смены уровня моря сопровождаются и срезанием, и несогласным перекрытием пластов, и их литологическим изменением, и выклиниванием.

II. Группа массивных залежей. Образование массивных залежей связано со скоплением нефти и газа в массивных резервуарах. По генезису и форме ловушек массивные залежи разделяются на три подгруппы.

А) Массивные залежи в структурных выступах, то есть выступах тектонического происхождения. Широко распространены, чаще на платформах, чаще в известняково-доломитовых толщах (C_1+C_2 Татарстан, Башкирия).

Б) Массивные залежи в эрозионных выступах – останцах древнего рельефа. Чаще в геосинклинальных областях.

В) Массивные залежи в биогенных, рифогенных выступах. В основном приурочены к областям перехода от платформы к предгорному прогибу, к бортам некомпенсированных прогибов платформ. (Рифогенные массивы Приуралья – Ишимбай, Чусовские городки; Камско-Кинельская система прогибов)

III. Группа литологически ограниченных со всех сторон залежей.

В соответствии с подразделением резервуаров этого типа на три подгруппы залежи этой группы подразделяются также на три подгруппы:

А) Залежи, ограниченные плохо проницаемыми породами. В песчаных линзах разного генезиса.

Б) Залежи, ограниченные водоносными породами.

В) Залежи, ограниченные частично плохо проницаемыми и частично водоносными породами. Они представляют комбинацию двух первых подгрупп.

Залежи этой группы редко имеют промышленное значение.

Не исключено существование переходных типов залежей между пластовыми, массивными и литологически ограниченными со всех сторон, и подчас трудно разобраться. Поэтому не нужно думать, что в природе все так просто и разложено по полочкам.

Такова классификация залежей по резервуарам и ловушкам у И.О. Брода, но он рассматривал их и по соотношению нефти, газа и воды.

По фазовому составу, т.е по соотношению нефти и газа им выделяются следующие группы:

I Чисто газовые;

II Нефтяные залежи с газовой шапкой;

III Нефтяные залежи, богатые растворенным в нефти газом;

IV Нефтяные залежи, бедные растворенным в нефти газом.

Этот перечень нужно бы дополнить газоконденсатными залежами, которых у И.О. Брода нет совсем.

Провести резкую грань между третьей и четвертой группами трудно, так как выделение их несколько условно. Но, все же необходимо. В основе лежит следующее – под нефтяной залежью, богатой растворенным в нефти газом, понимают залежь, в которой газ является движущей силой. При вскрытии залежи скважинами энергия освобождающегося из раствора и расширяющегося газа служит одним из энергичных факторов, продвигающих нефть к забою скважин и поднимающих ее на некоторую высоту в самих скважинах. Те залежи, в которых роль газа как движущего фактора ничтожна, относятся к категории залежей, бедных растворенным в нефти газом. Такая оценка имеет значение при выборе способа эксплуатации скважин и метода разработки месторождения в целом.

По соотношению с водой каждая из перечисленных групп И.О. Бродом делится на три категории:

А) Водонапорные залежи, в которых давление подстилающей воды распространяется на залежь (главным образом пластовые и массивные);

Б) Залежи, подстилаемые водой. Они как бы покоятся на воде, которая активного воздействия на залежь не оказывает (главным образом, литологически ограниченные со всех сторон);

В) Безводные залежи. Сюда относятся залежи в литологически ограниченных природных резервуарах, насыщенных полностью нефтью или газом, либо в пластовых резервуарах, в которых нефть находится в синклинальной части.

Соотношение с водой важно знать и учитывать при выборе системы разработки залежей, установлении режима разработки.

Детально классификацию И.О. Брода можно посмотреть в его учебниках (1953, 1957, 1982 г.г.).

Далее остановимся на классификации залежей А.А. Бакирова. Он считал свою классификацию генетической. Им выделены пять основных классов: структурный, рифогенный, литологический, стратиграфический и смешанный. Каждый класс делится на группы. Структурный класс делится на группы: залежи антиклинальных структур, залежи моноклиналей, залежи синклинальных структур; далее они делятся еще на подгруппы. Рифогенный класс на группы и подгруппы не делится. Литологический класс делится на группы: залежи литологически экранированные

и залежи литологически ограниченные (по различию резервуаров). Далее они подразделяются на подгруппы, принцип выделения которых трудно учитывать – например, группа залежей русел палеорек (можно считать, что генезис отражает), группа залежей прибрежных баров (тоже генетическое понятие), а далее залежи линзовидные (гнездовидные) – это что такое с генетической точки зрения? И таких примеров в этой классификации много, то есть требование единства основания деления не выдерживается.

Однако и рассмотренные нами классификации и большое количество других, которые нами не рассматривались, страдают одним недостатком – они не учитывают движения подземных вод и существование гидродинамических ловушек, а в них гидродинамических залежей. Под гидродинамическими залежами следует понимать такие залежи, в которых нефть и газ хотя бы частично удерживаются благодаря движению подземных вод. Если предположить отсутствие в пластах движения вод (гидродинамическая обстановка заменена гидростатической), то в таком пласте не могут существовать гидродинамические залежи, так как нефть и газ не удерживались бы в нем полностью или хотя бы частично [14]. Впервые теоретически обосновал возможность существования таких залежей в России В.П. Савченко, в США – М. Кинг Хабберт (Dr. M.King Hubbert).

В частности, к ним относятся залежи с наклонным ВНК, которые могут быть в местах структурного перегиба слоев (флексуры, структурные носы, обычные сводовые ловушки). В сводовых ловушках за счет напора вод объем залежи может быть больше объема ловушки, этот избыток удерживается гидродинамическими силами. Гидродинамические расчеты Савченко – Хабберта показывают, что в принципе для существования гидродинамических залежей не обязателен даже структурный изгиб слоев, они могут существовать и на моноклинали, если есть U-образный изгиб пьезометрической поверхности, открытый вниз по падению слоев. Водонефтяной контакт также будет иметь наклонно – изогнутую поверхность.

Влияние гидродинамической обстановки не ограничивается залежами с наклонными ВНК и ГВК. Может быть более существенна роль гидродинамической обстановки в усилении или ослаблении экранирующих свойств пород. При рассмотрении пород – покрышек мы отмечаем, что удерживающая их способность может быть охарактеризована давлением прорыва ($P_{пр.}$), которое определяет высоту залежи:

$$H_0 = \frac{P_{пр.}}{\gamma_{в} - \gamma_{н}}$$

где, $\gamma_{в}$ и $\gamma_{н}$, соответственно плотности воды и нефти.

Если движение вод происходит по падению пласта (нисходящее движение пластовых вод), то в головной части пласта (у экрана) существует некоторый дополнительный напор Δh_1 (избыточное противодавление). В этом случае для начала миграции (прорыва) нефти или газа им надо преодолеть не только экранирующие свойства пород ($P_{пр}$), но и перепад $P_{изб}$ за счет напора вод, то есть $P_{изб} = P_{пр} + \Delta h_1$. Естественно, что большее избыточное давление обусловит и существование более крупных залежей с высотой H_1 :

$$H_1 = \frac{P_{пр.} + \Delta h_1}{\gamma_B - \gamma_H}.$$

То есть даже небольшое увеличение глинистости пород пласта-коллектора, которое само по себе не способно и не должно создать экран и обусловить существование залежи, оказывается достаточным с учетом нисходящего движения пластовых вод для удержания нефти или газа и образования залежи. Однако нужно учитывать и другой возможный случай – восходящее движение пластовых вод. Оно создает отрицательное гидродинамическое воздействие, снижает удерживающую способность литологического экрана, на который воздействует не только всплывающая сила нефти за счет разности $\gamma_B - \gamma_H$, но и напор вод. В этом случае высота залежи будет меньше и равна:

$$H_2 = \frac{P_{пр.} - \Delta h_2}{\gamma_B - \gamma_H}.$$

Таким образом, для поисков гидродинамически экранированных залежей благоприятны участки, где их падение однонаправлено с погружением пьезометрической поверхности и, наоборот, неблагоприятны те участки, где пласт погружается навстречу наклону пьезометрической поверхности, то есть навстречу напору вод.

Ю.П. Геттенбергером (1979 г.) была предпринята попытка классифицировать гидродинамические залежи (хотя он и отметил, что классификация неполная). Он выделил:

- а) собственно гидродинамические, то есть существующие только за счет напора вод;
- б) экранно-гидродинамические (в которых наблюдается усиление экранирующих свойств пород за счет напора вод);
- в) сводово-гидродинамические – это залежи с наклонным ВНК (ГВК) или «висячие» залежи у Бакирова, который их выделяет, но само существование их никак не объясняет.

Дополнительный материал
к теме 6.2. «Типизация ловушек и залежей нефти и газа»
Примеры практического применения результатов типизации залежей
в условиях высокой опоискованности территорий на примере
пашийско-тиманского продуктивного комплекса Республики Татарстан

При разработке классификаторов авторы стараются включить в состав классификаций как можно большее число разновидностей залежей. Это стремление понятно, так как преследует цель всеобщего анализа, но в результате в классификацию попадают наряду с широко распространёнными разновидностями весьма экзотические примеры залежей, на практике встречающиеся весьма ограниченно или не характерные для данного НГБ. Например, в седиментационно-стратиграфическом типе залежей установлен класс гидравлических залежей, в которых залежь ограничена со всех сторон водой. Другой пример, в тектонический тип записаны пластовые залежи, образованные в синклиналиных складках. [3].

Далее приведён материал по итогам исследования нефтяных месторождений Республики Татарстан. Выполненные геологические построения, их анализ и характеристика локальных поднятий как основных объектов поисково-разведочных работ позволили выявить закономерности размещения залежей нефти и рекомендовать мероприятия по повышению эффективности поисково-разведочных работ на территории с высокой степенью опоискованности (лицензионные участки Мухарметовского месторождения, Шереметьевского и Ульяновского месторождений).

Характеристика перспективных локальных поднятий выполнена с использованием классификации, предложенной Е.Д. Войтовичем (1998, 2003 г.г.), и уточнения типизации по морфологической выраженности поднятий в плане и генезису формирования [12,13]. Е.Д. Войтович выделяет шесть типов локальных поднятий: тектонический, седиментационный, седиментационно-тектонический, тектоно-седиментационный, эрозионный и эрозионно-седиментационный. Для Татарстана в целом характерны только первые четыре из перечисленных. Но для пашийско-тиманского нефтегазоносного комплекса выбор сужается до тектонических, седиментационно-тектонических и седиментационных типов.

Формирование поднятий тектонического типа происходило при главенствующей роли тектонических движений. Для седиментационно-тектонических при условии главной роли тектонических движений седиментационный фактор оказывал косвенное влияние, усложнив, таким образом, структурный план. Наличие линейно вытянутых однородных

геологических образований, связанных с зоной разуплотнения осадочных пород или их формированием в непосредственной близости от береговой линии бассейна осадконакопления, указывает на седиментационный генезис локальных поднятий.

На восточном склоне Южно-Татарского свода, в пределах Мухарметовского лицензионного участка, установлены залежи нефти в терригенном комплексе девона, контролируемые локальными поднятиями: Северо-Булатовским, Восточно-Булатовским, Северо-Огореловским, Огореловским. На рисунке 3.1 показаны структурная карта по кровле пашийского пласта D_1a и геологический профиль по линии I-I, как типичный пример геологического строения малоразмерных залежей пашийского горизонта. На восточном склоне Южно-Татарского свода. Залежь I, контролируемая Северо-Булатовским поднятием, установлена бурением разведочной скважины 40059 и поисковой скважины 41003. Нефтедержащим пластом является единственный пласт D_1a пашийского горизонта верхнего девона. Покрышкой залежи являются глинистые породы тиманского горизонта. Залежи в плане имеют изометричную форму. Ловушка контролируется локальным поднятием, сформированным под влиянием тектонического фактора. В скважине 40059 при опробовании коллектора D_1a из интервала минус 1480,8-1483,8 м получена нефть в объёме 21,6 т/сут., а в скважине 41003 из интервала минус 1487,7-1488,1 м – 2,0 т/сут нефти и воды. Очевидно, это объясняется, во-первых, тем, что абсолютная отметка залегания кровли продуктивного пласта в скважине 41003 на 5,3 м ниже, чем в скважине 40059, во-вторых, ёмкостью коллектора, так как по ГИС нефтенасыщенная толщина опробованных песчаников составляет от 1,8 м в скважине 41003 до 7,0 м в скважине 40059. Пористость нефтенасыщенного песчаного пласта D_1a в скважине 41003 составляет 21,7%, в скважине 40059 – 20,4%. Коэффициент нефтенасыщенности определяется по геофизическим данным и изменяется от 74,8 до 69,5% в скважинах 40059 и 41003 соответственно. В пределах залежи в 2008 году пробурены разведочная скважина 41015 и эксплуатационная скважина 41011. В скважине 41015 коллектор пашийского горизонта вскрыт в интервале абсолютных отметок минус 1488,9-1490,3 м и характеризуется как слабо нефтенасыщенный. В скважине 41011 в интервале -1486,7-1488,6 м вскрыт коллектор со слабой нефтенасыщенностью и эффективной нефтенасыщенной толщиной 1,9 м. Боковой ствол от этой же скважины, также вскрыл пласт с эффективной нефтенасыщенной толщиной 2 м со слабым насыщением нефтью. Водонефтяной контакт принят на отметке -1489,9 м. Этаж нефтеносности составляет 9,4 м. Залежь сформировалась в ловушке, образование которой обусловлено тектоническим фактором.

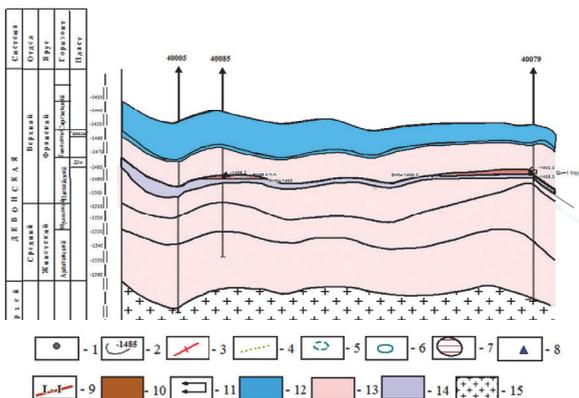
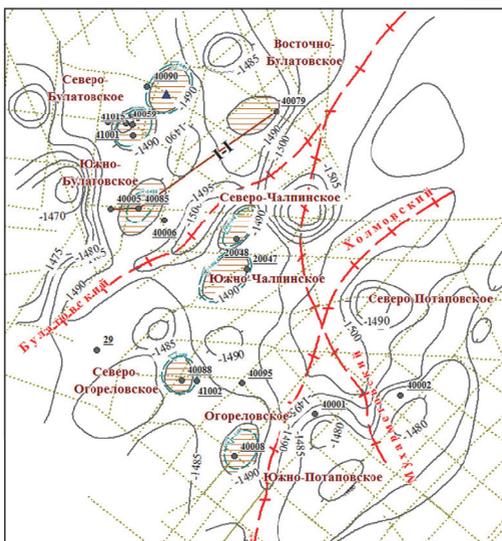


Рис. 3.1. Восточный склон Южно-Татарского свода. Перспективные локальные поднятия и выявленные залежи пласта Д₄а. Составил Ганиев Р.Р., 2009 г. Масштаб карты 1 : 50 000, Масштаб профиля горизонтальный 1 : 50 000, вертикальный 1 : 1000. Условные обозначения. 1 – скважины глубокого бурения, 2 – изогипсы кровли пашийского пласта Д₄а, 3 – осевые линии прогибов, 4 – профили сейсморазведочных работ, 5 – водонефтяной контакт предполагаемых залежей нефти, 6 – водонефтяной контакт выявленных залежей нефти, 7 – перспективные локальные объекты, 8 – рекомендуемые проектные скважины, 9 – линия профиля, 10 – нефтенасыщенный коллектор, 11 – интервал опробования, 12 – карбонатные породы, 13 – терригенные породы, 14 – водонасыщенная часть пласта, 15 – породы кристаллического фундамента

Залежь II, контролируемая Восточно-Булатовским поднятием, установлена бурением разведочной скважины 40079. Нефтедержащим пластом является коллектор D_1 а пашийского горизонта верхнего девона. В скважине 40079 при опробовании коллектора D_1 -а из интервала минус 1482,2-1485,3 м получено 1 т/сут нефти с водой. Пористость нефтенасыщенного песчаного пласта составляет 27,2%, коэффициент нефтенасыщенности равен 72,9%. Приток воды в скважине объясняется близостью ВНК. Абсолютная отметка его определена на отметке -1486,2м. Этаж нефтеносности около 5 метров. Залежь сформировалась в ловушке, образование которой обусловлено тектоническим фактором.

Залежь III, контролируемая Северо-Огореловским поднятием, установлена бурением разведочной скважины 40088 и поисковой скважины 41002. Нефтедержащим пластом является коллектор D_1 а пашийского горизонта верхнего девона. В скважине 40088 при опробовании коллектора D_1 а из интервала минус 1484,5-1485,3м получено 4 т/сут нефти. Пористость нефтенасыщенного песчаного пласта составляет 16,7%, коэффициент нефтенасыщенности равен 64,0%. По результатам промыслово-геофизических исследований продуктивный горизонт в разрезе скважины 41002 обводнен. Абсолютная отметка ВНК определена на отметке минус 1486 м. Этаж нефтеносности – 4 метра. Залежь сформировалась в структурной ловушке, образованной как структура облекания эрозионного выступа кристаллического фундамента. Генезис локального поднятия, контролирующего залежь, тектонический.

Залежь IV, контролируемая Огореловским поднятием, установлена бурением поисковой скважины 40008. Нефтедержащим пластом является коллектор D_1 а пашийского горизонта верхнего девона. В скважине 40008 при опробовании коллектора D_1 а из интервала минус 1486,0-1488,5 м получено 5 т/сут нефти и 3м³/сут воды. Пористость нефтенасыщенного песчаного пласта составляет 20%, коэффициент нефтенасыщенности равен 60 % в кровле пласта, а в подошве из-за повышенной глинистости составляет 45%. Большое количество воды, полученное при опробовании, объясняется близостью водонефтяного контакта. Абсолютная отметка ВНК определена на отметке минус 1489 м. Этаж нефтеносности равен 4,5 метрам. Залежь сформировалась в структурной ловушке, образованной как структура облекания эрозионного выступа кристаллического фундамента. Генезис локального поднятия, контролирующего залежь, тектонический.

По результатам интерпретации ГИС в скважинах 40090, 40085, 20047, 20048 выделены также прослой толщинами до 2м со слабым нефтенасыщением. Поэтому считаем, что залежи в районах этих скважин на сегодня

нышний день недоразведаны и отмечены как перспективные. Предполагаемый этаж нефтеносности равен 3-4 метрам.

Первый участок с предполагаемой залежью I контролируется Северо-Булатовским поднятием. Предполагаемое нефтенасыщение пластов выделено в интервале минус 1491,9-1492,9м и минус 1493,5-1495,6м на основе данных по скважине 40090. Однако при опробовании пласта в интервале -1493,5-1494,0м получена лишь вода с пленкой нефти. Из-за слабой изученности сводовая часть локального поднятия не выявлена. Поэтому скважина оказалась за контуром нефтеносности. Предполагаемый ВНК возможной залежи определен выше отметки пласта по ГИС в скважине 40090 на отметке минус 1493 м. Предполагаемый этаж нефтеносности 3-5 метров. В предполагаемом своде поднятия рекомендуется заложить оценочную скважину.

Второй участок с предполагаемой залежью II, контролируемый Южно-Булатовским поднятием, определён бурением разведочными и поисковыми скважинами 40085, 40006, 40005. По описанию керна в скважине 40085 в интервале минус 1485-1496,6 м выделен песчаник слабо нефтенасыщенный, пористость пласта составляет 19,5%, коэффициент нефтенасыщенности определяется в 52,8%, но по результатам опробования из интервала минус 1486,6-1487,4 м получена вода с небольшим содержанием нефти. Отрицательный результат связан, очевидно, с некачественным опробованием. Нефтенасыщение отмечено по описанию керна и геохимическим исследованиям в скважинах 40005 и 40006. При опробовании скважины 40006 получена пластовая вода дебитом 8м³/сут. ВНК по залежи определен по ГИС на отметке минус 1488м. Залежь, предположительно водоплавающая. По генезису локальное поднятие является структурой облекания выступа в кристаллическом фундаменте с предполагаемым этажом нефтеносности не менее 5 метров. Вероятно, в скважине, расположенной в своде поднятия, необходимо провести повторное опробование с неукоснительным соблюдением технологии.

Третий участок с предполагаемой залежью III, контролируемый Северо-Чалпинским поднятием. В пределах поднятия пробурена поисковая скважина 20048, расположенная на юго-западной периклинали. Скважина не вошла в контур нефтеносности. Но в связи с тем, что по заключению ГИС в интервале минус 1488,7-1489,9 м определен коллектор с остаточной нефтенасыщенностью, а коэффициент пористости составил 17%, нефтенасыщенность – 50% нами рекомендуется доразведать поднятие с целью выявления залежи, но после проведения детализационных сейсморазведочных работ. Предполагаемый ВНК по залежи определен по

ГИС на отметке минус 1487м. Ввиду слабой изученности залежь, предположительно, водоплавающая. По генезису локальное поднятие является структурой облекания выступа в кристаллическом фундаменте.

Предполагаемая залежь IV, контролируемая Южно-Чалпинским поднятием. Ближайшая скважина 20047 расположена на северо-восточной периклинали поднятия и по результатам геолого-геофизических исследований промышленно-нефтеносные пласты-коллекторы в разрезе скважины не выявлены. Однако по заключению БКЗ коэффициент пористости в интервале с абсолютными отметками минус 1489,6-1490,8 м определен в 13%, нефтенасыщенность – 35%. Предполагаемый ВНК залежи определен по ГИС по подошве нефтенасыщенного прослоя на отметке минус 1490,8 м. Залежь предположительно сформирована в структурной ловушке и очевидно является водоплавающей. По генезису локальное поднятие является структурой облекания выступа в кристаллическом фундаменте. Бурение скважин можно рекомендовать только после проведения детализационных сейсморазведочных работ.

На рисунке 3.2 на примере Шереметьевского лицензионного участка, расположенного в северо-западной части западного склона Южно-Татарского свода, показано типичное строение малоразмерных залежей, характерных для тиманских отложений. На исследуемой территории выявлены три залежи нефти в пределах Восточно-Пановского и Шереметьевского локальных поднятий III порядка. Тиманский горизонт представлен пластами-коллекторами $D_0б$ и $D_0в$, состоящими из песчаников и алевролитов. Пласт $D_0а$ замещен глинистыми породами.

Залежь I опоискована скважиной №711 в пределах Восточно-Пановского поднятия; из пласта $D_0б$ получен приток нефти 1,9 т/сут из интервала с абсолютными отметками минус 1593,9-1596,5 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина пласта составляет 1,2 м. Водонасыщенная часть пласта при опробовании не вскрыта, поэтому подошва залежи определена по самому нижнему нефтенасыщенному прослою на отметке минус 1596,5 м. В плане залежь имеет изометричную форму. Залежь изучена недостаточно и не выявлен свод поднятия. Предполагаем, что залежь контролируется локальным поднятием, имеющим тектонический генезис.

Залежь II, контролируемая северо-восточным куполом Шереметьевского поднятия, вскрыта скважиной №288. Приток нефти получен в интервале абсолютных отметок минус 1553,8-1554,6 м дебитом 1,3т/сут. Нефтенасыщенным пластом является коллектор $D_0б$. Эффективная толщина пласта – 0,8 м. Водонасыщенная часть пласта при опробовании также не вскрыта. Подошва залежи определена по нижнему нефтенасыщенному

прослою на отметке -1554,6м. Залежь изучена недостаточно, не выявлена сводовая её часть. Предполагаемый этаж нефтеносности до 5 метров. Генезис локального поднятия седиментационно-тектонический.

Залежь III, контролируемая юго-восточным куполом Шереметьевского поднятия, вскрыта скважиной №791. Приток нефти в объёме 10т/сут получен в интервале абсолютных отметок минус 1559,7-1560,9 м. Нефтенасыщенным пластом является коллектор $D_0б+в$. Суммарная эффективная толщина пласта – 1,2 м. Подошва нефтенасыщенного пласта определена на отметке -1561м. Оценочная скважина №7004а вскрыла приконтурную часть, скорее всего, самостоятельного локального поднятия.

При опробовании получены: нефти 1т/сут, воды – 9м³/сут, а в последствии скважина полностью обводнилась. Интервал опробования минус 1554,5 – 1555,8 м. Нефтенасыщенным пластом является коллектор $D_0б+в$. Суммарная толщина пласта-коллектора – 1,3м, а нефтенасыщенного не более 1м. Скважина размещена в краевой части ловушки. Залежь слабо разведана, поэтому необходимо провести мероприятия по доразведке, направленные на определение сводовой части ловушки и генезиса локального поднятия. Максимальное значение этажа нефтеносности прогнозируется 6 метров.

На рисунке 3.3 на примере Ульяновского месторождения показано характерное для тиманских пластов строение залежей нефти южной части западного склона Южно-Татарского свода. Установлены две залежи нефти, разделенные зоной литолого-фациального замещения. Обе залежи контролируются сводовыми частями Ульяновского поднятия, которое четко прослеживается на структурном плане по кровле терригенного девона.

Залежь I (западная) с востока ограничена зоной литолого-фациального замещения пластов-коллекторов плотными глинистыми алевролитами и аржиллитами. С учетом данных бурения новых скважин, положение ВНК залежи принят на отметке минус 1628 м. Залежь II (восточная) вскрыта 9 скважинами, в которых нефтенасыщенным является только пласт $D_0б$, представленный мелкозернистыми песчаниками и алевролитами с эффективными толщинами от 0,8 до 3,2 м. ВНК залежи принят на абсолютной отметке минус 1622.

На основании проведённого анализа геологического строения пластов-коллекторов можно сделать вывод, что тиманский горизонт залегает несогласно на отложениях пашийского горизонта. Залежи пластов $D_0б$ и $D_0в$ сливаются, приобретая гидродинамическую связь, достигая максимальной нефтенасыщенной толщины 8,5 м в скважине 3054д. В скважине 3056, расположенной в зоне седловины, пласт $D_0в$ замещен на аржиллиты, а толщина нефтеносного коллектора $D_0б$ составляет 3,5 м.

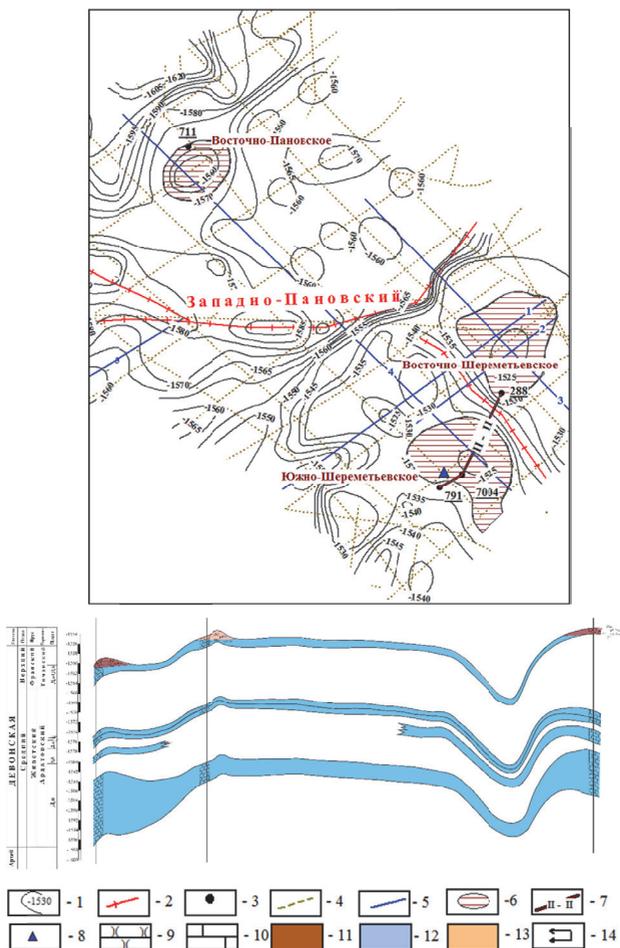


Рис. 3.2. Северо-западная часть западного склона Южно-Татарского свода
 Перспективные локальные поднятия и выявленные залежи тиманского горизонта, пласта Д₀б+в, Составил Ганиев Р.Р., 2010г Масштаб карты 1: 50 000, Масштаб профиля горизонтальный 1: 50 000, вертикальный 1: 1000.
 Условные обозначения: 1 – изогипсы кровли саргавского горизонта, 2 – осевые линии прогибов, 3 – скважины глубокого бурения, 4 – профили проведенных сейсморазведочных работ, 5 – профили рекомендуемых детализационных сейсморазведочных работ, 6 – перспективные локальные объекты, 7- линия геологического профиля, 8 – рекомендуемые скважины глубокого бурения, 9 – терригенные породы, 10 – карбонатные породы, 11 – нефтенасыщенный коллектор, 12 – водонасыщенный пласт, 13 – слабонефтенасыщенный коллектор, 14 – интервал опробования.

В районе скважины 311, располагающейся на севере участка, пласты разделены глинистой перемычкой. Общая толщина пластов равна 9 м. Коллекторы представлены песчаниками и песчаниками в различной степени глинистыми.

Пласт $D_0г$ тиманского горизонта распространен крайне редко и отмечается лишь на куполе залежи. Толщина пласта колеблется от 0,8 м в скважине 9628 до 1,8 м в скважине 1202. Коллектор слабонефтенасыщен и представлен песчаниками глинистыми.

Пашийский горизонт характеризуется небольшой толщиной. Максимальная толщина 12,5 м в скважине №3054д отмечается в крыльевой части южного поднятия. В своде северного поднятия прослеживается уменьшение толщины до 2,5 м.

В пределах южного поднятия в пашийском горизонте выделяются пласты-коллекторы: $D_1б$ в скважинах 1283 и 3054д и слившийся в один пласт $D_1в+г$ в скважинах 1283 и 3054д. Коллекторы представлены в основном песчаниками водонасыщенными.

В северной части в подошве пашийского горизонта распространен только пласт $D_1г$ толщиной от 1,5 м до 5 м в скважинах 9628 и 311, соответственно. Линзовидное залегание пласта мощностью 2,5 м отмечено в скважине 1206.

Пласт $D_1г$ в скважине 9628 представлен алевролитом с нефтяным насыщением, тогда как в скважине 311, располагающейся в северной части залежи, пласт водонасыщен.

По подсчету запасов ВНК исследуемой залежи, которую пересекают указанные выше линии профилей, на абсолютной отметке -1627 м. Положение ВНК по данным ГИС принято по подошве последнего нефтенасыщенного пласта в скважине №3056 на отметке -1629 м. Залежь является пластовой сводовой с литологическим ограничением.

Поверхность пашийского горизонта часто размыта. В разрезах скважин выделяются линзы заглинизированного пласта-коллектора $D_1б$ со слабым нефтяным насыщением. Этаж нефтеносности в разных частях определен от 4 до 8 и более метров.

Обращает на себя внимание недоизученные восточный и западный купола в районе скважин 302, 419 и 303, которые по геологическому строению похожи на северный и южный купола Ульяновского поднятия и очевидно являются переклиналильными частями общего, сложного по строению и крупного локального поднятия. Так же как северный и южный купола район указанных скважин отделён от основной залежи прогибовыми зонами северного или северо-западного простирания.

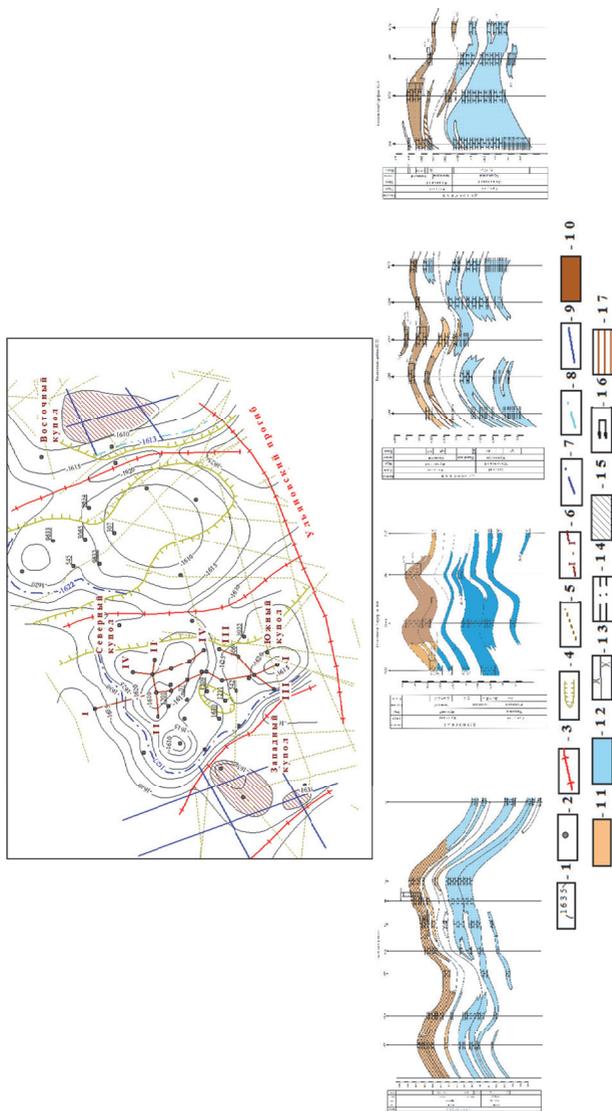


Рис. 3.3. Южная часть западного склона Южно-Татарского свода. Перспективные локальные поднятия и выявленные залежи тиманского горизонта. Составили Ганиев Р.Р., Капкова Т.А., Михайлова Е.Н., 2010 г. Масштаб карты 1 : 50 000, Масштаб профиля горизонтальный 1 : 50 000, вертикальный 1 : 1000. Условные обозначения: 1 – изогипсы кровли тиманского горизонта, 2 – скважины глубокого бурения, 3 – осевые линии геологических профилей, 4 – линии замещения пластов коллекторов, 5 – профили проведённых сейсморазведочных работ, 6 – линии геологических профилей, 7 – водонефтяной контакт 8 – предполагаемый ВНК, 9 – профили рекомендуемых детализационных сейсморазведочных работ 10 – нефтенасыщенный коллектор, 11 – коллектор со слабым нефтенасыщением, 12 – водонасыщенная часть пласта, 13 – терригенные породы, 14 – алевролиты, 15 – аргиллиты, 16 – интервал опробования, 17 – перестективные участки.

Кроме того высокое гипсометрическое положение кровли тиманского пласта в скважинах 1628, 302 и 303 указывает на то, что в этой части исследуемой территории могут быть открыты, а в случае со скважиной 303 расширены границы предполагаемой залежи. Поэтому наши выводы и рекомендации сводятся к следующим положениям.

Генезис локальных поднятий установлен как седиментационно-тектонический. Залежи контролируют песчаные тела, сформировавшиеся на возвышенных формах рельефа морского дна. В плане такие образования морфологически выражены в виде кольцевых, полукольцевых либо удлинённых форм.

На востоке территории, в районе скважины №303, предполагается наличие залежи нефти в отложениях тиманского горизонта. Предполагаемый ВНК определен на абсолютной отметке -1613 м.

Западная структурная форма в районе скважин №№1628, 302 и 419 представляет собой поднятие с двумя куполами. Юго-западный купол выделен по данным сейсморазведки и оконтурен изогипсой -1635 м. В результате исследования разреза скважины 419, предполагается наличие в районе данного поднятия залежи нефти. Для выявления этой залежи рекомендуется углубление скважины 1234, пробуренной на вышележащие отложения, до продуктивного пласта тиманского горизонта с предварительным заложением детализационных профилей сейсморазведочных работ с целью выявления сводов предполагаемых поднятий (рисунок 3.3).

Характерной особенностью южной части западного склона Южно-Татарского свода является то, что продуктивная часть охватывает как пашийские, так и тиманские пласты, которые имеют сложное геологическое строение и часто на коротких расстояниях замещаются на глинистые разности либо выклиниваются. Поэтому при проведении поисково-разведочных мероприятий в этой части распространения девонских терригенных пластов является детальное картирование линий замещения и выклинивания пластов-коллекторов, а так же их детальная корреляция. При детальном исследовании всей территории месторождения была отмечена закономерность уменьшения толщин коллекторов и, соответственно, и нефтенасыщенных толщин коллекторов при движении от сводовых частей структур в любом направлении к осевым зонам прогибов.

Типизация ловушек пашийско-тиманского нефтегазоносного комплекса на основе генетических и морфологических признаков

Типы залежей нефти предопределены условиями формирования и генотипом контролирующей их ловушки. Соответственно генетическое

разнообразии типов ловушек обусловило многообразие типов залежей. Генезис ловушки определяет её форму и условия залегания.

Классическая схема проведения поисково-разведочных работ подразумевает непрерывность геологоразведочного процесса, когда поисковые скважины бурят на подготовленных локальных объектах, предполагаемых ловушках, до получения промышленного притока. Далее на разведочной стадии объектом исследования является залежь. Поэтому типизация должна производиться по условиям образования ловушки, с включением генотипов, свойственных для определённого нефтегазоносного комплекса в каждой нефтегазоносной провинции с установленными тектоническими особенностями развития территории, а затем залежей с характерными морфологическими признаками.

Например, в работе В.А. Савельева (1993 г.) проанализирован фактический материал и выполнена типизация сложнопостроенных ловушек и залежей нефти на основе изучения морфогенетических характеристик. В соответствии с этим выделены следующие группы ловушек: структурные, литологические, стратиграфические, а так же ловушки являющиеся комбинацией первых трёх групп. Установлено, что большая часть залежей нефти в отложениях девона Татарстана относится к структурно-литологическому типу (более 50%). К литологически экранированному типу относится 19%, тектонически и стратиграфически экранированному, а так же к чисто литологическому типам – по 5% от всех выявленных залежей нефти. Такой подход к классификации является более практичным, однако, не позволяет дифференцировать ловушки по генезису их образования. Типизация ловушек должна проводиться с учётом условий поиска и разведки нефтяных залежей. Не следует так же в одной классификации одновременно давать характеристику ловушек и залежей нефти, так как это ограничивает практическую направленность классификации.

Условия формирования локальных поднятий как возможных ловушек нефти и газа изложены в работе А.А. Бакирова, Э.А. Бакирова и др. (1976). Авторы акцентируют внимание на необходимость изучения природных ловушек, к которым могут быть приурочены залежи нефти именно на стадии поисковых работ. Указывается, что знание преимущественного распространения различных типов ловушек в исследуемом регионе позволяет наметить наиболее рациональные методы их поисков и тем самым повысить эффективность геологоразведочных работ. Под термином локальное поднятие следует понимать любое морфологически выраженное положительное локальное геологическое тело различного генезиса. По сути, этим определением локальное поднятие приравнива-

ется к термину ловушка, определение которой дано в начале этого раздела. Поэтому исследуя локальные поднятия, выделенные по материалам сейсморазведки и данным глубокого бурения предлагается схема типизации ловушек – локальных поднятий, как перспективных объектов поиска и разведки залежей нефти.

Для локальных объектов определены амплитуда, размеры по длинной и короткой осям, площадь локального объекта в плане по оконтуривающей изогипсе, а так же предполагаемый генезис локального объекта. Анализ проведен раздельно для западного и восточного склонов Южно-Татарского свода (таблица 3.1).

Сравнение полученных показателей для западного и восточного склонов Южно-Татарского свода показывает следующее. Размеры локальных поднятий имеют примерно одинаковое распределение по категориям и характеризуются значениями 17% и 27 % для поднятий, имеющих размер по обеим осям менее одного километра. Для локальных поднятий, попавших в категорию с размерами от одного до двух километров частота совпадения 57 и 73 % для западного и восточного склонов соответственно. Отличительной особенностью для восточного склона является то, что локальные поднятия в исследуемой выборке размерами более 2-х километров не выявлены. Такой параметр как площадь, как наиболее удобный для практического применения, рассчитывался для локальных поднятий по замыкающей изогипсе. Распределение параметра в категориях менее одного квадратного километра составило 49% и 47%, а для категории от одного до двух квадратных километров – 34% и 47% соответственно на западном и восточном склонах Южно-Татарского свода. Поднятия площадью более чем два квадратных километра немногочисленны.

Амплитуда является важным показателем, так как её значение связано с разрешающей способностью сейсморазведочных работ в модификации 2D и в меньшей степени 3DМОГТ. И для западного и восточного склонов Южно-Татарского свода на современном этапе развития геологоразведочных работ с высокой степенью опосредованности закономерно присутствие в фонде перспективных поднятий объектов с амплитудой 10 и менее метров. Более того, для восточного склона объектов, имеющих амплитуду 20 и более метров, в выборке не встречено.

Локальные поднятия на западном склоне Южно-Татарского свода по генезису в 60 % случаев сформированы под влиянием тектонического фактора и в 31 % случаев – седиментационно-тектонического, т.е. являются сложными, сформированными в благоприятных условиях седиментации осадков с повышенными фильтрационно-емкостными свойствами, но под влиянием превалирующего тектонического фактора.

Таблица 3.1

Характеристика перспективных локальных поднятий, выявленных в терригенных девонских отложениях на стадии высокой опоскованности территории ЮТС

Характеристика локального поднятия (частота совпадения в %)	Западный склон Южно-Татарского свода			Восточный склон Южно-Татарского свода		
	Категория			Категория		
1. Размер по длинной оси	<1 км	от 1 до 2 км	>2 км	<1 км	от 1 до 2 км	>2 км
	17	57	26	27	73	0
2. Размер по короткой оси	<1 км	от 1 до 2 км	>2 км	<1 км	от 1 до 2 км	>2 км
	66	31	3	100	0	0
3. Площадь	<1 км ²	от 1 до 2 км ²	>2 км ²	<1 км ²	от 1 до 2 км ²	>2 км ²
	49	34	17	47	47	6
4. Амплитуда	<10 м	от 10 до 20 м	>20 м	<10 м	от 10 до 20 м	>20 м
	80	14	6	100	0	0
5. Предполагаемый этаж нефтеносности	<10 м	от 10 до 20 м	>20 м	<10 м	от 10 до 20 м	>20 м
	89	11	0	100	0	0
6. Генезис поднятия	Тектоно-седиментационный	Седиментационно-тектонический	Тектонический	Седиментационно-тектонический		
	9 %	31 %	60 %	29 %		
						Тектонический
						71 %

Локальные поднятия, сформированные благодаря седиментационному фактору, немногочисленны – на западном склоне они выявлены в 9 % случаев.

Для восточного склона распределение параметров во многом аналогично. Различие в определении генезиса локальных поднятий состоит в том, что объектов, сформированных под влиянием преимущественно седиментационного фактора, не обнаружено.

Детальное описание геологического строения перспективных локальных поднятий, закартированных сейсморазведочными работами, известных и выявленных ловушек нефти, сравнение разведанных и активно разрабатываемых залежей нефти позволяет нам провести типизацию ловушек. В таблице 3.2 представлена модифицированная типизация локальных поднятий как поисковых объектов по В.П. Филиппову и А.А. Аксёнову (1996). По характеру морфологической выраженности кровельной части ловушки в качестве ведущего признака типизации предлагается выделять два типа ловушек: структурные и неструктурные. Ловушки структурного типа для терригенных девонских отложений в Татарстане по генезису сформированы исключительно под влиянием тектонического фактора. В основном это структуры облекания эрозионных выступов фундамента. Сложность и многовариантность их геологического строения влечёт за собой образование в плане изометричных и линейно вытянутых форм.

Ловушки неструктурного типа подразделяются по генезису на две разновидности. Первая разновидность локальных поднятий это седиментационно-тектонические. Как правило, это складки, возникшие под воздействием главенствующего тектонического фактора и в благоприятных седиментационных условиях. Например, косы, песчаные линзы, сформировавшиеся на возвышенных формах рельефа морского дна, и структуры их облекания. В плане по морфометрической выраженности такие локальные поднятия образуют холмовидные и кольцевые формы. Вторая разновидность – локальные поднятия, сформированные под влиянием прежде всего седиментационного фактора. В процентном соотношении среди общего числа выявленных локальных поднятий в Татарстане, как было показано ранее, их очень мало, менее 10 %. К ним могут быть отнесены положительные геологические формы, образованные за счёт неравномерного уплотнения осадочных пород. По морфометрической выраженности в плане такие геологические тела образуют рукавообразные и клиновидные формы.

Соответственно, форма влияет на выбор системы заложения поисковых скважин.

Предлагаемая типизация ловушек представлена с изменениями и дополнениями, характерными для пашийских и тиманских пластов на территории Татарстана (Таблица 3.2.). Например, разработан и дополнен новый типизационный признак – генезис ловушки, который позволяет выявить закономерности геологического строения поискового объекта и на основе новых знаний соответственно улучшить качество поисково-разведочных мероприятий при составлении проектов геологоразведочных работ. В работе А.А. Бакирова и др. (1976 г.) генезис локального поднятия (ловушки) назван «главным, решающим принципом при подразделении локальных поднятий на отдельные группы» [3].

Безусловно, ни одна из существующих классификаций не может являться трафаретом для работы. Поэтому существующие классификации не должны исключать необходимость составления индивидуальных проектов, учитывающих специфические особенности геологического строения отдельных типов ловушек.

Таблица 3.3

Типизация ловушек на основе генетических
и морфологических признаков
(по В.П.Филиппову, А.А.Аксёнову
с изменениями и дополнениями Р.Р. Ганиева, 2012 г.)

Локальные поднятия		Типизация по	
Типы	Подтипы	генезису	морфометрической выраженности в плане
СТРУКТУРНЫЕ	структуры облекания эрозионных выступов фундамента	тектонические	Изометрические и линейно вытянутые
	Косы, песчаные линзы, сформировавшиеся на возвышенных формах рельефа морского дна и структуры их облекания	Седиментационно-тектонические	Холмовидные, кольцевые
НЕСТРУКТУРНЫЕ	Геологические тела, связанные с неравномерным уплотнением осадочных пород	Седиментационные	Рукавообразные, клиновидные

ЛЕКЦИЯ 7

Тема 7.1. Строение залежей нефти и газа

Если скопление нефти и (или) газа достаточно крупное и рентабельное для разработки, то оно называется промышленной залежью. В противном случае залежь непромышленная. Понятие о промышленном или непромышленном характере залежи является довольно относительным, и оценка залежи может меняться в связи с изменением методов разработки, внедрения новой техники и технологии, изменением экономической конъюнктуры. Одним из основных параметров залежи при оценке ее промышленного значения являются запасы нефти и газа. Различают запасы геологические и извлекаемые. Геологические запасы – это общее количество нефти и газа в залежи:

$$Q_{\text{общ}} = F \cdot h_{\text{н.эф}} \cdot k_{\text{п}} \cdot k_{\text{н}},$$

где F – площадь залежи в м^2 ;

$h_{\text{н.эф}}$ – толщина нефтенасыщенного пласта в м;

$k_{\text{п}}$ – коэффициент открытой пористости в дол.ед.;

$k_{\text{н}}$ – коэффициент нефтенасыщенности в дол. ед.;

ρ – плотность нефти в пластовых условиях $\text{г}/\text{см}^3$;

θ – пересчётный коэффициент, учитывающий изменение объёма нефти в поверхностных условиях в д.ед.

В силу несовершенства имеющихся сейчас методов разработки мы не можем извлечь полностью всю нефть, находящуюся в залежи (газ извлекается почти полностью). Какая-то ее часть (большая или меньшая в зависимости от разных факторов) остается в недрах. Отсюда возникает категория извлекаемых запасов:

$$Q_{\text{изв}} = F \cdot h_{\text{н.эф}} \cdot k_{\text{п}} \cdot k_{\text{н}} \cdot \rho \cdot \theta \cdot K_{\text{н.отд}},$$

где $K_{\text{н.отд}}$ – коэффициент нефтеотдачи пласта.

Коэффициент нефтеотдачи это максимально возможное количество нефти, которое можно извлечь при современных методах разработки. С изменением, совершенствованием этих методов можно увеличивать коэффициент нефтеотдачи и извлекать большую часть нефти из залежи. Поэтому извлекаемые запасы периодически пересчитываются. В идеальном случае извлекаемые запасы должны равняться геологическим, но достижение этого идеала практически пока невозможно. Обычно для нефти – 0,3-0,4, а для газа $\approx 0,9$, и зависит он в конечном итоге от свойств коллектора и свойств флюида.

Формы и размеры залежи во многом определяются формой и размерами ловушки. Остановимся на некоторых элементах, отражающих строение залежи. Рассмотрим наиболее простую залежь, занимающую свод антиклинальной структуры в пластовом резервуаре. Это наиболее распространённый тип залежи и поэтому лучше других изученный. Поверхность, которая разделяет нефть (в чисто нефтяной залежи) или газ (в чисто газовой залежи) и воду называется подошвой нефтяной или газовой залежи или поверхностью водонефтяного (газоводяного) контакта (раздела) – поверхностью ВНК (ГВК). Если над скоплением нефти в залежи есть еще скопление свободного газа – так называемая «газовая шапка» – то появляется еще один раздел – газонефтяной контакт – ГНК. Линии раздела газа, нефти и воды в горизонтальной проекции залежи получили в нефтегеологической практике определенные наименования. Так, линия пересечения поверхности ВНК с кровлей пласта-коллектора называется контуром нефтеносности или внешним контуром нефтеносности. Это внешняя линия раздела воды и нефти, за которой нет нефти и распространяется только вода. Если поверхность ВНК горизонтальная (что чаще всего и наблюдается), то контур нефтеносности в плане параллелен изогипсам структурной карты, построенной по кровле пласта. Если ВНК наклонный, то контур нефтеносности будет пересекать изогипсы. Линия пересечения поверхности ВНК с подошвой пласта-коллектора называется внутренним контуром нефтеносности или контуром водоносности, внутри его воды нет. В случае горизонтального ВНК внутренний контур нефтеносности будет параллелен изогипсам структурной карты, построенной по подошве пласта-коллектора. Если в ловушке нефти или газа мало или недостаточно для полного заполнения пласта, то, очевидно, внутренний контур нефтеносности или газоносности будет отсутствовать. Вся залежь будет покоиться на воде, такая залежь называется водоплавающей. Естественно, что у залежи, сформированной в массивном природном резервуаре, внутренний контур нефтеносности всегда будет отсутствовать. Все элементы, названные нами выше для нефтяной залежи, выделяются и в газовых залежах и имеют соответствующие названия: внешний и внутренний контуры газоносности. Если над нефтяной залежью существует газовая шапка, то в строении залежи образуется контуры газовой шапки – внешний и внутренний.

В статических условиях, при существенной разнице плотности нефти и газа и большом поверхностном натяжении на грани разделов нефти и воды или газа и воды поверхность ВНК и ГВК должна быть горизонтальной и достаточно четкой. Но в природных условиях этого часто не наблю-

дается. Процессы разрушения залежей в зонах ВНК (реже ГВК), литологическая неоднородность коллектора приводит к тому, что, во-первых, в залежи появляется разной мощности переходная зона, где содержится и нефть (чаще в виде эмульсий) и вода. а, во-вторых, поверхность ВНК (или ГВК) становится нечеткой, негоризонтальной и приобретает весьма сложную волнистую или наклонную форму. Появлению наклонного ВНК может способствовать и активное одностороннее движение вод в пласте. Естественно наклон ВНК в этом случае будет в сторону движения пластовых вод.

Рассмотрим далее отдельные структурные части залежи. На рис. 7.1 приведены зоны двухфазной пластовой газонефтяной залежи, рассчитанные по данным компьютерного построения модели насыщения [35].

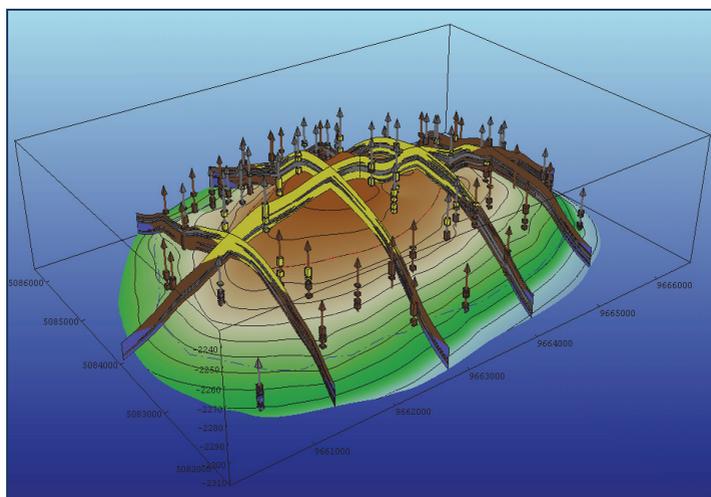


Рис. 7.1. Начальное распределение газа, нефти и воды в двухфазной залежи

Схематично можно выделить зоны нефтегазовой залежи, показанные на рис. 7.2. В газовой части – газовую (ГЗ), нефтегазовую (НГЗ) и нефтеводогазовую (НВГЗ). Зоны нефтяной части это газонефтяная (ГНЗ) (подгазовая), нефтяная (НЗ), газоводонефтяная (ГВНЗ) и водонефтяная (ВНЗ).

Под газовой зоной понимается часть залежи, контактирующая только с водой, если нефтяная оторочка у залежи отсутствует, либо контакт отсутствует вовсе. Нефтегазовая – это нефтяная оторочка, которая залегает под газовой шапкой. Нефтеводогазовая часть залежи – контактирует и с газовой частью сверху и с водой снизу. Зоны делятся на контактные

и безконтактные. Так, например, газовая зона не контактирует с нефтяной зоной. При наличии в продуктивном пласте непроницаемых пропластков схема контактирования различных зон значительно усложняется. Типизация нефтяных месторождений по характеру водонефтяных зон пластов показала, что по большинству месторождений платформенных областей площадь водонефтяных зон значительно превышает площадь чисто нефтяной залежи, однако по данным Б.Т. Байшева (1978 г.) большая часть запасов нефти оказывается сосредоточенной в нефтяных частях залежи.

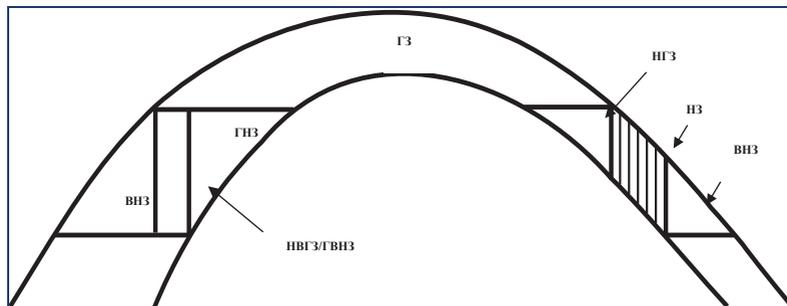
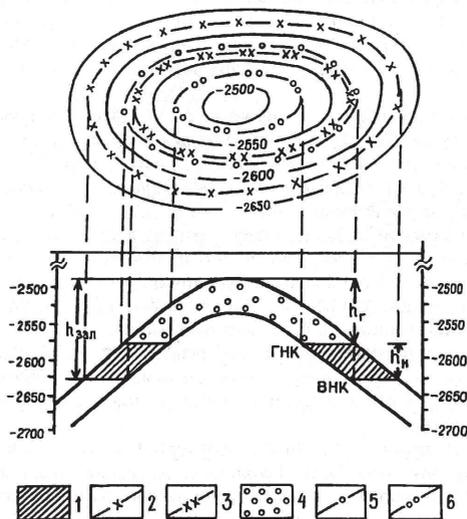


Рис. 7.2. Схема-профиль газонефтяной залежи в однородном коллекторе

Залежь характеризуется высотой ($h_{зал}$) (рис. 7.3). В нефтяной залежи, имеющей «газовую шапку», выделяются следующие части: газовая часть – в этой части залежи распространен только газ, располагается она внутри внутреннего контура газовой шапки; далее газонефтяная часть залежи – она располагается между внутренним и внешним контуром газовой шапки и в ней газ находится над нефтью. Если внутреннего контура газовой шапки нет, то газонефтяная часть охватывает весь объем залежи внутри внешнего контура газовой шапки. «Газовая шапка» характеризуется высотой (h_r). Нефтяная часть залежи – располагается между внешним контуром газовой шапки и внутренним контуром нефтеносности, здесь распространена одна лишь нефть. Естественно, что в чисто нефтяной залежи нефтяная часть располагается внутри внутреннего контура нефтеносности (контура водоносности). И, наконец, водонефтяная часть залежи (или газодынная в газовой залежи) располагается между внутренним и внешним контурами нефтеносности (газоносности), здесь нефть (газ) подстилается водой. Естественно, что если в залежи нет газовой шапки и нет внутреннего контура нефтеносности, то вся залежь будет водонефтяной, так как везде нефть подстилается водой («водоплавающая залежь»). Нефтяная часть залежи так же характеризуется высотой (h_n).



1 – нефтяная часть залежи, 2 – внешний контур нефтеносности, 3 – внутренний контур нефтеносности, 4 – газовая шапка, 4 – внешний контур газоносности, 6 – внутренний контур газоносности

Рис.7.3 . Газонефтяная залежь в ортогональной проекции
и на геологическом профиле
Фрагмент из книги Баженова О.К., Бурлин Ю.К., Соколов Б.А. Хаин В.Е.
Геология и геохимия нефти и газа, 2012 г.

Вода, находящаяся под нефтью (или под газом в газовой залежи) в водонефтяной или газовой части залежи называется подошвенной. Вода, залегающая за внешним контуром нефтеносности (или газоносности, в зависимости от характера залежи), называется законтурной или краевой. В чисто нефтяной или чисто газовой частях залежи, как уже упоминалось, не все поровое пространство занято нефтью или газом, соответственно. Даже здесь некоторая часть пор занята водой. Это вода в своей основной части связана накрепко (прочно) с породой и в обычных условиях в пласте остается неподвижной – ее называют связанной водой (фазовая проницаемость для нее равна нулю), и при разработке залежи мы будем получать чистую нефть (или газ), хотя в порах коллектора и есть эта связанная вода.

Тема 7.2. Начальное распределение нефти и газа в залежи

Начальное насыщение пористой среды сформировалась в природных условиях под действием гравитационных и капиллярных сил при наличии благоприятных тектонических и литологических факторов, таких как наличие структуры, ловушки, коллекторов и покрышек, источника углеводородов. Текущая модель насыщения имеет техногенное происхождение, вызванное процессом выработки запасов углеводородов. Под действием отбора жидкости и нагнетания в пласт воды происходит изменение состава и свойств нефтей, величины и структуры запасов нефти.

Необходимость дифференциации запасов по зонам насыщенности вызвана различием условий эксплуатации в пределах каждой из зон. Наиболее сложные условия имеют место в газонефтяной части залежи, где могут наблюдаться прорывы газа к забоям добывающих скважин, вскрывших перфорацией только нефтяную часть пласта. Столь же сложно обстоит дело в водогазонефтяных частях залежи, где помимо прорывов газа, могут иметь место и подтягивание подошвенных вод. Водонефтяная зона также осложняет условия выработки пласта, приводя к преждевременному обводнению нефтенасыщенных интервалов в процессе разработки. Процедура геометризации залежей нефти по зонам насыщения широко используется для определения достоверности построения модели насыщения и проверки корректности картирования контуров нефтегазоносности.

Выработка пласта заводнением во многом определяется видом относительных фазовых проницаемостей. Предельные точки для относительной фазовой проницаемости по нефти является содержание связанной нефти. Часть нефти, которая находится в пленочном состоянии и удерживается капиллярными силами, не участвует в движении. Содержание связанной нефти (S_n) колеблется в пределах 20-28 % от общего объема порового пространства коллектора. На графике (рис. 7.4) приведена характерная зависимость начальной и остаточной нефтенасыщенности от проницаемости по газу по результатам исследования пород для одного из нефтяных месторождений Западной Сибири. Нефтенасыщенность изменяется от 40 % в низкопроницаемых коллекторах до 73 % в высокопроницаемых коллекторах. Остаточная нефтенасыщенность (S_{no}) в зависимости от проницаемости колеблется незначительно, и ее можно принять в среднем на уровне 30 %.

Содержание связанной нефти, находящейся в пласте в неподвижном состоянии, определяется физическими свойствами горных пород и типом нефтей. Под остаточной нефтью понимают нефть, остающуюся в пласте после окончания его разработки. Остаточная нефть включает связанную

нефть, находящуюся в неподвижном состоянии и подвижную нефть, не извлекаемую при существующей системе разработки. Т.е $S_{no} > S_n$. Содержание остаточной нефти в пласте зависит от геологического строения и системы разработки.

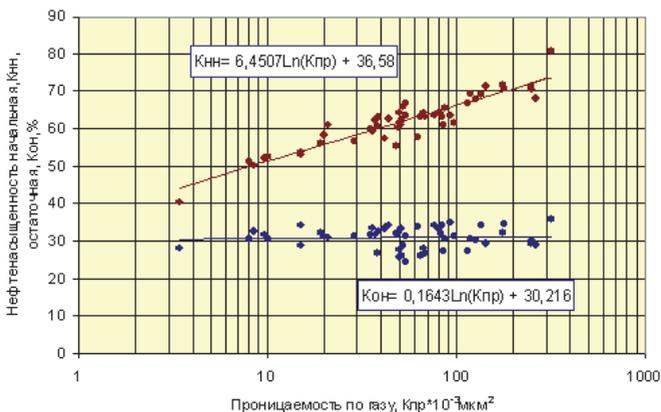


Рис. 7.4. График зависимости зависимости начальной и остаточной нефтенасыщенности от проницаемости по газу по результатам исследования пород для одного из нефтяных месторождений Западной Сибири.

Водонефтяной контакт (ВНК) – граничная поверхность в переходной зоне нефтяной залежи, ниже которой фазовая проницаемость для нефти равна нулю, то есть выше которой из пласта получают промышленный приток нефти с водой. Аналогичный критерий применим и для определения контакта нефти с газом и газа с водой.

Понятие водо- и газонефтяного и газоводяного контактов тесно связано с выбором варианта построения контуров нефтегазонасности. Так как контур нефтеносности представляет проекцию пересечения структурной поверхности коллектора с плоскостью контактов, разделяющих нефть, газ и воду работу с контурами можно рассматривать как неотъемлемую часть построения структурной модели. Вместе с тем, очевидно, что контуры нефтегазонасности являются не геометрической категорией, а неотъемлемым элементом нефтяной залежи, формируясь под действием гравитационного разделения флюидов.

Для зон насыщения характерна дифференциация модели по степени насыщения коллекторов. Другими словами на месторождениях имеется вертикальная зональность насыщения породы нефтью. В нижней части залежи, называемой зоной остаточной нефтенасыщенности, коэффици-

ент нефтенасыщенности постепенно снижается и становится равным коэффициенту остаточной нефтенасыщенности ($K_{но}$). В этой зоне вверх по пласту происходит уменьшение капиллярно удерживаемой воды. Водосодержание меняется от $1 > K_v > K_v^*$, где K_v^* – значение на верхней границе переходной зоны. Относительная фазовая проницаемость в этой зоне по нефти равна нулю, а по воде равна или меньше единицы. Характер притока – пластовая вода, возможно с пленкой нефти.

Следующей зоной вверх по разрезу является переходная зона, где коэффициент нефтенасыщенности имеет значительный градиент снижения. Одновременно с этим вверх по пласту происходит уменьшение капиллярно удерживаемой воды. Водосодержание минимально и равно остаточной воде. Относительная фазовая проницаемость равна по нефти единице, а по воде нулю. По характеру притока это зона притока нефти и воды с обводненностью до 10-20 %.

Далее располагается зона недонасыщения, имеющая небольшой градиент увеличения нефтенасыщенности вверх по разрезу и снижение величины капиллярно удерживаемой воды. Водосодержание меняется:

$$K_v^{**} > K_v > K_{во},$$

где K_v^{**} – значение на верхней границе переходной зоны. Относительная фазовая проницаемость по нефти меньше единицы, а по воде равна нулю. Если соблюдается технология опробования, то характер притока безводная нефть.

Самая верхняя – это зона предельного нефтенасыщения. Коэффициент нефтенасыщенности в ней максимальный и равен $K_n = 1 - K_{во}$. Вверх по пласту продолжает происходить уменьшение капиллярно удерживаемой воды. Водосодержание минимально и равно остаточной воде. Относительная фазовая проницаемость по нефти равна единице, а по воде нулю. Характер притока – безводная нефть.

Обоснование водонефтяного, газонефтяного и газоводонефтяного контактов производится с учётом типов залежей нефти (пластовые, сводовые, тектонически и литологически экранированные и пр.) и с учётом вертикальной зональности по насыщению.

ЛЕКЦИЯ 8

Тема 8.1. Миграция нефти и газа

Под миграцией нефти и газа понимается любые перемещения их в земной коре. Само существование миграции было понятно геологам давно и признается всеми, кроме исключительных взглядов К.П. Калицкого, который отрицал явление миграции нефти [41]. Собственно даже наличие выходов газовых струй, нефтяных источников уже говорит о движении этих флюидов. Опыт разработки залежей также говорит о миграционной способности нефти и газа. Без миграции нефти и газа нельзя представить и формирование их скоплений, т.к. образуются они, как мы выяснили, в рассеянном состоянии и должны аккумулироваться в залежи.

Рассматривая процессы перемещения нефти и газа необходимо исследовать силы способствующие ей, выяснить природу миграции. Различают первичную, вторичную и третичную миграции. Под первичной миграцией понимают процесс перемещения флюидов внутри нефтегазоматеринских пород, в которых они образовались и из нефтематеринских пород в породы-коллекторы. В редких случаях материнская порода сама может быть и коллектором, но даже здесь необходима миграция, концентрация УВ в залежь.

Под вторичной миграцией понимают перемещение нефти и газа в породах-коллекторах, т.е. в водонасыщенных природных резервуарах. Протекать эта миграция может в разных условиях: в одних случаях она идет внутри одного природного резервуара вверх по его восстанию и в таком случае называется внутррезервуарной, а форма движения латеральной (или боковой); в другом случае происходит переток УВ из одного природного резервуара, расположенного на одном стратиграфическом уровне, в другой, положение которого в стратиграфическом и вертикальном разрезе совсем другое – это внерезервуарная миграция, а по форме, как правило, вертикальная. Кроме того, нередко в природе приходится наблюдать случаи, когда процессы горизонтальной и вертикальной миграции сопряжены между собой – в этом случае говорят о так называемой ступенчатой миграции.

Третичная миграция возникает за счёт нарушения условий залегания залежей. При этом нефть и газ снова начинают мигрировать, но уже из залежей. Этот вид миграции иногда называют ремиграцией.

По масштабам проявления миграционные процессы можно подразделить на локальные и региональные. Сами названия уже показывают,

что локальная миграция ограничена территориально и приводит к формированию одной или немногих залежей в пределах какого-то локального структурного элемента. Расстояние может быть в пределах единиц или первых десятков километров.

Региональная миграция охватывает огромные территории и происходит либо в пределах всего НГБ в целом или охватывает его крупные структурные элементы. Приводит она к формированию весьма крупных зон нефтегазоаккумуляции и может охватывать большие расстояния. Надо заметить, что о масштабах проявления миграционных процессов у ученых нет единого мнения. Одни полагают, что масштабы горизонтального перемещения УВ весьма ограничены; месторождения нефти и газа имеют близкорасположенную от них нефтегазосборную площадь и для формирования залежей достаточно небольшого перемещения. Так, Ю.И. Корчагина (Кн.: Современные проблемы геологии и геохимии горючих ископаемых. Докл. АН СССР, т.304, № 4. 1989 соавторы И.В. Высоцкий, Б.А.Соколов) называет цифру для горизонтальной миграции нефти не более 50 км, т.е. фактически очаги нефтегазообразования и сами месторождения сопряжены между собой. Другие исследователи допускают миграцию УВ на огромные расстояния. Большая группа исследователей считает, что все месторождения Волго-Уральской области сформировались за счет латеральной миграции нефти из Прикаспийской впадины и Предуральского прогиба, где в горных породах погруженных на большие глубины интенсивно идут процессы нефтегазообразования. В платформенной части (Республика Татарстан, Самарская, Ульяновская области и др.) условия для нефтегазообразования очень ограничены или их нет, поэтому формирование месторождений связано с миграцией нефти по породам-коллекторам на большие расстояния, т.е. путем региональной миграции. Также резко расходятся точки зрения авторов на преобладающую роль латеральной и вертикальной миграции. Одни полагают, что преобладающее значение имеет горизонтальная миграция, при этом исходят из того, что в каждом нефтегазоносном комплексе свои нефтематеринские породы (НМП), комплексы разобщены в разрезе непроницаемыми покрывками и вертикальных перетоков из одного комплекса в другой нет; нефть и газ в каждом комплексе сингенетичные (С.П. Максимов, 1977).

Другие, наоборот, предпочтение отдают вертикальной миграции, полагая, что нефтематеринские комплексы расположены в нижних частях разреза, достигли главной зоны нефтеобразования и нефть отсюда по трещинам и разломам мигрирует вверх. В качестве доказательства

существования вертикальной миграции приводится факт генетического единства в разрезе. Например, в на территории Татарстана пермские битумы возникли в результате вертикальной миграции из девона и карбона. Естественно, что у сторонников неорганического происхождения нефти вертикальная миграция играет решающую роль. Для сторонников вертикальной миграции очень важно решить вопрос о путях миграции: это прежде всего трещины, зоны тектонических нарушений разного рода; меньшую роль, но в принципе может иметь место, играет миграция по пористым зонам, а также диффузия через толщи непроницаемых пород. У сторонников латеральной миграции этих специфических проблем нет, т.к., по их мнению, миграция происходит по пласту-коллектору внутри единого резервуара и если он литологически выдержан на большие расстояния, то миграцию ничто не ограничивает.

Для сторонников органической теории происхождения нефти это один из самых дискуссионных вопросов. Действительно, если основные нефтематеринские породы это глинистые, глинисто-карбонатные толщи, то как попали нефть и газ (особенно нефть) в породы-коллекторы. Здесь важно выяснить, установить, представить состояние УВ, в каком виде и под действием каких сил они могут покинуть материнскую породу, а также силы, действующие при этом, силы, обуславливающие этот процесс.

Наиболее распространенным является мнение о том, что основным фактором первичной миграции является уплотнение осадков и пород. При этом углеводородные флюиды (жидкие и газообразные) отжимаются вместе с водой. Такую мысль высказывал еще Губкин И.М. Основная идея состоит в том, что глинистые породы уплотняются значительно больше, чем песчано-алевролитовые и карбонатные, поэтому в процессе уплотнения флюиды из них отжимаются в породы-коллекторы. Сложность вопроса в том, что, во-первых, свободная вода теряется глинами уже на первых метрах ($n \sim 10m$) погружения, остается лишь связанная вода, которая отжимается с большим трудом. Еще более сложная картина в этом отношении наблюдается в карбонатных породах, которые быстро подвергаются литификации и в дальнейшем почти не уплотняются. Но было обращено внимание, что карбонатные породы могут подвергаться перекристаллизации, растрескиванию, что вызывает появление трещин и способствует развитию миграционных процессов.

Далее, с погружением растет температура, это вызывает расширение как пород, так и флюидов, находящихся в них. Но коэффициенты расширения нефти и газа значительно выше, чем у пород, что также может способствовать образованию трещин в глинистых породах и развитию первичной миграции.

И, наконец, при процессах преобразования рассеянного органического вещества в глинах идет интенсивное нефте- и газообразование. Так как глины непроницаемы, то нет путей оттока образующихся флюидов. Соответственно поровое давление начинает превышать – это давление называют аномально высокое пластовое давление (АВПД). Далее, на каком-то этапе поровое давление в глинах может превысить горное давление (а тем более гидростатическое), произойдет разрыв пород, образование системы трещин и подвижные флюиды переместятся из нефтематеринской породы в породу-коллектор, где давление примерно равно гидростатическому.

Второй сложный вопрос – в каком виде проходит миграция углеводородных флюидов; их несколько: а) в водорастворенном состоянии; б) однофазовом газовом состоянии, за счет растворения нефти в газе; в) за счет диффузии; г) миграция в самостоятельной фазе.

Миграция в водной фазе. Углекислотные газы довольно слабо растворяются в воде. С ростом давления растворимость их увеличивается, а с ростом температуры и минерализации вод – уменьшается. И хотя в поверхностных условиях растворимость углекислотных газов невелика, то в условиях высоких давлений в земной коре она оказывается весьма значительной. Жидкие углеводороды, которые плохо растворимы в воде, ставят под сомнение возможность первичной миграции нефти в водорастворенном состоянии (прим.: относительно лучше растворимы ароматические углеводороды, хуже нафthenовые и совсем плохо метановые). Однако с ростом температуры растворимость жидких углеводородов растет и в интервале температур 290-350 °С наблюдается почти полное смешение УВ с водой.

Миграция в однофазовом состоянии. В начале курса мы рассматривали вопрос образования конденсатных систем, когда при достаточном количестве газовой фазы в ней растворяется жидкая фаза при значительном повышении давления и с переходом вновь в исходную фазу при падении давления. Эти явления известны под названием ретроградной конденсации.

В настоящее время экспериментальными работами доказана возможность выноса рассеянных битумоидов из глинистых пород сжатыми газами. Количество вынесенного битумоида в зависимости от условий достигает 40-80% от исходного вещества. В составе этих однофазовых газовых систем преобладают метаново-нафthenовые УВ, т.е. они приближаются к составу нефтей. Для реализации этой возможности в природных условиях необходим большое количество газа. Известно, что рассеянное органическое вещество продуцирует много газов разного состава,

особенно гумусовое вещество, поэтому полагают, что присутствие его в разрезе способствует формированию газоконденсатного раствора и выносу его из нефтематеринских пород; кроме того возможно поступление больших количеств газов из подстилающих глубоко погруженных пород, которые уже попали в главную зону газообразования. В целом считается, что механизм первичной миграции нефти в виде газового раствора играет большую роль.

Диффузия. В последнее время ей также придается значение в процессе первичной миграции. Диффузия это неизбежный и повсеместно идущий процесс, связанный с выравниванием концентраций элементов, соединений. Он направлен всегда в сторону области меньшей концентрации и идет до полного выравнивания концентраций. Существует несколько видов диффузии [24]. Роль ее в процессе первичной миграции может быть более или менее существенна лишь для углеводородных газов и легких жидких УВ; для высокомолекулярных, очевидно, ее роль ничтожна.

Вторичная миграция протекает в виде миграции жидких УВ в самостоятельной фазе, а газа в водорастворимом состоянии. Одна из форм - это струйная миграция жидких и газообразных УВ или как сейчас называют такую миграцию «тонельным» эффектом. Флюид мигрирует по проводящим путям: отдельно нефть, газ и вода. Обязательным условием такой миграции является непрерывная подпитка струйной миграции новыми порциями углеводородных флюидов из нефтегазоматеринских пород.

Говоря о факторах, вызывающих миграцию, следует назвать следующие: гравитационный, гидравлический, капиллярные и молекулярные явления (силы), упругое расширение УВ и пород, диффузия; давление статическое и динамическое (хотя последние может быть и небольшую роль играют во вторичной миграции); кроме того Брод И.О. рассматривал еще такой фактор как изменение объема пор пород – процессы цементации, перекристаллизации уменьшая объем пор должны вызывать миграцию флюидов. Роль этого фактора также невелика. [3, 9]. Специалисты сходятся во мнении, что основным фактором является перепад (градиент) давлений, который определяет движение углеводородных флюидов и воды.

Гравитационный фактор – фактически выражается в всплывании нефти и газа за счет разности плотностей с водой и под влиянием наклона слоев (Архимедова сила). Всплывание нефти и газа может происходить лишь по трещинам и сообщающимся порам, кавернам. Чем больше дислоцированы породы, больше угол наклона, тем сильнее действие гравитационных сил (7.1).

$$F_{\text{арх.}} = (\rho_{\text{в}} - \rho_{\text{н}}(z)) * h * \sin \alpha, \quad (7.1)$$

где $F_{\text{арх.}}$ – сила всплывания, $(\rho_{\text{в}} - \rho_{\text{н}}(z))$ – плотности соответственно воды и нефти (газа), h – толщина «струи» миграции, α – угол падения пласта.

В тонких порах гравитационные силы не способны преодолеть отрицательное воздействие капиллярных сил и миграция может и не протекать. Сильно ограничивает миграцию и так называемый эффект Жамена. Выражается он в следующем: любая жидкость и газ стараются принять шарообразную форму с наименьшей поверхностью. Когда капле надо пройти через пору диаметром меньше, чем диаметр капли, то капля вынуждена вытягиваться, увеличить свою поверхность. Если силы всплывания при этом будут недостаточно для преодоления силы поверхностного натяжения, то движение флюида прекратится. Однако, надо учесть, что с ростом температуры величина капиллярных сил резко снижается. Объединение нескольких капель в единую гомогенную массу также способствует миграции в виде отдельных струй нефти или газа – отсюда название «струйная миграция».

Гидравлический фактор, т.е. движение под влиянием напора пластовых вод. Он не ограничивается только переносом УВ в водорастворенном состоянии. Так как движущиеся воды увлекают за собой капли нефти и пузырьки газа, находящиеся в свободном состоянии. Движение вод облегчает всплывание нефти и газа, объединение отдельных капель в единую более крупную массу.

Капиллярные силы играют определенную роль в миграции. Большинство пород, как правило, гидрофильны, т.е. лучше смачиваются водой, чем нефтью и поверхностное натяжение между породой и водой больше чем между породой и нефтью. Благодаря этому нефть иногда вытесняется водой из тонкопористых пород в более крупнопористые. Однако капиллярные силы быстро теряют свое действие с увеличением диаметра пор и если диаметр более 0,5мм они отсутствуют. Здесь начинается действие гравитационных сил. Поэтому полагают, что роль капиллярных сил во вторичных миграционных процессах невелика. Они ответственны, прежде всего, за эмиграцию нефти и газа из нефтегазоматеринских пород в коллектор.

Динамическое давление (наряду со статическим, т.е. весом всех вышележащих пород) играет определенную роль. Оно проявляется в тектонических движениях. Его роль заметна в создании трещин, нарушений, регионального наклона слоев. Происходит перераспределение давления в земной коре, а отсюда может быть и перераспределение залежей нефти и газа.

Упругое расширение жидкостей и пород. В принципе коэффициенты сжимаемости невелики, но сами объемы огромные и поэтому даже небольшое упругое расширение при снятии нагрузки (подъем территории, эрозия) может вызвать миграцию флюидов [9].

Изучением законов, регулирующих движение флюидов (жидкостей и газов) внутри природных резервуаров занимается специальная наука – подземная нефтяная гидравлика [30].

При миграции как первичной, так и в большей степени вторичной, происходят большие потери, образовавшихся в нефтегазоматеринских породах флюидов. Основные потери приходятся на остаточную нефтенасыщенность, которая включает в себя сорбционные процессы на минеральных компонентах породы и заполнение тупиковых зон поровых каналов. Полагают, что до залежи доходит 7-10 % от образовавшихся в нефтегазоматеринской породе флюидов [41].

Тема 8.2. Принципы формирования залежей нефти и газа

Чтобы направленно искать новые нефтяные и газовые месторождения, а тем более новые нефтегазоносные районы и области, необходимо знать закономерности формирования месторождений. В изучении этой проблемы одно из основных мест занимает миграция нефти и газа.

В 50-е годы прошлого столетия была выдвинута теория формирования месторождений нефти и газа, основанная на принципе дифференциального улавливания углеводородов. Этот принцип был одновременно обоснован С.П. Максимовым (1954г.) и канадским геологом В.К. Гассоу (1961 г.). До этого аналогичные соображения высказывал В.П. Савченко (1952 г.). В дальнейшем он получил развитие в работах А.Л. Козлова, С.Ф. Федорова, С.С. Эллерна и др [50].

В основу принципа дифференциального улавливания углеводородов положены логичные представления о том, что во всех случаях, когда в ловушке происходит аккумуляция двух и более флюидов различной плотности, более тяжелые флюиды оттесняются из ловушки более легкими (газ вытесняет нефть, нефть вытесняет воду). При латеральной миграции флюидов через цепь ловушек это приводит к тому, что газ занимает гипсометрически наиболее низкие ловушки, а следующие по подъему пласта заполняются газом с нефтью (нефтяной оторочкой) и далее выше по пласту только нефтью.

Действие этого принципа доказывается на примере распределения залежей нефти на Кубани (в третичных отложениях), сформировавшихся

при движении нефти и газа с севера на юг, т.е. из Кубанской депрессии в сторону предгорной зоны, к бортам депрессии; из области с высокими пластовыми давлениями в область с низкими пластовыми давлениями. В северном направлении движение флюидов было затруднено литологическими свойствами пород третичных отложений, которые в эту сторону выклиниваются. Кроме того, этот принцип дифференциального улавливания рассмотрен С.Ф. Федоровым, З.Л. Майминым (1963 г.) на примере Волгоградского Поволжья, Самарской области и Татарстана. Во всех продуктивных горизонтах Волгоградского Поволжья наблюдается общее закономерное повышение плотности и нефтей, и газов по мере продвижения с востока и юго-востока на запад и северо-запад. С.П.Максимов пришел к выводу, о формировании залежей здесь по принципу ступенчатой миграции.

Например: Линевская площадь – 1000 м (бобриковский горизонт) – слои насыщены газом с небольшой нефтяной оторочкой; Жирновское месторождение – 900 м (бобриковский горизонт) – породы насыщены нефтью и газом; Бахметьевское месторождение – 870 м (бобриковский горизонт) – слои содержат только нефть.

В районе Донских дислокаций наблюдается дифференциация в составе газа. В более погруженных структурах газ представлен только метаном, а на следующих более высоких в гипсометрическом отношении структурах в метане имеются примеси более тяжелых углеводородов. В этом и суть ступенчатой миграции: в первых структурах, встречающихся на пути движения УВ, залегающих, как правило, глубоко, скапливаются самые легкие углеводороды, а в последующих – все более и более тяжелые. Из рассмотренной закономерности формирования залежей нефти и газа вытекают и выводы о расположении зон, перспективных на нефть и газ.

В Самарском Поволжье закономерное распределение нефтей от легких и насыщенных газом (плотность – $0,831 \text{ г/см}^3$) на Зольненском месторождении, расположенном в наиболее погруженной части Самарской Луки, до наиболее тяжелых (плотность – $0,891 \text{ г/см}^3$) на Сызранском месторождении отмечалось в работе Федорова С.Ф.

Исходя из теории дифференциального улавливания или ступенчатого нефтегазонасыщения Федоровым С.Ф. еще в 1957г. было высказано предположение, что к югу от Муханово будут найдены газонефтяные месторождения. Открытие Кулешовского, Бариновского, Лебяжинского и других месторождений – лучшее подтверждение существования рассматриваемой закономерности.

Та же закономерность наблюдается в Пермской области при движении с востока на запад, со стороны Предуральяского прогиба, как основной нефтесборной площади, в сторону платформы. Нефть, мигрируя вверх по региональному восстанию пород последовательно насыщала встреченные на пути структуры-ловушки. По этой причине самая легкая нефть имеется в Яринском месторождении (плотность – $0,827 \text{ г/см}^3$), а самая тяжелая – на Шумовском ($0,900 \text{ г/см}^3$).

Приведенный в работе Федорова С.Ф. фактический материал позволил сделать ему вывод, что залежи нефти и газа в рассмотренных областях (Кубань, Волго-Уральская нефтегазоносная область) формировались по закону ступенчатой миграции. Газ, обладая большей подвижностью по сравнению с нефтью, двигаясь вместе с пластовыми водами, а при благоприятных условиях и независимо от движения пластовых вод, первым достигает ловушек тектонического или литологического типа и заполняет их. Если ловушки оказываются не полностью заполненными газом, то оставшееся пористое пространство заполняется нефтью. Если первые ловушки, встречающиеся на пути движения УВ, заполнены газом полностью, то нефть заполняет последующие ловушки. Такая закономерность в заполнении ловушек будет иметь место даже и в том случае, если газ не опережает нефть, а движется вместе с нефтью и водой. Газ, который обладает силой плавучести, во много тысяч раз большей, чем нефть (например, плотность метана по отношению к воде равен $0,00074$), вначале займет объем пропорционально его соотношению в потоке мигрирующего флюида. Далее он вытеснит всю нефть из первых ловушек. В итоге первые, глубоко погруженные структуры-ловушки будут заполнены газом, следующие газом и нефтью, а последующие нефтью, как это описывает В. Гассоу (1961 г.).

Но описанная закономерность формирования залежей нефти и газа является лишь принципиальной схемой. По этому принципу происходит первоначальное формирование залежей нефти и газа. Каждая нефтегазоносная область, каждый нефтегазоносный район переживает свою историю геологического развития, которая накладывает отпечаток на историю формирования залежей нефти и газа. В результате залежи нефти и газа, сформированные, в начале, по принципу дифференциального улавливания, претерпевают различные изменения. Поэтому известны месторождения, которые не отвечают данной схеме, представляют как бы «исключение» из общего правила.

Главным фактором, влияющим на распределение залежей, их формирование и переформирование является структурный фактор. А именно,

чем древнее структура, тем больше нефти она содержит (при прочих равных условиях), чем больше амплитуда структуры, тем более она благоприятна для нефтегазонакопления.

Еще в начале развития нефтяной промышленности была установлена закономерная приуроченность залежей нефти к вытянутым зонам, так называемым «нефтяным линиям». Эта идея была руководящей при проведении поисково-разведочных работ, направляя их на поиски продолжения ранее открытых нефтяных линий (открытых в большинстве своем случайно). Расшифровать природу нефтяных линий и увязать их с антиклинальными складками удалось довольно быстро. Родилась антиклинальная теория, в соответствии с которой залежи нефти и газа связывались со сводами складок. Идея «нефтяных линий» оказалась лишь частностью на фоне более общей схемы.

Поисково-разведочные работы на продолжении антиклинальных зон (нефтяных линий) ведутся и в настоящее время. Но случайность и бессистемность поиска сменились направленным поиском антиклинальных складок. Тем самым совершился переход от прямых поисков залежей нефти и газа к косвенным – к поискам условий (обстановок), благоприятных для образования залежей. Одновременно появилась возможность широкого применения в поисковых работах различных геохимических и геофизических методов.

Развитие геолого-поисковых работ привело к открытию многих залежей нефти и газа и вне сводовых антиклинальных складок. Благодаря трудам академика И.М. Губкина была создана современная гравитационная теория формирования залежей нефти и газа. С позиций этой теории логически обосновано формирование всех типов залежей нефти и газа, прежде всего литологически и стратиграфически экранированных. Антиклинальная теория на фоне более общей гравитационной оказалась лишь частностью.

Гравитационная теория, которую некоторые исследователи по инерции предложили называть антиклинальной, сыграла исключительно важную роль в становлении нефтяной промышленности мира. Остановимся кратко на ее основных положениях.

Первое, углеводородные флюиды находятся в земной коре в трех агрегатных состояниях: газовой, жидкой и твердой.

Второе, большинство пустот осадочной толщи заполнены водой (реже нефтью и газом). Граница воды и УВ отчетливо выражена благодаря поверхностному натяжению.

Третье, основной движущей силой для жидких и газообразных УВ является сила всплывания (архимедова сила), направленная вверх.

Четвёртое, миграция (образующая залежи) жидких и газообразных УВ идет в виде самостоятельной фазы (массы вещества в струе), подчиняющейся законам механики – фильтрации через поры (в том числе и по трещинам).

Пятое, основные силы, препятствующие миграции – капиллярные.

Эти положения гравитационной теории имеют ряд следствий, которые широко и успешно использовались в практике. Например, контакт воды с жидкой и газообразной фазами УВ всегда горизонтален. Отклонения от горизонтальной поверхности происходят исключительно за счет капиллярных явлений (изменение диаметра пор, смачиваемости породы), в меньшей степени из-за литологии. Так же важным моментом является то, что минеральная часть породы по отношению к мигрирующим углеводородным флюидам могут быть проницаемыми (поровые, трещинные, смешанные) или непроницаемыми (обычно пелитовые разности, соли и др.).

По мере развития науки, технологий и увеличения глубин залегания открываемых залежей стали накапливаться факты, противоречащие основным положениям гравитационной теории. Это вынуждало вписать в теорию различные поправки и дополнения. Одно из первых несоответствий связано с установлением наклонных ВНК. Первоначально такие контакты объяснялись запечатыванием залежи в своде антиклинальных складок вторичными минералами [Горин В.А.]. В результате последующих тектонических движений появлялся наклон контакта или даже залежь оказывалась на крыле по отношению к новому положению свода. Действительно запечатанные залежи были обнаружены во многих нефтегазоносных бассейнах. Однако были встречены многочисленные залежи с наклонным ВНК и без каких-либо следов запечатывания. Была выдвинута идея о гидродинамических силах, действующих в пласте. (В.П. Савченко, М.К. Хабберт., Ю.П. Гаттенбергер, 1979 г.).

Савченко В.П. подсчитал, что скорости движения нефти и газа в пластовых условиях имеют отношение 1:2630. Оказывается, такие силы способны не только изменять положение ВНК, но и полностью вытеснить углеводородные флюиды вниз по падению пласта через замок ловушки. В полном противоречии с п.3 основных положений теории выступает новая сила (неархимедова), способная перемещать УВ не вверх, а вниз. Если так, то для образования ловушки для УВ необходимо присутствие экрана вниз по падению. Такой экран создается за счет увеличения угла падения пласта-коллектора или (и) изменения литологического состава коллектора. При опоисковании указанных залежей принципиально меня-

ется направление работ (вниз по падению вместо общепринятого вверх). Ярким примером подобных залежей является залежь Сан Хуан в Канаде. Эта залежь с запасами газа в 700 млрд. м³ приурочена к синклинали. Другой пример – залежь Дин-Бейси (там же), расположенная на моноклинали без литологического экранирования по восстанию пласта (высота 3 км, запасы 11 трил. м³). Такие залежи могли сформироваться только в процессе перемещения ГВК. Сколько подобных залежей существует в природе, какие запасы УВ с ними связаны? На эти вопросы пока нет ответа. Такие залежи (особенно в синклиналях) никогда не искали, так как само их существование противоречит основным положениям гравитационной теории в ее классическом выражении. Можно высказать лишь предположение, что подобных залежей в природе не так уж много, ибо требуется сугубо специфические условия для их образования, и это находит косвенное подтверждение в виде малого числа случайных открытий их в хорошо разведанных районах. Появление новой силы вызывает и новое отношение к понятию об экране. Если гидравлические силы способны перемещать массу УВ, то, естественно, они способны и препятствовать их всплыванию. В результате возникло учение о гидравлическом экранировании и гидравлических (гидродинамических) ловушках (о них мы с вами говорили). Экран потерял литологическое выражение. Он может быть представлен границей фаз различных флюидов.

К сказанному об экранах следует добавить, что и литологически они чаще всего представляют не поверхность, а обширную переходную зону мощностью в десятки и сотни метров (глинизация коллектора вверх по восстанию), хотя мы с вами изображаем ее в виде линии. В такой зоне может оказаться значительная часть неучитываемых запасов нефти и газа. Даже в таком классическом случае, как контакт глинистой покрывки в своде складки с коллектором, часто наблюдается не поверхность, а зона. Добрынин В.М. (1970 г.) и многие другие в нижней части покрывки выделяют зону разуплотнения (по мнению Еременко Н.А., зона недоуплотнения). Эта зона именуется некоторыми исследователями «ложной покрывкой», по мощности она может достигать несколько десятков метров. Ложная покрывка должна играть существенную роль в формировании залежей УВ и оценке объемов ловушек, а, следовательно, и запасов УВ. Сейчас же можно отметить следующее – возникновение противоречия с гравитационной теорией нужно воспринимать с единых теоретических позиций, взяв за основу единый энергетический источник – гравитационное поле Земли. Таким образом, можно вероятно ограничиться лишь небольшой поправкой рассматриваемой теории, заменив в ней частность (архимедову силу) на более общее понятие – гравитационное поле Земли.

Аномально высокое пластовое давление (АВПД). В конце 80-х годов прошлого столетия в этот, вроде бы простой вопрос, как писал Еременко Н.А., внесена невероятная путаница. Часто под АВПД понимают давление флюида в данной точке резервуара, заметно превышающее нормальное гидростатическое. Так или иначе, но наличие АВПД следует рассматривать как причину, могущую вызвать перемещение флюидов в сторону «нормальных» или, лучше сказать, меньших давлений. Длительное существование АВПД в той или иной части резервуара возможно только в том случае, если причины, его вызывающие, действуют длительно, а релаксация замедлена и не успевает выровнять давление до нормального, т.е. до гидростатического. Из всех причин, вызывающих АВПД, в настоящее время безоговорочно принимаются, по крайней мере, две: горное давление и температура. Первая связана с гравитационным, а вторая – с тепловым полями Земли. Действие других причин для образования АВПД, таких как тангенциальные напряжения, сейсмические и магнитные поля Земли, химические реакции и т.д. логически вполне вероятно, но оно мало пока изучено. Из сказанного следует, что имеется как минимум еще один источник энергии, вызывающий миграцию УВ в земной коре. Этот источник энергии уже никак не согласуется с основными положениями гравитационной теории. Влияние теплового поля на миграцию УВ в земной коре сказывается следующим образом.

Первое, тепловое поле в земной коре имеет направленность, но возникающие в результате его трансформации силы АВПД обращены во все стороны и могут вызвать миграцию флюидов в любом направлении.

Во-вторых, возникающие температуры создают благоприятную термобарическую обстановку для протекания некоторых экзотермических реакций в пластах (преодоление энергетического барьера). Такие реакции в свою очередь, могут повысить температуру и давление в системе порода – органическое вещество – вода.

Поисково-разведочные работы ведутся на все больших глубинах, в областях все более жестких термобарических условий и специфических геохимических обстановок. В какой степени гравитационная теория формирования залежей УВ может обеспечить направленность поисково-разведочных работ в новых условиях?

Выше было показано, что с позиций этой теории даже в пределах изученной части разреза осадочной толщи некоторые явления не могут быть объяснены и соответственно не могут быть предсказаны. С увеличением глубин местонахождения залежей УВ обстановка еще более осложняется. Рассматривая систему «порода – УВ – вода» остановимся, прежде

всего, на возможности существования жидких (в нормальных условиях) УВ на больших глубинах. Как известно, жидкие УВ достаточно устойчивы и не подвергаются деструкции при температурах до 300⁰С. Бурением глубоких и сверхглубоких скважин установлено существование жидких УВ и битумоидов в порых на глубине 7544 м и при $t = 295^{\circ}\text{C}$. Например, на месторождении Парадон в Мексике в скважине на глубине 6473 м получены дебиты нефти более чем 1 тыс. т/сут.

В последние годы, благодаря исследованиям А.А. Трофимука, Н.В. Черского, В.П. Царева, Т.И. Сороко и др. доказано влияние сейсмических полей, магнитного и электромагнитного полей Земли на преобразование ОВ, миграцию и формирование залежей УВ. Таким образом, в возникшем кризисе гравитационной теории, в тумане новых, пока не изученных явлений, рождается новая, более общая теория формирования залежей УВ, которая будет названа, по-видимому, энергетической.

ЛЕКЦИЯ 9

И в завершение курса лекций необходимо познакомиться с такой категорией как месторождение, а так же с классификацией месторождений нефти и (или) газа. Этот вопрос изучен относительно слабее, чем залежи нефти и газа и толкование этого понятия дается разными исследователями несколько по-разному. И.О. Брод предлагал такое определение: месторождение нефти или газа – это совокупность залежей этих полезных ископаемых, контролируемых единым структурным элементом и заключенных в недрах одной и той же площади. Близкое определение этого понятия дает Н.Ю. Успенская и другие, но особо подчеркнута первая роль структурного элемента. Прежде всего, необходимо обратить внимание на следующее. Во-первых, термин месторождение для нефти и газа нельзя понимать дословно, как, например, для угля и многих других твердых полезных ископаемых. Нефть и газ – подвижные полезные ископаемые и, как правило, залегают не в том месте, где образуются, то есть не на месте своего рождения. Но термин «месторождение» глубоко укоренился в геологической науке, он широко применяется, хотя часто не соответствует буквальному смыслу слова. Употребляя термин месторождение, всегда следует помнить о разнице между смысловым значением самого термина и тем содержанием, которое в него вкладывается. Таким образом, под месторождением нефти и (или) газа понимают не место их рождения, а место современного нахождения их скоплений. Поэтому некоторые авторы, например, А.А. Бакиров, считают нужным заменить его на «местоскопление нефти и газа». Последний, однако, не прижился.

Во-вторых, количество залежей в месторождении может быть самым различным и даже одна (а не совокупность, о которой в этом случае говорить не приходится), но очень крупная. Хотя, как правило, в пределах месторождения отмечается несколько залежей, иногда и несколько десятков залежей (30-40).

В-третьих, в этом определении учитывается, что в месторождении залежи контролируются единым структурным элементом и далее – они расположены в пределах одной площади, т.е. территориально одна под другой в разрезе, т.е. в одном районе! И.О. Брод обращает на это сочетание структурного и территориального признаков особое внимание. Он полагает, что, если взять лишь один структурный признак, то этого недостаточно. В пределах одного крупного структурного элемента может располагаться целый ряд месторождений, разобщенных терри-

ториально (западный склон Южного купола Татарского свода; Башкирский свод, моноклинал северного Кавказа). Но возможен и другой случай, что в пределах одной территории происходит формирование двух и более различных месторождений, контролируемых разными структурными элементами на различных стратиграфических уровнях. Это особенно характерно для геосинклинальных областей с их очень сложным строением, с наличием нескольких самостоятельных структурных комплексов.

Принципиально по-другому предлагает понимать термин месторождение Н.А. Еременко. Под месторождением нефти или газа следует понимать «участок земной коры, определенного геологического строения, содержащий в себе залежи нефти или газа». Здесь все наоборот. У Брода И.О. месторождение – это совокупность залежей на каком-то участке земной коры; а у Н.А. Еременко месторождение – это сам участок определенного геологического строения, содержащий залежи. Таким образом, в понятие «месторождение» попадают не только сами залежи, но и разделяющие их породы; не только резервуары и пласты-коллекторы, но и пласты-покрышки.

А.А. Бакиров (1982 г.) – местоскопление – ассоциация (совокупность) залежей, приуроченных к одной или нескольким ловушкам, расположенных на одной локальной площади. В целом А.А. Бакиров и Н.А. Еременко больше подчеркивают территориальное, а не структурное единство.

Существуют и другие определения (трактовки) понятия «месторождения нефти и газа». Например, И.М. Губкин понимает под месторождением «всякое более или менее значительное естественное скопление нефти в земной коре» (1932 г.). Т.е. размер, площадь играет определяющую роль.

А.И. Леворсен – «совокупность залежей, приуроченных к единому структурному элементу или тесно связанных друг с другом любым иным образом» (1957 г.). Определение, близкое по значению к определению И.О. Брода.

Н.Б.Вассоевич, М.К.Калинко. – «участок земной коры (обычно стратиферы), с которым связана одна или несколько залежей газа, нефти или других нефтидов» (1970 г.).

В.Б. Оленин – «участок земной коры заключающий обособленную совокупность залежей нефти и (или) газа в ловушках, формирование которых обусловлено генезисом и строением этого участка» (1970 г.).

Отсюда видно, что трактуется понятие «месторождение» достаточно сходно. Какое понятие считать более приемлемым?

Существует множество классификаций залежей и месторождений нефти и газа, предложенные в разные годы разными авторами. Классификации отражают строение природных резервуаров и ловушек или генезис формирования нефтяных резервуаров. В основном классификации применяются при поисках и разведке месторождений, подсчёте запасов УВ и в меньшей степени при разработке месторождений.

На практике более широко применяются классификации месторождений И.О. Брода, Н.А. Ерёмченко, по содержанию и соотношению фазовых составляющих (нефть, газ, конденсат) В.Г. Васильева, Н.С. Ерофеева.

Одной из первых попыток была классификация структур нефтяных месторождений Ф.Г. Клаппа. К сожалению, в ней трудно провести грань между понятием залежь и месторождение. Однако, будем считать, что поскольку в ее основе лежит выделение именно структурных форм, которые благоприятствуют формированию скоплений нефти и газа, то она ближе к классификации месторождений. У нас в стране эту классификацию развил и дополнил И.М. Губкин, который и назвал ее классификацией «структур нефтяных месторождений». В ней он выделил следующие группы:

- I. Структурные формы антиклинального строения
 1. Большие отдельные антиклинали
 2. Антиклинальные складки наиболее распространенного типа
 - А) Антиклинали прямые или симметричные
 - Б) Антиклинали косые или асимметричные
 - В) Антиклинали опрокинутые и осложненные явлениями надвигового характера.
 3. Куполовидные структуры
 - А) обыкновенные антиклинальные купола
 - Б) закрытые и открытые (проткнутые) соляные купола
 - В) диапировые складки
 - Г) купола с ядрами из изверженных пород (вулканические пробки).
 4. Погребенные антиклинальные и другого вида структуры.
- II. Рукавообразные залежи на поверхности эрозии, типа линзовидных песков («шнурковых»)
- III. Структурные формы синклиналичного строения.
- IV. Структурные формы, связанные с моноклинальным залеганием пластов.
 1. Моноклинали типа плоских гомоклиналей:
 - А) с пологими углами падения
 - Б) с более крутыми углами падения

В) осложненные сбросами

Г) закупоренные отложениями твердого битума, асфальта и т.д.

Д) несогласно перекрытые

2. Моноклинали с развитой на них вторичной складчатостью:

А) изгибы с осями, параллельными простиранию:

а) «моноклиальные» антиклинали

б) структурные террасы или «недоразвитые» антиклинали

в) моноклиальные впадины или ложбины

Б) изгибы с осями, перпендикулярными простиранию:

а) погружающиеся антиклинали

б) моноклиальные впадины

В) куполовидные вздутия или поперечные антиклинали

V. Различные сбросы и формы их сопровождающие

VI. Разломы и трещины в изверженных и осадочных породах

VII. Скопления нефти, обусловленные преобладанием влияния литологического фактора (последняя группа выносится И.М. Губкиным за рамки структурной классификации).

Далее рассмотрим классификацию И.О. Брода (1957). Видно, что определяющим в образовании месторождений является тектонический фактор, проявляющийся в определенных условиях – в складчатых или платформенных областях. Так как условия формирования зон нефтегазоаккумуляции (и месторождений) в геосинклинальных и платформенных областях различны, то и месторождения Бродом И.О. разделяются на два класса:

I. Месторождения, сформировавшиеся в складчатых областях; и

II. Месторождения, сформировавшиеся в платформенных областях:

На рисунке 9.1 показана схема, характеризующая основные группы и подгруппы месторождений этой классификации.

Тема 9.1. Месторождения нефти и газа складчатых областей

А (1) Месторождения нормальных брахиантиклинальных складок.

К брахиантиклиналям самой различной формы и строения в складчатых областях приурочено огромное количество нефтяных и газовых месторождений. Складка может быть разбитой дизъюнктивными нарушениями, может и не иметь разрывов сплошности пластов. Часто месторождения приурочены к узким вытянутым антиклиналям (Новогрозненское, Старогрозненское), к складкам куполовидной формы. Залежи часто пластовые сводовые, пластовые литологически экранированные, реже литологически ограниченные со всех сторон и массивные в структурных выступах.

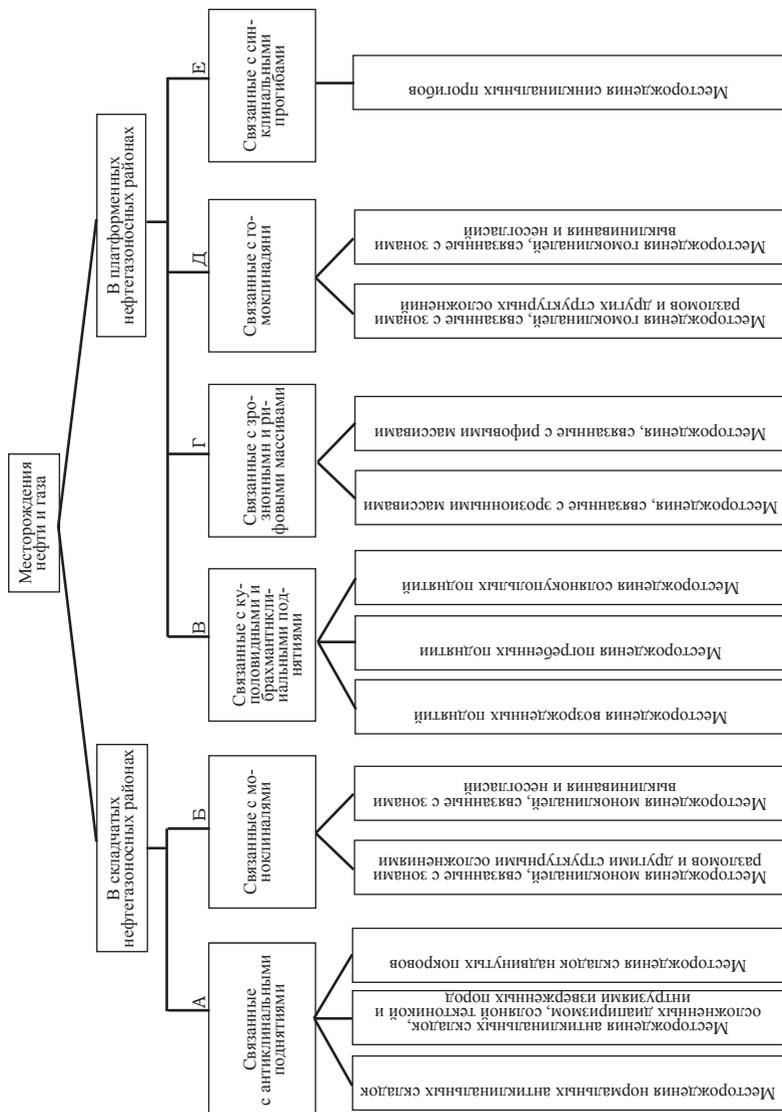


Рис. 9.1. Классификация месторождений нефти и газа (по И.О. Броду и Н.А. Еременко, 1957 г.)

А (2) Месторождения брахиантиклинальных складок, осложненных в пределах нефтеносной толщи диапиризмом, соляной тектоникой и интрузиями изверженных пород.

Принципиальное отличие структурных форм этой подгруппы является их образование в процессе седиментации с неоднократным выведением на поверхность сводовых частей этих складок. Складки характеризуются значительным увеличением мощности слагающих отложений на крыльях складок по сравнению со сводами. В сводах часто наблюдаются перерывы в отложении осадков и явления выжимания пластичных пород (обычно глин) с прорывом вышележащих толщ. Наибольшее распространение для месторождений этой подгруппы имеют куполовидные поднятия, осложненные явлениями диапиризма. (Кавказ, Крым). Подобные явления были изучены И.М. Губкиным в 1911 – 1916 г.г. Часто на них наблюдаются грязевые вулканы.

Типичный пример месторождения данной подгруппы – месторождение Локбатан на Апшеронском полуострове.

Наиболее часто в месторождениях рассматриваемой подгруппы встречаются тектонически и стратиграфически экранированные залежи, и пластовые сводовые над штоками глин, солей и над интрузией.

А (3) Месторождения складок надвинутых покровов. Они приурочены к районам геосинклинальных областей, характеризующихся интенсивным проявлением тектонических процессов. Районы эти малоблагоприятны для формирования и сохранения залежей нефти и газа, однако они встречаются. Характерным является обилие естественных нефти и газопроявлений на поверхности и многочисленные трещины на глубине, заполненные озокеритом и асфальтом. Интенсивные пликативные и дизъюнктивные процессы приводят к разрушению залежей – дегазации и окислению нефти. От разрушения могли сохраниться только те месторождения, которые были погружены и перекрыты надвигами. (Бориславское месторождение – Карпаты, Агаджари – Иран). Характерны пластовые сводовые, пластовые тектонически экранированные залежи.

Группа месторождений, приуроченных к районам с моноклинальным залеганием слоев (Б).

Б (1) Месторождения нефти и газа, связанные с зонами разломов и другими структурными осложнениями моноклиналей. В моноклинально залегающих слоях внутрирезервуарная миграция направлена в сторону, противоположную падению пород. Для аккумуляции УВ при этом необходимо образование в природных резервуарах ловушек, что может произойти лишь при наличии тектонического экранирования. Наиболее характерны пластовые залежи, тектонически экранированные. (Малгобек).

Б (2) Месторождения моноклиналей, связанные с зонами выклинивания и стратиграфических несогласий. Роль экрана здесь выполняет литологическая смена отложений, выражающаяся либо фациальным замещением пластов глинами вверх по восстанию пластового резервуара, либо срезанием его поверхностью несогласия с перекрытием плохо проницаемыми более молодыми отложениями. Характерны залежи пластовые, литологически и стратиграфически экранированные, литологически ограниченные со всех сторон. Форма контуров выклиниваний (контуров залежей) в плане может быть самой разнообразной. Большею частью языковидной, заливообразной. (Хадыженское месторождение).

Тема 9.2. Месторождения нефти и газа платформенных областей

Наиболее распространенная структурная форма для данных месторождений – антиклинальная форма отличающаяся от той, которая развита в геосинклинальных областях. В первую очередь они отличаются и по условиям образования, и по форме. Единственное, что их объединяет, – это наличие положительно направленного выпуклостью вверх изгиба слоев. В платформенных условиях не встречаются веерообразные, изоклинальные или резко выраженные сундучные складки. Антиклинальные поднятия центральных частей платформенных областей слабо выпуклы, не нарушены (обычно) разрывами, сложными изгибами шарнира складок, имеют малые углы падения на крыльях и периклиналях; форма их в большинстве случаев простая, брахиантиклинальная (соотношение короткой и длинной осей 1:3 или 1:4) или куполовидная. Размеры их по сравнению с геосинклинальными большие, а углы падения пластов 1-2°. В краевых частях распространены часто купола и брахиантиклинали, связанные с ростом соляных поднятий, для которых присущи многочисленные разрывы.

По генезису среди платформенных антиклинальных поднятий можно выделить три основных типа, которые обуславливают и различия в условиях формирования, приуроченных к ним месторождений нефти и газа.

В (1) Месторождения, связанные с возрожденными поднятиями. И.М. Губкин в «Учении о нефти» выделил особый тип структурных поднятий, являющихся отражением тектонического строения фундамента. Н.Ю. Успенская установила, что их формирование обусловлено неравномерными колебательными движениями фундамента платформы, расчлененного на ряд более или менее подвижных блоков. Блоки возника-

ют вследствие неоднородного строения фундамента. Отставание блоков фундамента в процессе неравномерных колебательных движений вызывает образование антиклинальных и синклиналиных изгибов в перекрывающей его осадочной толще. Движения, происходящие вдоль древних швов фундамента, разделяющих глыбы и блоки друг от друга, отражаются в перекрывающих слоях в виде флексуобразных изгибов-ступеней. Особенностью упомянутых колебательных движений является их повторяемость в процессе геологической жизни данного участка земной коры. Поэтому структурная форма, образовавшаяся в осадочном чехле (комплексе) пород, не прекращает своего существования и после погружения!, а неоднократно возрождается и усиливается с течением времени. Такие поднятия Успенская Н.Ю. назвала возрожденными. В платформенных областях возрожденные поднятия распространены довольно широко. Их общие очертания обычно соответствуют форме подстилающего их блока фундамента. Изгибы слоев, залегающих непосредственно над фундаментом, более выпуклы, чем вышележащих, последние уплощаются. Углы падения крыльев самых верхних комплексов возрожденных поднятий обычно незначительны (доли градуса, когда погружение слоев не превышает 1-2 м на 1 км). В более глубоко залегающих комплексах наклон слоев больше и достигает иногда 10-20 м на 1 км, а углы падения крыльев складок достигают нескольких градусов. На флексуобразных изгибах – до 10°. Возрожденные поднятия отличаются от брахиантиклинальных складок геосинклиналиных областей не только присущей им слабой выпуклостью, но и большими размерами.

Несмотря на небольшую амплитуду поднятий и очень малый наклон крыльев, возрожденные поднятия весьма благоприятны для формирования месторождений нефти и газа. При слабо выраженном структурном элементе в формировании залежей нефти и газа резко повышается роль литологического фактора. Даже незначительное изменение литологии пород-коллекторов может вызвать образование ловушки и впоследствии аккумуляцию в них углеводородов. В платформенных условиях ослаблена внутрирезервуарная миграция, поэтому ловушка в резервуаре может быть создана самым изначальным изгибом слоев. Удачными примерами могут служить Саратовская группа месторождений, Муллинское месторождение в Туймазинском районе Западной Башкирии.

В (2) Месторождения, связанные с погребенными поднятиями. На структурные соотношения отдельных стратиграфических комплексов пород, слагающих платформенные поднятия, могут сильно влиять региональные колебательные движения фундамента платформы, вызывающие

крупные смещения областей прогибания и подъема и закономерные региональные изменения мощности отложений. При этом наблюдается нередко несоответствие структурных очертаний локальных поднятий и значительное их смещение в разных стратиграфических горизонтах в плане. Такое явление вызывает образование в верхнем комплексе структурных форм, не отвечающих (не соответствующих) форме изгибов более древних слоев. Не отраженные в верхних отложениях поднятия называются погребенными поднятиями. В этих поднятиях нередко под горизонтально (или почти горизонтально) залегающей толщей пород (имеется) погребен довольно выпуклый изгиб слоев. Многие характерные черты, свойственные возрожденным поднятиям (форма, размеры, углы падения крыльев и т.п.), присущи и погребенным. Они также имеют довольно широкое распространение на платформах. Примеры – многие поднятия девонских отложений Татарстана, погребенные под каменноугольными и пермскими отложениями. Обычно они располагаются группами, вытянутыми в определенном направлении. Например, Жигулевская, Доно-Медведицкая группа поднятий. Иногда группа локальных возрожденных поднятий имеет изометричную. Но и в том, и в другом случаях образование локальных поднятий связано с возрождением движений общей для них глыбы фундамента, распадающейся на ряд блоков. Очертания всей группы поднятий отвечают очертаниям глыбы фундамента, а очертания каждого поднятия соответствуют форме отдельных блоков. Эти блоки могут быть в свою очередь разделены на ряд более мелких блоков.

Наиболее характерными залежами рассматриваемых подгрупп месторождений, прежде всего являются пластовые сводовые залежи, (не разбитые дизъюнктивными нарушениями), пластовые литологически и стратиграфически экранированные. Иногда литологически ограниченные со всех сторон.

В (3) Месторождения, связанные с солянокупольными поднятиями (диапирами) представляют собой своеобразный тип, развитый, главным образом, в краевых частях платформ. Особенностью строения солянокупольных поднятий является наличие в них соляного «ядра», имеющего вид штока или каравая. Силы и механизм образования солянокупольных поднятий сходны (аналогичны) с диапировыми складками геосинклинальных областей. При наличии благоприятных условий соль и гипс внедрялись по разрывам в вышезалегающие породы, образуя прорыв или шток. Как образуются солянокупольные поднятия? Каменная соль и гипс по сравнению с другими породами весьма пластичны, они способны «течь» при давлении 150 кг/см^2 , а такое давление создается покрываю-

шими породами при их мощности всего в 300 м. Поскольку осадки накапливаются неравномерно, возникают зоны большей нагрузки (обычно депрессионные части, где осадки большой мощности) и зоны меньшей нагрузки (обычно зоны поднятий, где осадки меньшей мощности), в результате возникает перемещение, перетекание пластичных масс из первых зон во вторые. Формирование солянокупольного поднятия сопровождается многочисленными разрывами вышележащих пород. Пример, Эмбенский район Прикаспийской низменности (впадины).

Рост солянокупольного поднятия сопровождается образованием самых разнообразных ловушек. В приподнятых частях купола могут образовываться пластовые сводовые (ненарушенные и нарушенные) залежи. Обилие дизъюнктивных нарушений благоприятствует образованию тектонически экранированных залежей. Неравномерный во времени рост поднятия способствует формированию литологически и стратиграфически экранированных залежей. Массивные залежи в месторождениях солянокупольных поднятий практически не встречаются.

Г. Месторождения, связанные с рифовыми и эрозионными массивами. Прежде всего рифовые (биогенные) массивы для своего образования и роста требуют особых физико-географических условий – теплую прозрачную воду и небольшую глубину бассейна. Последнее должно постоянно (одновременно, сбалансированно с ростом выступа – массива) погружаться. Организмы, погрузившиеся вместе с дном бассейна на значительную глубину, отмирают и составляют своими известковистыми частями тело массива. При подъеме происходит эрозия образовавшегося выступа. Как правило, рифогенные массивы располагаются вдоль крупных дизъюнктивных нарушений, отображающихся в рельефе дна или вокруг, вдоль структурных выступов. Наиболее благоприятные условия для развития рифов существовали в бассейнах краевых частей платформ. Здесь не происходило быстрого накопления огромных масс терригенного материала, мешающего жизнедеятельности организмов. В то же время подвижность краевых частей платформы благоприятно сказывалась на росте тела массива. Пример, Башкирское Приуралье; Камско-Кинельская система прогибов (ККСП) (внутри платформы).

Формирование месторождений нефти и газа в рифогенных массивах связано с образованием массивных залежей в теле самого массива. При этом каждый массив в целом или даже группа массивов содержит единую нефтяную или газо-нефтяную залежь с общим водо-нефтяным контактом.

Помимо залежей в самом теле массива, они могут формироваться в породах, залегающих над массивом. Дело в том, что очень часто рифо-

вые массивы являются причиной существования так называемых поднятий (структур) «облекания» в вышележащих отложениях. Внешний вид таких поднятий очень похож на обычные складки, возникшие благодаря тектоническим факторам. Однако образование их не связано с тектоническими явлениями. При погружении образовавшегося массива и захоронении его осаждающимися осадками последние обволакивают этот выступ приобретая значительно изогнутую форму. Причем эта форма существует (сказывается, проявляется) часто в течение длительного времени, в котором накапливается многосотметровая толща пород. Пример: Камско-Кинельская система прогибов или залежи в отложениях $D_3-C_1^{14} - P_1$.

Условия миграции в поднятиях «облекания» близки к условиям в возрождённых и погребённых складках, и залежи здесь же разнообразней.

К рассматриваемой же группе месторождений относятся месторождения нефти и газа, связанные с эрозионными выступами. Большинство рифогенных массивов подвергаются эрозии и могут одновременно рассматриваться как эрозионные выступы. Реже встречаются месторождения, связанные с останцами эродированного древнего рельефа. Примеры. Верхнечусовское и Ишимбаевское месторождения нефти и газа в артинских рифовых известняках.

Наиболее характерные залежи для данной группы месторождений: массивные залежи в биогенных и эрозионных выступах; пластовые литологически и стратиграфически экранированные; пластовые сводовые не нарушенные разломами.

Д (1). Месторождения гомоклиналей, связанные с зонами разломов и другими структурными осложнениями. Прежде всего о термине, понятии гомоклинали. На платформах имеются участки, значительные по площади, занятые полого падающими слоями. Структурный элемент со сравнительно однородным моноклиналильным падением пластов, не превышающим 1-2 м на 1 км, на платформе получил название гомоклинали. В структурном отношении гомоклинали является аналогом моноклинали складчатых областей. Основное отличие гомоклинали заключается в меньшей мощности осадочного чехла и в меньших углах регионального наклона слоев. Так же как и в моноклиналях, для образования залежей в резервуарах, слагающих гомоклинали, необходимо присутствие структурных или литологических осложнений.

О месторождениях, связанных с зонами разломов – поскольку в гомоклиналях внутрирезервуарная миграция направлена в основном по восстановлению пород, ловушки могут возникнуть в зоне тектонического нару-

шения, секущего гомоклиналь. Кроме того, залежи могут образовываться в незначительных по амплитуде структурных изгибах гомоклинали, но достаточно резко очерченных в плане.

Наиболее характерные для месторождений этого типа группы залежей: пластовые, тектонически экранированные, гидродинамические.

Д (2). Месторождения гомоклиналей, связанные с зонами выклинивания и несогласий. Общие условия формирования месторождений этой подгруппы сходны с предыдущей. Образование залежей здесь связано либо с несогласным перекрытием пластов и целых толщ более молодыми отложениями, либо с изменением литологического состава коллекторов. Поэтому наиболее характерными для данного типа месторождений являются пластовые стратиграфически и литологически экранированные залежи, а также литологически ограниченные со всех сторон. Примеры: месторождения США – Ист-Тексас, Кешинг-Глен. Месторождения чаще приурочены к переходным областям – от центральных синеклиз платформ к краевым прогибам.

Е. Месторождения, связанные с синклинальными прогибами.

Формирование залежей в месторождениях этой подгруппы происходит исключительно под действием гравитационных сил. Нефть скапливается в синклиналях только в том случае, если жидкие углеводороды оказываются в сухом, безводном пласте. А такие пласты-резервуары в природе встречаются исключительно редко, т.к. процесс накопления осадочных толщ большей частью связан с водными бассейнами. В резервуарах всегда содержится сингенетичная вода (одновременно образовавшаяся или, точнее, одновременно захороненная – еще ее называют реликтовой.). Кроме того, даже тогда, когда образование коллектора происходило на суше, он большей частью оказывается насыщенным водой – или за счет атмосферных вод или за счет воды, проникшей из других горизонтов после его образования и захоронения.

Образование залежей газа в синклиналях совершенно исключено. Углеводородные газы легче газов, которые могут заполнять сухие породы, поэтому они всегда будут подниматься вверх по крыльям синклинали, где и может произойти их скопление, при наличии ловушки.

Интересно, примечательно, что нефть в месторождениях (залежах) синклинального типа занимает часто не дно синклинали, как следовало ожидать, а располагается в нижней части склона. Причина в том, что в этом направлении, как правило, уменьшается пористость. О таких залежах можно сказать, что они литологически ограничены вниз по падению пласта! Пример: в США – Кэбин-Криг, Биг-Криг, Копли.

Существуют также классификации других специалистов. Например, классификация местоскоплений нефти и газа А.А. Бакирова, которую он, как и классификацию залежей, именует генетической. А.А. Бакиров выделяет 5 основных классов – структурный, рифогенный, литологический, стратиграфический и литолого-стратиграфический, которые, в свою очередь, делятся на группы и подгруппы.

В 1954 году обширную классификацию нефтяных месторождений предложил В.Е. Хайн. Он между платформенными и геосинклинальными (складчатыми) областями предложил выделять переходную область, предлагая тем самым трехчленное деление основных структурно-тектонических элементов. При трехчленном разделении к третьему переходному классу следует отнести месторождения, сформировавшиеся на склоне платформы или уступе, погружающимся в сторону предгорного прогиба. Это так же могут быть центральная часть передового прогиба или внутренний борт передового прогиба. Таким образом, эта классификация подразумевала выделение трёх типов месторождений:

- а) локально-структурный;
- б) регионально-структурный;
- в) экзоструктурный.

В.Е. Хаин предложил так же классифицировать зоны нефтегазонакопления, выделив при этом структурную, экзоструктурную и аструктурную зоны. В таблице 9.1 представлено содержание этой классификации.

Весьма подробно многообразие классификаций месторождений представлены в книге [34]. В современной поисковой геологии разработкой объёмных классификаций специалисты занимаются мало. В основном совершенствуются отдельные части приведённых «больших» классификаций. Это обусловлено тем, что, как правило, определённый нефтегазоносный регион вбирает в себя одну-две преимущественную разновидности месторождений. С накоплением геологических знаний специалистами могут быть увеличены число групп видов залежей (месторождений) или детализированы условия образования определённых их разновидностей. Таким образом, классификации, созданные в 50-е – 60-е годы прошлого столетия, и сегодня являются актуальными в практической деятельности геологов.

Отдельную группу занимают классификации, которые объединяют месторождения обобщающему геолого-промысловому признаку: характеру неоднородности залежей по площади и разрезу, количеству этажей нефтеносности, величине и (или) структуре запасов.

Таблица 9.1

Классификация зон нефтегазоаккумуляции (по В.Е. Хаину, 1954)

Типы зон нефтегазоаккумуляции	Типы бассейнов	
	Платформенные	Геосинклинальные
Структурные	Крайевые моноклинали и разрывы Внутренние поднятия – валы Межбассейновые поднятия – своды (антеклизы) и валы Внутрибассейновые зоны крупных (глубинных) разломов Зоны соляно-купольной тектоники	Крайевые моноклинали Зоны краевой складчатости Внутренние поднятия – антеклинории Межбассейновые поднятия – антеклинории Зоны чешуйчатонадвиговой структуры Зоны покровной структуры Зоны тектонической трещиноватости
Экзоструктурные	Зоны рифовых мелких и рассеянных массивов	Зоны рифовых массивов барьерного типа
Аструктурные (седиментационно-денудационные)	Зоны вдоль древних береговых линий, совпадающие с крайевыми моноклиналями Зоны диагенетического и эпигенетического изменения пород.	

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ ДЛЯ ОЦЕНКИ ЗНАНИЙ ОБУЧАЮЩИХСЯ

Экзаменационный (зачётный) билет № 1

1. Понятие ловушки для нефти и газа. Классификация ловушек по Вильсону Д., Вассоевичу Н.Б., Броду И.О., Оленину В.Б. Представить схематические рисунки основных типов ловушек.
2. Методы определения пористости. Метод Преображенского; метод определения трещинной пористости в шлифах. Современный прибор – Порозиметр. Принцип его действия.

Экзаменационный (зачётный) билет № 2

3. Породы-покрышки. Типы пород-покрышек. Давление прорыва, давление пережима.
4. Наука геология нефти и газа – значение, положение и связь с другими науками геологического и естественного циклов.

Экзаменационный (зачётный) билет № 3

5. Классификация пород-коллекторов по характеру порового пространства.
6. Понятие о проницаемости горных пород, виды проницаемости, единица измерения проницаемости.

Экзаменационный (зачётный) билет № 4

7. Классификация пород-коллекторов по литологическому признаку.
8. Методы установления наличия битумов (нефти) в породах.

Экзаменационный (зачётный) билет № 5

9. Факторы, влияющие на проницаемость.
10. Виды поверхностных естественных нефтепроявлений.

Экзаменационный (зачётный) билет № 6

11. Понятие залежь нефти и газа; структура залежи.
12. Методы определения коэффициента проницаемости.

Экзаменационный (зачётный) билет № 7

13. Химический состав нефти.
14. Природные резервуары. Понятие, классификация по Броду И.О.

Экзаменационный (зачётный) билет № 8

15. Пластовые залежи нефти и газа по Броду И.О. Особенности их формирования.
16. Некоторые физические свойства нефти (плотность, вязкость и др.).

Экзаменационный (зачётный) билет № 9

17. Факторы, влияющие на величину пористости.
18. Вопросы терминологии: нефть, битум, битумоид, природные битумы.

Экзаменационный (зачётный) билет № 10

19. Структура порового пространства пород-коллекторов, методы ее изучения.
20. Современное состояние и перспективы развития нефтяной и газовой промышленности России.

Экзаменационный (зачётный) билет № 11

21. Типы цемента и цементирования в породах-коллекторах.
22. Массивные залежи нефти и газа по Броду И.О. Особенности их формирования.

Экзаменационный (зачётный) билет № 12

23. Литологически ограниченные со всех сторон залежи нефти и газа по Броду И.О. Особенности их формирования.
24. Растворимость газов в нефти; газовый фактор; давление насыщения.

Экзаменационный (зачётный) билет № 13

25. Классификация природных резервуаров по характеру распространения в пределах нефтегазоносного бассейна.
26. Азотистые соединения в нефтях. В чём состоит актуальность их изучения.

Экзаменационный (зачётный) билет № 14

27. Классификация залежей нефти по соотношению нефти, газа и воды.
28. Пористость. Понятие, виды пористости, коэффициент пористости.

Экзаменационный (зачётный) билет № 15

29. Виды поверхностных естественных газопроявлений.
30. Понятие о месторождении нефти и газа по Броду И.О.

Экзаменационный (зачётный) билет № 16

31. Классификация порового пространства пород-коллекторов по генезису и размеру.
32. Коэффициенты нефте- и газонасыщенности; нефте- и газоотдачи. Факторы, влияющие на них.

Экзаменационный (зачётный) билет № 17

33. Условия залегания нефти и газа в земной коре. Понятие о породах-коллекторах и породах-покрышках.
34. Промышленные и непромышленные залежи нефти и газа. Запасы геологические и извлекаемые.

Экзаменационный (зачётный) билет № 18

35. Классификация залежей нефти и газа по Броду И.О.
36. Породы-коллекторы нефти и газа.

Экзаменационный (зачётный) билет № 19

37. Физические свойства нефти и газа
38. Запишите химические формулы сульфидов, дисульфидов. Расскажите об этих химических соединениях. В чём их отличие от меркаптанов (тиолов).

Экзаменационный (зачётный) билет № 20

39. Кислородные соединения в нефтях. Карбоксильная и карбонильная группы.
40. Поверхностные естественные нефтегазопоявления и их поисковое значение.

Экзаменационный (зачётный) билет № 21

41. Каустобиолиты угольного ряда
42. Природные битумы. Состав. Свойства. Условия нахождения в Земной коре.

Экзаменационный (зачётный) билет № 22

43. Генетическая классификация каустобиолитов.
44. Газогидраты. Условия образования. Свойства. Химический состав.

Экзаменационный (зачётный) билет № 23

45. Нефтедержащие сланцевые горные породы.
46. Продукты природного преобразования нефтей.

Экзаменационный (зачётный) билет № 24

47. Смолисто-асфальтеновые компоненты в нефти.
48. Понятие о хемофоссилиях. Состав. Представители. Методы исследования.

Экзаменационный (зачётный) билет № 25

49. Химическая классификация нефтей.
50. Мацералы каменных углей. Определение. Представители различных групп.

ИЗВЕСТНЫЕ ИМЕНА В НЕФТЯНОЙ ГЕОЛОГИИ

Абрамович Михаил Владимирович (27 января 1884–1965) – советский и российский учёный в области геологии нефти и газа, доктор геолого-минералогических наук, профессор, академик АН Азербайджанской ССР. Родился в Баку. В 1910 году окончил Петербургский горный институт. С 1910 по 1930 годы работал в нефтяной промышленности Азербайджана. С 1922 года и до конца жизни работал на кафедре «Поиск нефтяных и газовых месторождений» Азербайджанского индустриального института. С 1920 по 1930 годы руководил Геологическим Правлением объединения «Азнефть». С 1935 по 1938 годы возглавлял сектор геологии Азербайджанского филиала Академии Наук СССР. С 1938 по 1965 годы возглавлял отдел геологии нефти Института геологии Академии Наук Азербайджанской ССР. Разработал методику оценки прогнозных ресурсов при поисках нефти и газа: предложил использовать при поисках газовый каротаж. Автор одного из первых учебников по поискам и разведке нефтяных и газовых месторождений. Его именем названо подводное поднятие в Каспийском море.

Алексеев Фёдор Алексеевич (15.02.1912–1978) – доктор геолого-минералогических наук, профессор. Лауреат Сталинской премии (1952). Родился в деревне Сорокино Бежецкой волости Тверской губернии. С 1930 года работал старшим коллектором геологической партии НГРИ (Ленинград). В 1936–1938 старший лаборант лаборатории геохимии ИГИ АН СССР. За 2,5 года окончил Московский нефтяной институт (1938). В 1938–1941 аспирант Нефтяного геологоразведочного института. В 1941–1945 директор ВНИИГРИ. Участник Великой Отечественной войны, в 1941–1942 командир специального партизанского отряда в Ленинградской области. Демобилизован после контузии. В 1945–1949 руководил геологическими исследованиями в Ленинградской области.

1949–1952 управляющий трестом «Сталинграднефтегазразведка»;

1952–1955 начальник Главнефтегеофизики Миннефтепрома СССР;

1953–1961 зав. лабораторией радиометрии Института нефти АН СССР;

1961–1968 директор Института ядерной геофизики (ВНИИЯГТ);

1968–1978 заведующий лабораторией ВНИИЯГТ.

Награждён орденом Красной Звезды, медалями.

Сталинская премия – за открытие Жирновского, Бахметьевского и других месторождений нефти и газа в Нижнем Поволжье (1952). Инициатор применения ядерных методов в геологии и геофизике. Автор монографий «Использование ядерных методов в нефтяной геологии» (1965), «Ядерная геофизика при поисках полезных ископаемых» (1960, 1978).

Авдусин Павел Павлович (23 ноября 1898–24 сентября 1955) – геолог-нефтяник, профессор, работал в Баку, в Азербайджанском научно-исследовательском институте (АзНИИ), затем как крупный специалист-нефтяник переведён в Москву, был назначен старшим геологом Советского Союза. С его именем связаны открытия многих нефтяных месторождений на Урале, Эмбе, на Севере, например, на Таймыре и других местах.

Анри Муассан, Фердинанд Фредерик (фр. Ferdinand Frederic Henri Moissan, 28 сентября 1852, Париж – 20 февраля 1907, Париж) – французский химик.

Родился 28 сентября 1852 в семье младшего сотрудника восточной железнодорожной компании и швеи. В том же году семья переехала из Тулузы, откуда родом были родители Анри, в Париж. В 1864 году они переехали в Мо, где он учился в местной школе. В 1870 году он оставил школу, не пройдя «Университетский класс», необходимый для поступления в университет. Анри начал работать в аптеке в Париже, где он мог спасти человека от отравления мышьяком. Он решил изучать химию и начал работать в лаборатории Эдмона Фреми, а затем у Пьера Поля Дихрейна. Дихрейн посоветовал ему делать академическую карьеру. Степень бакалавра, которая была необходима, чтобы учиться в университете, Муассан получил в 1874 году со второй попытки. Во время своего пребывания в Париже он подружился с химиком Александром Леоном Этардом и ботаником Васком. Он опубликовал свою первую научную работу об углекислом газе и кислороде в метаболизме растений совместно с Дихрейном в 1874 году. Вскоре он оставил физиологию растений и заинтересовался неорганической химией и исследованиями по пиррофорному железу, обратившись к двум самым известным французским химикам-неорганикам того времени – Анри Этьен Сент-Клэр Девилю и Дебре. После того, как Муассан получил в 1880 году степень Ph.D, его друг Ландрин предложил ему место в аналитической лаборатории. Его брак с Леони Лугань состоялся в 1882 году. Спустя три года у них родился сын.

Он стал первым человеком, которому удалось изолировать чистый фтор. Помимо изучения свойств соединений фтора, Муассан разработал технологию получения бора, которая обеспечивала получение чистого (99-процентного) бора по сравнению с ранее получаемым 70-процентным. Он обнаружил, что при очень высоких температурах углерод, бор и кремний, которые не проявляют активности при обычных температурах, реагируют со многими элементами и образуют соответственно карбиды, бориды и силициды. Он также получил карбид кремния (карборунд). Научные открытия Муассана незамедлительно нашли применение в промышленности, например, в производстве ацетилена из карбида кальция. В 1906 году Муассану была присуждена Нобелевская премия по химии.

Обладая широким диапазоном интересов, Муассан любил искусство, музыку и литературу, а в студенческие годы даже написал пьесу. Он коллекционировал картины, гравюры и автографы – особенно эпохи Французской революции – и очень любил путешествовать.

Шмидт Отто Юльевич (18 [30] сентября 1891 – 7 сентября 1956, Москва) – советский математик, географ, геофизик, астроном. Исследователь Памира (1928), исследователь Севера. Профессор (1924). Академик АН СССР (01.06.1935, член-корреспондент с 01.02.1933), АН УССР (27.05.1934). Герой Советского Союза (1937). Предки по отцовской линии из немцев-колонистов, перебравшихся в Лифляндию (Латвию) во второй половине XVIII века, а по материнской – латыши по фамилии Эргле. В детстве работал в лавке письменных принадлежностей. Учился в классической Могилёвской мужской гимназии (ныне гимназия № 3 Могилёва). Деньги на обучение одарённого мальчика в гимназии нашлись у его латышского дедушки Фрициса Эргле. С золотой медалью окончил гимназию в Киеве (1909). Окончил физико-математическое отделение Киевского университета, где учился в 1909–1913 годах. Там же под руководством профессора Д. А. Граве на-

чал свои исследования в теории групп. Член партии большевиков с 1918 года. В 1928 году О. Ю. Шмидт принимал участие в первой советско-германской памирской экспедиции, организованной АН СССР. Целью экспедиции было изучение и восхождение на наиболее высокие вершины Западного Памира. Один из основателей и главный редактор Большой советской энциклопедии (1924–1942). Основатель и заведующий кафедрой высшей алгебры (1929–1949) физико-математического / механико-математического факультета МГУ. В 1930–1934 годах руководил знаменитыми арктическими экспедициями на ледокольных пароходах «Седов», «Сибиряков» и «Челюскин». В 1930–1932 годах – директор Всесоюзного арктического института, в 1932–1938 годах – начальник Главного управления Северного морского пути (ГУСМП). С 28 февраля 1939 года по 24 марта 1942 года был вице-президентом АН СССР. Разрабатывал космогоническую гипотезу образования тел Солнечной системы в результате конденсации околосолнечного газово-пылевого облака. Труды по высшей алгебре (теории групп). Внёс вклад в изучение северных полярных территорий. В 1932 был начальником экспедиции на пароходе ледокольного типа «Сибиряков», совершившей первое в истории плавание по Северному морскому пути за одну навигацию. Был инициатором создания академического института геофизики.

Дарси, Анри Филибер Гаспар (фр. Henry Philibert Gaspard Darcy, 10 июня 1803, Дижон, – 2 января 1858, Париж) – французский инженер-гидравлик, обосновавший закон Дарси (1856), связывающий скорость фильтрации жидкости в пористой среде с градиентом давления. Именем Дарси названа единица измерения проницаемости пористой среды. Под руководством Дарси в г. Дижоне была создана первая в Европе система городских очистных сооружений с различными фильтрационными засыпками. Это настолько изменило город в лучшую сторону, что уже на следующий день после смерти Дарси от пневмонии главной площади города было присвоено его имя. Получил известность сначала постройкой образцового водопровода в своем родном городе Дижон, за что в честь его выбита была медаль. После 1848 г. Д. был призван в Париж на должность главного инженера гидравлических и мостовых работ. Здесь он предался начатому им еще в Дижоне изучению законов движения воды в водопроводных трубах и для этого произвел многочисленные опыты. Результаты его трудов имели большое влияние на усовершенствование науки о движении воды. Исследования эти изложены в его соч. «Recherches expérimentales relatives au mouvement de l'eau dans les tuyaux» (П., 1857). До появления этого труда Д. инженеры пользовались единственно формулами Прони, которые основаны на небольшом числе опытов и произведены большей частью над трубами диаметром не более двух дюймов. Д. доказал, в противоположность господствовавшему мнению, что диаметр трубы, как и большая или меньшая гладкость ее стенок, имеет чувствительное влияние на скорость протекающей по ней жидкости. В последнее время своей жизни Д. трудился над исследованием законов над движением воды в открытых каналах. Опыты эти дали весьма замечательные выводы относительно влияния русла на коэффициенты сопротивления движению воды. Результаты их обнародованы уже после смерти Д. его сотрудником М. Базеном в соч. «Recherches expérimentales sur le mouvement de l'eau dans les canaux découverts», изданном в Париже в 1865 г. Имя Д. связано также с усовершенствованием гидрометрической трубки.

Архангельский Андрéй Дмíтриевич (26 ноября (8 декабря) 1879 – 16 июня 1940) – русский и советский геолог, с 1929 года академик Академии наук СССР (член-корреспондент с 1925 года). В 1898 году окончил Рязанскую гимназию с золотой медалью, затем, в 1904 году, – естественно-научное отделение физико-математического факультета Московского университета. Первое исследование написал ещё студентом. После окончания университета остался работать в нём на кафедре геологии. С 1912 года стал также работать в Геологическом комитете. В 1917 году защитил докторскую диссертацию и в 1918 году утверждён в должности профессора Московского университета. А. Д. Архангельский также преподавал в Горной академии и в Межевом институте в Москве, а с 1930 до 1933 год – и в Московском геологоразведочном институте. В 1918 году А. Д. Архангельский был введён в состав Президиума Особой комиссии при Президиуме ВСНХ по изучению Курской магнитной аномалии и руководил всей геологической частью её разведки. В результате этих работ были открыты новые железорудные районы в Курской области. Далее он разрабатывал стратиграфическую схему и условия залегания фосфоритов Европейской части СССР, условия образования нефти на Северном Кавказе. Им была создана новая теория образования бокситов, которая способствовала открытию их новых месторождений на Урале, в Казахстане и Средней Азии. С 1925 по 1930 он являлся заведующим геологическим отделом и заместителем директора Государственного научно-исследовательского нефтяного института, занимался изучением вопроса об условиях образования нефтяных месторождений и за исследования нефтеносной провинции Причерноморья ему была присуждена в 1928 году премия им. В. И. Ленина. В 1929 году был избран в действительные члены Академии наук СССР. С 1931 года руководил литологическим отделом Института минералогии и геологии (ныне ВИМС – Всероссийский научно-исследовательский институт минерального сырья им. Н.М. Федоровского). В начале 1930-х годов А. Д. Архангельский по поручению Наркомпроса РСФСР приезжает в Пермь для решения вопроса о целесообразности открытия в Пермском университете геологического факультета. Ознакомившись с геологическими кафедрами, которые в числе немногих в университете были достаточно хорошо по тому времени оборудованы, их кадровым составом, условиями обучения студентов, он дал положительное заключение об открытии факультета. Оно оказалось решающим, в связи с чем факультет считает А. Д. Архангельского одним из своих основателей. С 1934 года по 1939 год А. Д. Архангельский являлся директором Геологического института АН СССР. В 1936 году – Председатель Казахстанского филиала АН СССР. В 1937 году он подписал письмо, требующее расправы с Рыковым и Бухариным. В 1939–1940 годы – начальник комплексной экспедиции Академии наук по изучению Европейской равнины СССР. Основные труды А. Д. Архангельского посвящены различным проблемам стратиграфии, литологии, тектоники, палеогеографии, учению о полезных ископаемых. Он изучал верхний мел и палеоген Поволжья, на основании изучения белемнитов им было предложено зональное расчленение верхнемеловых отложений, а по макрофауне и фораминиферам сделаны палеофациальные выводы относительно глубин, температуры и границ бассейнов сенонского времени. Им также были предложены (в 1912 году) приёмы детальных палеогеографических реконструкций и разрабо-

таны основы сравнительно-литологического метода, опирающегося на изучение современных геологических явлений. В 1927 году открыл стоянку каменного века «Чёрная Балка» (Керченский полуостров).

Баженова Ольга Константиновна (18 июня 1938 – 16 сентября 2007) – кандидат геолого-минералогических наук (1971), доктор геолого-минералогических наук (1991). Доцент (1986). Профессор кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета МГУ (1994). Ученый секретарь секции Происхождение нефти и геохимия осадочных бассейнов Научного совета РАН по проблемам нефти и газа. Член специализированных советов по защите кандидатских и докторских диссертаций при МГУ. Родилась в г. Горьком. Окончила геологический факультет МГУ (1961). Её научные интересы были связаны с геологией и геохимией нефти и газа. Исследования проводились ею как в концептуальном (теоретическом), так и в региональном аспектах. В частности, на основе комплексного использования современных методов исследования О.К. Баженовой были получены новые интересные данные по геохимии и палеогеографии майкопской кайнозойской толщи – классической нефтематеринской свиты, широко развитой в областях Тетиса. В последние годы О.К. Баженова успешно работала в области молекулярной геохимии позволяющей получать индивидуальные и типовые характеристики нефтей и различных фациальных и биоценологических групп органического вещества и коррелировать эти объекты между собой, что, в свою очередь, способствует решению прогнозных задач. Результаты её исследований нашли отражение в 4 монографиях (в соавторстве), статьях, докладах на всероссийских и международных конференциях, конгрессах – более 200 трудов О.К. Баженовой опубликовано в российской и зарубежной печати.

Баишев Булат Тагирович (1 апреля 1927, Уфа – 14.07.2012, Москва) – Главный научный сотрудник Всероссийского нефтегазового НИИ (ВНИИнефть), заместитель генерального директора по науке ООО «Petro Data Consulting». Выпускник Московского нефтяного института им. И. М. Губкина (1952), горный инженер по разработке нефтяных и газовых месторождений.

1952 – окончил Московский нефтяной институт;

с 1944 г. – работал мастером на электротехническом заводе в г. Уфе; 1952–1956 – старший инженер, старший научный сотрудник, руководитель лаборатории Уфимского НИИ нефтяной промышленности;

с 1959 г. – научный сотрудник, руководитель лаборатории;

с 1974 г. – заведующий отделом разработки нефтяных месторождений;

с 2001 г. – главный научный сотрудник ВНИИнефть;

с 1965 г. – бессменный член и эксперт Центральной комиссии по разработке нефтяных месторождений (ЦКР) Миннефтепрома, Минтопэнерго, сейчас Роснедра МПР

Руководитель и автор проектов разработки крупнейших и сложных по геологическому строению нефтяных и нефтегазовых месторождений СССР, России и зарубежных стран – Туймазинского, Ромашкинского, Самотлорского, Узеньского, Жетыбайского, Лянторского, Харьягинского, Приобского, Приразломного (на шельфе), Северная и Южная Румейла (Ирак), Западная Курна (Ирак), Гелеки (Индия) и др. Создал и разработал девять новых способов разработки нефтяных и не-

фтегазовых залежей с различными типами коллекторов, способ предотвращения образования конусов воды, способ определения флюидонасыщенности пласта, способы уменьшения добычи попутной воды, метод определения модифицированных фазовых проницаемостей для нефти и воды. Разработчик и участник внедрения отраслевой программы по повышению эффективности эксплуатации нефтяных и нефтегазовых месторождений страны гидродинамическими методами воздействия. Автор и соавтор 11 изобретений на способы разработки нефтяных и нефтегазовых залежей, 13 книг и монографий, более 130 статей.

Заслуженный деятель науки и техники Российской Федерации (1993)

Заслуженный работник Минтопэнерго России (1997)

Награждён орденом «Знак Почёта» (1966)

Почетный нефтяник (1987)

Награжден медалями:

«За трудовое отличие» (1977)

«За доблестный труд в Великой Отечественной войне 1941–1945 гг.» (1946)

«За доблестный труд. В ознаменование 100-летия со дня рождения В. И. Ленина» (1970).

Бакиров Александр Александрович (Абдулхалат Абдуллатыпович) (02.03.1908, г. Троицк Оренбургской губернии – 18.10.1986, Москва) – советский геолог нефти и газа, лауреат Ленинской премии. В 1930 г. окончил институт ускоренной подготовки при Ленинградском горном институте, в 1940 г. экстерном – Московский геологоразведочный институт имени С.Орджоникидзе, специальность «горный инженер-геолог». Послужной список:

1931–1933 гидрогеолог Союзгеолразведки ВСНХ;

1933–1935 зам. начальника, начальник отдела гидрогеологии Главного геологоразведочного управления;

1935–1953 начальник отдела Наркомтяжпрома, руководитель нефтегазовых экспедиций Миннефтепрома, зам. директора Московского филиала Всесоюзного научно-исследовательского геологоразведочного института,

1953–1959 зам. начальника геологического управления Миннефтепрома;

зав. кафедрой Академии нефтяной промышленности (1953–1959), зав. кафедрой теоретических основ поиска и разведки нефти и газа (1959–1978), профессор кафедры (1978–1986) МИНХ и ГП им. И. М. Губкина.

Кандидат (1945), затем доктор (1950) геолого-минералогических наук; профессор (1952).

Автор и соавтор 8 учебников, 17 монографий, в том числе:

«Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности палеозойских отложений Среднерусской синеклизы» (1948);

«Опыт изучения геологии кристаллического фундамента Русской платформы на основе опорного бурения» (1954);

«Теоретические основы поисков и разведки скоплений нефти и газа» (1968).

«Геологические основы прогнозирования нефтегазоносности недр» (1973);

«О закономерностях образования и критерии поисков и разведки крупных и крупнейших местоскоплений нефти и газа» (1978);

«Геологические условия формирования и размещения зон нефтегазоаккумуляции» (1981);

Лауреат Ленинской премии 1960 года – за участие в открытии Газлинского газового месторождения.

Заслуженный деятель науки и техники РСФСР (1968), Туркменской и Узбекской ССР. Заслуженный нефтяник Узбекской ССР (1965). Дважды лауреат премии имени академика И. М. Губкина – за цикл научных работ по теме «Геологические основы прогнозирования нефтегазоносности недр» (1971, 1977). Почётный нефтяник (1969).

Награждён орденами «Знак Почёта» (1948, 1961, 1976), Трудового Красного Знамени (1954), орденом Ленина (1980), медалями.

Бакиров Эрнест Александрович (23 мая 1930, Нижний Новгород – 8 марта 2010, Москва) – советский и российский учёный и государственный деятель, первый заместитель премьера правительства Москвы (1993–1996), заместитель премьера правительства Москвы (1992–1993), (1997–1999). В 1953 г. окончил Московский нефтяной институт им. И. М. Губкина. С 1956 г. в Московском нефтяном институте им. И. М. Губкина:

младший научный сотрудник, заместитель декана геологоразведочного факультета (1956–1959),

ассистент, старший преподаватель, доцент, профессор (1959–1978),

декан факультета газонефтяной геологии, геофизики и геохимии (1974–1978);

заведующий кафедрой теоретических основ поисков и разведки нефти и газа (1978–1994) МИНХ и ГП им. И. М. Губкина.

Кандидат геолого-минералогических наук (1959), доктор геолого-минералогических наук (1969); профессор (1970). Один из авторов теории моделирования природных геологических систем. Под его руководством впервые в нашей стране разработаны и широко внедрены в промышленность методы динамического воздействия на пласт с целью повышения нефтеотдачи. Председатель Специализированного совета МИНХ и ГП им. И. М. Губкина по защите докторских диссертаций (1978–1994). Академик РАЕН (1993). Член Международной академии информатизации, Международной академии топливно-энергетического комплекса, Международной гуманитарной академии, участник Государственных экспертиз, проводившихся по заданию СМ СССР и Госплана СССР. Является автором и соавтором 140 работ, в том числе 6 учебников, 7 монографий, 17 авторских свидетельств по фундаментальным и прикладным проблемам нефтяной и газовой геологии. Награжден орденами «За заслуги перед Отечеством» IV степени (1995), «Знак Почёта» (1980), другими наградами СССР и РФ. Заслуженный деятель науки РФ (1998); заслуженный деятель науки и техники Туркменистана (1980); дважды лауреат премии имени академика И. М. Губкина (1971, 1998).

Баренбаум Азарий Александрович. Кандидат физико-математических наук, ведущий научный сотрудник Института проблем нефти и газа Российской академии наук. Член Международного астрономического общества, действительный член Уральской академии геологических наук. Научные интересы связаны с решением проблем космического естествознания на стыке астрономической и геологической сферы знаний. Автор более 300 научных публикаций, в том числе, монографий "Галактоцентрическая парадигма в геологии и астрономии", Изд. 2, перераб. и доп. (М., 2010), "Галактика, Солнечная система. Земля. Соподчинен-

ные процессы и эволюция" (М., 2002). Окончил Московский институт нефтехимической и газовой промышленности (МИХ и ГП) (ныне Российский государственный университет нефти и газа) им. И.М. Губкина в 1968 году и физфак МГУ в 1972 году. С 1976 по 2001 посещал в ФИАН семинары В.Л. Гинзбурга по теоретической физике и астрофизике, во многом определившие спектр нынешних научных интересов Азария Александровича. После окончания МИХ и ГП остался в лаборатории ядерной геофизики того же института. В 1986 году защитил диссертацию по решению обратных задач нейтронных методов элементного анализа пород в скважинах. В связи с организацией Института проблем нефти и газа РАН в 1990 году переведен на работу в этот институт. Работая в ИПНГ РАН, изучал проблему происхождения нефти и газа, а также предложил согласованные решения ряда других крупных проблем космического естествознания в области геологии, космогонии и астрономии. Результаты этих исследований отражены в двух монографиях и в других его публикациях.

Бертло, Пьер Эжен Марселен (фр. Marcellin Berthelot; 25 октября 1827, Париж – 18 марта 1907, Париж) – французский физико-химик, общественный и политический деятель. Пионер исследования кинетических реакций, один из основоположников органического синтеза и термохимии, автор работ по истории науки. Член Парижской академии наук (1873) и член-корреспондент Петербургской академии наук (1876). Бертло синтезировал огромное число органических соединений, относящихся к различным классам, чем нанёс окончательное поражение представлениям о «жизненной силе». Взаимодействием глицерина и жирных кислот Бертло получил (1853– 1854 гг.) аналоги природных жиров и таким образом доказал возможность их синтеза. Попутно он установил, что глицерин – трёхатомный спирт. Принципиальное значение имел синтез этилового спирта гидратированием этилена в присутствии серной кислоты (1854 г.); до этого этиловый спирт получали только брожением сахаристых веществ. Другим направлением работ Бертло были синтезы многих простейших углеводов – метана, этилена, ацетилен, бензола, а затем на их основе – более сложных соединений. Им были заложены основы изучения терпенов. В 1867 году Бертло предложил общий метод восстановления органических соединений иодистым водородом. Свои исследования по органической химии Бертло обобщил в ряде монографий, в которых указывал, что химия не нуждается в «жизненной силе», что любое органическое соединение может быть получено при помощи материальных факторов. В 1861-63 гг. Бертло совместно с французским химиком Л. Пеан де Сен-Жилем (1832-63) опубликовал исследования скорости образования сложных эфиров из спиртов и кислот, занимающие видное место в истории кинетики химической. Бертло принадлежит почётное место среди основоположников термохимии. Он провёл обширные калориметрические исследования, приведшие, в частности, к изобретению в 1881 году калориметрической бомбы, ввёл понятия "экзотермической и эндотермической реакций". Бертло исследовал действие взрывчатых веществ: температуру взрыва, скорости сгорания и распространения взрывной волны и др. Он выяснил значение углерода, водорода, азота и др. элементов в растениях и высказал предположение о возможности фиксации свободного азота почвой, населённой микроорганизмами и не покрытой растительностью.

В 1885 г. вышел труд Бертло «Происхождение алхимии». В 1887-93 гг. Бертло опубликовал собрания древнегреческих, западноевропейских (лат.), сирийских и арабских алхимических рукописей с переводами, комментариями и критикой. Бертло принадлежит книга «Революция в химии. Лавуазье» (1890 г.). С Бертло поддерживал тесные связи А.М. Бутлеров, встречались Д.И. Менделеев, В.Ф. Лугинин, П.Д. Хрушев, В.В. Марковников и другие русские химики; некоторые из них подолгу работали в его лаборатории. С 1876 г. занимался вопросами просвещения – генеральный инспектор высшего образования, в 1886-87 гг. министр народного просвещения. В 1870 г., во время осады немцами Парижа, Бертло возглавлял Учёный комитет защиты Парижа, который проделал огромную работу по изысканию взрывчатых веществ, отливке дальнобойных орудий, подготовке средств обороны города.

Брод Игнатий Осипович (1902 – 1962) – геолог-нефтяник, популяризатор науки. Первооткрыватель ряда нефтяных месторождений. С 1920 года учится в Саратовском университете. В 1921 году переводится в ЛГИ, а в 1928 году успешно заканчивает обучение в ЛГИ. В 1926–1933 годах проводит детальное геологическое изучение основных нефтеносных и перспективных площадей Дагестана (по поручению Геолкома и Нефтяного геологоразведочного института), составив план ввода площадей в разведку.

В 1933 году был назначен управляющим Грознефтегазразведки. Затем работает главным геологом Грознефтекомбината. Педагогическую деятельность начинает ещё в 1928 году в должности ассистента в ЛГИ. Активно занимался популяризацией учения о геологии месторождений нефти и газа, принимал участие в организации и развитии профилирующих кафедр ведущих вузов страны. В 1945 году Брод И. О. защитил докторскую диссертацию на тему «Залежи нефти и газа. Условия формирования и классификация залежей». Опубликовано более 300 его научных работ. Игнатий Осипович Брод – создатель учения о нефтегазоносных бассейнах, разработал классификацию скоплений нефти и газа, используемую в России и в настоящее время. Участвовал в открытии ряда месторождений нефти и газа.

Бурлин Юрий Константинович родился 12 октября 1931 г. в г. Ленинграде. Окончил геологический факультет МГУ (1954). Кандидат геолого-минералогических наук (1959), доктор геолого-минералогических наук (1977). Профессор кафедры геологии и геохимии геологического факультета МГУ (1978). Зам. председателя Межведомственного литологического комитета, председатель совета МГУ по проблемам Мирового океана. Член специализированных советов при МГУ, Геологическом институте РАН (1987) и Институте геологии и разработки горючих ископаемых Минтопэнергопрома и РАН (1988). Награжден орденом Знак Почета (1970). Область научных интересов: изучение осадочных нефтегазоносных формаций на континентальных окраинах. Им были выделены, исследованы и охарактеризованы нефтегазоносные бассейны, такие как Анадырский и Хатырский. Участвовал в составлении программ геологоразведочных работ по данным бассейнам, открывших 4 нефтяных и газовых месторождений. Установил связь нефтегазообразования со стадийностью процессов трансформации активных окраин. Показал принципиальное различие в нефтеобразовании на активных и пассивных окраинах, а также что повышенная контрастность тектогенеза

активных окраин определяет резкую дифференцию условий литогенеза и, соответственно, нефтеобразования и нефтенакпления. Дифференцированный подход к формациям различного типа повышает достоверность прогноза нефти и газа. В результате исследований были выделены новые нефтегазоносные комплексы и установлены условия их продуктивности, в т.ч. в районах Дальнего Востока. Впервые было обращено внимание на то, что по своим нефтематеринским свойствам и нефтесодержащим возможностям подобные породы занимают особое место и в определенных фациальных условиях они являются первично сингенетично нефтеносными. Развитие таких толщ на активных окраинах выдвигает их как особый поисковый объект. Тема кандидатской диссертации: Нижнемеловые отложения Северо-Западного Кавказа и Западного Предкавказья и их нефтегазоносность. В диссертации рассматривались условия формирования отложений, в которых были открыты крупные месторождения газа. Тема докторской диссертации: Нефтеобразование в геосинклинальных осадочных формациях кайнозоя в Тихоокеанском поясе. В работе рассматривались принципиально новые вопросы о перспективах нефтегазоносности кайнозойских толщ в ранее неизученных или плохо изученных бассейнах на основе сопоставления большого материала по Тихоокеанскому поясу и собственных оригинальных разработок.

Вассоевич Николай Брониславович (17 марта 1902, Ростов-на-Дону – 24 ноября 1981, Москва) – геолог, член-корреспондент АН СССР (1970), доктор геолого-минералогических наук (1945), профессор (1947). Родился в семье служащего. Окончил реальное училище во Владикавказе, в 1918 г. поступил в Первый владикавказский советский политехнический институт, в 1922 г. перевелся на 3-й курс Петроградского горного института, который окончил в 1924 г. по специальности «горный инженер».

Работал:

– геолог, начальник геолого-съёмочной партии в нефтяной секции Геологического комитета (Ленинград, 1928–1933), зав. бюро полевых разведок треста «Грузнефть» (Тбилиси, 1933–1935), ст. геолог «Азнефтьразведка» в Баку (1935–1937), зав. лабораторией стратиграфии и литологии Аз НИИ (1937–1939), ст. научный сотрудник Арктического института в Ленинграде (1939–1940), начальник партии, экспедиции ВНИГРИ (1940–1956). В годы Великой Отечественной войны проводил исследования в Чкаловской и Куйбышевской областях, а также в Фергане; – руководитель тематических работ по генезису нефти в Сахалинском отделении ВНИГРИ (1956–1960), начальник отдела проблемных исследований ВНИГРИ (1960–1963), зав. кафедрой геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета МГУ (1963–1981). Читал курсы «Теоретические основы учения о генезисе нефти и газа», «Литология», «Нефтегенерирующие толщи», «Логика научного познания».

Лауреат премии им. И. М. Губкина АН СССР (1977). Награжден орденами «Знак Почёта» (1952), Ленина (1972), Трудового Красного Знамени (1975), медалями. Разработал методику изучения флишевых отложений и молассовых конгломератов. Развил идеи о главной зоне и главной фазе нефтеобразования, которые позволили обосновать современную теорию нефтеобразования, названную Вассоевич осадочно-миграционной. Обосновал выделение научного направления – органи-

ческой геохимии. Занимался разработкой понятийно-терминологических вопросов в области геологии.

Вебер Валериан Николаевич – (14 сентября 1871, Петербург – 20 января 1940, Ленинград), российский геолог и палеонтолог. Окончил горный институт в Петербурге в 1897. С 1920 профессор Ленинградского горного института. В 1900-1940 г.г. работал в Геологическом комитете (позднее Всесоюзный научно-исследовательский геологоразведочный институт). Основные работы посвящены изучению геологического строения и полезных ископаемых Средней Азии. В. открыл месторождения угля, нефти, свинца, мышьяка и др. В 1925 вместе с учениками составил геологическую карту горного Туркестана. Большое значение имеет монография В., посвященная острову Челекен. Автор крупных работ по палеонтологии трилобитов. В. известен также своими работами по сейсмологии; им изучены Ахалкалакское, Шемахинское и Андижанское землетрясения. В. впервые в СССР опубликовал курс «Полевой геологии» (1923). Является автором крупных работ по палеонтологии трилобитов.

В 1920 г. В.Н. Вебер начал читать в Горном институте практический курс «Полевая геология». Учебник был издан в 1923 г., вышел вторым изданием в 1937 г. Три издания выдержал переработанный учебник «Методы геологической съемки» (1932, 1934, 1937).

Вернадский Владимир Иванович (28 февраля (12 марта) 1863, Санкт-Петербург, Российская империя – 6 января 1945, Москва, СССР) – русский и советский учёный естествоиспытатель, мыслитель и общественный деятель конца XIX века и первой половины XX века. Академик Санкт-Петербургской академии наук, Российской академии наук, Академии наук СССР, один из основателей и первый президент Украинской академии наук. Создатель научных школ. Один из представителей русского космизма; создатель науки биогеохимии.

В круг его интересов входили многие науки: геология, почвоведение, кристаллография, минералогия, геохимия, радиogeология, биология, палеонтология, биогеохимия, метеоритика, философия и история. Кроме того, он занимался организаторской научной и общественной деятельностью. Лауреат Сталинской премии первой степени (1943).

Из 416 опубликованных трудов 100 посвящено минералогии, 70 – биогеохимии, 50 – геохимии, 43 – истории наук, 37 – организационным вопросам, 29 – кристаллографии, 21 – радиogeологии, 14 – почвоведению, остальные – разным проблемам науки. Общей характерной чертой исследований ученого является фундаментальность. Поэтому его труды и идеи не потеряли актуальности и практического значения и в наши дни.

Более 20 лет, с 1890 по 1911 год Вернадский преподавал в Московском университете, где складывались его научные интересы.

Вернадский создал новую минералогию с генетическими основами, внес в нее дух динамизма. Получив кафедру Московского университета, Вернадский разделил кристаллографию и минералогию, считая, что первая опирается на физику и математику, а вторая – является химией земной коры и связана с геологией. За время работы В.И. Вернадского в Московском университете были составлены каталоги, а коллекция минералов кабинета увеличилась почти вдвое и стала одной

из лучших в России. Кабинет постепенно вырос в научный институт, снабженный современным оборудованием. Особое место в творчестве Вернадского занимала проблема алюмосиликатов, в исследовании которых он достиг огромных успехов. Из генетической минералогии зародилась новая наука – геохимия, основателем которой общепризнан В.И. Вернадский. Сам термин «геохимия» был предложен швейцарским химиком Ф. Шенбейном еще в 1838 г., но Вернадский придал этому термину новый смысл. Годы зарождения геохимии – 1908–1911 гг.

Радиогеология – одна из самых молодых геологических наук, которая появилась в начале 20 века и получила развитие во многих странах мира. В.И.Вернадского считают создателем радиогеологии как самостоятельного научного направления. Проблемами радиоактивности Вернадский занимался с 1908 г и на протяжении всей жизни. Владимир Иванович делал доклады, организовывал экспедиции на поиски радиоактивных минералов на Кавказ и в Среднюю Азию. Открытие радиоактивных руд в Фергане, поиски на Урале и в Забайкалье позволили создать собственную сырьевую базу. По инициативе В.И. Вернадского январе 1922 г. в Петербурге был создан Радиевый институт. Уже в 1935 г ученый писал: «Сейчас можно и нужно говорить о новой созидающей науке – радиогеологии, науке о радиоактивных свойствах нашей планеты, о происходящих в ней, ей свойственных, особых радиоактивных явлениях. Эта новая отрасль знания находится в быстром становлении и должна быть сейчас освоена и продумана и теоретически и практически...». В 1940 году в связи с обращением академиков В.И. Вернадского, А.Е. Ферсмана, В.Г. Хлопина в Президиум АН СССР была создана Комиссия по урану.

В 1915 г. по инициативе Вернадского была создана Комиссия по изучению естественных производительных сил России (КЕПС), проработавшая до 1930-го года. Комиссия объединила крупнейших ученых: геологов, химиков, экономистов. Впервые были открыты бокситы (Тихвинское месторождение), дана оценка железных руд Урала, исследованы фосфориты Центральной России и т.д.

Войтович Евгений Дмитриевич (29.5.1931, Украинская ССР, Запорожская область, г. Бердянск) – Нефтяник-геолог, кандидат геолого-минералогических наук (1969). После окончания Львовского политехнического института (1954), работал в акционерном обществе «Татнефть» в управлении геологоразведки: 1965-70 гг. начальник отдела геологии, 1970-86 главный геолог, ведущий геолог до 1993.

Изучал закономерности и условий формирования месторождений нефти в Татарстане. Способствовал открытию порядка 100 месторождений нефти, а в 1992-94 научный руководитель тематических исследований битумов в Татарстане. Автор большого количества научных публикаций.

Высоцкий Игорь Владимирович Член Научного совета РАН по проблемам геологии и геохимии нефти и газа. Член специализированного совета при МГУ. Научный редактор реферативного журнала «Месторождения горючих полезных ископаемых», член редколлегии журналов Геология, Геология нефти и газа. Был заместителем председателя секции геологии нефти и газа НМС по высшему образованию Минвуза СССР, членом экспертного совета Мингео СССР и Госплана СССР. Лауреат Государственной премии СССР (1949). Награжден орденом Знак Почета (1947), медалью За доблестный труд в Великой Отечественной войне

1941-1945 гг. (1945). Лауреат премии им. М.В. Ломоносова за педагогическую деятельность (1995). Удостоен званий Заслуженный геолог РСФСР (1973), Заслуженный профессор МГУ (1993). Область научных интересов: после окончания институтов в течение 20 лет работал в производственных организациях, ведущих нефтегазопоскоковые и научные исследования в районах Восточной Сибири, Западного Казахстана, центральных и южных районах Европейской части СССР, прошел путь от рядового геолога до управляющего Всесоюзным трестом по поискам газовых месторождений. За открытие первого газового месторождения в Сталинградской области был отмечен Государственной премией. Кандидатская диссертация посвящена условиям формирования нефтяных месторождений в области развития соляной тектоники Прикаспийской впадины. В 1949 г. был направлен на работу в Румынию, где возглавил трест по поискам нефтяных и газовых месторождений, затем до конца 1954 г. был главным геологом Советско-румынского нефтяного объединения. В 1954 г. опубликовал первую в мире монографию, специально посвященную геологии природного газа, в которой были рассмотрены закономерности взаимного размещения нефтяных и газовых месторождений, условия формирования газовых месторождений и др. В 1955-1961 гг. возглавлял экспедиции по геологическому изучению и оценке перспектив нефтегазоносности ряда территорий, в т.ч. Закавказья, Степного Крыма, Восточной Сибири, Дальнего Востока. Находясь в Румынии, Польше, Чехословакии занимался изучением геологии и нефтегазоносности стран Карпатско-Балканской складчатой области. Занимался проблемой вертикальной зональности в образовании нефти и газа, заложившей основу для представлений, о так называемой, главной зоне нефтеобразования. Вместе с сотрудниками кафедры занимается разработкой основ методов оценки перспектив нефтегазоносности, в т.ч. и докембрийских отложений, а также методов нефтегазогеологического районирования. Докторская диссертация посвящена условиям формирования месторождений нефти и газа в складчатых областях. Материалы диссертации были опубликованы в виде монографии «Формирование нефтяных и газовых месторождений в складчатых областях»

Гаттенбергер Юрий Петрович д. г.-м. н., профессор. Родился 28 января 1932 г. После окончания в 1955 г. Московского нефтяного института им. акад. И.М. Губкина работал на нефтяных промыслах Башкирии, в 1963 г. возглавил лабораторию гидрогеологии института ВНИИнефть (ныне Всероссийский нефтегазовый научно-исследовательский институт им. акад. А.П. Крылова), где проработал до 1990 г. В 1990–1995 гг. работал в Совместном предприятии «Вьетсовпетро» во Вьетнаме, а с 1995 г. по 2002 г. – в Малайзийской нефтяной компании «Петронас», где проводил геологические исследования морских нефтяных месторождений в пределах лицензионных участков на шельфе Вьетнама, Малайзии и Туркменистана. С 2003 г. – главный научный сотрудник ВНИИнефть.

Основные направления исследований – нефтепромысловая гидрогеология и геология, поиски подземных вод для закачки в нефтяные горизонты при разработке нефтяных месторождений и охрана геологической среды от негативного воздействия техногенных изменений недр нефтяных месторождений. Показал эффективность комплексирования гидрогеологических методов исследований, включая гидрохимические, геотермические и гидродинамические, для контроля за раз-

работкой нефтяных месторождений. Впервые обосновал возможность широкого использования подземных вод для разработки с заводнением многих нефтяных месторождений Западной Сибири и месторождения Узень в Западном Казахстане. Исследовал влияние гидродинамической обстановки водонапорных систем на залежи углеводородов, предложил классификацию гидродинамических барьеров и ловушек. Доказал влияние изменений плотности нефти на положение водонефтяного контакта и смещение залежей и вывел формулу для количественной оценки такого смещения.

Губкин Иван Михайлович – советский геолог, основоположник советской нефтяной геологии, академик Академии Наук СССР (1929). Член КПСС с 1921. Член ЦИК СССР в 1935-37. Депутат Верховного Совета СССР в 1937-39. После окончания Петербургского горного института (1910) работал в Геологическом комитете (в 1923-28 заместитель директора и директор Московского отделения Геологического комитета). В 1917-18 командирован в США для изучения нефтяной промышленности.

По предложению В. И. Ленина введён в состав Главного нефтяного комитета (1918), руководитель Главсланца (с 1919), председатель Совета нефтяной промышленности (1920), председатель Особой комиссии по исследованиям КМА (1920-25), член Госплана СССР (1921-29). С 1920 в Московской горной академии (в 1922-30 ректор), основатель и директор Государственного исследовательского нефтяного института (ГИНИ), реорганизованного (1934) в Институт горючих ископаемых (ИГИ) Академии Наук СССР (1924-39), организатор и ректор Московского нефтяного института (ныне РГУ) в 1930-39. Председатель Совета по изучению производительных сил Академии Наук СССР в 1930-36 г.г., начальник геологоразведочного управления ВСНХ с 1931, вице-президент Академии Наук СССР в 1936-1939, председатель Азербайджанского филиала Академии Наук СССР (1937). Губкин разработал теорию грязевого вулканизма, установил генетическую связь между грязевым вулканизмом, диапиризмом и месторождениями нефти в пределах Кавказской геосинклинальной области. Открыл впервые в мире литологическую залежь нефти, названную "рукавообразной" (в Майкопском районе Краснодарского края).

Губкин руководил геологическими исследованиями восточных районов Русской платформы и раскрыл перспективы Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Результаты исследования опубликованы в посмертном труде "Урало-Волжская нефтегазоносная область" (1940). В 1932 дал научно обоснованный прогноз нефтегазоносности мезозойских отложений Западносибирской низменности. Премия имени В. И. Ленина (1929). Именем Губкина названы город и район в Белгородской области, поселок в Азербайджанской ССР, банка в Каспийском море, рудник на территории КМА, газонефтяные месторождения в Западной Сибири, Институт геологии Академии Наук Азербайджанской ССР, МИНХиГП, Геофизическое исследовательское судно Министерства геологии СССР, Всесоюзное научно-техническое общество нефтяной и газовой промышленности. В 1949 Академией Наук СССР учреждена премия им. И. М. Губкина (присуждается 1 раз в 3 года).

Добрянский Александр Флавианович (26 августа 1889 года в г.Вильно – 31 января 1965 года) – советский химик-органик и геохимик-нефтяник, доктор хими-

ческих наук, профессор, член-корреспондент АН ЭССР. Окончил физико-математического факультет по группе химии Петербургского университета, ученик Алексея Евграфовича Фаворского. С 1927 по 1954 годы был доцентом Ленинградского химико-технологического института. 17 июня 1951 года был избран членом-корреспондентом АН ЭССР. С 1954 года и до конца жизни был профессором Ленинградского государственного университета. В 1915 году впервые на территории России Александром Флавиановичем были выделены из газов, получающихся при пиролизе нефти, изопропиловый и бутиловый спирты. В 1948 году химиком была разработана генетическая классификация нефти, основанная на представлениях о ее составе как о функции превращения.

Автор 17 монографий, 140 научных работ и ряда авторских свидетельств.

Ерёменко Николай Андреевич (22 июня 1918, Карандеевка, Тамбовская губерния – 2000) – учёный, доктор геолого-минералогических наук, заслуженный деятель нефтяной и газовой промышленности СССР. В 1970–1981 директор Института геологии и разработки горючих ископаемых (ИГиРГИ) РАН.

В 1940 г. он окончил геологический факультет МНИ им. И.М. Губкина. В 1951 г. ему была присуждена ученая степень кандидата, а в 1962 г. – доктора геолого-минералогических наук и присвоено звание профессора. Научная деятельность Николая Андреевича широка и многогранна. Она посвящена различным вопросам теории и практики геологии нефти и газа. Многие его работы переведены и изданы в других странах. Н.А.Еременко проведены глубокие исследования вопросов генезиса нефти и газа, условий формирования, закономерностей размещения и методики прогнозирования нефтяных и газовых месторождений. Работы по изучению стабильных изотопов в нефтях, газах и битумах явились основополагающими и послужили началом для развития этих исследований в стране и использовании их при оценке перспектив нефтегазоносности и раздельном прогнозировании месторождений нефти и газа. Им впервые совместно с С.П.Максимовым и А.А. Жуховицким было обращено внимание на роль свободных радикалов в процессе генезиса нефти. Н.А. Еременко разработал теоретические основы процессов формирования залежей и их классификации, базирующиеся на принципах использования внутренней энергии углеводородов и взаимосвязи геологических, физических и химических условий в недрах. В последние годы Н.А. Еременко большое внимание уделял влиянию гидродинамики и гидрохимии на процессы формирования и сохранения залежей, в том числе в замкнутых пластах при наличии АВПД. В течение всей своей научной деятельности Н.А. Еременко критически подходил к известным основным положениям нефтяной геологии, что позволило ему совершенно по-новому рассматривать основные закономерности формирования углеводородных скоплений, принципы нефтегазогеологического районирования, оценку ресурсов УВ в земной коре, критерии оценки перспектив нефтегазоносности. В своих работах он впервые отметил роль не только теплового, но и гравитационного поля Земли в процессах нефтеобразования и нефтегазонакопления, а также влияния напряженного состояния нефтематеринских пород на первичную миграцию УВ и на начало вторичной, считая его основной причиной этих процессов.

Зелинский Николай Дмитриевич (1861–1953) – русский и советский химик-органик, создатель научной школы, один из основоположников органического катализа и нефтехимии. Наиболее известен как изобретатель первого эффективного противогАЗа.

Научная деятельность Зелинского весьма разносторонняя: широко известны его работы по химии тиофена, стереохимии органических двуосновных кислот. Летом 1891 года Зелинский участвовал в экспедиции по обследованию вод Чёрного моря и Одесских лиманов на канонерской лодке «Запорожец», где впервые доказал, что содержащийся в воде сероводород – бактериального происхождения. В период жизни и работы в Одессе Николай Дмитриевич написал 40 научных работ. Также его работы посвящены и электропроводности в неводных растворах, по химии аминокислот, но главнейшие его работы относятся к химии углеводородов и органическому катализу. В 1895–1907 годах впервые синтезировал ряд циклопентановых и циклогексановых углеводородов, послуживших эталонами для изучения химического состава нефтяных фракций. Уже в 1911 году осуществил гладкую дегидрогенизацию циклогексана и его гомологов в ароматические углеводороды в присутствии платинового и палладиевого катализаторов; широко использовал эту реакцию для установления содержания циклогексановых углеводородов в бензиновых и керосиновых фракциях нефти (1920–1930), а также как промышленный метод получения ароматических углеводородов из нефти. Эти исследования Зелинского лежат в основе современных процессов каталитического риформинга нефтяных фракций. Последующие исследования в этой области привели Зелинского и его учеников к открытию (1934) реакции гидрогенолиза циклопентановых углеводородов с превращением их в алканы в присутствии платинированного угля и избытка водорода. В 1915 году Зелинский успешно использовал окисные катализаторы при крекинге нефти, что привело к снижению температуры процесса и к увеличению выхода ароматических углеводородов. В 1918–1919 годах Зелинский разработал метод получения бензина крекингом солярового масла и нефти в присутствии хлористого и бромистого алюминия; реализация этого метода в промышленном масштабе сыграла важную роль в обеспечении бензином Советского государства. Зелинский улучшил реакцию каталитического уплотнения ацетилена в бензол предложив использовать в качестве катализатора активированный уголь. Зелинский и его ученики изучили также дегидрогенизацию парафинов и олефинов в присутствии окисных катализаторов. Являясь сторонником теории органического происхождения нефти, Зелинский провёл ряд исследований, чтобы связать её генезис с сапропелями, горючими сланцами и другими природными и синтетическими органическими веществами. Зелинским и его учениками доказано промежуточное образование метиленовых радикалов во многих гетерогенно-каталитических реакциях: при распаде циклогексана, при синтезе углеводородов из окиси углерода и водорода на кобальтовом катализаторе, в открытых им реакциях гидроконденсации олефинов с окисью углерода и гидрополимеризации олефинов в присутствии малых количеств окиси углерода. Особое место занимают работы Зелинского по адсорбции и по созданию угольного противогАЗа (1915), принятого на вооружение во время Первой мировой войны в русской и союзнических армиях.

Калицкий Казимир Петрович (1873–1941) – русский советский геолог-нефтяник, профессор. Один из крупнейших специалистов по геологии нефтяных месторождений Поволжья, Дагестана, Грозненского района, Апшеронского полуострова, Туркмении. В 1899 году окончил Петербургский горный институт. С 1901 по 1929 работал в Геологическом комитете, а после его реорганизации в Нефтяном геолого-разведочном институте (ВНИГРИ ГГРУ). Обосновал гипотезу генезиса нефти на месте её залегания. Автор курса «Геология нефти», который он вёл в Горном институте, и одного из первых учебников по геологии нефти, изданного в 1921 году. Посмертно изданы его «Научные основы поисков нефти» (1944).

Кропоткин Пётр Николаевич (11 [24] ноября 1910, Москва – 17 января 1996, Москва) – русский геолог и геофизик, доктор геолого-минералогических наук, член-корреспондент АН СССР (1966), академик РАН (1992). Представитель княжеского рода Кропоткиных. В 1932 году окончил Московский геологоразведочный институт им. С. Орджоникидзе. С 1929 проводил изыскания на Урале, с 1936 работал в Геологическом институте АН СССР. С 1959 года заведовал тектоно-геофизической лабораторией Геологического института АН СССР. Труды учёного посвящены тектоногеографии. П. Н. Кропоткин является одним из создателей современной теории мобилизма литосферных плит. Научные исследования П.Н. Кропоткина были направлены на решение вопросов геологии и геофизики, петрологии и космологии. Важное значение имеют его труды по региональной геологии, тектонике и металлогении Сибири, Дальнего Востока и Казахстана. Он одним из первых оценил возможности использования палеомагнитных данных для построения глобальных палеогеографических реконструкций, на примере различных регионов мира показал перемещение крупных блоков земной коры на многие тысячи километров. Рассмотрел и обосновал роль глубинных разломов в процессе дегазации Земли. Участвовал в организации и работе многих международных конференций и симпозиумов. Имя и научные труды его известны во многих странах мира. Был награждён орденом Красной Звезды и медалями. В 1978 году П. Н. Кропоткин был избран вице-президентом старейшей в России общественно-научной организации – Московского общества испытателей природы, где многие годы возглавлял подсекцию геофизики.

Кудрявцев Николай Александрович (21 октября 1893, г. Опочка, Псковская область – 12 декабря 1971, Ленинград) – советский геолог, нефтехимик, профессор, доктор геолого-минералогических наук, основной автор гипотезы абиогенного происхождения нефти, популярной в Советском Союзе. Согласно теории Кудрявцева, нефть и другие ископаемые углеводороды образуются из небиологических источников углерода и водорода, расположенных в глубине земной коры и мантии. Николай Кудрявцев провел ряд региональных геологических исследований, в результате которых были открыты крупные месторождения нефти в Грозненском районе Чечни, в Центральной Азии, в Тимано-Печерах и в некоторых других районах СССР. Он возглавлял нефтяные разведывательные работы в Грузии. В 1947 году Кудрявцев составил программу освоения основных разведочных скважин Западной Сибири, что стало началом новой эры в России – эры нефти и газодобычи. Первый, разведанный Кудрявцевым, западносибирский нефтяной фонтан забил возле поселка городского типа Берёзово (Ханты-Мансийский АО)

в 1953 году. В 1951 году в статье "Против органической гипотезы происхождения нефти" (опубликовано в журнале Нефтяное хозяйство. 1951, №9, с. 3-8) Кудрявцев заложил основы абиогенной теории происхождения нефти, ставшей популярной в советской, а затем в российской и украинской науке. Однако, крупнейшие нефтяные залежи волжского и уральского регионов были открыты до популяризации гипотезы; предсказания абиогенных теорий Кудрявцева и его последователей были слишком абстрактными и расплывчатыми, чтобы помочь в открытии новых залежей.

Менделеев Дмитрий Иванович (8 февраля 1834, г. Тобольск – 2 февраля 1907, г. Санкт-Петербург) – русский учёный-энциклопедист, общественный деятель. Химик, физикохимик, физик, метролог, экономист, технолог, геолог, метеоролог, педагог, воздухоплаватель, приборостроитель. Профессор Санкт-Петербургского университета; член-корреспондент по разряду «физический» Императорской Санкт-Петербургской Академии наук. Среди наиболее известных открытий – периодический закон химических элементов, один из фундаментальных законов мироздания, неотъемлемый для всего естествознания. Менделеев – автор трудов по химии, химической технологии, физике, метрологии, воздухоплаванию, метеорологии и др. Кроме того, Менделеев исследовал химический состав минералов. Изучал работу Бакинских нефтепромыслов, был инициатором устройства нефтепроводов и разностороннего использования нефти как химического сырья. Менделеев разработал принцип непрерывной дробной перегонки нефти. Предложил гипотезу неорганического происхождения нефти из карбидов тяжёлых металлов. В связи с изучением Донецкого угольного бассейна намечил перспективы развития каменноугольной промышленности, впервые высказал идею подземной газификации углей (1888). Намечил основы создания и размещения горной промышленности в России, отмечал возможность использования бедных железных руд и необходимость разработки хромовых и марганцевых руд на Урале и Кавказе.

Михайловский Николай Константинович (1903–1965) – геолог-нефтяник. В 1935 году окончил Московский нефтяной институт имени И.М. Губкина. Место работы: с 1931 по 1945 годы работал на предприятиях нефтяной промышленности в Средней Азии и Якутии, в 1945–1953 годах – начальник геологического отдела треста «Туймазанефть», в 1953–1965 годах – заведующий лабораторией Всероссийского НИИ нефти в Москве.

Михайловский Николай Константинович участвовал в освоении законтурного заводнения Туймазинского нефтяного месторождения, научными исследованиями по расчленению и корреляции разрезов продуктивных девонских горизонтов. Научно-производственная деятельность связана с нефтяной геологией. Под руководством М. на Туймазинском месторождении нефти внедрено законтурное заводнение, впервые разработана технология строительства нагнетательных скважин, исследованы продуктивные пласты девона.

Намёткин Сергей Семёнович – советский химик-органик. Родился в Казани. Окончил Московский университет (1902); работал там же. Ученик Н. Д. Зелинского. С 1912 г. профессор московских Высших женских курсов; в 1918-1930 гг. профессор 2-го Московского университета (в 1919-1924 ректор), в 1930-1938 гг. профессор Московского института тонкой химической технологии, с 1938 г. про-

фессор МГУ. С 1948 г. директор института нефти АН СССР. Академик АН СССР (1939; член-корреспондент 1932).

Основные работы посвящены теоретической химии углеводородов и нефтехимии. Установил (1911-1916) строение ряда бициклических углеводородов. Открыл (1925, совместно с Л. Я. Брюсовой) камфеновую перегруппировку 2-го рода (перегруппировка Намёткина). Занимался научными и практическими вопросами, нефтехимии. Открыл (1936) реакцию каталитической гидрополимеризации непредельных углеводородов. Разработал методы определения непредельных углеводородов в нефтепродуктах, способы обессеривания нефти, ряд методов нефтехимического синтеза, в т.ч. метод прямого окисления углеводородов до спиртов и альдегидов. Выполнил исследования в области синтеза мощных средств, душистых веществ и стимуляторов роста растений. С 1927 г. первым в России читал систематический курс химии нефти, на основе которого написал двухтомную монографию «Химия нефти» (1932-1935).

Оленин Владимир Борисович (18.11.1923, Москва – 10.02.1982, Москва) – геолог-нефтяник, доктор геолого-минералогических наук (1974), профессор кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета МГУ (1978), член советов по защите докторских и кандидатских диссертаций при геологическом факультете МГУ. Родился в семье служащих. В 1944 г. поступил на геологический факультет МГУ и в 1949 г. с отличием окончил его по кафедре геологии и геохимии горючих ископаемых и был оставлен в аспирантуре. В 1952 г. защитил кандидатскую диссертацию по нефтегазоносности нижнемеловых отложений Дагестана. С 1953 г. – ассистент, с 1957 г. – доцент, а с 1978 г. – профессор той же кафедры. Являлся учеником и последователем проф. И. О. Брода. В 1974 г. защитил докторскую диссертацию на тему "Нефтегеологическое районирование по генетическому принципу". Опубликовал около 80 научных работ, посвященных учению о нефтегазоносных бассейнах, выяснению закономерностей распределения скоплений углеводородов в разрезах осадочных пород. Развивал генетическое Направление нефтегеологического районирования территорий; совместно с И.В. Высоцким ввел представление о вертикальной зональности размещения залежей нефти и газа. Принимал участие в составлении ряда крупных монографий, учебников и справочников по нефтяным и газовым месторождениям мира; внес вклад в изучение геологического строения, развития и нефтегазоносности Дагестана, Западной Грузии, Дальнего Востока, Якутии, ряда акваторий страны; работал по изучению нефтегазоносности осадочных бассейнов зарубежных стран. В Московском университете читал курсы "Геология нефти и газа", "Нефтегазоносные бассейны зарубежных стран", "Горная геометрия с основами структурной геологии", "Основы геологии горючих ископаемых".

Порфирьев Владимир Борисович украинский геолог, академик АН Украинской ССР (с 1957). Окончил Ленинградский горный институт (1926). В 1925-1938 гг. работал в Геологическом комитете (Впоследствии Всесоюзный научно-исследовательский институт), одновременно с 1929 г. – в Нефтяном научно-исследовательском институте в Ленинграде, с 1938 г. – в Институте геологии и геохимии горючих ископаемых АН Украинской ССР, с 1963 г. – в Институте геологических наук АН Украинской ССР (в 1963-1968 гг. – директор). Преподавал в Киевском

(1939-1945), Львовском университетах и Львовском политехническом институте (1945-1963). Изучал нефтеносные районы Средней Азии, затем Украины. Разрабатывал проблему генезиса нефти. Автор новой теории неорганического происхождения нефти и теории происхождения озокерита. Занимался вопросами геохимии нефти, ее миграции, геохимии озокерита, природы и метаморфозами твердых горючих ископаемых. Изучая твердые горючие ископаемые, их происхождение, метаморфизм, разработал общую теорию образования разных видов ископаемых разных видов ископаемых углей, дал обоснование практического использования мелниновых сланцев.

Пуазейль Жан Луи Мари, в отечественной научной литературе и устной речи часто Пуазейль, иногда Пуазей (фр. J. L. Poiseuille) – французский врач и физик. В 1842 году стал членом Французской медицинской академии. Он занимался вопросами кровообращения и дыхания животных и людей. В 1828 году впервые применил для измерения артериального давления животных ртутный манометр. Исследование проблем кровообращения привело Пуазейля к гидравлическим исследованиям. В 1840–41 году экспериментально установил закон истечения жидкости через тонкую цилиндрическую трубку, который впервые был сформулирован в 1839 году Готтхильфом Хагеном. Впоследствии данный тип ламинарного течения стал называться его именем (см. Течение Пуазейля). Именем Пуазейля названа также единица динамической вязкости (пуаз).

Соколов Борис Александрович (30 декабря 1930 г., г. Москве – 12 января 2004 года)

Окончил геологический факультет МГУ (1954). Кандидат геолого-минералогических наук (1962), доктор геолого-минералогических наук (1978). Профессор (1980). Заведующий кафедрой геологии и геохимии горючих ископаемых, декан геологического факультета МГУ (1992). Область научных интересов: стратиграфия, литология, фациальный и формационный анализ, тектоника, история геологического развития, геологии и геохимии нефти и газа, методика поисков и разведки нефтегазовых месторождений, региональная геология континентов и океанического дна, методология и история науки, популяризация геологии. С 1954 г. по 1964 г. изучал геологию и нефтегазоносность Западной Грузии и смежных районов, будучи геологом, начальником отряда в Кавказской экспедиции геологического факультета. Научная деятельность 60-70 гг. связана с проблемой нефтегазоносности осадочных бассейнов. Развивая взгляды Н.Б. Вассовича о стадийности нефтегазообразования, разработал новое для того времени направление о влиянии направленности формирования осадочных бассейнов на их нефтегазоносность. Им сформулировано понятие об очаге нефтегазообразования, положенное в основу историко-генетического метода оценки перспектив нефтегазоносности недр (1967). Тема докторской диссертации: Эволюция осадочных бассейнов и ее значение для оценки перспектив их нефтегазоносности, была опубликована в виде монографии Эволюция и нефтегазоносность осадочных бассейнов (1980). В последние годы работал над созданием общей теории нефтегазоносности недр, исходя из представлений об углеводородной сфере Земли и автоколебательном характере нефтегазообразования, происходящего в результате взаимодействия погружающихся слоев осадочных пород и поднимающихся потоков тепловой энергии.

Стадников Георгий Леонтьевич (1880–1973) – советский химик. Основные труды в области органической химии и углехимии. Установил природу сапропелитов. Совместно с Зелинским в 1906 открыл реакцию получения альфа-аминокислот. Сделал большой вклад в органическую теорию происхождения угля и нефти. Был репрессирован, в 1938–1955 находился в заключении. Основные работы в области органической химии и углехимии. Совместно с Н. Д. Зелинским открыл (1906) реакцию получения α -аминокислот и их замещенных аналогов взаимодействием алифатических, алициклических и ароматических альдегидов или кетонов со смесью цианида калия и хлорида аммония, либо только с гидрохлоридом алкиламина (реакция Зелинского – Стадникова). Изучал (1912–1917) "аномалии" реакций Гриньяра, показал, что при изменении условий побочные продукты могут стать основными, а основные – побочными. В 1920 положил начало исследованиям по химии и генезису каустобиолитов (торф, сланцы, уголь, нефть, битумы). Разработал метод обезживания гидроторфа, изучал коллоидно-химические свойства, строение и термический распад гуминовых кислот, химический состав первичных смол и выделение из них тиофенов и фенолов. Исследовал битумы торфов и углей различной степени обуглероживания. Объяснил (1965) процесс самовозгорания углей и предложил способы распознавания самовозгорающихся пород. Установил природу сапропелитов, происхождение их из липидов и превращения последних в природных условиях. Развивал органическую теорию происхождения и эволюции угля и нефти.

Стокс, Сэр Джордж Габриэль (англ. Sir George Gabriel Stokes; 13 августа 1819 – 1 февраля 1903) – английский математик, механик и физик-теоретик ирландского происхождения. Работал в Кембриджском университете, внёс значительный вклад в гидро- и газодинамику, оптику и математическую физику. Многие исследования Стокса связаны с изучением волновых процессов в различных средах. В 1842-1851 годах изучал стационарное движение несжимаемой жидкости с учётом трения и движение твёрдого шара в вязкой жидкости; эти работы Стокса имеют фундаментальное значение в гидродинамике (уравнение Навье – Стокса, закон Стокса). В 1852 году описал явление флуоресценции, установил зависимость её спектра от спектра возбуждающего света (правило Стокса) и предложил метод исследования ультрафиолетовой области спектра с помощью люминесценции. Другие работы Стокса по оптике охватывают вопросы спектрального анализа, дифракции, поляризации световых волн, двойного лучепреломления, отражения света различными поверхностями, теории оптических инструментов (в частности, указал путь совершенствования ахроматических телескопов-рефракторов) и др. Известны также работы Стокса по акустике, теплопроводности в кристаллах, гравитации и т.д. В области математики Стоксу принадлежат работы по векторному анализу (формула Стокса), теории рядов и определённых интегралов и др.

Тропш Ганс родился 9 октября 1889 г. в городе План (Богемия, ныне территория ЧССР). После завершения высшего химического образования в Праге в 1907–1913 гг. он защитил диссертацию и получил ученую степень доктора-инженера. Проработав несколько лет на различных химических предприятиях, Ганс Тропш стал ассистентом в Институте исследования угля, возглавляемого Францем Фишером. В последующие годы Тропш занимал различные должности на предпри-

ятях химической промышленности. В 1920 г. он вновь вернулся в Институт исследования угля в Мюльгейме, где и проработал до 1928 г. В эти годы Фишер и Тропш осуществили выдающуюся научно-техническую разработку – создали способ получения углеводородов. Хотя исследователи завершили лабораторную стадию работы уже в 1925 г., лишь спустя девять лет было создано многотоннажное химическое производство этих продуктов. В 1928 г. Ганс Тропш организовал при Пражском университете Институт исследования угля, директором которого он оставался до 1931 г. Затем он переехал в США, где стал научным консультантом огромного нефтяного концерна в Чикаго и одновременно профессором Чикагского университета. В 1935 г., тяжело больной, Ганс Тропш вернулся в Германию и вскоре после возвращения в возрасте всего сорока шести лет скончался.

Троепольский Виктор Иванович. Сын священника. В 1927 окончил школу. Был рабочим в Донбассе, воспитателем детского дома в г.Казани. Осенью 1929 призван в Красную Армию, служил в качестве курсанта-одногодника при стрелковом полку.

В 1932 поступил на геол.-почвенно-геогр. ф-т КГУ. По окончании университета в 1937 с отличием стал заведующим учебной частью, преподавал геологии и географии. С 1939-вновь в Казани, в Татгеолтресте: геолог, петрограф, директор ЦНИЛ, зав. лабораторией физики нефтяного пласта, начальник тематической партии. В последующие годы в КГУ: ст. преподаватель кафедры геологии, доцент, в 1954-1979 – заведующий, затем-проф. кафедры геологии нефти и газа. Создал научное направление кафедры – изучение пермских битумов Мелекесской впадины, которое до сих пор остаётся приоритетным для К(П)ФУ.

В 1964 присвоено ученое звание профессора по кафедре геологии нефти и газа. Участвовал в открытии многих месторождений нефти на территории ТАССР. Награжден медалями и орденами. Присвоено звание горного директора 2-ого ранга.

Трофимук Андрей Алексеевич. Из семи крестьян. Окончил школу, поступил в КГУ. В 1933 окончил геол.-почвенный ф-т, специальность-геология. С 1934 по 1940-ст. геолог, научный руководитель ЦНИЛ треста «Востокнефть». Одновременно 1933-1937-аспирант КГУ. Под его руководством было открыто несколько месторождений нефти. При его участии впервые в мире было проведено внутриконтурное заводнение на Ромашкинском нефтяном месторождении. В 1949 защитил докт. дис. «Нефтеносность палеозоя Башкирии». Проблематика научных исследований: закономерности формирования нефтяных месторождений, методы их поисков и разработки. В его трудах выдвинут ряд новых методов оценки прогнозных ресурсов нефти и газа.

Автор научных открытий: «Свойство природных газов находиться в твердом состоянии в земной коре»; «Явление преобразования органического вещества осадочных пород под действием тектонических и сейсмических процессов Земной коры». Дал прогноз о наличии самой древней на Земле нефти в рифейских отложениях Восточной Сибири, который впоследствии получил подтверждение открытием нефтяных месторождений в Лено-Тунгусском прогибе.

Член редколлегии журнала «Геология нефти и газа»; главный редактор журнала «Геология и геофизика». Депутат Верховного Совета Башкирской АССР, РСФСР. Награжден орденами и значком «Первооткрыватель месторождения».

Уилсон (Вильсон) Джон Тюзо (24 октября, 1908 – 15 апреля 1993) – канадский геофизик и геолог, получивший мировое признание за его вклад в теорию тектоники плит.

Его исследования тектоники плит имели важное значение для теории дрейфа континентов, спрединга морского дна и конвекционных течений внутри Земли.

Он родился в Оттаве, Онтарио. Стал одним из первых людей в Канаде, получивших степень в геофизике. Окончил Тринити – колледж в Университете Торонто в 1930 году. Он также получил различные другие связанные степени в колледже Сент-Джонс, Кембридж. Докторскую степень в области геологии получил в 1936 в Принстонском университете. После окончания учебы, Вильсон был зачислен в канадскую армию и служил во время Второй мировой войны. Уволился из нее в звании полковника.

Успенский Владимир Алексеевич (1906–1981) – советский учёный, геолог, доктор геолого-минералогических наук (1966). Родился в деревне Фаевка Новгород-Северского уезда Черниговской губернии в семье священника. С 1912 года до отъезда на учёбу (1927) жил с семьей в Сибири, в Барнаульском уезде. В 1931 году окончил Московский химико-технологический институт. С 1936 года работал в НГРИ – ВНИГРИ: руководитель битумной лаборатории, начальник отдела генезиса нефти и газа (1966–1968), старший научный сотрудник (1968–1981), консультант (1981). После начала войны мобилизован в ополчение, в составе которого участвовал в обороне Ленинграда. В конце октября 1941 года по ходатайству института отозван с фронта. С апреля 1942-го по июль 1944-го в эвакуации в Куйбышеве. Доктор геолого-минералогических наук (1966). Специалист в области битуминологии и теории происхождения нефти и газа из органического вещества осадочных пород. Автор 10 монографий. За монографию «Введение в геохимию нефти» награжден премией им. академика И. М. Губкина АН СССР (1960). Также опубликовал монографии «Баланс углерода в биосфере» (1956), «Основные пути преобразования битумов в природе» (1961) и «Основы классификации битумов» (1964), и др.

Хабберт Мэрион Кинг (M. King Hubbert; 5 октября 1903 – 11 октября 1989) – американский геофизик из исследовательской лаборатории компании «Shell» в Хьюстоне. Предложил некоторые важные идеи в области геологии, геофизики, геологии нефти. Наиболее известны Кривая Хабберта и его теория «пика нефти», имевшие значительные политические последствия. Предложил свою теорию «пика нефти» в 1956 году, согласно которой исторический максимум нефтедобычи будет достигнут в США к 1970 году, а в мире – к 1995 году. В 1975 году Национальная академия наук США признала правильность теоретических выкладок Хабберта. Родился в 1903 году в Сан-Саба (штат Техас). Учился в Чикагском университете, получил степень бакалавра в 1926, магистра в 1928, Ph.D в 1937. Специализировался на геологии, математике и физике. Два года работал геологом-ассистентом в Amerada Petroleum Company во время подготовки диссертации, дополнительно преподавал геофизику в Колумбийском университете. Работал аналитиком в Board of Economic Warfare. В 1943–1964 годах работал в Shell Oil Company. После увольнения работал геофизиком-исследователем в Геологической службе США (USGS) вплоть до 1976 года. Профессор геологии и геофизи-

зики в Стэнфордском университете (1963–1968), профессор в Калифорнийском университете в Беркли (1973–1976). Работы Хабберта внесли вклад в геофизику, включая математическую модель того, что твердые горные породы в земной коре, находящиеся под огромным давлением, должны проявлять пластичность, как, например, глина. Эта модель позволила объяснить причину деформации земной коры. Также Хабберт изучал течения подземных жидкостей. Более всего Кинг Хабберт известен по работам, посвященным нефтяным и газовым запасам. Он предсказал, что для любой заданной географической области, как для отдельного месторождения, так и для всей планеты, график скорости добычи нефти или газа по времени должен иметь колоколообразную форму, когда добыча сначала наращивается, затем проходит пик добычи и затем уменьшается. Основываясь на этой теории, он в 1956 году представил на семинаре American Petroleum Institute в Сан-Антонио работу, в которой показал, что скорость добычи нефти в США достигнет пика в 1965-1970 года. Первое время работа воспринималась негативно, на неё было дано множество критических отзывов, в том числе, потому что в предыдущие полвека было сделано множество оценок будущих запасов нефти. Предыдущие оценки обычно основывались на соотношении резервов и добычи, не учитывали будущих открытий, и в итоге оказались ошибочными. К 1970 году прогноз Хабберта в общих чертах выполнялся, и его работа получила широкое признание.

Хаин Виктор Ефимович (13 февраля 1914, Баку – 24 декабря 2009, Москва) – советский российский учёный-геолог. Академик АН СССР (1987, член-корреспондент с 1966). Окончил геолого-разведочное отделение горного факультета Азербайджанского индустриального института (ныне Азербайджанская государственная нефтяная академия). Работал в Азнефтеразведке до 1938 года. В 1938 году перешел в Азербайджанский нефтяной научно-исследовательский институт, где проработал до 1941 года. В 1940 году в Центральном Научно-исследовательском геолого-разведочном институте (в Ленинграде) защитил кандидатскую диссертацию. С 1941 по 1945 год был призван в ряды Красной Армии и прослужил в полку Бакинской армии противовоздушной обороны до 1945 года. региональной геологии и одновременно преподавал курс геотектоники в Азербайджанском индустриальном институте. Под его руководством была издана монография «Геология Азербайджана», геологическая карта и тектоническая карты Азербайджана. В 1947 году защитил в институте геологии АН Азербайджана докторскую диссертацию по геологическому строению и нефтегазоносности Юго-Восточного Кавказа. В 1949 году получил звание профессора на кафедре геологии нефти и газа и проработал там до 1954 года, опубликовав фундаментальную монографию «Геотектонические основы поисков нефти». В 1954 году переехал в Москву. Самоотверженный труд учёного-геолога был высоко оценен и в 1966 году В. Е. Хаин избирается членом-корреспондентом АН СССР, а в 1987 году академиком АН СССР по геотектонике и геофизике.

Филиппов Виктор Павлович Родился 4 апреля 1947 г. в Дрогобыче Львовской обл. Украинской ССР. Окончил в 1970 г. Московский институт нефтехимической и газовой промышленности им. И. М. Губкина (в дальнейшем – МИНГ, ныне – ГАНГ) по специальности «геология, поиск и разведка нефтяных и газовых место-

рождений»; в 1979 г. (заочно) – аспирантуру Института геологии и разработки горючих ископаемых. Кандидат геолого-минералогических наук, действительный член АГН (1993). Специализируется по проблемам поиска, разведки и разработки нефтяных месторождений, организации научно-исследовательских работ в этой области. Трудовую жизнь начал в шестнадцать лет коллектором, затем был рабочим сезонных геологических, отрядов на Южном Урале, в Туркменистане, Кузбассе. После окончания института вся последующая производственно-научная деятельность связана с нефтяной промышленностью страны. Вице-президент АГН, избирался народным депутатом СССР (1989- 1991). Автор сорока пяти научных работ, опубликованных в отраслевых журналах и трудах международных и российских симпозиумов. Лауреат премии им. акад. И. М. Губкина – за монографию «Нефтегазоносность ловушек органогенного типа» (1996). Награжден медалью «За трудовую доблесть» (1986); отмечен знаком «Отличник нефтяной промышленности» (1985), «Почетный нефтяник» (1991), «Заслуженный работник Минтопэнерго России» (1993).

Элерн Семён Самуилович. Из семьи служащих. В 1939 окончил школу и поступил на геол.-почвенный ф-т КГУ. Участник Великой Отечественной войны. В 1944-ранен, находился в госпитале. По окончании ун-та работал в Институте геологии КФАН СССР, в том же году перешел в КГУ.

Автор около 100 публикаций, их основная проблематика: закономерности формирования и размещения залежей нефти и природных битумов на территории Татарстана, выявление условий образования некомпенсированных прогибов и их роли в оценке нефтегазоносности и размещении других полезных ископаемых. С 1950 – действ. член Всесоюзного палеонтологического общества.

За заслуги в области высшего образования СССР награжден значком «За отличные успехи в работе»

ГЛОССАРИЙ

Абсорбция – поглощение вещества веществом, характеризующееся проникновением абсорбированного вещества в массу абсорбента. Величина A газа зависит от состава газа и жидкости, а также от температуры. С понижением температуры растворимость, а, следовательно, и величина A понижается. В качестве поглотителя обычно используются спирты, гликоли и др.

Авлакоген (от греч. – бороздой рожденный) – линейный прогиб платформы, имеющий грабенообразное строение в основании, ограниченное глубинными разломами. Длина A достигает сотен км, ширина – десятков и первых сотен км. A выполнены формациями платформенного типа, но суммарные мощности отложений и скорости их накопления в отдельные этапы соизмеримы с таковыми в миогеосинклиналиях. Кроме терригенных, карбонатных и галогенных пород в A нередко распространены вулканиты, что также сближает их с геосинклиналиями. Многие A промышленно нефтегазоносны. По сумме разведанных запасов УВ на древних платформах A занимают второе место после краевых систем. Примерами таких структур являются Днепровско-Донецкий A ., Вичита, Амадиес.

Адсорбция – поглощение поверхностным слоем тела жидкого или газообразного вещества твердыми поглотителями – адсорбентами. Адсорбенты обычно имеют развитую удельную поверхность – до нескольких сотен м²/г. В нефтегазопромышленной практике в качестве адсорбентов используют силикагель, цеолиты, безводный хлористый кальций и др. A используется в технике, в частности, при очистке нефтепродуктов.

Азимут ствола скважины – в наклонно-направленном бурении это угол между направлением на север и направлением проекции ствола скважины на горизонтальную плоскость. Его установление необходимо для определения местоположения забоя скважины.

Аккумуляция нефти и газа – этап в общем процессе миграции УВ, когда интенсивность их рассеяния из какого-либо объема горной породы (ловушки) меньше интенсивности их поступления в этот объем. Нефть всегда содержит то или иное количество растворенного в ней газа. Газ может накапливаться обособленно или с некоторым количеством растворенных в нем жидких УВ (конденсата). Фазовое обособление нефти и газа может происходить как в процессе формирования залежей, так и при последующем их переформировании (расформировании).

Алевриты – мелкозернистая рыхлая горная порода, промежуточная по составу и размерам между песками и глинами с размером частиц 0,01 – 0,1 мм. Алевритами называются цементированные A ., в составе которых 50% и более состава сложены алевритовыми разностями. Сравнительно однородная осадочная порода, сложенная примерно поровну алевритовым и глинистым материалом, называется алевропелитом.

Алканы – групповое название для всех углеводородов метанового ряда. Они являются основной составной частью нефти, не претерпевшей существенных окислительных изменений. Синоним понятия – углеводороды парафиновые.

Альтитуда – превышение какой-либо точки над другим объектом, например, земной поверхности или устья скважины над уровнем Мирового океана.

Анализ разработки – рассмотрение, научное исследование технологического процесса разработки нефтяного (газового) месторождения, с определением влияния отдельных показателей процесса (количество скважин, дебиты, давление, фазовые превращения в пласте и т.д.) на общие показатели разработки. Такой анализ является оценкой соответствия процессов разработки месторождений проектным документам.

Аномально высокое пластовое давление (АВПД) – давление в пласте, превышающее гидростатическое, т.е. давление столба воды, равного по высоте расстоянию от земной поверхности до пласта. Поэтому АВПД также называют сверхгидростатическим пластовым давлением (СППД).

Аномально низкое пластовое давление (АНПД) – давление в пласте, которое меньше гидростатического, определяемого гидростатическим давлением столба пресной воды для этой же глубины.

Антеклиза – обширное пологое поднятие слоев земной коры в пределах платформ. Для этой структуры характерно неглубокое залегание фундамента; разрез осадочного чехла имеет здесь сокращенную мощность, часто отмечаются перерывы. Наклон слоев на крыльях А. незначителен, обычно составляет доли градуса. Образование А. связано с поднятиями фундамента на отдельных участках платформ. Термин был введен для обозначения положительных структурных форм второго порядка (валов), которые противопоставлялись синеклизам. Часто он заменяется термином «свод». Примером такой структуры является Воронежская А.

Антиклиналь (антиклинальная складка) – форма залегания горных пород в виде складки, обращенной выпуклостью вверх, с примерно одинаковыми углами падения пород на крыльях складки. В ядре А. залегают более древние породы, чем на крыльях. В зависимости от положения и величины наклона осевой поверхности А. бывают прямыми (нормальными), косыми, или наклонными, лежащими и опрокинутыми. Величина А. определяется ее длиной, шириной и высотой.

Антиклинальные структуры (от греч. против и наклоняю) – часть складки или складчатой системы, в осевых частях которых размещаются более древние образования. Подобные антиклинальные складки противопоставляются синклинальным. Наиболее крупные складчатые структуры антиклинального строения называются антиклинорием; они могут быть осложнены более мелкими антиклинальными и синклинальными складками. Если подобные структуры ограничены разрывными нарушениями обычно взбросового характера, их называют грабен-антиклинорием. А.с. платформ называют антеклизами. Это обычно крупные поднятия с пологим залеганием осадочных отложений (иногда падение составляет доли градуса), сокращенным их разрезом в сводах и неглубоким залеганием фундамента. Примерами антеклиз являются Воронежская, Анабарская, Волго-Уральская.

Артезианский бассейн – гидрогеологическая структура, приуроченная к толщам пологозалегających или слабодислоцированных, рыхлых или слабоизмененных осадочных пород, содержащих пластовые подземные воды, которые подстилаются кристаллическими породами фундамента

Асфальтены – высокомолекулярные соединения, входящие в состав нефти (составляют нередко до 4-5%) с молекулярной массой до 2000-3000. Они существенно увеличивают вязкость нефти и ухудшают фильтрационные ее свойства.

Атабаска – месторождение битумов, расположенное в верховьях р. Атабаска (Альберта, Канада). Открыто в 1778. Глубина залегания продуктивной толщи – до 610 м. Разработка ведется открытым способом. Предусмотрено комплексное использование битуминозных пород: получение элементарной серы, кокса, а также добыча титановых минералов, циркона и др. Планируется добыча битумов скважинным и шахтным способами.

Баженовская свита – стратиграфическое подразделение центральной части Западносибирской плиты. Представлена черными аргиллитами, часто плитчатыми, битуминозными, с большим количеством рыбных остатков, аммонитов, белемнитов, с прослоями глинистых известняков. По окраинам плиты битуминозность снижается или исчезает. Мощность 10-70 м. Наличие битумов позволяет в последнее время рассматривать свиту как возможный источник так называемой сланцевой нефти. Относится к верхней юре.

Бассейн нефтегазоносный (НГБ) – область устойчивого и длительного тектонического прогибания земной коры, геологическая эволюция которой обеспечивает генерацию углеводородов, их миграцию и аккумуляцию в промышленные скопления, а также их консервацию на длительные интервалы геологического времени. Подток УВ извне в запасах бассейна заметной роли не играет. Выделение НГБ в подвижных областях затруднений не вызывает, поскольку их очерчивают выходы на поверхность складчатых комплексов или комплексов основания. НГБ выступают в качестве основных очагов нефтегазообразования, а межбассейновые площади либо вообще не генерируют УВ, либо их роль в этом процессе невелика.

Башмак колонны – утолщенная муфта со стопорным кольцом для цементировочной пробки, которая крепится к нижней части обсадной колонны для придания ей жесткости.

Бентониты (бентонитовые глины) – тонкодисперсные глины, сильно набухающие в воде. Широко используются для приготовления буровых растворов. Обычно образуются в результате выветривания вулканических пород (стекла, пепла, туфа). Представляют разновидность т.н. отбеливающих глин.

Биосфера – сложная оболочка Земли, включающая в себя всю гидросферу и те области тропосферы и литосферы, в которых постоянно или временно (периодически или эпизодически) протекает жизненный цикл тех или иных организмов. В пределах Б. выделяют пленки сгущения жизни – на суши это наземная растительность, прежде всего леса, в морях и океанах это в основном верхний слой, населенный планктоном. Согласно осадочно-миграционной гипотезе образования нефти, природного газа, горючих сланцев и углей начинается в Б., но завершается в более глубоких зонах осадочной оболочки.

Битуминозные сланцы – глинистые или мергелистые разности битуминозных пород с листоватой структурой. Понятие это обычно противопоставляется понятию «углистые сланцы», что по существу равноценно противопоставлению сапропелитовых и гумусовых разностей органического вещества соответствующих пород.

Битумы (от лат. горная смола) – твердые или жидкие водонерастворимые смеси углеводородов и их кислородных, сернистых и азотистых производных. Это обобщенное название бескислородных углеводородов. Различают Б. природные

(например, вязкие, подвергшиеся выветриванию нефти) и искусственные, получаемые из остатков от перегонки нефти, крекинга и очистки масел (т.н. нефтяные битумы, представленные нефтью, озокеритом, асфальтом). Применяют в дорожном строительстве (в основном в виде асфальта), а также в производстве электро- и газозащитных материалов (например, рубероида).

Благоприятные признаки нефтеносности – совокупность признаков, позволяющих дать положительную оценку нефтеносности новых районов, где планируется проведение поисковых работ. К таким признакам относятся: 1) участие в строении данного района отложений, являющихся нефтеносными в прилегающих областях; 2) наличие нефтематеринских фаций; 3) наличие пород-коллекторов, в которых могут скопиться углеводороды; 4) наличие водонепроницаемого покрытия нефтематеринских отложений; 5) наличие благоприятных структурных форм (ловушек).

Брахантиклиналь – крупное антиклинальное поднятие овальной эллиптической формы, в котором длина Б. в несколько раз превышает ширину. Пласты горных пород от свода падают во все стороны. Является составным элементом брахиформных структур – складок обычно овальной формы с соотношением их длины к ширине не более 3:1. Отдельные их формы называют брахантиклиналями и брахисинклиналями. Брахантиклинальные складки являются в этом отношении структурами, переходными от куполов к линейным складкам.

Бурение – процесс проходки скважины и важный в геологии вид работ для изучения и разработки полезных ископаемых, подземных вод, глубинного строения и картирования закрытых площадей. Этот технологический процесс включает непосредственно бурение ствола скважины, обсаживание ее колоннами, их цементирование, оборудование устья скважины. В процессе Б. скважин обособляют несколько операций: углубление скважины буровым инструментом; удаление выбуренной породы; крепление ствола скважины обсадными трубами; проведение комплекса геолого-геофизических работ по исследованию горных пород и выявлению продуктивных горизонтов; спуск на проектную глубину и цементирование последней. По условиям проходки скважин различают Б. колонковое, ударное, вращательное, шнековое, шарошечное, бескерновое, а также роторное, турбинное, электробурение. В зависимости от цели Б. оно бывает картировочным, структурным, поисково-разведочным, эксплуатационным (разработка полезных ископаемых – нефти, газа, подземных вод, рассолов), глубокое – для получения представлений о глубинном строении отдельных площадей. Обычно Б. является одним из наиболее дорогих работ, поэтому по возможности оно частично заменяется геофизическими исследованиями. В зависимости от глубины скважин принято различать мелкое Б. (до 1500 м), Б. на средние глубины (до 4500 м), глубокое Б. (до 6000 м) и сверхглубокое Б.

Бурильная колонна – собирается из бурильных труб путем свинчивания. Передает вращательное движение долоту при роторном бурении и подает промывочную жидкость к забою скважины.

Буровой инструмент – включает набор устройств, спускаемых в скважину: бурильные трубы, долота, калибраторы, турбо- и электробуры и др., непосредственно участвующие в процессе проходки скважины.

Буровой раствор – промывочная жидкость, которая выполняет следующие основные функции: очищает скважину от выбуренной породы путем выноса ее на поверхность, охлаждает долото, создает противодавление на вскрытые в стволе скважины пласты, препятствует нефте-, газо-, водопрооявлениям, предупреждает обвалы пород стенок скважин; при турбинном бурении является источником гидравлической энергии.

Вертлюг – устройство, соединяющее подъемную талевую систему и буровой инструмент, который присоединяют к вращающемуся стволу вертлюга. В. обеспечивает подачу промывочной жидкости во вращающуюся колонну бурильных труб.

Взброс – крутопадающий разлом, по которому породы всячего крыла смещены вверх относительно пород лежащего крыла. По существу, В. – это крутой надвиг.

Влагоемкость – способность горных пород вмещать и удерживать в себе воду. В. выражается в весовых или объемных процентах от абсолютно сухой породы. Различают В. максимальную молекулярную, капиллярную, полную, максимальную гигроскопическую. По В. породы делятся на влагоемкие (глины, торф и др.), слабовлагоемкие (мелкозернистые пески, мергели, мел и др.) и невлагоемкие (галечник, гравий, массивные известняки, метаморфические породы и др.).

Влажность газа – содержание в газе паров воды. Различают влажность абсолютную и относительную. Абсолютная влажность – это массовое содержание паров воды в объеме газа, приведенном к стандартным условиям; выражается в г/м³. Относительная влажность – отношение фактического содержания водяного пара в газе к максимально возможному его содержанию при данных давлении и температуре. Может выражаться, как отношение парциального давления пара, содержащегося в газе, к давлению насыщенного пара. Выражается в процентах.

Внутрипластовое горение – метод повышения нефтеотдачи за счет увеличения пластовой температуры с соответствующим уменьшением вязкости и увеличением подвижности нефти. Очаг горения в пласте функционирует за счет сжигания остатков нефти (нефтяной кокс) в воздухе, подаваемом с поверхности. Температура пласта может повышаться до 500 – 600 оС. Для снижения температуры иногда в пласт впрыскивают воду. Такой процесс называют влажным горением. Температура процесса при этом составляет 180 – 300 оС.

Вода законтурная – пластовая вода, которая находится в законтурной части залежи нефти или газа.

Вода минерализованная – вода, содержание растворенных солей (минерализация) в которой превышает 1 г/кг (г/мЗ). Пластовые воды нефтяных и газовых месторождений с минерализацией 10 – 35 г/кг (кг/мЗ) принято называть солеными, более 35 г/кг (кг/мЗ) – рассолами.

Вода остаточная – субкапиллярная, капиллярная и свободная вода, оставшаяся в порах горной породы после их заполнения нефтью или газом.

Вода пластовая – подземная вода, которая находится в горных породах и в отдельных случаях является спутником залежей углеводородов.

Вода погребенная – вода внутри залежи нефти, не вытесненная при формировании залежи. В гидрогеологии газовых месторождений чаще применяется термин «зачемленная вода». Кроме того, В.п. называют также воды морских, озерных и других водоемов, насыщавших осадки в процессе их накопления и захороненные

последующими отложениями в глубоких закрытых пластах на длительное геологическое время.

Вода подошвенная – пластовая вода, которая подстилает залежь нефти или газа. Залежь, ограниченная В.п. называется водоплавающей. Эти воды залегают под нефтяной залежью в одном пласте непосредственно под нефтью и не отделены от нее водонепроницаемыми породами. В.п. широко распространены в нефтеносных структурах с небольшими углами падения пластов и в пластах с большой мощностью коллекторов, где нефть часто насыщает лишь верхнюю часть пласта.

Водо-, нефте-, газопроявление – осложнения в проводке скважины, заключающиеся в несанкционированном поступлении пластовых флюидов в скважину, нарушающем технологию бурения. Обычно оно возникает при недостаточном противодавлении бурового раствора.

Водонефтяная зона – в нефтяной залежи это переходная зона между нефтью и подошвенной водой. Толщина зоны может составлять несколько метров. Водонасыщенность этой зоны за счет капиллярной пропитки существенно выше, чем основной части залежи.

Водонефтяной контакт (ВНК) – поверхность разделения воды и нефти. Различают внешний ВНК – линию пересечения поверхности ВНК с кровлей нефтяного пласта и внутренний – с подошвой пласта. На картах разработки ВНК показывают двумя линиями. Иногда ВНК определяют как уровень в середине переходной зоны нефтеносного пласта, против отметки которого водонасыщенность равна критическому значению.

Водоплавающая залежь – тип залежи нефти или газа, подстилаемой водой по всей площади залежи. Часто такие залежи встречаются на месторождениях платформенного типа.

Волго-Уральская нефтегазонасная провинция – расположена на востоке европейской части России. Открытие в 1929 первого нефтяного месторождения в районе пос. Верхнечусовские Городки и Ишимбаевского месторождения в 1932 стимулировали проведение поисково-разведочных работ по всей провинции. В тектоническом отношении она занимает восточную часть Русской плиты и краевую систему Восточно-Европейской платформы; ее ограничения на севере и востоке являются складчатые сооружения Тимана и Урала, на юге – Прикаспийская синеклиза. Поверхность кристаллического фундамента залегает на отметках от 1,5-2 км до 10-12 км в Башкиро-Оренбургском Приуралье. В составе НГП выделяется ряд НГО: Татарская, Верхнекамская, Пермско-Башкирская, Южно-Предуральская, Средневожжская, Нижневожжская, Уфимско-Оренбургская. В целом на территории провинции открыто более 500 месторождений, содержащих свыше 1400 залежей нефти и газа.

Впадина – термин, широко распространенный в геотектонике и геоморфологии. В первом случае это депрессионная структура изометричной или вытянутой формы, которая выполнена осадочными и вулканогенными образованиями. Обычно это платформенные структуры или межгорные и предгорные депрессии, сформировавшиеся в орогенный этап развития складчатого сооружения. Примером такой хорошо изученной структуры является Днепровско-Донецкая впадина. Свообразной и не в полную меру изученной является Прикаспийская впадина.

В геоморфологии В. называют пониженные участки рельефа самого различного происхождения, формы и размера; соответственно выделяются В. океанические, морские (например, глубоководная впадина Черного моря), ледниковые, межгорные, предгорные, рифтовые, карстовые, бессточные.

Вторичное залегание нефти – местонахождение нефти в тех отложениях, в которые она мигрировала из места своего первоначального залегания. Некоторые исследователи называют В.з.н. всякое ее скопление вне материнской или нефтепроизводящей свиты.

Высота залежи – расстояние по вертикали от кровли коллектора в его гипсометрически наиболее высокой точке до ВНК (ГВК) или до его середины при наклонном положении контакта. В антиклинальных залежах, до предела заполняющих складку нефтью (газом), ВНК (ГВК) располагается в замке ловушки, не у самой кровли коллектора в точке высачивания, а ниже ее на величину, соответствующую мощности невыеснимаемой части залежи.

Вышка буровая – грузоподъемное сооружение пирамидальной или А-образной формы, используемое при бурении и проведении различных ремонтных работ в скважине. Вышки отличаются разной грузоподъемностью и высотой в зависимости от глубины скважины.

Вязкость – свойство газов и жидкостей, характеризующее сопротивление действию внешних сил, вызывающих их течение. При ламинарном течении среды вязкость проявляется в том, что при сдвиге соседних слоев среды возникает напряжение сдвига, которое для обычных сред пропорционально скорости относительно сдвига (гипотеза Ньютона). Коэффициент пропорциональности в уравнении Ньютона называется коэффициентом динамической вязкости или динамической вязкостью. Отношение динамической вязкости к плотности среды называется кинематической вязкостью. Для некоторых жидкостей, называемых неньютоновскими, гипотеза Ньютона несправедлива, их сопротивление ламинарному течению характеризуется эффективной вязкостью.

Вязкость пластовой нефти – свойство нефти оказывать сопротивление перемещению ее частиц во время движения, что определяет степень ее подвижности в пластовых условиях.

Газ – агрегатное состояние вещества, в котором кинетическая энергия теплового движения его частиц значительно превосходит потенциальную энергию взаимодействия между ними, в связи с чем частицы движутся свободно, равномерно заполняя весь предоставленный им объем. По сравнению с твердыми телами и жидкостями расстояния молекул в газе весьма значительны.

Газ гидратный – природный газ, образующийся из природных газогидратов при изменении термодинамических условий (температура и давление), при переходе от пластовых термодинамических условий, к поверхностным, что обеспечивает их существование в виде кристаллогидратов. См. Газогидраты.

Газ попутный – газ, получаемый из добываемой нефти в результате дегазации нефти. В отличие от природного газа характеризуется большим содержанием тяжелых углеводородных фракций.

Газ природный горючий – смесь газов природного происхождения преимущественно углеводородного состава. Наиболее распространены в нем углеводороды

метанового ряда, имеющие групповую формулу C_nH_{2n+2} . Из неуглеводородных компонентов в нем часто присутствуют углекислый газ, азот, сероводород, гелий. Важное полезное ископаемое.

Газ углекислый – химическая формула его CO_2 , бесцветный газ без запаха, относительная плотность – 1,529, хорошо растворим в воде и нефти. При растворении в воде повышает вязкость раствора, а в нефти – понижает ее. Используется в добыче (нефтеотдаче) и транспорте нефти.

Газовая залежь – единичное изолированное подземное скопление газа в какой-либо пористой горной породе, коллекторе, которая может иметь промышленное значение.

Газовая зональность – закономерное изменение состава газов, содержащихся в углях по мере углубления. От дневной поверхности обычно размещаются углекисло-азотная зона, далее азотно-углекислая, азотно-метановая и метановая зона, где содержание метана доходит до 80-99%. Метановая зона начинается обычно с глубины 200-300 м.

Газовая шапка – газонасыщенная часть нефтегазового месторождения, свободная газовая фаза в верхней наиболее приподнятой части нефтяной залежи. Г.ш. называют также скопление свободного газа в пласте-коллекторе над нефтенасыщенной частью залежи.

Газоводяной контакт (ГВК) – поверхность раздела между газом и подстилающей газовой залежью водой. Определяется как уровень в середине переходной зоны газоносного пласта, против отметки которого водонасыщенность равна критическому значению.

Газовый бензин (газолин) – жидкая смесь насыщенных углеводородов (бутан, пентан и др.), выделяемых из естественных нефтяных газов. Используется как добавка в производстве товарного бензина и переработке Г.б. в синтетические материалы.

Газовый фактор – содержание газа в определенном количестве нефти или воды, а также отношение объема добытого газа к объему добычи нефти. Измеряется и выражается в м³/м³ или м³/т.

Газогидраты (газовые гидраты) – белое кристаллическое вещество, похожее на лед или рыхлый снег, состоящее из молекул углеводородного газа и нескольких молекул воды. Представляют собой твердый раствор, в котором растворитель – кристаллическая решетка, построенная из молекул воды, а растворенное вещество – молекулы газа, поглощенные внутренними полостями этой решетки. Образуется из молекул газа и воды в определенных термодинамических условиях. В технологических процессах добычи и транспортировки газа образование Г. приводит к негативным последствиям. В природных условиях, например в придонных осадках морей и океанов, Г. могут образовывать значительные по объемам залежи. Впервые такое вещество было получено в 1778; в 1934 Г. были выявлены при обследовании газопроводов США. В 1940-е существование Г. начало предполагаться в районах вечной (многолетней) мерзлоты, а в 1969 было введено в промышленную эксплуатацию месторождение Мессояха в Заполярье. В настоящее время выявлено около 230 газогидратных залежей. Около 9-12% поверхности дна Мирового океана считаются перспективными для выявления и освоения

коммерчески эффективных залежей Г. Они известны и в акватории Черного моря в пределах территориальных вод Украины (в 20 км к югу от Ялты). Естественно, что пока не разработана технология их добычи и экологические факторы не позволяют форсировать использование этого энергетического сырья.

Газоконденсат (газовый конденсат) – природная система взаиморастворенных газообразных и легкокипящих жидких нефтяных углеводородов, которые находятся в термодинамических условиях земных недр в газообразном или парообразном фазовом состоянии. Охлаждение и снижение давления до атмосферного приводит к выпадению из этой системы жидкой фазы – конденсата. Это смесь преимущественно легких соединений углеводородов, которые при определенных термобарических условиях находятся в газе в жидком состоянии и переходят в жидкую фазу в случае уменьшения давления до уровня, более низкого от давления конденсации. Различают конденсат сырой (нестабильный), являющийся отсепарированным Г., который вмещает в себе растворенные фракции газа и не является товарной продукцией. Конденсат газовый стабильный представляет собой углеводородную фракцию, которая получена из Г. нестабильного путем его дегазации и состоит только из жидких фракций пентана и высших УВ.

Газоконденсатная залежь – залежь, в которой углеводороды в условиях существующего пластового давления и температуры находятся в газообразном состоянии. При понижении давления и температуры имеет место явление «обратной конденсации», при которой углеводороды частично переходят в жидкую фазу и остаются в поровых каналах пласта, из которых их трудно извлечь. Эксплуатация Г.з. во избежание указанных потерь должна производиться с поддержанием давления выше точки образования конденсации, для чего организуется закачка добываемого газа обратно в пласт после его отбензинивания. См. сайклинг-процесс.

Газоконденсатное месторождение – месторождение природного газа со значительным содержанием тяжелых углеводородных компонентов (пентан и более тяжелые), которые в условиях земной поверхности переходят в жидкую фазу. В условиях пласта газоконденсат может находиться в газовой фазе, а при изменении термодинамических условий (по мере снижения пластового давления) часть углеводородов из газа переходит в жидкое состояние. При снижении пластового давления ниже давления начала конденсации конденсат может выпадать в пласте.

Газонефтяная залежь – залежь, в которой свободный газ занимает всю повышенную часть структуры и непосредственно контактирует с нефтью, расположенной в пониженной части структуры в виде оторочки. При большой глубине залегающего пласта газовая шапка независимо от ее размеров может содержать нефтяные углеводороды в газоконденсатном состоянии. **Газонефтяное месторождение** – месторождение, в котором объем газа при пластовом давлении больше объема нефти.

Газонефтяной контакт (ГНК) – поверхность раздела между газом и нефтью в нефтегазовой залежи, месторождении. Определяется как уровень в середине переходной зоны от газоносного пласта к нефтеносному.

Газы природные, или естественные – газы, которые в свободном и растворенном или сорбированном виде содержатся в горных породах и водах. Эти газы отличаются от промышленных, получаемых на различных нефтеперерабатывающих и химических заводах. Г.п. содержатся в нефтяных и газовых залежах и

месторождениях; выделяются также из болот, почв, вулканов. Горючие Г.п., состоящие главным образом из углеводородов метанового ряда, встречаются в виде больших скоплений (обычно вместе с нефтью), находясь в форме отдельных залежей и присутствуют в нефти в растворенном состоянии. Обычно это смесь газов преимущественно углеводородного состава. Наиболее распространены в нем углеводороды метанового ряда, имеющие групповую формулу C_nH_{2n+2} . Из углеводородных компонентов часто присутствуют углекислый газ, азот, сероводород, гелий. В Г.п. помимо углеводородов, углекислоты и азота, встречаются сероводород, редкие и благородные газы и некоторые другие примеси. В составе горючих газов обычно преобладает метан, но имеются также этан, пропан, бутан, а также пары легких жидких углеводородов. В некоторых случаях нефтяные газы содержат много азота (до 30-40%). Газы угольных месторождений состоят преимущественно из метана с небольшой примесью азота и углекислого газа. Газы, выделяющиеся из минеральных вод, болотные, почвенные, вулканические и другие газы имеют свои особенности.

Газы угольных месторождений – являются широко распространенными и хорошо известными природными скоплениями. Свою известность они приобрели в связи с частыми взрывами в пределах работающих шахт. Они состоят преимущественно из метана с небольшой примесью азота и углекислого газа. В последнее время интерес к таким газам проявлен в связи с возможностью промышленного их получения; в США в 2009 они составили четверть государственной его добычи. Интерес к ним существует также в России, где они в определенных объемах и на отдельных месторождениях уже разрабатываются, и Украине, которая планирует начать их широкомасштабное промышленное освоение. Кроме задач энергетического обеспечения, извлечение Г.у.м. позволит снизить риски взрыва шахтного газа на работающих предприятиях.

Гамма-гамма-каротаж (ГГК) – сходен с методом ГК; отличие в том, что производится измерение интенсивности рассеянного породами гамма-излучения от искусственного источника, помещенного в каротажном приборе. Целью ГГК является литологическое расчленение буримых пород.

Гамма-каротаж (ГК) – метод геофизического исследования бурящихся скважин, заключающийся в измерении естественной радиоактивности пород непосредственно в скважине (необсаженной). Используется для расчленения разреза скважины. Прибор ГК опускается в скважину на каротажном кабеле. Основной частью ГК является счетчик гамма-квантов. Результаты измерения гамма-квантов естественного излучения записываются на поверхности на бумажной ленте и являются основой для стратиграфического расчленения разреза по интенсивности излучения.

Геологическая карта – графическое изображение на топографической основе и в определенном масштабе геологического строения какого-либо участка земной коры. Цветом, как наиболее выразительной формой изображения, на Г.к. показывается возраст выходящих на поверхность пород и состав интрузивных образований. Четвертичные отложения на такой карте, как правило, не показываются. В зависимости от масштаба Г.к. делятся на обзорные (мельче 1:1000000), мелкомасштабные (1:1000000 – 1:500000), среднемасштабные (1:200000 – 1:10000),

крупномасштабные (1:50000 – 1:25000) и детальные. Для трех последних типов Г.к. предусмотрено составление стратиграфической колонки, геологического профиля (разреза). Производными от Г.к. или дополняющими ее могут быть тектоническая, литологическая, карта четвертичных отложений, гидрогеологическая, геоморфологическая, полезных ископаемых, прогнозно-металлогеническая и др. карты. Составление Г.к. – это результат геологического картирования (геологической съемки) или картосоставительских работ.

Геологическая среда – верхняя часть литосферы и подземной гидросферы, которая находится под воздействием хозяйственной деятельности, и в известной степени определяет ее. Это составная часть окружающей среды и техносферы, многокомпонентная система, включающая недра, подземные воды, полезные ископаемые и др. интересующие человека объекты; она активно взаимодействует с биосферой, гидросферой, атмосферой. Верхней границей Г.с. принято считать дневную поверхность, а нижняя определяется глубиной техногенного проникновения человека в литосферу – до 1-1,5 км в районах горнодобывающих работ и 3-5 км и более для областей нефтегазодобычи. Термин получает широкое распространение в экологической геологии.

Геологические процессы – ход развития явлений, при котором создается или меняется рельеф, происходят разнообразные движения и преобразования в недрах и, в конечном счете, формируется земная кора. Г.п. являются основным предметом изучения динамической или физической геологии; пространственно-временное их проявление изучает историческая геология, а те из них, что формируют рельеф – геоморфология. Их принято делить на две основные группы – эндогенные и экзогенные, или процессы внутренней и внешней динамики. В последние десятилетия начинают активно изучаться еще одна группа Г.п., которые можно называть космогенными: поступление на землю космического материала, обуславливающее формирование импактных структур и, в конечном счете, самой Земли, воздействие физических полей космоса. Все Г.п. условно можно разделить на древние и современные; последние называют также физико-географическими. Геологию они интересуют для восстановления картин прошлого, как фактор создания современного рельефа.

Геологический разрез (профиль) – графическое изображение на произвольно выбранной вертикальной поверхности глубинного строения какого-то участка геологической карты. Горизонтальный масштаб Г.р. обязательно должен соответствовать таковому карты, а принимаемая его глубина берется такой, чтобы она могла быть как-то обоснована. При составлении Г.р. используются также данные глубокого бурения и геофизических работ. Поскольку Г.р. или их набор должны дать наиболее полное представление о глубинном строении района, их выбор определяется конкретной геологической ситуацией (обычно он составляется вкрест простирания, с пересечением наиболее сложных и важных для понимания структуры в целом мест). Часто понятие Г.р. используется в качестве свободного термина и означает последовательность напластования разновозрастных отложений в каком-то районе.

Геолого-поисковые работы на нефть и газ – имеют следующую последовательность: 1) геологическая и геофизическая съемка; 2) детальная структурно-гео-

логическая съемка; 3) структурное поисковое бурение. При получении благоприятных данных приступают к глубокому разведочному бурению.

Геолого-технологическая модель постоянно действующая – объемная имитация месторождения, которая сохраняется в памяти компьютера в виде многоизмерительного объекта, дающая возможность исследовать и прогнозировать процессы, которые происходят во время разработки в границах залежи. А также непрерывно уточняться на основании новых данных в течение всего периода разведки и разработки месторождения.

Геофизические исследования скважин (ГИС) – исследование горных пород с помощью специальных приборов, спускаемых на электрическом кабеле в скважину. Существует большое количество методов ГИС для получения комплексной геологической информации путем интерпретации данных измерения электрических, радиоактивных, акустических, магнитных и др. физических свойств горных пород и насыщающих их флюидов. ГИС проводятся в основном в не обсаженном колонной стволе скважины, и они являются наиболее информативным способом расчленения разреза, выявления продуктивных горизонтов и выяснения характера насыщения выделенных пластов.

Геофизические методы – изучение физических свойств и процессов Земли с целью получения информации о геологическом строении. Как самостоятельный вид работ выделяется комплексная геофизическая съемка – изучение земной поверхности и недр для создания карт распределения физических свойств, которые являются основой для структурно-геологической интерпретации. Среди Г.м. различают радиометрию, магнитометрию (магниторазведку), гравиметрию, сейсмометрию, электрометрию, геотермию. По целевому назначению обособляется разведочная (структурная) и промысловая геофизика, а также каротаж. Г.м. являются основными для получения информации о глубинном строении недр и Земли в целом.

Геофизические методы поисков и разведки – методы, направленные на изучение глубинного строения земной коры на основе исследования физических полей Земли, как естественных, так и наведенных. Они позволяют выявлять геологические структуры, благоприятствующие формированию и сохранению залежей нефти и газа. К наиболее распространенным методам относятся магниторазведка, сейсморазведка, гравиразведка, электроразведка и др.

Геохимические методы поисков нефти и газа – методы поисков, основанные на химических признаках нефтегазоносности, обусловленных миграцией газов, нефти и сопровождающих их вод из залежей в поверхностные слои. Среди этих методов выделяют газовую и люминесцентно-битуминологическую съемки, бактериосъемку и метод окислительно-восстановительного потенциала. А также почвенно-геохимическую и гидрохимическую съемки.

Геохимия – наука, изучающая историю формирования химических элементов в земной коре, их поведение при различных термодинамических и физико-химических условиях. Термин Г. применяется также для характеристики естественной истории некоторых минералов или горных пород, других соединений, например, Г. нефти, Г. природных газов, Г. природных вод и др.

Гидравлические сопротивления – сопротивления движению потока жидкости (газа), обуславливающие потерю энергии потока (потери напора). Различают Г.с. по длине потока, обусловленные трением между частицами жидкости и стенками труб, и местные сопротивления, возникающие в результате деформации потока при прохождении его через различного рода сужения (вентили, задвижки) и поворотов потока.

Гидрофильные породы – горные породы или вещества, хорошо смачиваемые водой. Породы, плохо смачиваемые или несмачиваемые, называются гидрофобными.

Гидрофильный коллектор – порода-коллектор, характеризующаяся содержанием остаточной воды более чем 10% и которая содействует облегченному процессу вытеснения нефти из пустотного пространства за счет ее сползания по пленке воды. Соответственно гидрофобный коллектор характеризуется содержанием остаточной воды менее 10% и определяет сложный процесс вытеснения нефти из пустотного пространства за счет того, что нефть соприкасается с поверхностью пустотного пространства, образуя пленку, которая не принимает участия в процессе фильтрации, и поэтому возрастают потери нефти в пласте.

Гипс – порообразующий минерал, сульфат кальция, содержащий воду. Образует пластинчатые, столбчатые, волокнистые или мелкозернистые скопления. Бесцветный, белый, бурый, кремовый, красный. Формируется в результате испарения соленых озер и морских заливов, где нередко переслаивается с карбонатными и соленосными толщами. Безводный сульфат кальция называют ангидритом. Наряду с поваренной солью является составным элементом соленосных или эвапоритовых отложений, обычно относимых к идеальным покрывкам.

Глинистые сланцы – сланцеватые метаморфизованные порода глинистого состава, не размокающие в воде. Являются породой, переходной от осадочной к метаморфической. Легко расщепляется на пластинки. Глинистые минералы в них под воздействием метаморфизма частично перешли в серицит, биотит и др. слюды, в хлорит. В зависимости от примесей выделяют углистые, битуминозные, горючие и др. Г.с.

Глины – распространенная группа рыхлых осадочных пород, сложенных преимущественно глинистыми минералами (размер частиц менее 0,001 мм). Характеризуются особыми свойствами: легко размокают, в увлажненном состоянии они пластичны, при высыхании затвердевают, а при обжиге твердеют и теряют способность размокать. Образуются на суше и в водоемах; имеют континентальное (каолины) и морское происхождение (глауконитовые Г.). Учитывая происхождение и особые свойства глинистых пород, их принято отделять от обломочных (терригенных). Среди главнейших глинистых минералов различают группы каолинита, гидрослюд, монтмориллонита, палыгорскита, сапонита. Имеют высокие сорбционные способности. Все это определяет широкое использование Г. – для приготовления кирпича и фаянса, очистки различных продуктов (нефти, масел, вод), обезжиривания тканей, в металлургии, медицине, при изготовлении мыла, бумаг. Ископаемые глины используются для приготовления буровых растворов. Глинистые породы составляют, по разным данным, от 60 до 80% общей массы осадочных пород. Г. обычно являются идеальным водоупором, разделяющим также скопления углеводородов.

Глубинные разломы – разрывные нарушения, для которых характерны большая протяженность (сотни и тысячи км) и глубина (десятки, а иногда и сотни км), крутое положение сместителя (с углом падения не менее 40°), длительное развитие. Обычно они приурочены к подвижным поясам земной коры, но иногда формируются и в пределах платформ, разграничивая рифты. Классическим примером таких структур могут быть краевые разломы Днепровского грабена, залегающего в основании Днепровско-Донецкой впадины. Г.р. опознаются по структурным признакам, по геоморфологическим признакам, по резким изменениям литологии и мощности отложений, линейному расположению магматических тел и др. Их принято разделять по глубине проникновения в недра (сверхглубокие, глубокие, коровые), структурному положению (продольные, поперечные, секущие), размерам (региональные, планетарные). Близкие по значению термины – линеамент, структурный шов. Термин введен и охарактеризован А.В. Пейве (1945, 1956).

Глушение скважины – технологический процесс, направленный на прекращение фонтанирования нефтяной или газовой скважины, путем закачки жидкости и создания на забое давления, превышающего пластовое.

Горизонт – характерный пласт или группа пластов, выделяемых в литологическом разрезе по какому-либо признаку (литолого-фациальному, физико-химическому, палеонтологическому и др.). Примером его может быть Г. пестроцветных песчаников, нефтепродуктивный Г. Вместе с тем, Г. является единицей региональной стратиграфической шкалы.

Горизонт маркирующий – слой или пласт, отчетливо выделяющийся в разрезе какими-либо особенностями: окраской, минералогическим составом, характерной фауной и т.п. Г.м. легко устанавливается в разрезах, что позволяет использовать его при сопоставлении разрезов, способствует надежной их корреляции, а также используется в структурно-геологических построениях.

Горная порода – естественный минеральный агрегат более или менее устойчивого состава и строения, сформировавшийся в результате разных геологических процессов и залегающий в земной коре в виде самостоятельных тел. Она может состоять из одного минерала (мономинеральная) или из нескольких, быть полиминеральной. По происхождению Г.п. бывают магматическими (изверженными), осадочными или метаморфическими. Наиболее простая схема деления Г.п. позволяет выделять около 600 их видов и только 10% из них можно считать достаточно распространенными. Геологию нефти и газа интересуют преимущественно осадочные Г.п., которые вмещают скопления углеводородов.

Горючие сланцы – осадочная порода, глинистая, известковистая, кремнистая, тонкослоистая; при выветривании листоватая или массивная. Содержит органическое вещество (кероген) в количестве от 10-15 до 60-80%. Обладают способностью в тонкой пластинке или куске загораться от спички, издавая специфический запах горящей резины. Горючая часть сланцев сапропелевая или гумусово-сапропелевая. При нагревании Г.с. без доступа воздуха до 500°С или с доступом воздуха до 1000°С их органическое вещество разлагается с выделением нефтеподобной смолы (сланцевого масла), сухих горючих газов и воды. По добыче и переработке Г.с. СССР занимал первое место в мире; их скопления известны в Прибалтике, Украине, Белоруссии, Поволжье, Узбекистане и Якутии. Суще-

ствовало более 20 крупных проектов разработки Г.с. с целью получения из них синтетического жидкого топлива.

Грабен (нем. ров) – участок земной коры и тектоническая структура, ограниченная разрывными нарушениями сбросового, реже взбросового типа, по которым он опущен относительно прилежащих блоков. Может иметь ступенчатую систему опусканий (сложный Г.). Если Г. совпадает с синклинальной структурой (синклинальная складка, синклинорий), формируется Г.-синклиналь, Г.-синклинорий. Наиболее крупные Г. называются рифтами. Предполагается, что главной причиной образования Г. являются растяжения на своде поднятий. Термин введен в литературу И.Л. Иорданом (1803), а затем использовался Э. Зюссом (1875).

Градиент давления – характеризует скорость изменения давления с глубиной и представляет собой отношение перепада давления между двумя точками столба флюида к расстоянию между ними по вертикали. Выражается в МПа/м.

Гранулометрический состав пород – характеризует распределение частиц, слагающих породу, по размерам. Методы определения: ситовый и седиментационный. От Г.с.п. зависят коллекторские свойства пластов. Знания о таком составе особенно важны при эксплуатации скважин, вскрывающих пласты, склонные к пескопроявлению.

Грифон – выход на поверхность глубинных газонасыщенных вод и нефти, образующих невысокие грязевые кратеры. Обычно приурочены к районам повышенной вулканической деятельности. В нефтегазоносных регионах возможно проявление грифонов техногенного происхождения, в результате заколонных перетоков при некачественном цементировании скважин.

Грунтовые воды – подземные воды первого от поверхности постоянно существующего водоносного горизонта, расположенные на водоупорном слое. Г.в. имеют свободную водную поверхность; площадь их распространения и область питания обычно совпадают. В зависимости от морфологии водоносного горизонта различают Г.в. пластового типа, формирующегося в осадочных отложениях, и Г.в. трещинного типа в коре выветривания кристаллических пород. Режим Г.в. формируется под воздействием физико-географических факторов – климата, рельефа и др. Данный тип подземных вод, являющийся наиболее важным для местного водоснабжения; он особенно чувствителен к процессам техногенного загрязнения.

Грязевой вулкан – большой холм плоскоконической формы, имеющий на вершине воронкообразный кратер, из которого периодически или непрерывно выделяется газ, вода, иногда с пленками нефти и грязь, представляющая собой жидкую глину; последняя, растекаясь по склону Г.в. наращивает его конус. Периодическое или нерегулярное извержение грунтовых вод сопровождается выделением газов (взрывами) и выбросами обломков породы. Г.в. могут быть связаны с месторождениями нефти (нефтеносными породами) либо с вулканами и представлять собой моффеты. В первом случае выделяют преимущественно углеводородные газы, во втором – углекислый газ. В грязевых водах Г.в. содержатся йод, бром, бор. Син. – сальза. В Украине известны на Керченском п-ове и на побережье Азовского моря. Газовые выделения грязевых сопков состоят преимущественно из метана, но в них содержатся также углекислота, азот. Является характерным элементом некоторых

нефтегазоносных областей. Все без исключения территории развития Г.в. располагаются в краевых системах альпийских складчатых сооружений.

Давление гидроразрыва – давление на забое скважины при проведении гидравлического разрыва пласта, которое по времени отвечает моменту образования трещин в пласте.

Давление гидростатическое – давление в любой точке ствола скважины, обусловленное весом столба воды, измеряемого (по вертикали) от данной точки до зеркала жидкости при отсутствии движения последней.

Давление горное – давление, под которым находятся горные породы у стенки скважины. Д.г. обуславливается весом вышележащих пород и усилием геодинамических деформаций массива горных пород.

Давление забойное – давление на забое работающей (эксплуатируемой) скважины, т.е. отличающееся от пластового. Замеряется непосредственно в работающей скважине глубинными манометрами. Этот показатель имеет очень большое значение в процессе эксплуатации нефтяных скважин и залежей. Так, изменяя величину Д.з. в скважинах, можно изменить дебит скважин в нужном направлении. Величина Д.з. влияет и на величину динамического пластового давления в районе действия скважин. Благодаря этому, регулируя отборы жидкости в скважинах по разработанному плану, имеется возможность влиять на скорость продвижения нефти и контурных вод в районе расположения приконтурных скважин или предотвратить выделение из нефти растворенного газа. Изменение величин Д.з. является основным средством регулирования эксплуатации, как отдельных скважин, так и нефтяной залежи в целом. Для эксплуатационных скважин различают статистическое З.д., равное пластовому, и динамическое – давление на забое скважины во время отбора нефти (газа).

Давление затрубное – давление на устье скважины, измеренное на отводе устьевой (фонтанной) арматуры, сообщающейся с кольцевым пространством между эксплуатационной колонной и насосно-компрессорными трубами. Оно может быть вызвано наличием не перекрытых цементом напорных горизонтов, прорывом воды, нефти или газа из перекрытой цементным кольцом части скважины. Замер Д.з. производится обычно у устья скважины специальным манометром. Иногда это понятие называют устьевым давлением.

Давление насыщения – давление, при котором начинается выделение в свободную фазу из нефти (воды) растворенного в ней газа.

Давление начала конденсации – давление, при котором газовый конденсат начинает переходить из парообразного состояния в жидкое.

Давление начальное пластовое – пластовое давление в продуктивном пласте до начала извлечения из пласта жидкости или газа.

Давление пластовое – давление, под которым находятся жидкости и газ в пласте, в нефтяной залежи. Его значение характеризует степень упругого сжатия флюида и упругого обжима им скелета горной породы. Различают давление статическое (установившееся или начальное) и динамическое (или текущее, «рабочее»), которое всегда меньше текущего Д.п. Оно определяет объем природной пластовой энергии, которой можно располагать в процессе эксплуатации нефтяного месторождения. Начальное Д.п. находится в прямой зависимости от глубины залегания

залежи нефти и обычно близко к гидростатическому давлению. Текущее Д.п. – это давление на данный момент времени.

Давление статическое – давление на устье (забое) эксплуатационной скважины после его полного восстановления.

Дарси закон – один из основных законов подземной гидродинамики, называемый также законом фильтрации. В общем виде формулируется так: скорость фильтрации флюида в пористой среде прямо пропорциональна градиенту давления и обратно пропорциональна вязкости флюида. Коэффициент пропорциональности в этом уравнении, характеризующий способность пористой среды пропускать через себя жидкость или газ, называется коэффициентом проницаемости. Единица измерения проницаемости пористых сред названа так в честь известного в области гидромеханики ученого. $1\text{Д (дарси)} = 10^{-12}\text{м}^2$.

Дебит – объем жидкости (воды, нефти) или газа, поступающий из скважины в единицу времени. Различают установившийся Д., когда не отмечаются изменения его во времени, и неустановившийся, когда дебит меняется во времени. В нефтегазопромысловой практике Д. измеряется в м³/сут. или т/сут.

Дегазация (разгазирование) – естественное или искусственное выделение газа из его раствора в жидкости (например, из глинистого раствора) или из какого-либо природного коллектора. Д. нефтяного пласта или месторождения означает улетучивание в атмосферу газов, находившихся в пласте как в свободном, так частично и растворенном в нефти состоянии.

Дегидратация – процесс выделения воды из минералов, химических соединений. Д. минералов происходит главным образом в результате отщепления кристаллизационной воды под действием солнечной радиации, внутренней теплоты Земли и т.д. Примером Д. может быть процесс превращения гипса в ангидрит. В нефтегазопромысловой практике Д. применяется для разрушения (обезвоживания) кристаллогидратов газов.

Денудация (от лат. – обнажать) – совокупность процессов разрушения горных пород и земной поверхности, а также переноса продуктов разрушения, приводящих к сглаживанию рельефа, образованию денудационных равнин. Факторами и агентами Д. являются ветер (ветровая или эоловая Д., дефляция), вода (площадной поверхностный сток и эрозионная деятельность водотоков), подземные воды (подземная Д., карст, суффозия, оползни, деляпсий), лед (процессы разрушения – экзарации), а также процессы выветривания. Это непрерывно действующий обычно медленный природный процесс, который резко может ускорять деятельность человека.

Депрессия на пласт – снижение давления на забое скважины ниже пластового, вызывающее приток флюида из пласта в скважину. Широко применяемый способ воздействия на пласт. Противоположное воздействие – репрессия – превышение забойного давления над пластовым, которое применяется при гидрорыве пласта.

Деформация (от лат. – искажение) – изменение формы и объема геологических тел под действием тектонических сил. Упругие Д. предполагают восстановление формы и объема после снятия нагрузки. Пластические Д. необратимы ни при каких условиях; они происходят либо с нарушением сплошности пород (разрывы,

разломы) либо проявлены изгибами, складками или куполами. Близкое понятие или синоним термина – дислокация.

Диагенез – преобразование осадка в осадочную горную породу в процессе уплотнения и физико-химического уравнивания среды. Обычно выделяют ранний Д., когда главными являются окислительно-восстановительные процессы, и поздний Д., когда решающую роль играет выравнивание концентрации ионов в поровых водах, приводящее к образованию конкреций. Его принято отличать от метаморфизма.

Диапиризм – явление подъема высокопластичных пород (соль, гипс, глина) сквозь более молодые отложения вдоль осей антиклинальных складок и разрывов. Кроме соляных диапиров, детально изучаемых в нефтегазовой геологии, выделяют также магматические диапиры. Результатом поднятия к поверхности размокшей глины является формирование грязевых вулканов.

Диапировая складка – куполовидная складка горных пород, ядро которой сложено более древними пластическими породами, выдавленными из нижележащих пластов глин, каменной соли, ангидритов, протыкающими вышележащие слои. Углы падения слоев возрастают от крыльев к ядру протыкания, а толщина слоев в этом же направлении убывает иногда до полного выклинивания. К Д.с. часто приурочены крупные залежи нефти и газа (Эмбинский нефтепромысловый район, Западный Казахстан).

Дислокация – нарушение первоначального залегания горных пород. По морфологическим признакам они разделяются на складчатые (пликативные), происходящие без разрыва сплошности, и разрывные или дизъюнктивные, сопровождающиеся разрывами пластов (разломы, сбросы, взбросы, сдвиги). По генетическому принципу Д. делятся на тангенциальные, направленные по касательной к земной поверхности, и радиальные, направленные по вертикали (сбросы, некоторые флексуры). Иногда Д. отождествляют с термином деформации.

Диффузия – распространение, массоперенос вещества в молекулярном виде, в газообразной, жидкой или твердой среде в направлении убывания его концентрации. Это обусловлено главным образом тепловым движением молекул; за счет Д. происходит выравнивание концентрации. Первые проявления в пределах области выявлены в предвоенные годы; они были продолжены после войны и открытие здесь Шебелинского (1950) и Радченковского месторождений резко активизировали поисково-разведочные работы. Уже в 1962 регион давал большую часть добываемой в Украине нефти, а с 1964 – и газа. Объемы глубокого бурения возрастали и достигли максимума в 1967; именно с этого времени поисково-разведочные работы были переориентированы на глубины 3-5 км. В процессе изучения и разработки области были выявлены особенности строения впадины (несоответствие структурного плана палеозоя и мезозоя, характер краевых разломов рифта, выявление зон аномально-высоких давлений и др.); с 1970 начата промышленная оценка малоамплитудных поднятий, выявление ловушек неантиклинального типа. С конца 1980-х приступили к освоению северного борга ДДВ. Районирование области предусматривает выделение полутора десятка нефтегазоносных районов, разных по степени изученности, особенностям геологического строения, значимости и перспективам. Высокая степень изученности НГО ДДВ,

большой опыт проведения поисково-разведочных работ и другие данные позволяют положительно оценивать перспективы этого региона. В числе дальнейших задач предусмотрены рекомендации по увеличению глубин бурения, изучение нефтегазоносности подсоляноштокowych зон, а также поднадвиговой зоны на севере Донецкого складчатого сооружения (ДСС).

Добыча нефти и газа – 1) Процесс перемещения нефти и газа из недр на земную поверхность при помощи связанной воедино, желательнo герметичной системы: продуктивный пласт – скважина – трубопровод. 2) Количественная характеристика извлеченных из недр нефти и газа, отнесенная к определенному интервалу времени: суточная, месячная, годовая и накопленная (суммарная) добыча.

Долото – инструмент для разрушения горных пород при бурении. Применяются следующие виды долот: лопастные – для бурения в мягких породах, шарошечные – для бурения пород средней и высокой твердости, алмазные – для бурения твердых пород. Кроме того, Д. бывают колонковые – для отбора керна, пикообразные – для разбуривания цементных пробок в скважинах.

Жирный газ – условное название природного газа, содержащего в своем составе значительное количество тяжелых углеводородов (ТУ). В отличие от Ж.г., газ с преобладанием легких углеводородных фракций называют тошчим.

Забой – низшая точка ствола скважины, противоположный от земной поверхности конец горной выработки (буровой скважины, шурфа, шахты). Во время производства бурения и других горных работ З. постоянно перемещается по намеченному продолжению выработки.

Забойный штуцер – штуцер, установленный в нижней части колонны насосно-компрессорных труб. Предназначен для уменьшения пульсации в скважине, работающей в режиме растворенного газа. Также уменьшает пескопроявления в скважинах, вскрывших слабцементированные коллекторы.

Залежь нефти (газа) – гидродинамически единый объем полезного ископаемого, залегающего в отдельном подземном резервуаре (коллекторе); простейшая форма залегания нефти и газа при единой гидродинамической системе. Почти всегда З. находится под напором краевой или подошвенной воды. Это открытая динамическая система, в которой соотношение нефти, газа и воды меняются с течением времени. Различают З. антиклинальные, гидродинамически экранированные, дизъюнктивно экранированные (ограниченные разломом), З. литологические, стратиграфические и др.

Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция начала осваиваться лишь в послевоенное время. Это молодая платформенная структура, расположенная в пределах одноименной низменности и ограниченная складчатыми сооружениями Урало-Монгольского пояса и Сибирской платформой. Осадочный чехол этой эпипалеозойской плиты залегает на глубине от 2,6-4 на юге до 9-16 км на севере. Для фундамента характерно наличие раннемезозойских рифтов субмеридионального и северо-западного направлений. Рассматривается как крупнейший седиментационный и артезианский бассейн. Стратиграфический разрез, представленный мезозем-палеогеном, сравнительно прост. Здесь выявлен угленосный верхний триас, битуминозная баженовская свита и региональная глинистая покрывка (кузнецовская свита). В сочетании с многолетней мерзлотой, меша-

ющей поступлению УВ на поверхность, такие условия делают провинцию одним из богатейших нефтегазоносных регионов. Особенностью разреза платформенного разреза чехла является его песчано-глинистый состав, в котором объем морских отложений составляет 40%. Промышленное освоение региона началось в послевоенные годы: первое газовое Березовское месторождение было открыто в 1953, а первое нефтяное (Шаимское) в 1960. В пределах провинции открыто около 350 нефтяных (преимущественно в центральной части) и нефтегазовых месторождений. Здесь выявлено почти 1900 локальных поднятий и более 700 залежей, приуроченных преимущественно к юрским и меловым песчаникам. Большинство залежей пластовые сводовые, покрышки глинистые. Провинция разделяется на 10 нефтегазоносных областей. Крупнейшим нефтегазоконденсатным месторождением провинции является Уренгойское, нефтяными – Самотлорское, Усть-Балыкское и др. На северо-западном продолжении Западно-Сибирской НПП располагается провинция на шельфе Баренцева моря, освоение которой планируется в ближайшее время и которая также рассматривается в числе крупнейших перспективных регионов.

Запасы (нефти, газа, газоконденсата) – количественная характеристика подземных скоплений углеводородов, выражаемая в объемных или весовых единицах. Подсчитываются для отдельных горизонтов и месторождения в целом. Подразделяются на категории (А, В и С) в зависимости от степени изученности и экономической целесообразности их извлечения. А также разделяются на прогнозные и извлекаемые, балансовые, остаточные, текущие, начальные и забалансовые, вероятные и доказанные.

Запасы балансовые (нефти, газа, конденсата) – запасы, которые на момент их подсчета можно, согласно технико-экономическим расчетам, эффективно добывать с обеспечением выполнения требований рационального использования недр и охраны окружающей среды.

Запасы забалансовые (нефти, газа, конденсата) – запасы, добыча и использование которых на момент оценки является экономически нецелесообразным. Однако при определенных технико-экономических условиях хозяйствования они могут стать объектом примышленного значения. Они определяются как разность между общими и балансовыми запасами. Часть их может рассматриваться как резерв для увеличения в дальнейшем балансовых запасов. К забалансовым относятся также запасы месторождений и продуктивных горизонтов, которые в случае низкого качества нефти или газа, малой продуктивности скважин, ограниченности запасов или особой сложности эксплуатации не могут быть введены в эксплуатацию в настоящее время, но могут рассматриваться как объект для промышленного освоения в будущем.

Запасы извлекаемые (нефти, газа, конденсата) – запасы в залежи, которые можно добывать из недр при современном уровне технологии разработки и техники для добычи углеводородов.

Запасы начальные (нефти, газа, конденсата) – количество углеводородов в залежи или месторождении, установленное перед началом их разработки, которое определяют в объемных или весовых единицах.

Запасы текущие – запасы нефти, газа и конденсата, подсчитанные на определенную дату с учетом объема флюидов, которые добыты к этому времени.

Запасы условно балансовые (нефти, газа, конденсата) – запасы, эффективность добычи и использования которых на момент оценки нельзя определить однозначно, и которые отвечают требованиям к балансовым запасам, но по разным причинам их нельзя использовать на время оценки.

Земная кора – наружная твердая оболочка Земли: от ее поверхности до сейсмического раздела Мохоровичича. Под континентами она состоит из осадочного (вверху), гранитного и базальтового слоев общей мощностью до 80 км. Под океанами ее толщина редко превышает 5 км, а гранитно-гнейсовый слой полностью отсутствует. Основные скопления углеводородов приурочены к осадочному слою З.к., мощность которого может достигать 20 км и более. З.к. следует отличать от литосферы.

Зональность подземных вод – явление площадной и вертикальной изменчивости их химического состава и даже типов вод. Для грунтовых вод она обусловлена физико-географической и климатической изменчивостью (количество осадков, температура, тип почв), которая обычно имеет отчетливо выраженный широтный характер – повышение минерализации и глубины их залегания при движении на юг в северном полушарии. Кроме того, более дробная площадная З.п.в. может быть обусловлена геологическим строением – приуроченностью разных их типов к тем или иным осадочным комплексам (карбонатным, соленосным, терригенным). В пределах отдельных гидрогеологических бассейнов наблюдается вертикальная З.п.в., которые вниз по разрезу могут меняться в следующей последовательности: 1) зона пресных, преимущественно гидрокарбонатных, кальциевых вод; 2) зона соленых, преимущественно сульфатных и хлоридно-натриевых вод; 3) зона рассолов, преимущественно хлоридно-натриевых, кальциево-натриевых, кальциево-магниевого.

Известняк – осадочная горная порода, состоящая главным образом из минерала кальцита, часто с примесью доломита, глинистого и песчаного материала. Нередко содержит остатки известковых ископаемых организмов (И. органогенный, раковинно-детритовый, биогермный, криноидный и др.). Является непременной составной частью иногда очень мощных карбонатных толщ. Трециноватый И. может быть коллектором углеводородов.

Изогипсы – линии равных глубин на картах геологических структур, отсчитываемых от уровня Мирового океана.

Источники углеводородов (УВ) – различают альтернативные и нетрадиционные источники. К альтернативным УВ относят различные виды сырья, используемого для синтеза жидких (синнефть) и газообразных (сингаз) углеводородов. Таким сырьем служат уголь, горючие сланцы, некоторые природные битумы, а также различные виды возобновляемых источников биомассы (древесина, отходы сельскохозяйственного производства, материал городских свалок и др.). Нетрадиционные И.у включают природные источники нефти и газа, которые по экономическим, техническим и др. причинам не считались рентабельными. К ним относятся малодобитные скопления нефти в плотных породах, в плохих коллекторах, мелкие месторождения, скопления на больших глубинах (более 10 км),

растворенные в водах УВ, находящиеся в кристаллогидратном состоянии и др. В настоящее время некоторые из таких нетрадиционных И.у получили новые названия – сланцевый газ, газы угольных месторождений, газогидраты и др. и становятся источником извлечения, детального изучения.

Кавернограмма – каротажная диаграмма, снятая каверномером. Используется для определения объема ствола скважины с учетом неровностей (каверн) стенок. Это понятие трактуется также как кривая изменения диаметра ствола скважины с глубиной. К. получается в результате изменений при помощи спускаемого в скважину глубинного прибора – каверномера. К. применяется также для оценки состояния скважины, уточнения геологического характера пласта и определения диаметра скважины для целей интерпретации результатов геофизических исследований в скважинах. Необходима для оценки качества проходки ствола и для интерпретации результатов геофизических исследований в скважинах.

Каверномер – геофизический каротажный прибор, спускаемый в необсаженную скважину на каротажном кабеле для определения фактической конфигурации стенок ствола скважины и ее размера. Результаты измерений записываются на бумажную ленту в зависимости от глубины, в координатах диаметр-глубина.

Карбонатность пород – содержание в горной породе карбонатов, например, известняка, доломита и др., которые могут выступать в виде цемента, скрепляющего породу. Определяется К.п. исследованием взаимодействия породы и соляной кислоты. Знание карбонатности необходимо при выборе методов химического воздействия на продуктивный пласт с целью интенсификации добычи.

Карбонаты (карбонатные породы) – горные породы, сложенные преимущественно минералами – производными угольной кислоты, такими как кальцит CaCO_3 , доломит $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$. Трециноватые К. часто выступают в роли хороших коллекторов для залежей нефти и газа, могут быть объектами для поисков и разведки нефтегазовых месторождений.

Каротаж – совокупность геофизических методов исследования геологического разреза скважин посредством измерения физических свойств горных пород. С помощью К. выделяются пласты пород в скважине, определяется глубина залегания и толщина (мощность) пластов, устанавливается место притока воды в скважину.

Карст – растворение пород поверхностными и подземными водами с образованием сообщающихся пустот разного размера. Наиболее активно развивается в карбонатных, сульфатных, соленосных породах, во льдах. Результатом его проявления становится формирование карстового ландшафта и рельефа с образованием карров, карстовых воронок и провалов, пещер, колодцев и других пустот, карстовых источников и подземных вод. Это широко распространенное явление в поверхностной зоне земной коры, которое обязательно нужно учитывать при бурении (возможный провал инструмента и другие сложности).

Каустобиолиты – твердые горючие полезные ископаемые, возникшие за счет диагенеза и углефикации растений, других органических остатков. Позднее в группу К. стали относить все формы горючего ископаемого органического вещества, включая нефть и битумы. К. разделяются на две группы: образования, сингенетичные породам, и продукты миграции. К первой группе относятся торф, сапропелит, бурые и каменные угли, углистые и горючие сланцы, а также ряд

органических минералов (ископаемые смолы и др.). Вторая группа охватывает нефть и их природные дериваты (нафтиды) и аналоги (нафтоиды).

Керн – цилиндрический образец горной породы, отобранный из скважины при вращательном бурении с помощью колонкового бура. Подъем К. необходим для составления литолого-стратиграфического разреза отдельных скважин, для изучения физических и физико-химических свойств пластов и вмещающих их жидкостей и газов. По результатам исследования К. определяется пористость, проницаемость, базируются методы сопоставления разрезов скважин, их корреляция.

Кернодержатель – устройство, в которое помещается керн. Для моделирования пластовых условий он обжимается со всех сторон до величины пластового давления. Кроме того, он имеет тепловую рубашку, прокачкой через которую нагретой водой регулируется режим. Таким образом, К. позволяет проведение его исследований в условиях (давление, температура), близких к пластовым, термодинамическим условиям пласта.

Кероген – в первоначальном значении понималось как органическое вещество горючих сланцев, генерирующее при сухой перегонке деготь. Позднее термин распространился на органическое вещество горючих (сапропелевых) сланцев; керогеновые сланцы противопоставлялись углистым (гумусовым) сланцам. В настоящее время термин используется для обозначения органического вещества горючих сланцев, а также сингенетичного породе рассеянного органического вещества любого генетического типа.

Классификация нефти и газа – производится по разным признакам. Нефть принято разделять на парафиновый, асфальтовый и смешанный класс. В зависимости от углеводородного ее состава она подразделяется на а) метановую; б) нафтеновую; в) метаново-нафтеновую; г) нафтеново-ароматическую и д) метаново-нафтеново-ароматическую группы. Существует также техническая классификация, построенная на содержании в нефти серы, выхода акцизных смол, температуры застывания и определенных свойств отдельных нефтепродуктов. Схема деления природных газов более сложна. В составе горючих газов обычно обособляют углеводородные газы с преобладанием метана, горючие нефтяные газы, а также газы угольных месторождений.

Коллектор нефти и газа – пористая или трещиноватая горная порода, содержащая в своих порах, кавернах и трещинах нефть, газ и сопровождающую их «пластовую» воду. К. являются пласты и залежи песков, песчаников, известняков и доломитов. Для сохранения нефти и газа в К. последний должен быть сверху и снизу изолирован непроницаемыми породами (обычно глинистыми). Насыщение К. нефтью зависит от его пористости. Наибольшей пористостью обладают пески и песчаники (до 40-50%); обычная их пористость 10-25%. Суммарный объем пустот в известняках и доломитах достигает 15% их общего объема. Коллекторские свойства способствуют аккумуляции и фильтрации воды, нефти и газа. К. принято делить на простые (поровые и чисто трещинные) и сложные (трещино-поровые, порово-трещинные), терригенные и карбонатные К. Кроме того, К. классифицируются по проницаемости независимо от типа фильтрующих пустот (их делят на 5 классов); по рентабельности промышленной эксплуатации К. делят на эффективные и неэффективные. Существует также понятие неколлектор

– горная порода с такими геолого-физическими свойствами, в которой движение флюидов значительно усложнено.

Коллекторские свойства пласта – общее название характеристик пласта, определяющих его фильтрационные и емкостные свойства. К ним относятся: пористость, проницаемость, гранулометрический состав, сжимаемость и др.

Конденсат газовый (англ. – газойль) – смесь жидких углеводородов, преимущественно C5 – C7 (пентан – гептан), светло-желтого цвета. Плотность его колеблется от 785 до 820 кг/м³.

Конструкция скважин – определяет число спущенных в скважину колонн, их диаметры и, соответственно, диаметры стволов под колонны, и интервалы их цементирования. Конструкция эксплуатационных на нефть и газ скважин состоит, как правило, из следующих элементов: направления для крепления самых верхних, неустойчивых пород; кондуктора – для крепления слабоустойчивых пород верхних частей разреза, изоляции верхних водоносных горизонтов, установки противовыбросового оборудования и подвешивания последующих обсадных колонн; промежуточная или техническая колонна, перекрывающая интервалы, не представляющие интереса в отношении нефтегазоносности. В зависимости от толщин, прочностных и термобарических характеристик этой части разреза промежуточных колонн может быть несколько; эксплуатационная колонна предназначена для крепления и разобщения пластов нефтегазонасыщенной части разреза и, затем, извлечения, с ее помощью, нефти (газа) на поверхность.

Конструкция забоя скважины – практикой бурения освоены и широко применяются следующие их формы. Открытый забой, при котором скважину бурят до кровли продуктивного пласта, обсаживают колонной и цементируют, а затем скважину углубляют до подошвы пласта. Вскрытый таким образом пласт могут не обсаживать, если он представлен твердыми породами. Забой, закрытый цементированными обсадными трубами. Это наиболее часто встречающаяся конструкция забоя в интервале продуктивного пласта. Сообщение пласта и ствола скважины достигается перфорацией колонны.

Контур газоносности – внешняя замкнутая граница распространения свободного газа в виде газовой шапки в данном пласте. За К.г. вниз по падению пластов находится либо нефть, либо вода (в случае чисто газовой залежи). Положение К.г. в плане определяется проекцией линии пересечения газо-нефтяного или газо-водяного контакта с кровлей (внешний К.г.) или подошвой (внутренний К.г.) газосодержащего пласта.

Контур нефтегазоносности – линии пересечения поверхностей ВНК и ГНК по-крышкой и подошвой пласта. Эти линии образуют внешний и внутренний контуры нефтегазоносности.

Контур нефтеносности – замкнутая граница распространения залежи нефти. За К.н., вниз по падению пласта, обычно содержится вода. Положение К.н. на карте определяется проекциями линий водонефтяного контакта на пересечении с кровлей нефтеносного пласта (внешний К.н.) или с его подошвой (внутренний К.н.), а также с линиями разломов. Форма и положение К.н. в водо- и газо-нефтяных зонах зависят от активности или пассивности краевых (или подошвенных) вод. Залежь нефти может быть ограничена и внутренним контуром нефтеносности.

Корреляция (от лат. – соотношение) – сопоставление каких-либо понятий или объектов, в том числе, отдельных пластов, горизонтов, геологических разрезов. Существуют разные методы К. разрезов – по литологическому составу, палеонтологическим остаткам, геофизическим данным. Основная цель такой К. – установление возрастного соотношения изучаемых отложений. Является одним из основных методов стратиграфии. В нефтегазовой геологии коррелируются продуктивные пласты и др.

Коэффициент газонасыщенности горной породы – отношение объема пор и пустот, заполненных газом, к общему объему пор и пустот горной породы.

Коэффициент глинистости – отношение объема глинистого материала в породе к общему объему породы пласта.

Коэффициент извлечения – отношение извлекаемого запаса к начальному геологическому запасу нефти (газа). Различают К.и. текущий – отношение накопленной добычи нефти (газа) на данный момент времени к начальному геологическому запасу, и конечный, точное определение которого для конкретного месторождения может быть осуществлено лишь в конце его разработки. Величина К.н. зависит от режима эксплуатации залежи, литолого-геофизической характеристики коллекторов, свойств насыщающих флюидов, примененных методов интенсификации добычи и т.д. Для нефти этот коэффициент колеблется от 0,1 до 0,7, для газа близок к единице (принимается 0,85-0,9).

Коэффициент нефтегазоотдачи – отношение извлеченных из пласта запасов нефти и газа в весовых единицах к их начальным запасам. Его определение актуально для разработки залежей нефти при снижении пластового давления ниже давления насыщения нефти газом.

Коэффициент нефтенасыщенности горной породы – отношение объема пор и пустот, заполненных водой и нефтью, по отношению к общему объему пор и пустот горной породы.

Коэффициент остаточной нефтенасыщенности – отношение объема нефти, которая осталась в поровой среде после ее обводнения во время разработки, к первоначально открытой части порового объема.

Коэффициент песчанистости – отношение объема песчаной части породы ко всему объему породы пласта.

Коэффициент пористости горной породы – отношение объема порового пространства к общему объему горной породы.

Коэффициент продуктивности – показатель, который выражает изменения дебита скважины в единицу смены у нее перепада давления и характеризует добывающие возможности объекта. Определяется при проведении гидрогазодинамических исследований скважины на разных режимах. Выражается в м³/Мпа.

Коэффициент растворимости газа в нефти – определяет, сколько газа растворится в нефти при повышении давления на 1 Мпа.

Коэффициент расчленения – среднее количество проницаемых пластов в продуктивном горизонте.

Кровля пласта – поверхность раздела между породами, слагающими пласт и вышележащими породами.

Крылья складки – участки слоев горных пород, наклоненные в стороны от осевой линии складки.

Купол (итал. – круглый свод) – брахиантиклинальная складка, у которой размеры длины и ширины более или менее одинаковы. К. понимают как антиклиналь в форме круглого свода. Существует также понятие К. протыкания или К. соляной, который трактуется как соляной диапир.

Кустовое бурение скважин – способ бурения группы наклонно-направленных скважин, устья которых располагаются вблизи друг друга на небольшой площадке, а забои могут располагаться на значительном удалении от проекции устья на горизонтальную плоскость. Применяется, как правило, в сложных ландшафтных условиях, например, сильно заболоченная местность, а также в морском бурении. При К.б. можно пробурить до 10 и более скважин с одной небольшой площадки.

Линеамент – в геологии это очень крупный разлом или группа сближенных разломов планетарного значения. Л. имеет выражение в рельефе и характеризуется линейным распространением вдоль него разрывов, складчатых структур, интрузивов, вулканитов, рудопоявлений. Л. разделяют платформы, геосинклинали, складчатые пояса, континенты и океаны; они пересекают иногда по несколько крупнейших структурных элементов земной коры. Л. являются результатом экстремальных геодинамических напряжений в Земле. Близким понятием является разлом глубинный планетарный, структурный шов. В геоморфологии Л. называют прямолинейные элементы рельефа и растительного покрова, отражающие отдельные разломы.

Литология – раздел геологических наук, изучающий вещественный состав осадочных пород. Представляет собой комплексную науку, в составе которой выделяют учение о современных осадках, петрографию осадочных пород, учение о литогенезе, учение о строении и формировании осадочных толщ. Л. имеет важное значение для геологии нефти и газа, поскольку скопления углеводородов приурочены к осадочным отложениям.

Литолого-стратиграфический разрез – в графической и описательной форме представляет вещественный состав пород, вскрываемых скважиной, увязанный с глубиной залегания и геологическим возрастом пород.

Ловушка – природный резервуар, скопление нефти или газа в прикровельной части продуктивного пласта, запечатанного нарушением или замещением коллектора на глины или другие непроницаемые породы. Выделяют большое количество Л.: антиклинальные или сводовые, антиклинально-дизъюнктивные, неантиклинального типа, различающиеся по характеру экранирования: дизъюнктивно-экранированные, стратиграфически-экранированные, литологически-экранированные, а также структурные, стратиграфические и др.

Меркаптаны или тиоспирты – органические соединения, сернистые аналоги спиртов ($\text{CH}_3\text{-SH}$, $\text{C}_2\text{H}_5\text{-SH}$ и др.). Жидкости с резким запахом, слабо растворимые в воде. Добавляются в не имеющий запаха природный газ, для быстрого обнаружения его утечек.

Месопотамская нефтегазоносная провинция расположена на площадях Юго-Западного Ирана, Северного Ирака, Северо-Восточной Сирии, Иордании, Саудовской Аравии, Кувейта, Катара, Бахрейна, ОАЭ, Йемена и Юго-Восточной Турции. В тектоническом отношении она представляет собой склон Месопотамского прогиба Загросской складчатой системы, который протягивается на расстояние около

2,5 тыс. км. В пределах прогиба широко распространены разрывные и складчатые нарушения, которым принадлежит важная роль в формировании структурных элементов. Для некоторых районов характерна солянокупольная тектоника; здесь известно более 200 соляных куполов. Продуктивные горизонты приурочены к отложениям мезозоя и кайнозоя. Начало освоения 1902. Первое нефтяное месторождение промышленного значения на территории Ирака (Североиракская НГО) было открыто в 1923 в карбонатной толще калькур. В 1927-30-е здесь было открыто месторождение Киркур, которое оказалось одним из крупнейших в мире. По запасам и добыче нефти Месопотамская провинция занимает в Азии второе место после Аравийской провинции. Она разделяется на семь нефтегазоносных областей, в пределах которых открыты такие месторождения-гиганты с запасами более 200 млн. т нефти, как Киркук в Ираке, Марун, Ага-Джари, Гач-Саран, Ахваз в Иране, Гаур в Саудовской Аравии и др. Общее количество открытых месторождений около 200 (13 газовых, в том числе свыше 70 крупнейших и гигантов). 98% запасов нефти и газа связаны с глубинами до 3 км. Для большей части территории НГМП основными нефтепроизводящими толщами являются морские терригенно-карбонатные отложения раннемелового и ранне-среднеюрского возраста. Высокие коллекторские свойства продуктивных известняков обусловлены их интенсивной тектонической трещиноватостью.

Месторождение (нефти и газа) – отдельная залежь или группа залежей, имеющих в проекции на земную поверхность частичное или полное перекрытие своих контуров нефтегазоносности. М. считают также группу залежей, разобщенных в плане, но приуроченных к единой локальной геологической структуре, которые имеют промышленное значение. Их принято разделять по размерам, выделяя мелкие, средние, крупные, крупнейшие, гигантские и уникальные М.

Метод подсчета запасов газа по падению пластового давления – применяется для пластов, в которых первоначальный объем пор, занятый газом, не меняет своей величины в процессе эксплуатации. Метод основан на предположении о постоянстве количества извлекаемого газа на 1 атмосферу падения давления во все периоды разработки газовой залежи. Метод обычно применяется при газовом режиме залежи (при отсутствии продвижения контурных вод) для подсчета запасов газа по высшим категориям – А1 и А2.

Метод прогноза нефтегазоносности – включает большую группу прогнозов и представлений, среди которых различают следующие: М.п. на основе геологических аналогий; М.п. объемно-балансовый; М.п. объемно-генетический; М.п. объемно-статистический; М.п. по скорости осадконакопления; М.п. экспертный. Каждый из них имел значение при прогнозировании перспектив тех или иных структур и площадей (Днепровско-Донецкой впадины, Западной Сибири и др.).

Методы повышения нефтеотдачи (МПН) – совокупность методов, ставящих своей целью наиболее полное извлечение нефти из недр. Многолетней практикой нефтедобычи создано большое количество МПН, среди которых можно выделить такие группы методов: гидродинамические МПН, для применения которых не требуется менять систему расстановки добывающих и нагнетательных скважин и не используются дополнительные источники энергии. Эти методы применяются внутри существующей системы разработки, чаще при заводнении пластов,

и направлены на дальнейшую интенсификацию добычи. К гидродинамическим методам относят циклическое заводнение, метод перемены направления фильтрационных потоков, форсированный отбор жидкости. Физико-химические МПН, которые получили развитие в связи с расширением возможностей химической промышленности поставлять необходимые реагенты. К этим методам относят: заводнение растворами полимеров, заводнение растворами ПАВ, заводнение мицеллярными растворами, заводнение растворами щелочей, заводнение с углекислотой, сернокислотное заводнение и др. Тепловые МПН, которые используются на месторождениях с высоковязкой нефтью. К ним относят закачку пара, закачку горячей воды, внутрипластовое горение и др. Эффект увеличения нефтеотдачи тепловыми МПН достигается, главным образом, за счет уменьшения вязкости нефти.

Методы подсчета запасов газа и нефти – различаются в зависимости от состояния углеводородов, стадии их освоения и других условий. Среди обычно применяемых методов подсчета запасов газа различают: объемный (статический), по падению давления (динамический), метод материальных балансов, метод карт изобар. Среди М.п.з. нефти выделяются: объемный метод и его вариант – объемно-статический, метод отдачи с определенной площади, объемно-генетический, метод кривых эксплуатации (статический), метод материальных балансов, метод карт изобар. Три первых из этих методов считаются объемными, а три вторых – динамическими.

Миграция нефти и газа – перемещение нефти и газа в земной коре. Согласно существующим гипотезам различают миграцию первичную и вторичную. Предполагается, что первичная миграция происходит на молекулярном уровне и приводит к образованию первых пузырьков нефти (газа), с последующей их консолидацией и образованием первичных залежей. В результате тектонических перестроек осадочного чехла возможно разрушение первичных залежей и вовлечение в процессы углеводородных флюидов в процессы вторичной миграции, дальность которой, по мнению разных исследователей, составляет от сотен метров до сотен километров. Кроме того, различают М. вертикальную и боковую. Основными факторами М. являются сила тяжести, градиенты давления, температуры и концентрации УВ. Миграция является определяющим фактором формирования залежей нефти и газа. В проблеме М.н.г. еще много нерешенных и дискуссионных вопросов.

Минерализация воды – суммарное содержание в воде растворенных солей, ионов и коллоидов.

Моноклираль – залежание слоев горных пород, полого наклоненных в одну сторону. Говорят также о моноклиральном залежании, моноклиральном строении, моноклиральном залежи, моноклиральном складке.

Мост цементный – устанавливается путем цементирования в определенных интервалах ствола скважины для их гидродинамической изоляции. Допускается возможность при необходимости разрушения М.ц.

Мульда – термин свободного пользования для обозначения овальных или изометричных депрессий – мелких платформенных структур третьего порядка округлой, изометричной или слабо удлиненной формы. М., которая возникла на своде уже почти сформированной геантиклинали, называется наложенной.

Наклонно-направленное бурение – проводка ствола скважины в направлении, отклоняющемся от вертикального. Позволяет вскрывать пласт в точке, в плане удаленной от устья на значительное (сотни и даже тысячи метров) расстояние. Широко применяется в морском бурении и на сильно заболоченных территориях. Наклонное бурение применяется также в тех случаях, когда требуется с небольшой площадки провести несколько скважин, расходящихся в разные стороны (кустовое бурение).

Насосно-компрессорные трубы (НКТ), иначе фонтанные трубы – стальные толстостенные трубы, спускаемые в эксплуатационную колонну на заданную глубину. После соединения с фонтанной арматурой служат для извлечения из скважины нефти (газа), регулирования режимов эксплуатации скважины, а также закачек в скважину технологических жидкостей (газа).

Нафтоиды – особая генетическая группа природных битумов (в частности нефтеобразных), представляющих собой продукт природного процесса термического распада и возгонки органического вещества пород. Они не связаны по происхождению с нефтью и представляют собой продукты местного воздействия на концентрированное ОВ высоких температур или тектонических напряжений в условиях контактового метаморфизма и динамометаморфизма. Имеют местное распространение.

Недра – верхняя часть земной коры, располагающаяся ниже земной поверхности. Обычно Н. называют ту ее часть, которая заключает в себе доступные для добычи полезные ископаемые, зоны их формирования или область какого-то другого изучения.

Несоответствие – геометрическое несоответствие форм залегания двух толщ, вызванное проявлением тектонических деформаций в подстилающей толще горных пород, которое сопровождалось временным прекращением осадконакопления и частичным размывом пород. Анализ Н. имеет большое значение для изучения истории геологического развития, динамики и периодичности локальных и региональных тектонических движений. Поверхности Н. часто контролируют промышленные залежи нефти и газа. Различают азимутальное, скрытое, стратиграфическое, структурное, угловое и др. Н.

Нетрадиционные источники углеводородов – широко используемое в настоящее время понятие, предполагающее принципиальное отличие их от обычной нефти и газа. В их состав включают сланцевый газ, газы угольных месторождений и газогидраты. Газы таких НИУ содержатся не в порах или трещинах осадочных пород, а в частично связанном состоянии, что требует для их извлечения определенных способов разработки и воздействия на недра (гидроразрыв, горизонтальное бурение и др.). Вместе с тем, большие прогнозируемые их запасы и уже полученные объемы их извлечения в США обуславливают огромный интерес к таким источникам.

Нефтегазовое месторождение – месторождение нефти и газа с таким соотношением объемов нефти и газа, когда объем нефтенасыщенной части пласта намного превосходит объем газовой шапки.

Нефтегазогеологическое районирование – утвердившаяся схема деления нефтегазоносных площадей, которая предполагает выделение провинций (НГП),

областей (НГО) и районов. При более детальном делении предусмотрено также обособление зон нефтегазонакопления, отдельных месторождений и залежей. Примерами НГП являются Волго-Уральская, Западно-Сибирская, Прикаспийская и др. В пределах Украины классическим примером такой области является Днепровско-Донецкая НГО. Нефтегазоносным районом является часть НГО, в пределах которой обособляется ассоциация зон нефтегазонакопления, выделяемая по структурно-геологическому принципу (прибортовые зоны, Шебелинско-Машевская зона ДДВ, зона сочленения Донбасса и ДДВ и др.). Основными единицами нефтегазогеологического расчленения принято считать нефтегазоносные формации, комплексы и продуктивные горизонты. Существует также понятие о нефтегазоносном бассейне, трактовка которого может быть различна.

Нефтегазодобывающие объединения России – предприятия, которые организуют и осуществляют проведение геологоразведочных работ, бурение скважин, обустройство и эксплуатацию месторождений, сбор и транспорт нефти и газа, материально-техническое снабжение и комплекс мероприятий по экологической защите окружающей среды, а также социально-культурное строительство и социальное обслуживание сотрудников отрасли. В РФ функционируют объединения: ГП «РОСНЕФТЬ» (Москва), РАО «ГАЗПРОМ» (Москва), «ТАТНЕФТЬ» (г. Альметьевск), «БАШНЕФТЬ» (Уфа), «КУЙБЫШЕВНЕФТЬ» (Самара), «ПЕРМЬНЕФТЬ» (Пермь), «ОРЕНБУРГНЕФТЬ» (Оренбург), «КОМИНЕФТЬ» (Ухта), «СТАВРОПОЛЬНЕФТЬ» (г. Нефтекумск, Ставропольский край), «НИЖНЕВОЛЖСКНЕФТЬ» (Волгоград), «КРАСНОДАРНЕФТЕГАЗ» (Краснодар), «ТЕРМНЕФТЬ» (Краснодар), «УДМУРТНЕФТЬ» (Ижевск), «ДАГНЕФТЬ» (Махачкала), «САРАТОВНЕФТЕГАЗ» (Саратов), «САХАЛИНМОРНЕФТЕГАЗ» (г. Оха, Сахалинская обл.), «НИЖНЕВАРТОВСНЕФТЕГАЗ» (г. Нижневартовск, Тюменская обл.), «НОЯБРЬСКНЕФТЕГАЗ» (г. Ноябрьск, Тюменская обл.), «ВАРЬЕГАННЕФТЬ» (г. Радужный Тюменская обл.), «ПУРНЕФТЕГАЗ» (г. Пур-Пе, Тюменская обл.), «МЕГИОННЕФТЕГАЗ» (г. Мегион, Тюменская обл.), «ТЮМЕНЬНЕФТЕГАЗ» (Тюмень), «ЧЕРНОГОРНЕФТЬ» (г. Нижневартовск, Тюменская обл.), «ТОМСКНЕФТЬ» (г. Стрежевой, Томская обл.), НК «ЛУКОЙЛ» (Москва), НК «СУРГУТНЕФТЕГАЗ» (г. Сургут, Томская обл.), НК «ЮКОС», НК «НОРИЛЬСКГАЗПРОМ» (Норильск), ГП «ЯКУТГАЗПРОМ» (г. Якутск), «СЕВЕРГАЗПРОМ» (Ухта), «АСТРАХАНЬГАЗПРОМ» (Астрахань), «НАДЫМГАЗПРОМ» (Надым), «ЯМБУРГГАЗДОБЫЧА» (г. Ямбург), «УРЕНГОЙГАЗПРОМ» (г. Новый Уренгой), «СУРГУТГАЗПРОМ» (г. Сургут).

Нефтегазопромысловая геология – научное направление и раздел геологических наук, развивающийся на стыке геологии нефти и газа, а также горнотехнических наук (нефтегазопромыслового дела). В ее задачи входит обоснование разработки нефтегазовых месторождений, контроль за этим процессом, регулирование разработки для достижения наиболее полного извлечения углеводородов, а также охраны недр и безопасности ведения работ. Н.г. обобщает методы выделения и расчленения в разрезе скважин отдельных нефтегазоводонасыщенных пластов, осуществляет контроль выработки запасов по пластам, промышленной эксплуатации нефтегазоносных горизонтов, контроль за разработкой и регулированием разработки для достижения максимальной нефтегазоотдачи.

Нефтегазопромысловые исследования – исследовательские работы, направленные на получение исходных данных для подсчета запасов нефти, газа, конденсата, проектирования разработки месторождений, выбора технологических режимов эксплуатации скважин и контроля за процессом разработки месторождений.

Нефтематеринская порода – порода, содержащая в составе присутствующего в ней органического вещества углеводороды и другие компоненты нефти в рассеянном состоянии; способна при определенных условиях отдавать их породам-коллекторам. Такие нефтематеринские, или нефтепроизводящие отложения образуют свиты, формации или толщи с большим содержанием органического вещества, являющегося исходным материалом для мигрирующей отсюда нефти. Примером нефтематеринских отложений могут быть майкопская свита (серия) Предкавказья третичного возраста, доманиковая толща верхнего девона Урало-Тиманской области, баженовская свита Западной Сибири.

Нефтенасыщенность – наличие нефти в пористой среде, которое выражается в долях от объема пор пласта. Понятие *N*. пласта подразумевает количество имеющейся в пласте нефти по отношению к суммарному объему пор, каверн и трещин в нефтесодержащей породе. В естественных условиях нефть насыщает небольшую часть обычно крупных пор. Мелкие же поры, вследствие действия сил поверхностного натяжения, заняты водой. Чем больше мелких пор, тем больше в пласте «погребенной» воды. В некоторых пластах количество этой воды может достигать 40%. В процессе эксплуатации залежи «погребенная» вода обычно себя не проявляет, и скважины дают безводную нефть.

Нефтехранилище – сооружение для хранения нефти и продуктов ее переработки. Различают наземные, полуподземные и подземные *N*.

Нефть – маслянистая жидкость, обычно бурого до почти черного, реже бурокрасного до светло-оранжевого цветов, обладающая специфическим запахом. Представляет собой смесь углеводородов метанового, нафтенового и ароматического рядов с примесью (обычно незначительной) сернистых, азотистых и кислородных соединений. Удельный вес редко ниже 0,7 и выше 1,0, колеблясь обычно в пределах 0,82–0,89. Низкий удельный вес *N*. (легкая нефть) может быть обусловлен как химическим ее характером – содержанием метановых углеводородов, так и фракционным составом – высоким содержанием бензина. Различают легкую (650–870 кг/м³), среднюю (871–910 кг/м³) и тяжелую (910–1050 кг/м³) нефть. Теплота сгорания 43,7–46,2 МДж/кг. Различают также *N*. асфальтового, парафинового и смешанного основания. Главное отличие свойств пластовой нефти связано с наличием в ней растворенного газа, который при подъеме нефти на поверхность выходит из раствора. Тяжелая нефть обязана своим высоким удельным весом повышенному содержанию асфальто-смолистых веществ. Содержание серы в нефти обычно ниже 1%, но иногда достигает 5–5,5%. Количество парафина колеблется от следов до 10% и выше. Содержание асфальто-смолистых компонентов и вязкость тяжелой *N*., как правило, выше, чем у легкой нефти. *N*. – это минеральное жидкое полезное ископаемое, важнейший источник жидкого топлива, смазочных масел и др. нефтепродуктов, а также важнейшее сырье для производства искусственных и синтетических волокон, пластических масс, синтетических каучуков, спиртов, кислот и др. продуктов нефтехимической промышленности.

Нефтяная оторочка – слой нефти, обычно небольшой толщины, подстилающий газовую залежь на ее периферии. См. Оторочка нефтяная.

Нефтяная сопка (кировая сопка) – небольшое возвышение конической или караванобразной формы. Имеет кратерное углубление, заполненное водой и нефтью. Вместе с ними из Н.с. выделяются газы и жидкая грязь. Н.с. и грязевые сопки (грязевые вулканы) генетически и морфологически связаны между собой.

Нефтяной газ (неочищенный природный) – смесь углеводородных и неуглеводородных соединений в газовом состоянии, которую получают в процессе извлечения нефти из залежи на поверхность, а также сбора и подготовки нефти.

Облитерация – явление в пористой среде при фильтрации жидкости, когда в местах сужения поровых каналов происходит их закупорка коллоидными частицами или активными молекулами асфальтенов, смол, полимеров, содержащихся в жидкости.

Область нефтегазоносная (НГО) – единица нефтегазогеологического районирования, являющаяся составной частью нефтегазогеологической провинции и включающая отдельные НГ районы и зоны. Характеризуется общностью строения, условий нефтегазообразования, нефтегазонакопления и истории геологического развития в течение времени формирования осадочного чехла. Среди НГО возможно выделение областей бассейнового типа (синклинии, впадины, прогибы) и межбассейнового типа – своды, мегавалы и др. Примерами НГО могут быть Днепровско-Донецкая, Парижская, Ферганская и др.

Обломочные породы – группа осадочных горных пород, сложенная минеральными зернами или обломками. Они могут быть рыхлыми и сцементированными, разделяются по размерности на грубообломочные (псефиты), среднеобломочные (песчаные, или псаммитовые) и мелкообломочные (алевритовые). Имеют преимущественно осадочное происхождение, а также вулканическое (пирокластические породы), тектоническое (меланж, милониты, тектонические брекчии и др.), ледниковое (морена, тиллиты). Среди наиболее распространенных О.п. – галечники, конгломераты, пески и песчаники, алевритовые породы. Син.: Кластические породы.

Обсадные трубы – используются для крепления стенок скважины и разобщения нефте-, газо- и водопродуктивных пластов друг от друга.

Общая толщина пласта – разница между глубинами залегания подошвы и кровли пласта в определенном месте.

Объект разработки, эксплуатационный объект – искусственно выделенная в границах месторождения геологическая единица, или определенная продуктивная толща, которая охватывает один или несколько продуктивных горизонтов, которые отличаются по геолого-технологическим и экономическим условиям и разрабатываются единой сеткой скважин одновременно. Главным принципом объединения пластов в самостоятельный О.р. является обеспечение экономически обоснованного и рационального способа освоения месторождения.

Объемный коэффициент пластовой нефти – отношение объема нефти в пластовых условиях к таковому на поверхности. Он всегда больше единицы из-за большего, в пластовых условиях, влияния температурного расширения и газонасыщенности. Обусловлен расширением нефти за счет более высокой пластовой температуры и, главным образом, за счет растворения газа в нефти.

Объемный метод подсчета запасов нефти (газа) – основывается на расчете порового объема продуктивного пласта по данным о коэффициентах пористости, площади и толщинах (мощности) пласта с последующим приведением рассчитанного объема к условиям дневной поверхности. О.м.п. запасов газа – базируется на установлении геологических границ распространения залежи и характера порового пространства. В формуле объемного метода для подсчета запасов газа учитывается также коэффициент возможных потерь, так как в связи с малой вязкостью и большой подвижностью газа возникают иногда значительные потери последнего при опробовании и пробной эксплуатации скважин. Другими особенностями этого подсчета являются: учет отклонения углеводородных газов от законов, выведенных для идеальных газов, и поправки на пластовую температуру. После извлечения запасов газа и падения пластового давления на устьях скважин до атмосферного в недрах остается еще некоторое остаточное давление, которое следует учитывать при подсчете промышленных запасов газа.

Озокерит (горный воск) – минерал нефтяного происхождения, представляющий собой природную смесь твердых углеводородов парафинового ряда с большим или меньшим количеством жидких нефтяных масел и смолистых веществ. Цвет от светло-желтого до почти черного. Известно большое количество местных названий О. и его разновидностей.

Окисление нефти – изменение нефти под действием кислорода (в условиях поверхностного залегания) или некоторых кислородсодержащих соединений в недрах. При субазральном О.н. (выветривании) нефть претерпевает испарение легких фракций, прямое окисление и осмоление. Конечным продуктом анаэробного О.н. является мальта или асфальт.

Опорные скважины – глубокие скважины, проводимые в районах, не изученных бурением, и имеющие своей задачей изучение геологического строения недр в целях определения направления поисково-разведочных работ для подготовки резервных запасов нефти и газа. Закладываются как на платформенных, так и в складчатых областях с целью изучения закономерностей пространственного распределения нефтегазоносных пород.

Опробование пластов – комплекс работ и мероприятий в скважине по вскрытию пласта и вызову притока с целью определения характера насыщения, давления и температуры, производительности, отбора проб и т.п. Процесс О.п. условно может быть разделен на три стадии: а) выбор объектов опробования и подготовка скважины к испытанию; б) испытание пласта; в) исследование пласта. При наличии нескольких объектов опробования все стадии повторяются.

Организация стран экспортеров нефти (ОПЕК) – международная межправительственная постоянно действующая организация, созданная нефтедобывающими странами в целях стабилизации цен на нефть. Создана она в сентябре 1960; первоначально в ее состав входили Иран, Ирак, Кувейт, Саудовская Аравия, Венесуэла (инициатор создания). В настоящее время в ОПЕК входит 12 стран; они контролируют около 2/3 мировых запасов нефти и на их долю приходится 40% от всемирной добычи или половина мирового экспорта нефти. Штаб-квартира ОПЕК первоначально находилась в Женеве (Швейцария), а с 1965 переместилась в Вену (Австрия). Министры энергетики и нефти государств, являющихся чле-

нами ОПЕК, дважды в год проводят встречи для оценки международного рынка нефти и прогноза его развития на будущее.

Осадочные породы – горные породы, являющиеся продуктами разрушения любых горных пород, жизнедеятельности организмов и выпадения из водной или воздушной среды минеральных частиц и последующего их уплотнения и изменения. Их принято разделять на такие основные группы: обломочные (кластические), глинистые, химические и биологические (биогенные). О.п. являются основным компонентом осадочного слоя земной коры, образуют отложения, которые содержат или разделяют горизонты с нефтью и газом.

Освоение скважин – комплекс работ, проводимых в скважинах по окончании их бурения с целью получения нефти и газа в промышленных количествах или осуществления закачки рабочего агента (для нагнетательных скважин). О.с. включает: герметизацию устья скважины, спуск подземного оборудования, установку надземного оборудования, вызов притока жидкости (газа) из пласта, за которыми в некоторых случаях следуют мероприятия по интенсификации притока (обработка соляной кислотой, торпедирование). В нагнетательных скважинах после вызова притока из пласта следует опытная закачка рабочего агента.

Ось складки – линия, проходящая вдоль складки по ее наиболее приподнятой части.

Открытые способы разработки – эксплуатационные работы, при которых производится снятие вскрыши и непосредственное извлечение соответствующего полезного ископаемого. Его преимуществом является наиболее высокая полнота извлечения добываемого материала и минимальные эксплуатационные затраты; земли разрабатываемого месторождения обычно подлежат рекультивации. Вместе с тем, при О.с.р. на какой-то срок выходят из сельскохозяйственного или другого обращения, используемые под горный отвод земли, резко ухудшается экологическая обстановка (уничтожается растительность, нарушается режим подземных вод, почвенный покров, возрастает запыленность, иногда происходит выход на дневную поверхность вредных компонентов).

Охрана недр – многообразное понятие, направление исследований и практической деятельности, один из разделов охраны природы, окружающей среды, экологической геологии. Включает: 1) максимально возможное и целесообразное извлечение на поверхность используемых компонентов при разработке месторождений полезных ископаемых; 2) обеспечение охраны подземных вод в процессе горных работ, разнообразного строительства, других форм техногенного воздействия на недра; 3) наблюдения и комплекс мероприятий по сохранению статистической и геодинамической устойчивости недр в условия подземной разработки полезных ископаемых, строительства инженерных сооружений, предупреждение их вредных последствий – просадки, образования провалов, нарушение геодинамического режима и др.; 4) наблюдение за природными процессами, в результате которых разрушаются верхние зоны земной коры и разработка мероприятий по снижению вредного их воздействия. Одним из направлений О.н. следует считать сохранение природных эталонов земной коры, выявление и сохранение геологических памятников природы. Поскольку понятие «недра» включают все то, что находится под земной поверхностью, объектом изучения и сохранения

данного направления должна быть и охрана почв, как от вредного естественного воздействия (заболачивание, засоление, разрушение), так и от техногенного, обусловленного геологической деятельностью человека. Комплекс мероприятий по О.н. включает: 1) организацию литомониторинга, системы наблюдений в области интереса деятельности человека; 2) составление проектов разработки полезных ископаемых с учетом максимально возможного извлечения добываемого сырья; 2) предохранение загрязнения подземных вод и вредного нарушения гидродинамического режима в процессе строительства и разработки полезных ископаемых; 4) создание инженерных сооружений и проведение других мероприятий по сохранению морских и речных берегов, обеспечение устойчивости оползневых зон, предупреждение вредного воздействия карста и др. процессов, разрушения почвенного покрова, подтопления, заболачивания, засоления почв и грунтов в местах проживания человека; 5) использование вскрыши, техногенных месторождений, некондиционной горной породы в процессе добычи полезных ископаемых; 6) разработка мероприятий по сохранению устойчивости недр в процессе подземной добычи полезного ископаемого путем закачки промстоков в эксплуатируемые залежи нефти и газа, закладка в шахтные емкости отвалов и др. Широко используемое в обиходе понятие «О.н.» (в том числе, название ранее существовавшего в нашей стране Министерства геологии и О.н.) не имеет, однако полной комплексной расшифровки его сущности. Трактовка его остается различной в разных областях геологии и техногенной деятельности (в горном деле, геологии нефти и газа, рудной, инженерной и др., гидрогеологии, инженерной и геологической экологии).

Оценка воздействия на окружающую среду, ОВОС – определение масштабов и уровней воздействия проектируемой деятельности на окружающую среду, мероприятий по предотвращению или уменьшению этих воздействий, приемлемости проектных решений с экологической точки зрения.

Оценка прогнозная – количественная оценка прогнозных ресурсов углеводородов в геологических объектах, необходимая для планирования направления и объемов поисково-разведочных работ на нефть и газ. О.п. производится с помощью специальных методов прогнозирования на основании комплекса геологических, геохимических, гидрогеологических и др. критериев нефтегазоносности для разных объектов, как геологических (бассейн, комплекс и т.д.), так и формальных (административная область, район и т.д.). Завершающей задачей является геолого-экономическая оценка запасов, определяющая рентабельность освоения ресурсов.

Парафин – смесь предельных углеводородов состава $C_{19}H_{40}$ – $C_{35}H_{72}$, с температурой плавления 50-70оС. Входит в состав нефти. Высокое содержание П. приводит к технологическим осложнениям при добыче и транспортировке нефти из-за его отложений на стенках труб.

Парциальное давление – давление одного из компонентов газовой смеси, которое он оказывал бы на стенки сосуда, если бы один занимал весь предоставленный для смеси объем. Давление смеси газов равно сумме парциальных давлений всех компонентов смеси.

Перегонка нефти (разгонка, дистилляция, фракционирование) – процесс термического разделения нефти на фракции (дистиллаты) по температурам кипения входящих в ее состав соединений. При промышленной П.н. обычно получают бензины, лигроины, керосины, реактивные и дизельные топлива, мазуты и котельные топлива. Фракции и остатки П.н. используются непосредственно или в качестве сырья для вторичных процессов переработки нефти – крекинга, пиролиза, риформинга и др.

Переработка нефти и газа – набор операций, предшествующий использованию составных частей этих углеводородов. Он включает уточнение состава нефти и газопродуктов (топливо, растворитель, битум и др.), а также характеристику типов установок для их переработки. Среди установок для перегонки нефти и мазута применяют те, что получили название атмосферных, вакуумных, атмосферно-вакуумных и комбинированных. Способы переработки газов включают сжатие газа до определенного давления, извлечения из него нестабильного бензина, разделение бензина, а также способ низкотемпературной сепарации, при которой из газа выделяют конденсат.

Периклиналь (периклинальное окончание) – замыкание и погружение антиклинальной складки по ее простиранию. В резко выраженных складках П. характеризуется непрерывной изменчивостью азимутов падения слоев; причем азимуты располагаются веерообразно в сторону погружения оси антиклинали. Иногда П. называют краевые части брахиантиклинали, примыкающие к оси складки.

Перфорация – операция, проводимая в скважине, обсаженной колонной, для обеспечения сообщения между скважиной и пластом. Производится с помощью перфоратора – устройства, пробивающего отверстия в колонне. Перфораторы бывают пескоструйные, пулевые, торпедные и др. Созданные отверстия используются как для извлечения пластового флюида, так и для закачки в пласт или затрубное пространство воды, газа, цемента и др. агентов.

Песчаные породы – осадочные обломочные горные породы. Они бывают рыхлыми (пески) и сцементированными – песчаники. Последние скреплены цементом, чаще глинистым или карбонатным. По размерам зерен различают крупнозернистые П.п. (1-0,5 мм), среднезернистые (0,5-0,25 мм) и мелкозернистые (0,25-0,1 мм). По минеральному составу П.п. разделяются на мономинеральные (один компонент составляет более 95%), олигомиктовые и полимиктовые, многоминеральные. Породы эти достигают наибольшей пористости (до 40-50%, обычно 10-25%), что позволяет считать их наилучшими коллекторами.

Пикнометр – лабораторный стеклянный сосуд известного объема, предназначенный для определения плотности газов взвешиванием.

Пласт – отдельный однородный слой, подстилаемый и перекрываемый другими слоями горных пород, отличающимися по каким-либо признакам от выше и ниже лежащих: внешний вид, окраска, гранулометрический или минеральный состав и др. Поверхности П., отделяющие его от соседних, называются: верхняя – кровлей, нижняя – подошвой.

Пласт-коллектор – пласт, отличающийся более высокими коллекторскими фильтрационно-емкостными свойствами от подстилающего и перекрывающего пластов. П.-к. служит каналом для перемещения (миграции) флюидов, а при

благоприятных условиях – наличии ловушки, и их аккумуляции. П.-к. называют также горную породу терригенного, карбонатного или другого состава, которая способна аккумулялировать, фильтровать и отдавать в процессе разработки жидкие или газообразные флюиды.

Платформа – главный структурный элемент земной коры континентов. Это крупные малоподвижные участки, в строении которых различают кристаллический фундамент внизу, а выше – осадочный чехол. Соответственно в пределах П. обособляют щит (место выхода на поверхность фундамента) и плиту – область, занятую осадочным чехлом. По времени образования различают древние и молодые П. Для этих структур характерны своеобразные формации (обычно морские или континентальные с небольшими мощностями) и своеобразный вулканизм. Депрессии в пределах этих структур с мощным разрезом осадочных пород, их краевые прогибы и материковые рифтовые системы являются основным местом скопления нефти и газа. П. принято отличать от складчатых сооружений.

Плита – крупнейшая отрицательная структура платформ, противопоставляемая щиту. Нижний ярус П. – кристаллический (в пределах древних платформ) или складчатый в пределах молодых платформ, а верхний ярус ее представлен платформенным чехлом. Часто между этими ярусами обособляется т.н. промежуточный комплекс. По темпу развития выделяют подвижные и устойчивые П. В качестве первых выступают части платформ, характеризующиеся большим размахом нисходящих тектонических движений и в связи с этим имеющие более мощный чехол. С плитами молодых и древних платформ связано значительное скопление месторождений нефти и газа (Западно-Сибирская, Северо-Африканская и др.). Подобные плиты платформ следует отличать от литосферных плит.

Плотномер – средство измерения плотности газов. В лабораторных условиях плотность газа измеряется с помощью пикнометра. На газоизмерительных станциях крупнейших магистральных газопроводов применяются автоматические П.

Плотность (объемная масса) – масса единицы объема тела, отношение массы вещества к занимаемому им объему. Единица измерения П. – килограмм на кубический метр (кг/м³). В нефтегазопромысловой практике одна из важнейших характеристик вещества, участвующая практически во всех расчетах.

Плотность сетки скважин – отношение площади месторождения, вовлеченной в разработку, к количеству эксплуатационных скважин. Оценивается в гектарах на одну скважину.

Покрышка нефтегазовых месторождений – комплекс непроницаемых, преимущественно глинистых пород, покрывающих залежи нефти и газа и тем самым способствующих их сохранению. Наличие такой П. является одним из важнейших условий сохранения месторождения. Различают П. региональные, субрегиональные, зональные, локальные и др.

Пористость – свойство породы, заключающееся в наличии в ней всякого рода пустот (пор, каверн, трещин). Выражается в процентах от геометрического объема породы. П. измеряется коэффициентом П., который представляет собой отношение объема всех пустот горной породы к ее общему объему, выраженное в процентах или в долях единицы. Различают полную и открытую П. Полная П. есть отношение объема всех пор к объему породы. Открытая, или эффективная,

П. – это отношение объема сообщающихся пор, в которых возможно течение флюидов, к видимому объему породы. Также различают: 1) П. абсолютную (полную, общую) – все пустоты горной породы независимо от их формы, величины и взаимного расположения; 2) П. открытую (насыщенную) – совокупность сообщающихся между собой пустот; 3) П. эффективную – совокупность пустот горной породы, участвующих в процессе фильтрации; 4) П. закрытую – совокупность пустот горной породы, не сообщающихся между собой. П. определяется по результатам изучения керна или геофизических исследований в скважинах.

Приведенное давление – давление, приведенное к условной горизонтальной плоскости. Для сравнения давлений, измеренных в разных скважинах и на разных глубинах, их приводят (пересчитывают) к какой-либо горизонтальной плоскости, например, плоскости ГВК (ВНК). Расчет производится по формуле: $P_{пр} = P_{изм} + \rho gh$, где $P_{изм}$ – измеренное давление, ρ – плотность пластового флюида, g – ускорение силы тяжести, h – расстояние от точки измерения до плоскости сравнения.

Приведенные температура и давление – отношение измеренной температуры и давления к их критическим значениям. Применяются в термодинамических расчетах, в частности, при расчете коэффициента сжимаемости газа.

Приведенный радиус скважины – фиктивная расчетная величина радиуса скважины, определяемая расчетом или по результатам гидродинамических исследований скважин. Он показывает, какой радиус должна иметь скважина, если бы она была совершенной по степени и характеру вскрытия пласта.

Призабойная зона пласта – зона вокруг ствола скважины, образовавшаяся в результате вскрытия и эксплуатации пласта бурением и его последующей эксплуатации за счет протекания процессов, нарушивших первоначальное равновесное механическое и физико-химическое состояние пласта. Размеры зоны могут оцениваться по результатам гидродинамических исследований скважины.

Признаки нефтегазоносности – все те показатели, по которым геологические объекты, содержащие залежи нефти и газа, отличаются от объектов, их не содержащих. П.н. делятся на прямые и косвенные. К прямым П.н. следует относить выходы нефти и газа на земную поверхность, нефтегазопоявления в горных выработках (в скважинах, шахтах, шурфах и др.), наличие битумов в породах, жидких и газообразных УВ в пластовых водах, тяжелых УВ с преобладанием высших гомологов в газах. К косвенным П.н. относятся такие особенности строения и развития геологических объектов, которые согласно эмпирическим или теоретически обоснованным закономерностям свидетельствуют о наличии в недрах рассматриваемого объекта залежей нефти и газа. В зависимости от масштаба и типа геологических объектов в качестве косвенных П.н. выступают различные черты строения и развития этих объектов в разных сочетаниях. Различают тектоническую, геохимическую и гидрогеологическую группы косвенных П.н. Следует иметь в виду, что перечисленные и другие косвенные П.н. позволяют давать лишь вероятностную оценку возможности обнаружения залежей нефти и газа в недрах.

Прирост запасов нефти и газа – величина абсолютного увеличения учитываемых балансами запасов как результат поисково-разведочных работ, перерасчетов и переоценки параметров продуктивных пластов. Различают полный П.з., чистый

П.з., – увеличение запасов либо уменьшение их в результате проведения геологоразведочных работ, и удельный П.з. – отношение полного П.з., полученного в данной районе за определенный период, к объему проведенных за тот же период поисково-разведочных работ в натуральном или стоимостном выражении.

Провинция нефтегазоносная (НГП) – единица нефтегазового и геологического районирования мегапровинций, соответствующая отрицательным геологическим объектам надрегионального масштаба и являющаяся ассоциацией смежных нефтегазоносных областей с общими главными чертами регионального геологического строения, истории развития в течение всего времени существования осадочного чехла, условий нефтегазообразования. НГП выделяются лишь в пределах платформ и краевых систем. Примерами НГП могут быть Волго-Уральская, Западно-Канадская, Предкавказская, Западно-Сибирская и др.

Прогноз нефтегазоносности – понимается либо как прогнозная оценка ресурсов углеводородов в геологических объектах, либо как начальная стадия регионального этапа геологоразведочных работ на нефть и газ, которые выполняются в пределах всей или части территории (акватории) осадочного бассейна. В задачу работ на этой стадии входит изучение общего геологического строения и перспектив нефтегазоносности недр: определение мощности осадочного выполнения бассейна, характера и закономерностей ее изменчивости по площади; расчленение разреза отложений на отдельные литолого-стратиграфические комплексы, структурные этажи и ярусы; выявление по этим признакам отдельных структурно-фациальных зон и характера основных этапов их геотектонического развития. А также осуществление тектонического районирования осадочного бассейна; выделение нефтегазоперспективных комплексов отложений, зон возможного нефтегазонакопления; выполнение нефтегазогеологического районирования территории (акватории), качественной и количественной оценки перспектив нефтегазоносности (определение прогнозных ресурсов нефти и газа категории Д2 и частично Д1); выбор основных направлений и первоочередных объектов для дальнейших исследований.

Прогнозные запасы – запасы нефти (газа), устанавливаемые по косвенным признакам: наличие структур, выявленных сейсморазведочными работами и благоприятных для накопления флюидов, а также приуроченность данных структур к району, перспективно нефтегазоносному. П.з. относятся к категориям запасов С2 и Д.

Продуктивность скважины – способность скважины при оптимальных условиях эксплуатации давать то или иное количество полезной продукции в единицу времени. Если скважина дает чистую продукцию, например нефть или газ без воды, то ее продуктивность численно равна дебиту. При совместном поступлении в скважину нефти (газа) и воды продуктивность ее определяется дебитом лишь чистой полезной продукции. При совместном поступлении нефти и газа, конденсата и газа П.с. характеризуется отдельно дебитом каждого вида продукции. В количественном отношении П.с. выражается уравнениями продуктивности.

Проект разработки – проектный документ, который составляется после завершения разведки, опытной эксплуатации и утверждения запасов нефти (газа) по высоким категориям (А, В, С1). Основываясь на геологическом строении место-

рождения, свойствах нефти и газа, выполняются гидродинамические расчеты показателей разработки по нескольким вариантам, которые определяют объем добычи нефти (газа) во времени, количество скважин и порядок их ввода в эксплуатацию, методы поддержания пластового давления и повышения нефтеотдачи, способ эксплуатации скважин и др. Расчетом экономической эффективности вариантов устанавливают наиболее рациональный вариант разработки. П.р. включает выделение объектов разработки, обоснование системы разработки (сеть скважин, оптимизация технологических показателей разработки, технико-экономическое обоснование оптимального варианта разработки, технологическое обеспечение проекта и др.).

Происхождение нефти и газа – остается предметом изучения, обсуждения и даже споров. Исследования начаты еще со времен М.В. Ломоносова и Д.И. Менделеева и к настоящему времени существует несколько десятков гипотез. Кроме органических гипотез – образование углеводородов за счет подземной перегонки органического вещества (уголь, торф, битумы) – существуют представления о поступлении исходных веществ и из глубоких недр, что обусловлено происходящими там химическими реакциями. Данные о происхождении важны для организации поисковых работ и разработки месторождений. В настоящее время принято считать, что существуют разные факторы нефтегазообразования – от представлений о нефтематеринских отложениях, поступления или миграции в залежи органического вещества осадочных пород, до сложных химических процессов в недрах.

Промысел – а) организационная структура, подразделение в составе нефтегазодобывающего предприятия; б) комплекс сооружений, трубопроводов и оборудования, предназначенный для сбора скважинной продукции (нефти, газа, конденсата), ее обработки: очистки, осушки и подготовки к транспорту, измерения ее количества (расхода) и отправки в магистральные или распределительные трубопроводы.

Промысловая геофизика – совокупность геофизических методов исследования, к которым относятся: а) различные методы каротажа; б) некоторые методы контроля технического состояния скважин (термометрические измерения, определение диаметра скважины, измерение искривления скважины и др.). К П.г. относят также перфорацию, отбор грунтов из стенок скважины боковым грунтоносом и торпедирование. Комплекс промысловых геофизических исследований подбирается так, чтобы при возможно меньшем количестве замеров в скважине обеспечить наиболее полную геологическую документацию ее разреза, выявление коллекторов и их оценку. Обычно в комплекс таких исследований входят: электрический каротаж, радиоактивный каротаж, изменение диаметра скважины, БКЗ в продуктивной части разреза. В зависимости от геологического разреза района комплекс исследований меняется.

Проницаемость – способность породы пропускать через себя жидкости и газы под воздействием перепада давлений. Единица проницаемости в системе СИ – м², в геологии применяется внесистемная единица – дарси (1Д = 10-12 м²). Определяется в лаборатории на образцах породы (керне) или по результатам гидродинамических исследований скважин. Различают проницаемость общую или физическую, фазовую и относительную. Общая П. определяется для однофазной

жидкости (обычно воды), фазовая – для одной из фаз, при наличии в пористой среде нескольких флюидных фаз (нефть, газ, вода). Относительная П. – отношение фазовой проницаемости к общей. П. – важный показатель для оценки коллекторских свойств горных пород на стадии поисковых геологоразведочных работ на нефть и газ. Абсолютная П. определяется на сухом образце горной породы при фильтрации через нее газа, как правило, азота и характеризует максимальную П. данного образца. Эффективная П. характеризует фактическую П. в пластовых условиях, учитывающую только ту часть порового объема, которая вовлечена в процесс фильтрации флюида. Разновидность эффективной – фазовая П., характеризующая неодинаковую способность флюидных фаз (газа, нефти, воды) к фильтрации в пористой среде. Относительная П. – это отношение эффективной П. к абсолютной.

Профиль скважины – вертикальная проекция наклонно-направленной скважины на плоскость, параллельную плоскости проектного азимутального искривления ее ствола.

Пьезопроводность – параметр, характеризующий скорость передачи давления в пласте. Используется во всех расчетах при проявлении упругих сил сжатой жидкости и породы. Определяется по результатам исследования скважин. Единица измерения – м²/с.

Радиоактивный каротаж – метод изучения геологических разрезов по радиоактивному излучению пород. Основными модификациями Р.к. являются гамма-каротаж и нейтронный гамма-каротаж. Установка для Р.к. состоит из глубинного прибора, спускаемого в скважину на кабеле.

Разведанные запасы нефти и газа (категория А2) – запасы, детально разведанные на площади, околуренной по данным бурения глубоких скважин, давших промышленные притоки углеводородов. К числу таких данных относятся условия залегания, характер изменения коллекторских свойств и продуктивных горизонтов, качественный состав нефти и газа и основные показатели, характеризующие условия разработки: режим пласта, давление, проницаемость коллектора. Эти показатели получены на основании пробной эксплуатации, специальных лабораторных исследований.

Разведка месторождений (залежей) – заключительный этап геологоразведочных работ на нефть и газ, основной целью которого является подготовка месторождений (залежей) к разработке с подсчетом запасов нефти и газа по категориям С1 и частично С2. Разведка проводится на месторождениях нефти и газа, получивших уже по величине запасов категорий С1 + С2 и др. геолого-экономическим критериям положительную оценку промышленной значимости. Основными задачами разведки являются: оценка параметров для подсчета запасов категорий С1 и частично С2 и для проектирования разработки, определение пространственной изменчивости геолого-промышленных параметров по объектам (горизонтам) разработки, получение исходных данных для выбора рациональной системы разработки. Комплекс разведочных работ включает в себя: а) бурение и испытание разведочных скважин; б) производство опытной или опытно-промышленной эксплуатации продуктивных скважин; в) исследование скважин промыслово-геофизическими и др. методами; г) повторную интерпретацию геолого-геофизических

материалов с учетом новых данных. По результатам Р.м. подсчитываются начальные балансовые и извлекаемые запасы нефти, газового конденсата и горючего газа, а также сопутствующих компонентов по категориям С1 и С2; дается заключение об основных эксплуатационных объектах месторождения и рациональных способах их эксплуатации.

Разведочное бурение – бурение скважин с целью разведки твердых, жидких и газообразных полезных ископаемых, а также для выяснения прочности грунта для оснований искусственных сооружений. В нефтегазовой промышленности перед Р.б. стоят следующие задачи: 1) детальное изучение геологического разреза как нефтегазовых свит, так и покрывающих их отложений; 2) выяснение геологического строения данного месторождения; 3) определение количества и мощностей нефтяных и газовых пластов или залежей; 4) выяснение расположения, числа и характера водоносных горизонтов; 5) опробование и испытания нефтегазовых притоков; 6) подготовка площади для эксплуатации. В результате такого бурения выясняются форма и размеры залежи, устанавливаются запасы изучаемого компонента, производится подготовка площади и объекта для ОПЭ. **Разведочные скважины** – по назначению подразделяются на три основные группы. В первую группу входят Р.с., закладываемые с целью установления направления разведочных работ на нефть и газ в районах, не исследованных в геологическом отношении, но предварительно изученных геофизическими работами (опорные Р.с.), а также с целью уточнения геологического строения отдельных площадей и подтверждения данных геофизических работ (структурные Р.с.). Во вторую группу входят поисковые Р.с., закладываемые с целью открытия новых нефтяных и газовых месторождений или новых залежей нефти и газа на старых месторождениях. В третью группу входят Р.с., закладываемые для доразведки и оконтуривания уже открытых залежей нефти и газа с целью подготовки их к эксплуатации (оконтуривающие Р.с.).

Разгазирование нефти – способ выделения газа из растворенного состояния в нефти для определения его молекулярного состава. Различают контактное Р.н. (газ продолжает оставаться в сосуде) и дифференциальное (газ полностью выводится из системы).

Разлом – крупное разрывное нарушение в земной коре, проникающее на большую глубину, имеющее значительную длину и ширину. Принято выделять несколько их типов: глубинный Р. (длительно развивающаяся региональная разрывная структура), трансформный Р. (разрывное нарушение в океанах, пересекающее поперек срединноокеанский хребет и вызывающее смещение расположенных в его центральной части рифтовых долин), Р. океанский, Р. магистральный и др. Иногда этот термин используется как обобщенное понятие, включающее разного рода разрывы – сбросы, взбросы, сдвиги, надвиги и др. независимо от их размера. Р. в таком случае становится синонимом разрыва. В практике геологических работ термин Р. часто используется независимо от размера этого тектонического нарушения и его геологической природы.

Разработка нефтегазовых залежей, месторождений – система управления процессом движения жидкостей и газа в пласте к забоям эксплуатационных скважин при помощи определенной системы размещения скважин по площади за-

лежи, установления их количества и порядка ввода их в эксплуатацию, режима их работы, регулирования балансом пластовой энергии. Совокупность этих условий, при которых происходит разработка залежи, определяет собой систему разработки. Это система оптимальной, сбалансированной одновременной добычи нефти (газа) из всех гидродинамически связанных эксплуатационных скважин месторождения или его части (обособленного эксплуатационного объекта). Понятие «разработка» предполагает осознанное, научно обоснованное управление процессами движения пластовых флюидов к забоям эксплуатационных скважин путем регулирования режимов работы скважин, размещенных по площади месторождения в определенном порядке. Существуют также понятия стадии разработки, анализ разработки, система разработки месторождения (залежи), режим разработки, регулирование процесса разработки, требующие дополнительного разъяснения. Последовательность этапов Р.н.з. состоит из промыслово-исследовательской разработки, промышленной разработки месторождения и доразведки месторождения.

Разрыв, нарушение разрывное – общее название разных видов тектонических нарушений, сопровождаемых перемещением разорванных частей геологических тел относительно друг друга. В специальной литературе его часто называют дизъюнктивом, дизъюнктивной (разрывной) дислокацией, иногда разломом. Р. в таком случае противопоставляются пликативным, или складчатым дислокациям (деформациям), является понятием, близким к разлому. Естественно, что их следует отличать от гидравлического разрыва пласта, осуществляемого при разработке нефти. Одним из ограничений для использования этого термина в практике структурно-геологических работ можно считать то, что формально те же трещины являются своеобразными разрывами, одной из ее групп.

Растворимость – способность веществ образовывать с другими веществами (растворителями) растворы. Р. измеряется количеством вещества, способным раствориться в данном растворителе при заданных термобарических условиях. В геологии нефти и газа наибольший интерес представляют взаимные растворимости компонентов подземных вод, нефти и газов. В частности, это явление имеет значение для понимания условий формирования газоконденсатов.

Резервуары – емкости для хранения нефти и других жидких веществ. Могут быть металлическими, размещенными на поверхности, и железобетонными полузаглубленными или заглубленными под уровень земной поверхности. В нефтепромысловой практике чаще всего применяются цилиндрические стальные Р., изготавливаемые в заводских условиях из листового стали соединением листов электросваркой или газовой сваркой под флюсом. На месте установки Р. собираются из отдельных элементов заводского изготовления.

Рифт (англ. – трещина, разрыв) – узкая протяженная впадина, или провал, формирование которой происходит по ограничивающим его разломам, обычно пересекающим всю земную кору. Образование Р. представляет собой сравнительно кратковременный процесс, который сопровождается своеобразным вулканизмом и сейсмической активностью. Первоначально причиной образования Р. считали местное растяжение и опускание какого-то блока по ограничивающим его разломам, что было вызвано силой тяжести. Выявление региональных рифтовых си-

стем разного возраста потребовали уточнить и дополнить такие представления. Различают океанические Р., располагающиеся в пределах срединно-океанических хребтов, и материковые. Последние, так же как и первые, образуют региональные и трансматериковые системы – среднепалеозойскую, пермско-триасовую, позднейкайнозойскую. Материковые Р. и особенно зоны их пересечения зачастую являются местами крупнейших скоплений нефти и газа (Западная Сибирь, Туранская плита и др.).

Рифтогенез – процесс образования рифтов. Если по поводу происхождения океанических рифтов, располагающихся в зонах границ литосферных плит, особых разногласий не существуют, то по генезису материковых рифтов такого единства пока нет. Представления о глубинных процессах, обуславливающих проседания ограниченных разломами участков земной коры со своеобразным вулканизмом, нельзя считать убедительными, так как непонятно, что их рождает. Недавно была предложена новая точка зрения о материковом Р., которая предполагает крупные воздымания, поднятия жестких платформенных площадей, обусловленные сжатием литосферных плит и образованием горно-складчатых сооружений. Рифтовые системы, располагающиеся поперек таких зон сжатия, являются результатом обычного проседания разорванных структур. Такая точка зрения может представлять определенный интерес для геологии нефти и газа, так как эти процессы сопровождаются расслоением земной коры и формированием зон с благоприятными коллекторскими свойствами.

Сапропель – озерный ил, органоминеральные осадки озерных водоемов. Образуется в результате разложения низших водных организмов (растительных и животных) преимущественно в анаэробных условиях; эти отложения получили название сапропелитов. Представляет собой торфяную стадию каустобиолитов сапропелитового ряда. В органической теории происхождения нефти признается исходным материалом для ее образования.

Свод складки – часть складки, примыкающая к осевой линии, занимающая самое высокое гипсометрическое положение.

Сепарация – разделение, отделение друг от друга на составные части разных фаз – нефти, газа, воды.

Сернистые соединения нефти – сера в нефтяных дистиллатах. Они встречаются в виде элементарной серы, сероводорода, сульфидов, меркантанов, полисульфидов, остаточной серы и др. компонентов. Нефти, совершенно лишенные серы, неизвестны. Среднее содержание серы в нефти 0,75%. Это явление должно учитываться при использовании нефти.

Сероводород – химическая формула – H_2S , бесцветный горючий газ с резким запахом, высокотоксичный, хорошо растворим в воде. Нередко присутствует в залежах углеводородов. В технологических процессах нефтегазодобычи необходимо учитывать его высокую коррозионную активность.

Синеклиза – большая (сотни километров) и широкая плоская впадина округлой формы в пределах платформы, заполненная осадочными породами. Как правило, С. осложнены более мелкими структурами (сводами, впадинами, валами). Примером таких структур может быть Московская, Вилнойская, Прикаспийская С. К некоторым крупным С. часто приурочены нефтегазоносные провинции со

значительными запасами углеводородов. Однозначного значения данная тектоническая структура не имеет.

Синклиналь – форма залегания горных пород и геологическая структура в виде складки, обращенной выпуклостью вниз. В ядре С. расположены более молодые отложения.

Скважина – цилиндрическая горная выработка, глубина которой многократно превышает ее диаметр. Скважины для добычи нефти и газа обсаживаются одной или несколькими колоннами из стальных труб, пространство между которыми заполняется цементом. В зависимости от назначения выделяют следующие категории скважин: Опорные – предназначены для изучения геологического строения крупных регионов, определения закономерностей распространения основных комплексов отложений и перспектив обнаружения полезных ископаемых. Параметрические – бурят для уточнения глубинного геологического строения территории, выявления перспективных районов для постановки детальных геологических работ, а также выяснения геолого-геофизических характеристик разреза для привязки сейсмических и других наземных геофизических исследований. Структурные – бурят для выявления и подготовки к поисково-разведочному бурению перспективных в нефтегазоносном отношении геологических структур. Поисковые – имеют своей задачей открытие новых месторождений нефти и газа. Разведочные скважины бурят на площадях с установленной нефтегазоносностью для подготовки запасов промышленных категорий и сбора исходных данных для составления проекта разработки месторождения. Эксплуатационные скважины бурят для добычи нефти (газа). В эту категорию могут входить также скважины оценочные, наблюдательные и нагнетательные. Существует понятие о сетке размещения скважин, которая бывает равномерной и равномерно-переменной, а по схеме размещения – квадратной и треугольной.

Скорость фильтрации – скорость, определяемая как отношение расхода жидкости (газа) к площади сечения пористой среды, через которую происходит фильтрация: $V_f = Q / F$, где V_f – скорость фильтрации, м/с; Q – расход, м³/с; F – площадь сечения, м².

Сланцевая нефть – один из нетрадиционных источников углеводородов, к изучению которого приступили лишь недавно. По данным Управления энергетической безопасности США, С.н. возможна более чем в 40 странах. Больше всего ее в России (22% мировых запасов), что вероятно связано с наличием здесь мощных нефтематеринских подразделений типа баженовская свита, майкопская серия и др. Но она здесь не добывается, и пока интерес к ней не проявлен. Второе место занимают США, а третье – Китай. По оценкам Международного энергетического агентства С.н. уже в ближайшее время может стать важным источником удовлетворения спроса на такое сырье; в США оно в настоящее время составляет 30% добываемого объема углеводородов.

Сланцевый газ – метан, содержащийся в плотных породах преимущественно глинистого состава (алевролиты, аргиллиты, сланцы). Его основным источником являются не горючие сланцы и сапропелиты, а черные сланцы зоны мезокатагенеза, характеризующиеся слабой проницаемостью (обычно не более 6%). Первая попытка начать их освоение была предпринята в США (1821). После начала

освоения обычного природного газа о С.г. забыли, и начали проявлять к нему интерес лишь с 1970-х. В 2009 добыча газа из таких пород в США составила 14%. Пока технология добычи С.г. разработана лишь в этой стране; она сложна и сводится к бурению системы скважин вертикального и горизонтального направления с последующим гидроразрывом пласта. Но интерес к получению такого нетрадиционного сырья проявляют многие страны, в том числе Украина, где газоносные сланцевые породы развиты широко. Имеющиеся результаты и развиваемые на этой основе представления позволяют некоторым специалистам говорить о «сланцевой революции».

Сланцы – общее название метаморфических пород слабых и средних степеней метаморфизма. При ударе раскалываются на тонкие плитки по плоскости сланцеватости. Образуются преимущественно глинистых пород. По составу и структуре различают глинистые, аспидные, горючие, кремнистые, медистые, углистые, менилитовые, кристаллические (средняя и частично сильная степень метаморфизма), слюдяные, хлоритовые сланцы. Особый интерес к их изучению в последнее время обусловлен возможностью получения сланцевого газа.

Смолы – высокомолекулярные углеводородные соединения, содержащиеся в нефти, иногда в значительных (до 30%) количествах; они включают серу и азот. Это фракция асфальто-смолистых веществ нефти или битумоида, растворимая в петролейном эфире и адсорбируемая из этого раствора силикагелем или др. адсорбентами. Аналитически С. подразделяются на подгруппы бензолных и спиртобензолных. Отложения С. на стенках труб могут вызывать серьезные технологические осложнения при добыче нефти.

Соляная тектоника – общий термин для геологических структур и процессов, происходящих вследствие текучести солей (эвапоритов). Это вид складчатости и других нарушений, которые сопровождаются подъемом соляных масс; основной причиной его может быть разница давлений (более низкая плотность солей по сравнению с вмещающими отложениями), возможно изменения температуры. Среди основных форм С.т. – складки с соляным ядром (диапиром, штоком, куполом); обязательным условием их формирования является наличие разрывных нарушений. Области классического проявления С.т. являются крупные платформенные депрессии с глубоким залеганием мощных соленосных отложений (Прикаспийская синеклиза, Польско-Германская и Днепровско-Донецкая впадины, впадина Мексиканского залива).

Стратиграфическая колонка – условное, частично графическое изображение наиболее полного осадочного разреза какой-то площади. На ней показывается возраст имеющихся отложений, местные их названия или единицы общей стратиграфической шкалы, их мощность, литологический состав, палеонтологические остатки, взаимоотношения стратиграфических подразделений (характер контактов, наиболее резко проявленные фациальные изменения). Иногда на колонке показаны привязанные к разрезу магматические образования, в том числе интрузивные. С.к. вместе с условными обозначениями и разрезами является непременным элементом стандартной геологической карты крупного и среднего масштаба. Общая схема размещения стратонтов: более молодые отложения вверх (четвертичная система на них не показывается) и древние вниз; если последние

не выходят на поверхность и не фигурируют на карте, делается пометка, что они установлены по результатам бурения или другим данным. С.к., составленные для крупного или среднего построенного региона, называются сводными. Иногда С.к. трактуется как синоним понятия стратиграфический разрез.

Стратиграфия – раздел исторической геологии, изучающий хронологическую последовательность формирования осадочных отложений, слоев горных пород и их первичные пространственные взаимоотношения. Она занимается корреляцией (сопоставлением) разновозрастных отложений на больших площадях, а также установлением их датировки, периодизации геологической истории. Различают общую (глобальную), региональную и местную стратиграфическую шкалу. Глобальная корреляция базируется на существовании общепринятой стратиграфической и геохронологической шкалы, которая положена в основу составления геологических карт.

Структура пород – в нефтегазовой геологии понимается как формы залегания (блоки, линзы, прослои) в пределах продуктивного пласта, которые существенно влияют на распределение запасов нефти и газа в объеме залежи и на условия их добычи. С.п. характеризуется коэффициентами пористости, песчанности, трещиноватости и расчлененности.

Структурная карта – графическое изображение в том или ином масштабе распределения по площади значений абсолютных отметок какой-либо структурной поверхности (кровли или подошвы пласта, реперного горизонта, соляного тела и др.). С.к. строятся на топографической основе определенного масштаба. Основой графического изображения на ней являются изогипсы – линии равных абсолютных отметок. Кроме того, на С.к. условными знаками показываются линии пересечения структурной поверхности с поверхностями сбрасывателей разрывных нарушений, осевые линии складок и др. С.к. являются основными документами при прогнозе нефтегазоносности, подсчете запасов УВ и планировании поисковых, разведочных и эксплуатационных работ не нефть и газ.

Сухая скважина – условное название скважины или одного из разведочных объектов в скважине (пласта, горизонта, по предварительным данным, нефтегазоносного), который в результате опробований не дал промышленных притоков пластовых флюидов.

Тектонические структуры – структурные элементы земной коры, образованные главным образом эндогенными геологическими процессами. Среди основных их типов можно различать материки и океаны, характеризующиеся различным строением земной коры. В пределах материков выделяются платформы и складчатые сооружения; последние принято делить на складчатые пояса, области, системы, отдельные структурно-фациальные зоны. В пределах платформ выделяют щиты и плиты (участки выхода на поверхность их кристаллического фундамента или перекрытые осадочным чехлом), осложненные антеклизмами и синеклизмами. В складчатых областях обособляются также антиклинории и синклинории, срединные массивы, наложенные прогибы и впадины, а также пограничные Т.с. – краевые прогибы, вулканические пояса. Частными Т.с. платформ и складчатых сооружений являются рифты, прогибы, впадины, солянокупольные структуры, различного рода кольцевые структуры, зоны тектоно-магматической активизации,

отдельные пластины, шарьяжи, чешуи и др. Элементарными Т.с. являются складки, разрывные нарушения (разрывы, разломы), зоны трещиноватости. В океанах Т.с. выделяются главным образом по морфологическим и генетическим признакам: океанические плиты, впадины, глубоководные желоба, островные дуги, срединноокеанские (срединноокеанические) хребты.

Тектоническое нарушение – нарушение сплошности (разрыв) или деформации слоев горных пород, обусловленные движениями в земной коре. Они могут быть проявлены смещением (разрывы, разломы) или складчатыми деформациями. На структурных картах Т.н. изображаются разного рода линиями, которые показывают характер изгиба или разрыв изогипс.

Температурный режим месторождения – характер распределения пластовых температур по площади и объему месторождения нефти или газа и их изменение во времени.

Теплоемкость – количество теплоты, поглощаемое телом при нагревании его на 1оС. Для газов различают теплоемкость при постоянном давлении Ср и постоянном объеме Сv.

Теплопроводность – процесс передачи тепла за счет атомно-молекулярного взаимодействия частиц при их соприкосновении. Перенос тепла происходит без каких-либо перемещений. В твердых веществах, в отличие от жидкостей и газов, теплопередача осуществляется исключительно за счет теплопроводности.

Теплотворная способность – количество тепла, выделяющегося при полном сгорании 1 кг твердого, жидкого или газообразного топлива. Это характеристика нефти (газа) как энергоносителя.

Термические свойства горных пород – к ним относятся: удельная теплоемкость, теплопроводность и температуропроводность. Знание этих характеристик необходимо при проектировании тепловых методов воздействия на призабойную зону скважин с целью повышения нефтеотдачи пластов.

Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция – расположена в северо-восточной части Русской равнины. Планомерное освоение ресурсов провинции начато в 1929. В середине XX ст. поиски залежей УВ были связаны главным образом с поддоманиковыми терригенными отложениями; затем они переместились в северные и северо-восточные районы. Протяженность материковой части провинции 900 км при максимальной ширине 700 км. В ее составе обособляется пять НГО с доказанной промышленной нефтегазоносностью почти всего чехла, начиная от ордовика и кончая триасом. Для НГП характерны многопластовые месторождения нефти и газа (до 20 залежей). Промышленные запасы нефти и газа сосредоточены в 80 месторождениях 21 нефтегазоносного района. На северном продолжении этой НГП располагается провинция Баренцева моря, с которой в последнее время связывают большие перспективы.

Титрование – способ определения концентрации вещества в растворе путем дозированного добавления точных количеств реактива. Конец Т. устанавливают с помощью индикаторов.

Точка росы – предельное содержание водяных паров в газе при данной температуре, одна из точек на линии фазового превращения, разделяющей области существования жидкой и газообразной (паровой) фаз на диаграмме состояния (фазо-

вой диаграмме). Характеризуется температурой и давлением (для данного состава газа). Т.р. характеризует предельное содержание водяных паров в газе в данных термодинамических условиях, это одна из точек на линии фазового равновесия (превращения), разделяющей области существования жидкой и газообразной (паровой) фаз на диаграмме состояния, фазовой диаграмме. При определении влагосодержания природного газа измеряют температуру Т.р. – температуру начала конденсации водяного пара при данном давлении.

Трещиноватость – рассеченность горных пород трещинами, разрывами без заметного смещения. Это текстура горной породы, вид отдельности, вызванный динамическими радиальными сжимающими или растягивающими тангенциальными напряжениями. Существует множество классификаций Т.: по генезису, ориентировке напряжений и трещин, по масштабу проявления. Изучение Т. имеет чрезвычайно важное значение в определении свойств пород-коллекторов УВ и изолирующих свойств покрышек. Т. характерна для осадочных и магматических пород. Ее следует отличать от сланцеватости, широко проявленной в метаморфических породах.

Туффиты – осадочная горная порода, состоящая на 50-90% из обломочного материала вулканического происхождения. Могут обладать высокими коллекторскими свойствами.

Углеводороды (УВ) – органические соединения, твердые, жидкие и газообразные, состоящие из углерода (С) и водорода (Н) и не содержащие в значительных количествах других элементов. Имеют сложную схему деления (ароматические, метановые, нафтеновые и др.); обособляют также УВ ациклические и изоциклические (циклические). УВ – основной компонент большинства нефтей и горючих газов. Часто термин используется как обобщенный синоним нефтегазовых соединений.

Углефикация – процесс преобразования торфа в уголь и дальнейшее изменение угля (вплоть до его превращения в графит) под действием температуры и давления в течение геологического времени. Выделяют следующие стадии У.: буроугольная (Б), длиннопламенная (Д), газовая (Г), жирная (Ж), коксовая (К), отощенно-спекающаяся (ОС), тощая (Т), полуантрацитовая (ПА), антрацитовая (А). При У. происходит уплотнение органической массы угля, увеличение его отражательной способности, показателя преломления. Общая тенденция химических изменений в процессе У. заключается в увеличении содержания углерода, в уменьшении кислорода и выходе летучих веществ.

Угол падения пласта – угол между горизонтальной плоскостью и плоскостью падения пласта.

Уровень статический – уровень жидкости в скважине при полностью восстановленном пластовом давлении. Измеряется в метрах от устья скважины до зеркала жидкости. У.с. характеризует величину пластового давления в окрестностях скважины.

Устье скважины – верхняя часть ствола скважины, обычно заканчивающаяся колонной головкой.

Физика нефтяного пласта – учебная дисциплина, включаемая в программы подготовки инженерных кадров по специальностям, связанным с разработкой и экс-

плуатацией нефтяных и газовых месторождений. Рассматривает состав и свойства нефтегазосодержащих пластов, насыщающих пласты флюидов, а также методы исследования их в различных термодинамических условиях.

Флюид (лат. – текучий) – жидкие и газообразные вещества, заполняющие пустоты (поровый объем) в земной коре. Дифференциация флюидов в поле тяжести приводит к образованию в земной коре (по-видимому, преимущественно в ее верхних слоях) залежей нефти и газа. Термин употребляется для обобщения жидкостей и газов, которые насыщают поровое пространство залежи.

Фракционный состав нефти – относительное содержание в нефти отдельных фракций, отличающихся по физическим свойствам, прежде всего температуре кипения.

Хроматография – метод разделения и анализа смесей, основанный на различных способностях их компонентов к адсорбции, абсорбции, ионному обмену и др. Различают газовую и жидкостную Х. Для газов природных горючих хроматография является основным методом определения компонентного состава.

Шапка газовая – газонасыщенная часть нефтяной залежи, находящаяся с последней в термодинамическом равновесии. Нефть, подстилающая Ш.г., как правило, предельно насыщена газом для данного пластового давления.

Шахта – вертикальная, реже наклонная подземная горная выработка большого сечения и большой глубины, которая служит для добычи полезного ископаемого, иногда разведки (разведочная Ш.), а также других специальных целей. В ней различают шахтный ствол, шахтное поле (часть месторождения, которое разрабатывается определенной Ш.). Ш. называют также самостоятельную хозяйственную единицу горного предприятия.

Шахтная добыча нефти – применяется при разработке залежей высоковязкой нефти при небольшой глубине (до 300 м) залегания пластов. Шахта представляет собой вертикальный ствол и систему боковых отводов (штреков), проводимых чаще под нефтепродуктивным пластом. Из штрека в продуктивный пласт забуриваются скважины, через которые нефть стекает в желоб, расположенный в боковой части штрека. По желобу нефть стекает в пониженную часть штрека в нефтесборник, из которого она откачивается на поверхность. В средней части штрека проходит труба большого диаметра, обеспечивающая вентиляцию воздуха в шахте.

Шельф (англ. – мель, полка) – область мелководного моря, обычно до глубины 200 м, окаймляющая материковые площади. Ширина ее различна и может достигать 1500 км на северной окраине Евразии; в целом он занимает 8% площади Мирового океана. В геологическом отношении Ш. обычно представляет собой окраины материков, иногда имеют земную кору материкового или переходного типа. Активное их изучение в последние десятилетия предпринимались в связи с тем, что они могут содержать крупные скопления полезных ископаемых (нефть, газ, иногда россыпи) и зачастую являются площадями, не входящими в состав тех или иных государств.

Шлам – скопление мелкораздробленных частиц горных пород, которые в процессе бурения выносятся на поверхность восходящим потоком промывочной жидкости, циркулирующей в скважине. По Ш. выявляют литологическую характеристику

вскрываемых скважиной отложений, что должно документироваться. Использование или ликвидация этого материала входит в круг задач рекультивации.

Эвапориты – химические осадки, выпавшие на дно бассейнов в аридных зонах из пересыщенных растворов. Все Э. являются продуктами галогенеза. Обычно это разные хлоридные и сульфатные соли, некоторые доломиты. Наибольшим содержанием Э. характеризуются отложения перми (10,2%) и кембрия (7,4%). Э. являются важным индикатором палеогеографических условий, засушливого аридного климата. Понятие, близкое к применяемому у нас термину «соленосные отложения». Широко используется в зарубежной (американской) литературе.

Экзогенные процессы (от греческого рожденный после, снаружи, вне) – термин, введенный А. Гумбольдтом (1845) по отношению к процессам и явлениям, вызванным внешним по отношению к земной поверхности силами – действием Солнца, Луны, космоса, силы тяжести, ветра, климата, гидросферы, биоты. Протекают при нормальной температуре и давлении. Совокупность таких сил обуславливает процессы выветривания, денудации, переноса, осадконакопления. Э.п. выравнивают и сглаживают поверхность Земли, нивелирует ее рельеф, а также взаимодействуют и тесно связаны с эндогенными процессами.

Эксплуатационный объект – в нефтегазопромысловом деле это продуктивный пласт или группа пластов, выделенных при одновременной разработке в отдельную сеть скважин.

Эксплуатационный фонд скважин – совокупность скважин эксплуатационного объекта (месторождения), предназначенный для обеспечения добычи полезного ископаемого.

Экстраполяция – распространение выводов, полученных из наблюдения над одной частью явления на другую его часть.

Электроразведка – геофизический метод разведки месторождений, основанный на изучении естественных и искусственно созданных в недрах электрических полей.

Электрокартаж – группа электрических методов ГИС. С помощью специальных зондов производятся измерения электрического сопротивления горных пород и их самопроизвольной (спонтанной) поляризации. Применяется для расчленения разреза скважины на проницаемые и непроницаемые участки и прогноза характера насыщения пластов.

Эндогенные процессы (от греческого рожденные внутри) – процессы и явления, вызванные внутренними силами Земли. Они обусловлены энергией, образующейся при развитии вещества в недрах (плавление, магматизм, конвекционные перемещения, фазовые переходы), реакцией глубинных зон планеты на меняющийся ротационный режим, изостатическими движениями. К Э.п. относятся различные проявления магматизма, тектонические движения, метаморфические, метасоматические, гидротермальные и др. процессы. Э.п., в сочетании с экзогенными, являются основными факторами формирования рельефа и земной коры в целом. Синонимы: внутренние силы, глубинные или гипогенные процессы.

Эпигенез – вторичные процессы, приводящие к изменению пород после их образования (например, уплотнение, перекристаллизация).

Эрозия (от латинского размывание, разъедание) – процесс разрушения земной поверхности водными потоками. По форме проявления различают плоскостную Э. (смыв рассеянным дождевым и талым стоком; ее проявлением может быть

Э. почв) и линейную, сосредоточенную в долине. Последняя разделяется на глубинную Э. (регрессивную, пятающуюся), распространяющуюся вверх по течению, и боковую, которая в результате меандрирования или одностороннего перемещения реки приводит к формированию дна долины. Линейный размыв производит и придонными течениями (Э. морского дна), в результате которого образуются подводные долины, котлованы, промоины. Главными эрозионными формами рельефа являются долины рек и оврагов, ледниковые трог. Именно Э. обуславливает наиболее резкую расчлененность рельефа, максимальные относительные его отметки. Э. отличают от более широкого понятия денудация, хотя в зарубежной геологии между ними часто не делается различия.

Ядро складки – тело, сложенное пластичными, инородными по отношению к складке, породами, выжатыми из нижележащих отложений в процессе складкообразования.

Язык обводнения – вид избирательного обводнения залежи краевой или подошвенной водой, когда фронт подтягиваемой к скважине пластовой воды имеет вытянутую форму в виде языка. Это условное название отвечает состоянию обводнения скважины краевой водой.

Глоссарий составлен на основе словаря: «Краткий словарь по геологии нефти и газа, нефтегазопромысловому делу» / В.О. Соловьев, И.М. Фык, С.В. Кривуля и др. – Х.: НТУ «ХПИ», 2013. – 172 с.

СОКРАЩЕНИЯ ПО ТЕКСТУ

АК – акустический каротаж
БГС – боковой горизонтальный ствол
БКЗ – боковое каротажное зондирование
БС – боковой ствол
БУ – буровая установка
БШ – буровой шлам
ВВН – высоковязкие нефти
ВГФ – водогазовый фактор
ВНК (ГНК, ГВК) – водонефтяной (газонефтяной, газовойдяной) контакт
ВНФ – водонефтяной фактор
ГК – гамма-каротаж
ГНО – глубинное насосное оборудование
ГРП – гидравлический разрыв пласта
ГРР – геолого-разведочные работы
ГС – горизонтальная скважина (скважина с горизонтальным окончанием ствола)
ГТМ – геолого-технические мероприятия
ИК – индукционный каротаж
КВ(П)Д(У) – кривая восстановления (падения) давления (уровня)
КИИ на трубах – комплект испытательных инструментов на трубах
КНС – кустовая насосная станция
КС – метод кажущегося сопротивления
МЗС – многозабойная скважина
МК – зона мезокатогенеза
МТГ – манометр-термометр глубинный
НГБ – нефтегазоносные бассейны
НГДУ – нефтегазодобывающее управление
НГК – нейтронный гамма-каротаж
НГПО – нефтегазопромысловое оборудование
НК – нейтронный каротаж
НКТ – насосно-компрессорные трубы
НГМП – нефтегазоматеринская порода
ННК – нейтрон-нейтронный каротаж
ННС – наклонно-направленная скважина
ОПЕК- англ. ОПЕС, The Organization of the Petroleum Exporting Countries
ОВ – органическое вещество
ПБ – природные битумы
ПБР – предприятие буровых работ
ПВР – прострелочно-взрывные работы
ПДГТМ – постоянно действующая геолого-технологическая модель
ПЖ – промывочная жидкость
ПЗП – призабойная зона пласта
ПЗС – призабойная зона скважины
ПНГ – попутный нефтяной газ

ПНП – повышение нефтеотдачи пластов
ПРИ – породоразрушающий инструмент (долото)
ПС – метод потенциалов самопроизвольной поляризации
РК – радиоактивный каротаж
РМ – расходомерия
РОВ – рассеянное органическое вещество
САВ – смолисто-асфальтеновые вещества
ТСР – технологическая схема разработки
ТЭК – топливно-энергетический комплекс
УБР – управление буровых работ
УВ – углеводороды
УВГ – углеводородные газы
ФЭС – фильтрационно-емкостные свойства
ЦДНГ – цех добычи нефти и газа
ЭВМ – электронная вычислительная машина
ЯМК – ядерный магнитный каротаж

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Андреев П.Ф., Богомолов А.И., Добрянский А.Ф., Карцев А.А. Превращения нефти в природе. (Под ред. Богомолова А.И.) Гостоптехиздат, 1958. – 416 с.
2. Баженова О.К., Бурлин Ю.К., Соколов Б.А. Хаин В.Е. Геология и геохимия нефти и газа: Учебник. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Издательство Московского университета, 2012. – 432 с., ил.
3. Бакиров А.А. Геология и геохимия нефти и газа. – М.: Недра. – 1982. – 288 с.
4. Баренбаум А.А. Научная революция в проблеме происхождения нефти и газа. Нефтегазовая парадигма // Георесурсы, №4 (59), 2014, С. 9-15.
5. Басниев К.С., Некрасов А.А., Адзынова Ф.А., Якушов В.С. Моделирование разработки газогидратной залежи в палеогеновых отложениях севера Западной Сибири / Нефтяное хозяйство. – 2016. – №11. – С. 110-112.
6. Белоновская Л.Г. Трещиноватость горных пород и разработанные во ВНИГРИ основы поисков трещинных коллекторов нефти и газа // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2006. – Т.1. – <http://www.ngtr.ru/rub/10/04.pdf>
7. Боровский М.Я., Борисов А.С., Фахрутдинов Е.Г. Комплексное геолого-геофизическое изучение верхней части осадочного чехла. – Казан: Изд.во Казан. ун-та, 2016. – 216 с.
8. Брод И.О., Ерёмченко Н.А. Основы геологии нефти и газа. – М.: Изд-во МГУ. – 1953. – 338 с.
9. Брод И.О., Левинсон В.Г. Происхождение нефти и нефтегазоаккумуляция. – М.: Изд-во нефтяной и горно-топливной литературы, 1955.-240 с.
10. Введение в геологию нефти и газа: Учеб. пособие для студ. обучающихся по спец. 020305 «Геология и геохимия горючих ископаемых» / под ред. К.А. Маврина. – Саратов: Изд-во Саратов. Ун-та, 2008. – 148 с.: ил.
11. Габриэлянц Г.А., Пороскун В.И., Сорокин Ю.В. Методика поисков и разведки залежей нефти и газа. – М.: Недра, 1985. – 304 с.
12. Ганиев Р.Р. Автореферат канд. дисс. «Совершенствование методов поиска и разведки малоразмерных ловушек нефти в пашийско-тиманском продуктивном комплексе (на примере Татарстана)». Санкт-Петербург. – 2012 г.
13. Ганиев Р.Р. Повышение эффективности геолого-разведочных работ на девонские продуктивные отложения за счёт адресного уплотнения профилей сейсморазведки/ Георесурсы. – 2011. – №4(40). – С. 8–12.
14. Гаттенбергер Ю.П., Дьяконов В.П. Гидрогеологические методы исследований при разведке и разработке нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1979. – 244 с.
15. Геология и геохимия горючих ископаемых/ под ред. Б.А. Соколова – М.: ГЕОС. – 2003. – 196с.
16. Готтих Р.П., Писоцкий Б.И., Каплан С.А., Галуев В.И. К концепции полигенеза нефтяных залежей // Сборник материалов международной научно-практической конференции «Актуальные проблемы нефтегазовой геологии». – Санкт-Петербург: ВНИГРИ, 2007. С.61

17. Грушевенко Е. В., Грушевенко Д. А. Сланцевая нефть: технологии, экономика, экология, // ИНЭИ РАН, Экологический Вестник России. – 2013 № 5. – С.28-33
18. Губкин И.М. Учение о нефти. М., «Наука», 1975 г. – 384 с.
19. Епифанов В.А. Цикличность нефтенакопления в пульсациях земли, астрогеологический контроль генезиса углеводородов и биопозз // Сборник материалов международной научно-практической конференции «Актуальные проблемы нефтегазовой геологии».- Санкт-Петербург: ВНИГРИ, 2007. С.119
20. Еременко Н.А. Челингар Г.Б. Геология нефти и газа на рубеже веков. – М.: Наука. – 1996. – 176с.
21. Запорожец Е.П., Шостак Н.А. Гидраты.- Краснодар: Издательский Дом – Юг, 2014. – 460 с.
22. Коршак А.А., Шаммазов А.М. Основы нефтегазового дела. Разведка нефтяных и газовых месторождений. Бурение скважин. Добыча и переработка нефти и газа: Учеб. пособие. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 1999. – 132 с.
23. Киркинская В.Н., Смехов Е.М. Карбонатные породы-коллекторы нефти и газа. Л.: «Недра», 1981 г., 255 с.
24. Краткий словарь по геологии нефти и газа, нефтегазопромысловому делу / В.О. Соловьев, И.М. Фык, С.В. Кривуля и др. –Х.: НТУ «ХПИ», 2013. – 172 с.
25. Кудрявцев Н. А. Генезис нефти и газа. Труды Всесоюзного нефтяного научно-исследовательского геолого-разведочного института (ВНИГРИ), выпуск 319. Л.: Недра, 1973. 216 с.
26. Кэрролл Дж. Гидраты природного газа. – Технопресс, 2007. – 316 с.
27. Ларионов В.М., Кунеевский В.В., Оснос В.Б., Ваньков Ю.В., Сайфуллин Э.Р. Анализ имеющихся технологий добычи высоковязкой нефти // Материалы международной научно-практической конференции «Инновации в разведке и разработке нефтяных и газовых месторождений».- Казань: Изд-во «Ихлас», 2016. Том 2. С.172
28. Леворсен А.И. Геология нефти (перевод с англ.М.А.Гейгмана). М.:Изд-во нефтяной и горно-топливной лит-ры, 1958. – 488 с.
29. Ларочкина И.А., Ганиев Р.Р., Капкова Т.А. Типизация залежей нефти в продуктивных бобриковских отложениях и закономерности их развития – основа проектирования бурения скважин / Георесурсы 2009 4(32) С.19-
30. Мазо А.Б., Поташев К.А. Гидродинамика: учебное пособие для студентов нематематических факультетов.- Казань. Изд-во Казан. Гос. ун-та, 2008. – 126 с.
31. Мановян А.К. Технология первичной переработки нефти и природного газа. – М.: Химия, 2001. – 568 с.
32. Морариу Д., Аверьянова О.Ю. Некоторые аспекты нефтеносности сланцев: понятийная база, возможности оценки и поиск технологий извлечения нефти// Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2013. – Т. 8. – № 1.
33. Муслимов Р.Х. Пути увеличения и эффективного использования углеводородного потенциала Республики Татарстан в целях устойчивого развития // Материалы международной научно-практической конференции «Проблемы повышения эффективности разработки нефтяных месторождений на поздней стадии». – Казань: Изд-во «ФЭН», 2013. С.4

34. Муслимов Р.Х., Ананьев В.В., Смелков В.М., Тухватуллин Р.К. Методы прогноза, поиска и разведки нефтяных и газовых месторождений: учебное пособие. – Казань: Изд-во Казанского гос. ун-та, 2007. – 320 с.
35. Моделирование геологических тел с использованием структурно-генетических особенностей/ Булыгин Д.В., Ганиев Р.Р. Георесурсы 2010 2(34) С.18
36. Нефтегазоносность Республики Татарстан. Геология и разработка нефтяных месторождений / Под ред. проф. Р.Х. Муслимова. – в 2-х томах. – Т.1. – Казань: Изд-во «ФЭН» Академии наук РТ, 2007. – 316 с.
37. Проскураков В.А., Дабкин А.Е. Химия нефти и газа. – Санкт-Петербург: Химия, 1995. – 448 с.
38. Рассел У.Л. Основы нефтяной геологии. Под ред. Н.Б.Вассоевича, М.К.Калинко. Перевод с английского Ф.Г. Елифановой – Л.:Гостоптехиздат. 1958. – 619 с.
39. Сидорова Л.П., Султанбекова Е.Е., Стригунова Е.Е. Сланцевый газ и сланцевая нефть. получение и экологический ущерб. Учебное электронное текстовое издание – Екатеринбург: Изд. УрФУ – 2016 г. – 174 с. (Информационный портал <http://www.ustu.ru>).
40. Соболева Е.В., Гусева А.Н.. Химия горючих ископаемых: Учебник /– М.: Издательство Московского университета, 2010. – 312 с.
41. Соколов В.А. Миграция газа и нефти. . – М.: Изд. АН СССР – 1956. – 352с.
42. Состав сланцевых масел // Химия углеводородов нефти / Под редакцией Б. Т. Брукса, С. Э. Бурда, С. С. Куртца, Л. Шмерлинга. Перевод с англ. под редакцией проф. М.М. Кусакова.. – Гостоптехиздат. – М., 1958. – Т. 1.
43. Справочник по геохимии нефти и газа. Науч. ред. Неручев С.Г. – Спб.: ОАО «Издательство «Недра»», 1998. – 576 с.: ил.
44. Тимурзиев А.И. Современное состояние гипотезы осадочно-миграционного происхождения нефти (вопросы миграции УВ) // Сборник материалов международной научно-практической конференции «Актуальные проблемы нефтегазовой геологии».- Санкт-Петербург: ВНИГРИ, 2007. С. 52.
45. Тиссо Б., Вельте Д. Образование и распространение нефти. – М.: Мир. – 1981. – 501с.
46. Трофимук А.А., Карогодин Ю.Н., Мовшович Э.Б. Проблемы совершенствования понятийной базы геологии нефти и газа (На примере уточнения понятий «резервуар» и «ловушка») // Геология и геофизика. 1980. N2. С.3-10.
47. Троепольский В.И., Бадамшин Э.З., Смелков В.М. Закономерности размещения и условия формирования залежей нефти в карбонатных отложениях среднего карбона Татарии. Изд-во Казанского ун-та, 1981. 120 с.
48. Успенский Б.В., Валеева И.Ф. Геология месторождений природных битумов Республики Татарстан. Казань: Издательство ООО «ПФ «Гарт», 2008. – 349 с.
49. Хайн Норманн Дж. Геология, разведка, бурение и добыча нефти/ [Пер. с англ. З.Свитанько]. – М.: ЗАО «Олимп-Бизнес», 2010. – 752 с.:ил.
50. Элерн С.С. Некомпенсированные прогибы платформ – специфические структуры переходной стадии. Сборник статей под редакцией Троепольского В.И. Изд-во КГУ, 1976. С. 3-30.

51. Deaton W.M., Frost E.M. The hydrates of natural gas, pure synthetic gas mixtures // Gas. 1940. V.16 #6. P.28-30

52. Journal of Siberian Federal University. Chemistry 1 (2012 5) 3-17 Dechlorinative Oligomerization of Multiply Chlorinated Methanes Catalyzed by Activated Carbon Supported Pt-Co Vladimir I. Kovalchuka ; * William D. Rhodes and Mark A. McDonald. <http://elib.sfu-kras.ru/handle/2311/2854>

53. World Energy Resources 2013 Survey. – World Energy Council, 2013. – P. 2.46.

54. Tight oil production pushes U.S. crude supply to over 10% of world total. EIA (MARCH 26, 2014).

Учебное издание

Смелков Вячеслав Михайлович
Ганиев Радик Рифкатович

ГЕОЛОГИЯ И ГЕОХИМИЯ ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ

Курс лекций

Компьютерная верстка
А.И. Галиуллиной

Дизайн обложки
Р.М. Абдрахмановой

Подписано в печать 19.04.2018.
Бумага офсетная. Печать цифровая.
Формат 60x84 ^{1/16}. Гарнитура «Times New Roman». Усл. печ. л. 16,74.
Уч.-изд. л. 16,57. Тираж 500 экз. Заказ 54/12.

Отпечатано в типографии
Издательства Казанского университета

420008, г. Казань, ул. Профессора Нужина, 1/37
тел. (843) 233-73-59, 233-73-28