



ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ
БІЛІМ ЖӘНЕ ҒЫЛЫМ МИНИСТРЛІГІ
МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН



Қ.И.СӨТБАЕВ АТЫНДАҒЫ ҚАЗАҚ ҰЛТТЫҚ ТЕХНИКАЛЫҚ УНИВЕРСИТЕТІ
КАЗАХСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ
ИМЕНИ К.И.САТПАЕВА



Г.Ж. Жолтаев
П.Т. Гайковой
Б.М. Абишев
Г. Ермекбаева

ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА



**МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН**

**КАЗАХСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ имени К.И. САТПАЕВА**

**Г.Ж. Жолтаев, П.Т. Гайковой,
Б.М. Абишев, Г. Ермекбаева**

ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА

**Утверждено Научно-методическим советом
университета в качестве учебного пособия**

Алматы 2011

УДК 553.9(075.8)

ББК 26. 34я73

Ж 79 Жолтаев Г.Ж., Гайковой П.Т., Абишев Б.М., Ермакбаева Г.
Геология нефти и газа. Учеб. пособие. –Алматы: КазНТУ, 2010. –193 с.
Ил. – 40. Табл. – 15. Библиогр. – 17 назв. Схема – 1.
ISBN 978-601-228-300-6

Учебное пособие составлено для студентов нефтяного и геолого-разведочного институтков. Содержание пособия несколько шире программы «Геологии нефти и газа». В пособии освещены традиционные практические вопросы нефтяной геологии. «Осадочно-горные породы вмещалища для нефти и газа», «залежи нефти и газа», «месторождения нефти и газа», «состав и физические свойства нефти и природных углеводородных газов» и теоретические вопросы: «происхождение нефти и газа» их «миграция, аккумуляция и консервация. Внесены разделы по нефтегеологическому районированию, геологическому строению и нефтегазоносности нефтегазодобывающих регионов Казахстана, геологическим и геофизическим методам поисков нефти и газа. Большое внимание в пособии уделено обоснованию общих закономерностей в распределении запасов нефти и газа по разрезу и площади земной коры.

Учебное пособие отвечает всем методическим требованиям программы основной профилирующей учебной дисциплины «Геология нефти и газа» и может быть использовано студентами геологами-нефтяниками, разработчиками и геофизиками по структурно-нефтяной и промысловой геофизике.

УДК 553.9(075.8)

ББК 26. 34я73

Рецензенты:

Х.Х. Парагульгов – д-р геол.-минер. наук, проф.

ГНС ИГН им. К.И. Сатпаева,

С.М. Оздоев – зам. дир. ИГН им. К.И. Сатпаева,

академик НАН РК, д-р геол.- минер. наук, проф.

А.А. Жунусов – зав. каф. ГСПиРМПИ, проф.

Печатается по плану Министерства Образования и Науки РК на 2011 год

ISBN 978-601-228-300-6

© Г.Ж. Жолтаев и др., 2011

© КазНТУ, 2011

ВВЕДЕНИЕ

Нефтяная геология с первых дней своего становления оформилась в самостоятельную науку геологического цикла и рассматривает широкий круг вопросов. Она опирается на науки геологического, химического, физического и биологического циклов.

Нефть и газ возникают и образуют скопления в основном в породах осадочного слоя. Весьма редко нефть и газ скапливаются и в гранито-гнейсовом слое земной коры. Следовательно, их дальнейшая консервация и сохранение на длительное геологическое время связано с земной корой, развитие которой подчиняется общим геологическим закономерностям.

Нефть и природный углеводородный газ – сложные химические соединения, поэтому чтобы определить их состав и строение необходимо знать и уметь применять законы общей и органической химии (науки химического цикла).

Нефтяная наука исследует специфическое, жидкое и газообразное полезное ископаемое, которое способно передвигаться (мигрировать) в земной коре. Следовательно, при изучении условий образования скоплений углеводородов и закономерностей их залегания, а также их физических свойств геолог-нефтяник использует физические законы (науки физического цикла).

Подавляющее большинство геологов придерживается органической теории образования нефти и газа, поэтому биология и биохимия служат опорой не только при решении проблемы происхождения углеводородов, формирования их скоплений, но и их разрушения, в т. ч. и биологическим путем (науки биологического цикла).

С другой стороны на «Геологии нефти и газа» базируются такие специальные дисциплины как: «Нефтегазопромысловая геология», «Методы поисков нефтяных и газовых месторождений», «Нефтегазоносные провинции (области)»,

«Методы подсчета запасов», «Эксплуатация и разработка нефтяных и газовых месторождений».

Нефтяная геология дает ответы на две основные группы вопросов: как образовались и что представляют из себя нефть и газ; где искать эти ценнейшие полезные ископаемые.

В первую группу вопросов входят темы: «нефть и газ как полезные ископаемые», «нефть и газ в ряду каустобиолитов», «состав и физические свойства нефти и природного углеводородного газа», «дериваты нефти», «происхождение нефти и газа (органическая теория и неорганические гипотезы), «миграция углеводородов из нефтегазоматеринских толщ в природные резервуары с дальнейшим образованием скоплений УВ и их разрушение». В группу вопросов «где искать нефть и газ» входят следующие темы: «горные породы как вмещители нефти и газа», «коллекторы для нефти и газа», «природные резервуары для нефти, газа и воды», «ловушки для скопления углеводородов», «типы залежей нефти и газа», «типы месторождений нефти и газа».

Другими словами нефтяная геология дает ответы на следующие вопросы: как и где залегают нефть и газ в недрах земной коры, как образуются и сохраняются миллионы лет их скопления, каковы закономерности размещения их по площади земного шара, как возникли нефть и газ в природе в таких больших объемах.

Вышеперечисленные темы составляют содержание учебной дисциплины «Геология нефти и газа». Основной задачей её является изучение форм скоплений нефти и газа в недрах (типы залежей, месторождений), закономерностей их размещения, условий их возникновения, преобразования и разрушения (генерация, аккумуляция, консервация).

1 КРАТКАЯ ИСТОРИЯ ЗАРОЖДЕНИЯ, СТАНОВЛЕНИЯ И РАЗВИТИЯ НЕФТЯНОЙ ГЕОЛОГИИ И ПРОМЫШЛЕННОСТИ В МИРЕ И КАЗАХСТАНЕ

Нефтяная промышленность мира насчитывает около 150 лет. Зарождение ее в разных странах мира происходило почти одновременно.

В 1859 г. американский предприниматель Дрейк (Пенсильвания) из пробуренной им скважины получил промышленный приток нефти, чем положил начало нефтяной промышленности США. Спустя 5 лет (1864 г.) полковником в отставке Новосильцевым (Россия) из скважины, пробуренной на речке Кудако (левый приток реки Кубань, северо-западный склон Кавказа), был получен фонтан нефти. Этот факт свидетельствует о начале нефтяной промышленности России. В районе Баку (Азербайджан) первая промышленная нефть была получена в 1871 г. из скважины, пробуренной предпринимателем Мирзоевым. Нефтяной фонтан дебитом 32 т/сут забил здесь с глубины всего 40–45 м. В 1893 г. также на территории России был открыт еще один Терско-Сунженский нефтегазоносный район с фонтаном нефти из неогеновых отложений на Старогрозненской площади.

Первая нефть Казахстана была получена в 1899 г. на площади Карашунгул в скважине 7 с глубины всего 40 м из палеогеновых отложений. Суточный дебит скважины достигал 25 т/сут. Но, по мнению многих геологов, фактически нефтяная промышленность Казахстана берет отсчёт с Доссора, когда 29 апреля 1911 г. в урочище Доссор на одноименной солянокупольной структуре (90 км северо-восточнее Атырау) была пробурена скважина 3, из которой (интервал 225–226 м, средняя юра) ударил мощный фонтан нефти, выбросивший за несколько последующих дней 16000 пудов высококачественной бессернистой, маслянистой нефти. Эту дату многие нефтяники считают фактическим началом нефтяной промышленности Казахстана по следующим причинам. Нефть Карашунгула

мигрировала в палеогеновые отложения из нижележащих нижнемеловых и юрских залежей, поэтому запасы ее оказались весьма скромными и в больших масштабах она так и не была использована. А вот доissorская нефть сразу же, в этом же 1911 г. начала добываться в сравнительно больших объемах и интенсивно использоваться в экономике.

С зарождением нефтяной промышленности мира окончательно оформилась и геология нефти и газа, как обособленная прикладная наука геологического цикла. С развитием нефтяной промышленности добыча нефти бурно растет. Так, в России за всю историю существования нефтяной промышленности (начиная с 1864 г.) было добыто более 4 млрд. т нефти.

Если для первого миллиарда тонн потребовалось 90 лет, то для второго – 7, для третьего – всего 4,5 года и для четвертого – менее двух лет. Глубины нефтяных скважин также стремительно растут с 50–100 м до 5–7 км в настоящее время.

За время существования нефтяной промышленности в мире открыто примерно 40000 нефтяных и газовых месторождений. Месторождения УВ, к сожалению, распределены по площади Земли крайне неравномерно. По запасам отдельные месторождения нефти и газа также весьма неравномерны. Небольшое число месторождений включает основные запасы. Из 40000 открытых месторождений нефти и газа только 145 месторождений оказались крупными (101 нефтяное и 44 газовые). Нижний предел запасов этих месторождений 100 млн. т по нефти и 100 млрд. м³ по газу.

Распределение крупных нефтяных месторождений по регионам следующее: Ближний и Средний Восток – 48, Латинская Америка – 17, Северная Африка – 14. Что касается крупных газовых месторождений, то в Северной Америке их 20, в Западной Европе – 7 (Северное море).

Гигантские нефтяные и газовые, а их в мире 34 месторождения, с извлекаемыми запасами нефти более 500 млн. т и газа более 500 млрд. м³ распределены по регионам так: Ближний и Средний Восток – 21, во всех остальных регионах

мира – 13. Газовых гигантов в мире всего 7. К этой категории месторождений относятся и месторождения Тенгиз, Кашаган и Карашыганак в Казахстане.

За время существования нефтяной промышленности в мире выделено несколько крупнейших и крупных мировых центров нефтегазонакопления. В первую очередь, это Ближний и Средний Восток, где расположены следующие страны с высокой нефтегазодобычей: Саудовская Аравия, Объединенные Арабские Эмираты, Кувейт, Ирак, Иран и Катар. На Американском континенте выделен также мировой центр с основными нефтегазодобывающими странами: США, Мексика, Венесуэла.

В первой половине двадцатого столетия и в последние десятилетия открыто еще несколько мировых центров нефтегазонакопления. Это Западно-Сибирский нефтегазоносный регион России, центр нефтегазонакопления Северной Африки с нефтедобывающими странами – Нигерией, Ливией, Алжиром и регион акватории Северного моря, где добычу нефти и газа ведут нефтегазодобывающие страны – Великобритания, Норвегия и Нидерланды. Благодаря открытиям последних лет регион Каспийского моря также можно считать одним из мировых центров нефтегазонакопления. Здесь располагаются нефтегазодобывающие страны (Казахстан, Азербайджан, Туркменистан, Иран и Россия) с высокой нефтегазодобычей.

И.О. Брод (СССР) и У. Прейт (США) выделяют два мировых нефтяных пояса. Первый пояс это нефтяной регион Ближнего и Среднего Востока они продолжают далее на север и включают в него всю зону Каспийского моря: месторождения Азербайджана, Прикаспийской нефтегазоносной провинции, Мангышлака и Западного Туркменистана. Зону Мексиканского залива указанные авторы выделяют как второй мировой полюс нефтегазонакопления (1).

Другие исследователи (М. Хэлбути и Р. Кинг, США) выделяют один суперпояс мирового нефтегазонакопления, дугообразно-серповидно простирающийся от Алжира через зону Персидского залива, далее на Каспий и на Западную Сибирь, вплоть до Северного Ледовитого Океана. Указанный пояс при

ширине 1250–2000 км имеет протяженность 10 000 км и включает в себе 266 наиболее крупных нефтяных и газовых месторождений.

Из бывших Советских Республик развитую нефтяную и газовую промышленность имеют Россия, Казахстан, Украина, Узбекистан, Туркменистан, Азербайджан, Белоруссия, Таджикистан. Из них лидерство принадлежит Российской Федерации, как по современному уровню добычи нефти и газа, так и по дальнейшим перспективам.

За Россией следует Казахстан по тем же показателям. Из республик Средней Азии Узбекистан имеет высокий уровень добычи газа по Амударьинскому региону (газовые месторождения Газли, Мубарекская группа) и нефти на месторождениях Ферганы (Андижан, Палванташ, Избаскент и др). Туркменская республика обладает огромным мезозойским газовым потенциалом Мургабского и Амударьинского регионов и крупным нефтяным с добычей нефти из плиоценовых отложений в Западно-Туркменской впадине (нефтяные месторождения Кум-Даг, Котур-Тепе, Барса-Кельмес и др.).

Таджикистан также имеет небольшие запасы нефти и газа в Афгано-Таджикской впадине и несколько нефтяных месторождений в Ферганской впадине.

На территории Украины известны два нефтегазовых региона. Днепрово-Донецкий с добычей нефти и газа (месторождения газа Шебелинское, Солоховское, Бельское и др.) и Предкарпатский с добычей нефти из месторождений Бориславское, Долинское, Битковское и газа – Дашавское, Рудковское и др. В последние годы украинские геологи открыли несколько нефтегазовых месторождений в акватории Черного моря на западном погружении Крымской складчатой системы.

Белоруссия стала нефтяной Республикой только в 1964 г с открытием Речицкого и Осташковичского месторождений в Припятском регионе.

Ведущее место в добыче нефти среди Закавказских Республик принадлежит Азербайджану, старейшему нефтедобывающему региону, имеющему как крупные нефтяные

промыслы на суше (месторождения Балахано-Сабунчино-Раманинское, Бибизйбатское и др.), так и морские промыслы на месторождениях Нефтяные камни, Песчаный-Море, Гюргяны-Море и др.

Республика Грузия также является нефтедобывающей страной (месторождения нефти Самгори-Патардзеули, Мирзаани, Норио и др.), но годовая добыча нефти ее невелика.

Нефтяная промышленность многих из перечисленных выше стран является ведущей отраслью экономики, в т. ч. и Казахстана.

2 ГОРНЫЕ ПОРОДЫ – КАК ВМЕСТИЛИЩЕ НЕФТИ И ГАЗА

2.1 Общие сведения о классификации горных пород

Горная порода – это природное, чаще всего, твердое тело, состоящее из одного (известняк, ангидрит) или нескольких минералов (песчаник полимиктовый, гранит). Иными словами это естественная природная ассоциация минералов. Все горные породы по происхождению (генезису) подразделяются на три больших класса: магматические, метаморфические и осадочные.

Магматические горные породы образовались в результате внедрения магмы (силикатного расплава) в земную кору и затвердевания последней в ней (интрузивные магматические горные породы) или излияния лавы (силикатного расплава) на дно морей, океанов или земную поверхность (эффузивные магматические горные породы). И лава и магма изначально – это силикатные расплавы внутренних сфер Земли. Магма, внедряясь в земную кору, затвердевает в ней неизменной, а лава, изливаясь на поверхность Земли или на дно морей и океанов, теряет растворенные в ней газы, пары воды и некоторые другие компоненты. В силу этого интрузивные магматические горные породы по своему составу, структуре и текстуре резко отличаются от эффузивных. Примером наиболее распространенных магматических горных пород могут служить гранит (интрузивная порода) и базальт (эффузивная порода).

Метаморфические горные породы образовались в результате коренного преобразования (метаморфизма) всех других ранее существовавших горных пород под влиянием высоких температур, давлений и нередко с привносом в них или выносом из них отдельных химических элементов. Типичными представителями метаморфических горных пород являются мрамор образовавшийся из известняка, различные сланцы и гнейсы (образовавшиеся из глинистых осадочных пород).

Осадочные горные породы образовались за счет механического, химического и биологического разрушения других, ранее слагавших земную кору, пород и осадения этих минеральных веществ, в основном в водной, реже воздушной среде в результате проявления экзогенных (поверхностных) геологических процессов. Осадочные горные породы по условиям их образования (генезису) подразделяются на три группы: осадочные обломочные (терригенные), органогенные и хемогенные.

Осадочные обломочные (терригенные) горные породы сложены обломками ранее существовавших минералов и горных пород (табл. 1).

Таблица 1
Классификация осадочных обломочных
(терригенных) пород

Группа пород	Размеры обломков, мм	Рыхлые породы		Сцементированные породы	
		Окатанные Обломки	Неокатанные обломки	Окатанные обломки	Неокатанные обломки
Грубо-обломочные (псефиты)	Крупные > 200	Валуны	глыбы	валунные конгломераты	глыбовые брекчии
	Средние 200–10	галька (галечник)	щебень	галечный конгломерат	брекчия
	Мелкие 10–2	Гравий бывает нефтегазонасыщенным	дресва бывает нефтегазо насыщенной	гравелиты бывают нефтегазонасыщенные (гравийные конгломераты)	
Песчаные (псаммиты)	2–1	Пески грубозернистые очень часто бывают нефтегазонасыщенные		Песчаники грубозернистые очень часто бывают нефтегазонасыщенные	

Продолжение табл. 1

Группа пород	Размеры обломков, мм	Рыхлые породы		Сцементированные породы	
		Окатанные Обломки	Неокатанные обломки	Окатанные обломки	Неокатанные обломки
	1-0,5	Пески крупнозернистые очень часто бывают нефтегазонасыщенные		Песчаники крупнозернистые Очень часто бывают нефтегазонасыщенные	
Песчаные (псаммиты)	0,5–0,25	Пески среднезернистые очень часто бывают нефтегазонасыщенные		Песчаники среднезернистые очень часто бывают нефтегазонасыщенные	
	0,25–0,1	Пески мелкозернистые очень часто бывают нефтегазонасыщенные		Песчаники среднезернистые очень часто бывают нефтегазонасыщенные	
Алевритовые породы (алевриты)	0,1–0,01	алеврит (лесс, супесь, суглинок) часто бывает нефтегазонасыщенный		алевролит часто нефтегазонасыщенный	
Глинистые породы (пелиты)	< 0,01	глина (физическая, химическая) не бывает нефтегазонасыщенной (флюидоупор)		аргиллит не бывает (как правило) нефтегазонасыщенный (флюидоупор)	

Органогенные горные породы состоят из остатков (скелетов) живых организмов и продуктов их жизнедеятельности (биологический путь образования).

Хемогенные осадочные горные породы сформировались в результате выпадения химических элементов или минералов из водных растворов (табл. 2). Типичными представителями

осадочных обломочных пород являются песчаники и алевролиты, осадочных органогенных – различного типа органогенные известняки, мел, угли, горючие сланцы, нефть, осадочных хемогенных – каменная соль, гипс, ангидрит. Для геолога-нефтяника осадочные горные породы выступают главенствующими, т. к. они не только вмещают 99,9 % мировых запасов нефти и газа, а, и, согласно органической теории происхождения нефти и газа, являются генераторами этих углеводородов. Осадочные горные породы слагают верхний осадочный слой земной коры, который распространен по площади Земли не повсеместно, а только в пределах, так называемых, плит, которые входят в состав платформ – крупных стабильных участков земной коры, межгорных впадин и предгорных прогибов. Толщина осадочных пород колеблется в широких пределах от первых метров до 22–24 км в центре Прикаспийской впадины, расположенной в Западном Казахстане. Осадочный слой в нефтяной геологии принято называть осадочным чехлом. Под осадочным чехлом располагается нижний структурный этаж, именуемый фундаментом. Фундамент сложен магматическими и метаморфическими горными породами. Породы фундамента содержат всего 0,1 % мировых запасов нефти и газа. Нефть и газ в земной коре заполняют мельчайшие и мелкие поры, трещины, каверны горной породы, подобно тому как вода насыщает губку. Следовательно, чтобы порода содержала нефть, газ и воду она должна быть качественно отличной от пород не содержащих флюидов, т. е. она должна иметь поры, трещины или каверны, должна быть пористой. В настоящее время чаще всего промышленные скопления нефти и газа содержат осадочные обломочные (терригенные) горные породы, затем идут карбонатные породы органогенного генезиса и, наконец, карбонаты хемогенные (оолитовые и трещиноватые известняки и мергели). В земной коре пористые горные породы, вмещающие нефть и газ, должны переслаиваться с качественно иными породами, которые не содержат флюидов, а выполняют функцию изоляторов нефтегазонасыщенных тел. В табл. 1 и 2 показаны литофации горных пород, вмещающих нефть и газ и служащих флюидоупорами.

Таблица 2

Главнейшие осадочные породы органического и химического происхождения

Группа пород	Органогенные породы	Хемогенные породы
Карбонатные	известняк коралловый – CaCO_3 (очень часто бывает нефтегазонасыщенный) известняк-ракушечник – CaCO_3 (очень часто бывает нефтегазонасыщенный) известняк детритусовый – CaCO_3 (очень часто бывает нефтегазонасыщенный) Мел (как правило, не бывает нефтегазонасыщенным) Мергель (редко трещиноватый нефтегазонасыщенный)	известняк плотный известняк оолитовый (очень часто бывает нефтегазонасыщенным) известковый туф натечный известняк доломит – $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$ (очень часто бывает нефтегазонасыщенным) сидерит мергель (редко трещиноватый бывает нефтегазонасыщенным)
Кремнистые	диатомит опока	кремнистый туф кремь
Железистые	-	лимонит
Галоидные	-	каменная соль (самый качественный флюидоупор)
Сернокислые	-	Гипс $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$, ангидрит CaSO_4 (как правило флюидоупоры)
Алюминиевые	-	Боксит
Фосфатные	-	Фосфорит

Анализ табл. 1 и 2 показывает, что большинство терригенных пород в природе бывают нефтегазонасыщенными. Следовательно,

не случайно то, что впервые нефть и газ были обнаружены в указанных породах и длительный исторический период они добывались из этих пород. И только последние десятилетия двадцатого столетия во многих регионах были обнаружены огромные запасы нефти и газа и в карбонатных толщах. Это, в первую очередь, в коралловых, детритусовых и оолитовых известняках и доломитах. Итак, нефтегазовмещающими породами очень часто бывают следующие литофации обломочных осадочных пород: пески и песчаники, алевролиты и алевриты, гравелиты и гравий. Из группы карбонатных пород нефтегазовмещающими породами служат следующие литофации: известняк коралловый, известняк-ракушечник, детритусовый и оолитовый известняки и доломиты.

Не содержат нефти и газа, а выполняют функцию из оляторов следующие литофации осадочных пород: соль каменная – наиболее качественный флюидоупор, глина, аргиллит (нетрещиноватый), мергель (не трещиноватый), гипс и ангидрит плотные, известняк плотный пелитоморфный, мел и другие крепкие и нетрещиноватые горные породы. Отдельные пористые осадочные породы (коллекторы) могут содержать промышленные скопления углеводородов только тогда, когда они переслаиваются с породами-изоляторами (флюидоупорами), не содержащими нефти и газа.

3 СОСТАВ И ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА НЕФТЕЙ И УГЛЕВОДОРОДНЫХ ГАЗОВ

3.1 Состав и физические свойства нефтей

Нефть – горючее углеводородное полезное ископаемое, представляющее собой маслянистую жидкость от бесцветного до черного цвета, состоящую из метановых, нафтенных и ароматических углеводородов. В природе по цвету чаще всего встречаются темные нефти (черные, темно-коричневые, коричневые с различными оттенками). Светлые нефти – редки. В экономике нефть используется в двух важнейших направлениях: как уникальный энергоноситель, не имеющий альтернативы по энергоемкости и объему в земной коре, и как уникальное химическое сырье, из которого вырабатывают тысячи необходимых предметов для народного хозяйства. Это – синтетический каучук, синтетические спирты, стиральные порошки, искусственные ткани, пластмассы, краски, лаки, минеральные удобрения, строительные материалы, дорожное покрытие и мн. др.

В свое время, на заре нефтяной промышленности великий российский химик Д.И. Менделеев, занимавшийся комплексными исследованиями нефти, ратовал за то, чтобы человечество в большей степени использовало этот дар природы как ценнейшее невосполняемое химическое сырье. Но, к сожалению, мировая экономика пошла по другому пути, стала в большей степени использовать и до сих пор использует нефть и газ как энергоноситель, сжигая их в огромных количествах в разнообразных двигателях автомобилей, тепловозов, самолетов и кораблей.

3.1.1 Состав нефти

При изучении состава нефти, в первую очередь, определяется ее элементный химический состав. Все нефти содержат пять основных химических элементов: углерод, водород, серу, кислород, азот. Два первых резко преобладают

над остальными. В нефти содержится 83–87 % углерода, 12–14 % водорода, от 0,02 до 7 % серы, от 0,05 до 3,5 % кислорода и азота не более 1,7 %.

Кислород и азот ухудшают качество нефти, она становится более тяжелой, вязкой с меньшим содержанием легких фракций и масел, с большим содержанием неуглеводородных компонентов. Кислородные, азотные и сернистые соединения образуют малоценные нефти с большим содержанием неуглеводородных компонентов. Например, при содержании в нефти кислорода 1 % и серы органической 2 % она состоит уже на 30 % из неуглеводородных соединений. Но наиболее вредны для нефти и нефтепродуктов сера, сероводород и другие ее соединения. Насколько экономически важна проблема более тщательной очистки нефти и нефтепродуктов от серы можно пояснить на следующем примере. Увеличение содержания серы в бензине с 0,03 до 0,15 % (т. е. в пять раз) приводит:

- к увеличению капитальных ремонтов двигателей автомобилей в 2 раза;
- требует увеличения парка автомобилей в 1,7 раза;
- увеличивает расход топлива на 15 %;
- снижает мощность двигателей на 10 %;
- приносит огромный вред окружающей среде, что не поддается никакой экономической оценке. Сернистые топлива образуют окислы серы, которые губительно действуют на все живое. Кроме того, сера и сероводород, содержащиеся в углеводородах, создают агрессивную среду в скважинах и приводят к преждевременному износу бурового оборудования и обсадных труб.

Групповой химический состав нефтей также тщательно изучается. В нефтях выделены три основные группы углеводородов, имеющие различное химическое строение и физические свойства.

Парафиновые (метановые) углеводороды имеют общую формулу C_nH_{2n+2} , где «n» – число атомов углерода в молекуле. В стандартных условиях (температура 20 °С и давление

1 атм.) углеводороды данной группы бывают газообразные, жидкие и твердые.

Газообразные УВ (от C_1 до C_5) – это следующие газы: метан C_1 , этан C_2 , пропан C_3 , бутан C_4 , пентан C_5 . Жидкие УВ (нефть) имеют в молекуле от шести до пятнадцати атомов углерода (бензиновая фракция имеет от шести до девяти атомов углерода в молекуле). Твердые парафиновые углеводороды (в основном это парафин) имеют шестнадцать и более атомов углерода в молекуле. Содержание метановых углеводородов в природных нефтях колеблется от 25 до 30 %. Это полностью насыщенные и химически весьма устойчивые углеводороды.

Нафтеновые углеводороды имеют общую формулу C_nH_{2n} . В нормальных (стандартных) условиях это жидкости. Плотность их, как правило, выше метановых. Содержание их в природных нефтях колеблется от 25 до 30%, иногда значительно больше до 60 % (некоторые нефти Эмбенского нефтеносного района).

Ароматические углеводороды имеют общую формулу C_nH_{2n-6} . Содержание ароматических углеводородов в нефтях наименьшее (10–20 %) и встречаются они далеко не во всех нефтях. Типичные их представители бензол, толуол представляют собой прекрасные органические растворители.

Твердые кристаллические углеводороды нефтей (в нормальных условиях) представлены в основном парафином (церизином). Входят они в метановую группу (от C_{16} и выше) и содержатся в нефтях от ничтожных количеств до 25–30 %. Примером высокопарафинистых, уникальных по содержанию парафина нефтей (25–30 % парафина), могут служить юрские нефти месторождений Жетыбай и Узень (Южно-Мангышлакская нефтегазоносная область). Парафин является ценным химическим сырьем, но высокое содержание его затрудняет добычу и транспортировку нефти и увеличивает ее себестоимость, т. к. при этом необходимо дополнительно содержать службу депарафинизации скважин и применять скребки, горячий пар, воду, различные реагенты для очистки скважин при добыче высокопарафинистой нефти и подогревать нефтепроводы при ее транспортировке. Первый «горячий»

нефтепровод в Казахстане был построен от Узеньского месторождения (Мангышлак) до Новокуйбышевска (Российская Федерация). Парафин, являясь ценным химическим компонентом нефти применяется в медицине, электротехнике, как смазка, для выработки белковых веществ и во многих других отраслях.

Кислородные (неуглеводородные) химические соединения в нефти ухудшают ее качество, но иногда, такая нефть становится целебной и применяется для лечения различных кожных заболеваний (санаторий Нафталан на Кавказе). Кислородные соединения представлены нафтеновыми и асфальтогенными кислотами, фенолами и т. д. Содержание их в нефтях не превышает 10 %.

Смолисто-асфальтеновые вещества содержатся практически во всех природных нефтях, но количество их разное и колеблется от долей процента до 50 %. Указанные компоненты в нефтях по объему занимают второе место после углеводородов. Наиболее богаты смолисто-асфальтеновыми компонентами кайнозойские и частично мезозойские нефти.

Смолы – твердые аморфные вещества, реже вязкие малоподвижные жидкости от бурого до темно-коричневого цвета применяются в строительстве. По содержанию в нефти смол ее классифицируют как малосмолистую – содержание смол до 5 %, смолистую – от 5 до 15 % и высокосмолистую – более 15 %.

Асфальтены нефтей – твердые аморфные вещества темно-бурого и черного цвета. Сюда же входят азотосодержащие вещества пиридин и порфирин.

Микроэлементы золы нефтей промышленного значения, как правило, не имеют и используются как коррелятивы при сопоставлении нефтей одноименных горизонтов различных месторождений. Главные зольные элементы нефти ванадий и никель содержатся в золе нефтей до 0,04 и 0,01 %, соответственно. В ничтожных количествах в золе нефтей присутствуют фосфор, иод, бром, уран и более редкие химические элементы.

3.1.2 Физические свойства нефти

Цвет природных нефтей от бесцветного до светло-желтого, бурого и черного цветов с зеленоватым или голубоватым оттенками. Большинство природных нефтей имеют темный (черный, бурый) цвет. Но отдельные легкие нефти имеют светлые тона: бесцветный, желтый, красноватый.

Все нефти имеют специфический нефтяной запах.

Одним из основных физических свойств нефти является её плотность. Стандартной для нефти и нефтепродуктов принята, так называемая, относительная плотность. Определяется она как отношение плотности нефти к плотности стандартного вещества. Стандартным веществом обычно служит дистиллированная вода, плотность которой при $+4\text{ }^{\circ}\text{C}$ равна 1000 кг/м^3 . Стандартной температурой, при которой определяют плотности нефти и нефтепродуктов принята температура $+20\text{ }^{\circ}\text{C}$. Поэтому плотность нефти имеет обозначения ρ_4^{20} , d_4^{20} , γ_4^{20} , что указывает на принятую температуру измерения плотности нефти ($+20\text{ }^{\circ}\text{C}$) и сравнение полученной плотности нефти с плотностью стандартного вещества при $+4\text{ }^{\circ}\text{C}$. Единица измерения плотности нефти и нефтепродуктов в системе СИ – кг/м^3 .

В природе наиболее часто встречаются нефти с плотностями от 820 до 920 кг/м^3 , значительно реже с плотностями $720\text{--}770\text{ кг/м}^3$ (месторождение Марково, Россия) и $960\text{--}980\text{ кг/м}^3$ (месторождение Кара-Арна, Казахстан). Плотность нефти зависит от содержания в ней бензиновых, лигроиновых и дизельных фракций (легкие нефти) и от содержания смолисто-асфальтеновых, кислородных соединений (тяжелые нефти). Плотность нефтей и нефтепродуктов измеряют ареометром и пикнометром. Первый способ – полевой экспресс-метод, быстрый, но неточный. Чаще в лабораториях плотность нефти измеряют с помощью пикнометров. Практическая необходимость изучения плотности нефти состоит в том, что без знания плотности нефти невозможно подсчитать запасы ее, находящиеся в недрах, невозможно составить проект

20

разработки и осуществлять саму разработку месторождений нефти.

Вязкость – важное свойство нефти, которое показывает силу сопротивления перемещению одной части флюида (нефти), относительно другой. Стандартной для нефти и нефтепродуктов принята кинематическая вязкость, измеряемая вискозиметрами типа Оствальда-Пинкевича при температуре +20, +40, +60, +80 °С и т. д. Единица измерения вязкости в указанной системе сантистокс (сст). Вязкость природных нефтей колеблется в широких пределах от единиц сст до нетекучего состояния. Высокая вязкость обусловлена высоким содержанием в нефти парафина, кислородных соединений, смол и асфальтенов. Нефти месторождений Узень и Жетыбай при температуре +20 °С имеют нетекучее состояние из-за весьма высокого содержания парафина (25–30 %). Поэтому, по вязкости можно ориентировочно определять состав и качество нефти. Практическая необходимость изучения вязкости в пластовых и поверхностных условиях велика, поскольку вязкость нефти обуславливает специфические методы ее добычи, транспортировки и переработки.

Температура начала кипения различных нефтей неодинакова и зависит от строения и состава углеводородов, входящих в нефть. Чем больше атомов углерода входит в состав молекулы УВ нефти, тем выше начало кипения самой нефти. Бензиновые нефти имеют наиболее низкую температуру кипения, смолистые – наиболее высокую. Наблюдаются также различные температурные пределы выкипания отдельных фракций нефти, что используется при температурной (первичной) разгонке нефтей на нефтеперерабатывающих заводах (процесс первичной гонки). Так, с нагревом нефти до 60 °С выкипает петролейный эфир. Но эта фракция редко присутствует в нефтях. При дальнейшем нагревании нефти при атмосферном давлении до 200 °С выкипают бензиновая и лигроиновая фракции, до 240 °С под вакуумом – керосиновая; до 350 °С – под вакуумом газойлевая; до 500 °С при остаточном давлении 1–2 мм рт. ст – смазочные масла. Нагрев нефти выше

+500 °С также под вакуумом позволяет отобрать асфальтовые масла и в конце гонки остается мазут.

Молекулярная масса – важная физико-химическая характеристика нефтей, которая колеблется в пределах 240–290 и представляет собой средневзвешенное арифметическое молекулярных масс фракций нефти. Данный параметр указывает на состав нефти и используется для расчетов аппаратуры нефтеперерабатывающих заводов. Керосин и легкие смазочные фракции имеют молекулярную массу от 70 до 300, более тяжелые фракции (асфальтовые масла) имеют молекулярную массу значительно большую, чем средневзвешенная (240–590).

Теплотворная способность или удельная теплота сгорания нефти характеризует ее как уникальный энергоноситель, альтернативы которому в таких больших используемых объемах в настоящее время нет, достигает 11000 ккал/кг, (43544800–45638300 Дж; 1 ккал равна 4187 Дж). Это в полтора раза больше теплоты сгорания каменного угля и в три раза – сухих дров.

Электропроводность нефти важнейший физический параметр, используемый в геолого-геофизических исследованиях при поисках и разведке нефти и газа. Идеально чистая нефть – «диэлектрик», но в пластовых условиях она содержит в том или ином количестве высокоминерализованную воду (проводник электричества), что снижает ее электроизоляционные свойства. В практике поисково-разведочных работ на нефть и газ для выявления нефтегазоносных пластов в разрезе скважин используется обратный электропроводности параметр – сопротивление нефтегазонасыщенных пластов. Высоким электрическим (оммическим) сопротивлением на каротажных диаграммах характеризуются нефтегазонасыщенные пласты, а водонасыщенные – самым низким сопротивлением в силу большой минерализации воды, насыщающей пласт. Глины и многие другие породы имеют промежуточные значения оммического сопротивления. Рассматриваемый физический параметр нефти широко используется также и в других (кроме каротажа) геофизических методах при поисках нефти и газа (электроразведка, прямые геофизические методы).

Способность природных нефтей светиться при облучении их каким-либо другим светом – люминисценция также широко используется в геолого-разведочных работах при поисках нефти и газа и в геохимических исследованиях горных пород и нефтей. Чаще всего для этих целей используется источник ультрафиолетового света. Рассматриваемое свойство применяется при корреляции (сопоставлении) нефтей одновозрастных горизонтов разных месторождений того или иного нефтегазоносного района. При облучении нефтей ультрафиолетовым светом легкие нефти обычно светятся серым, голубовато-серым цветом, более тяжелые, смолистые нефти – ярким желтым или желтовато-бурым и еще более тяжелые, окисленные нефти с асфальтенами – коричневым, темно-коричневым цветом. При геолого-геофизических исследованиях скважин свойство нефтей люминисцировать широко используется с целью выявления в разрезе скважин нефтенасыщенных пластов. Если скважина разбуривает нефтяной пласт, то некоторое количество нефти из этого пласта несомненно будет поступать в глинистый раствор. Малое количество нефти в глинистом растворе невозможно обнаружить визуально, поэтому геолог просматривает пробы глинистого раствора, выходящего из скважины, под люминисцентной лампой. В глинистом растворе даже весьма мелкие включения нефти будут люминисцировать определенным цветом, обнаруживая себя таким образом.

Оптической активностью (способностью вращать плоскость поляризации светового луча и чаще всего вправо $<0,1-1^0$) обладают почти все нефти. Исключением являются очень легкие «белые» нефти, которые таким свойством не обладают. Оптическую активность в основном обуславливают нефтеновые углеводороды и она свойственна только живому веществу и природным нефтям. Это свойство природных нефтей унаследовано от исходного органического вещества, генерировавшего нефть, абиогенный синтез углеводов не дает оптически активных молекул.

3.3 Классификации нефтей

В природе наблюдается большое разнообразие нефтей. Это объясняется составом исходного органического вещества, генерировавшего нефть, изменением состава нефтей в результате ее миграции и дифференциации на фракции, глубоким изменением состава в приповерхностной зоне (зоне гипергенеза). Чтобы стало возможным удобно работать с нефтями, исследовать их разработаны различные классификации нефтей: химические, технологические, генетические.

По плотности нефти подразделяются на: легкие с плотностью менее 870 кг/м^3 ; средние с плотностью $870\text{--}910 \text{ кг/м}^3$; тяжелые с плотностью более 910 кг/м^3 .

По содержанию серы все нефти дифференцируются на: малосернистые – содержание серы менее 0,5 %; сернистые – 0,51–2,0 %; высокосернистые более 2,0 %.

По содержанию смол все нефти дифференцируются на: слабо-смолистые – содержание смолы до 5 %; смолистые – 5–15 %; высокосмолистые – более 15 %.

По вязкости выделяют нефти: маловязкие, вязкость менее 5 МПа•с; средневязкие – вязкость 5–10 МПа•с; повышенной вязкости – вязкость 10–30 МПа•с; высоковязкие – вязкость более 30 МПа•с.

Химическая классификация нефтей, отражающая их групповой химический состав, была разработана Грозненским научно-исследовательским институтом нефти, в которой выделено шесть типов нефтей.

Парафиновый (метановый) тип нефтей, в содержании которого метановая группа углеводородов резко преобладает, они содержат мало смол и асфальтенов. К данному типу относятся юрские нефти месторождений Узень и Жетыбай Южно- Мангышлакской нефтегазоносной области.

Парафино-нафтеновый тип нефтей имеет, кроме парафиновой группы, заметное содержание и нафтеновых углеводородов. Эти нефти бедны смолами и асфальтенами.

Нафтенный тип нефтей, в котором нафтенная группа углеводородов резко преобладает, эти нефти также бедны смолами и асфальтенами.

Парафино-нафтенно-ароматический тип нефтей, содержит все три группы углеводородов. Содержание смол и асфальтенов в них заметно возрастает и достигает 10 %.

Нафтенно-ароматический тип нефтей состоит в основном из нафтенных и ароматических УВ. Содержание смол и асфальтенов в них достигает до 15–20 %. Метановая группа содержится здесь в небольших количествах и только в легких фракциях.

Ароматический тип нефтей характеризуется тем, что ароматическая группа углеводородов в нем резко преобладает. Эти нефти обладают высокой плотностью, высоким содержанием смол и асфальтенов, редко встречаются в природе. В качестве примера таких нефтей можно привести нефти месторождения Прорва Прикаспийской нефтегазоносной провинции.

Исследователь А.С. Великовский предложил более простую классификацию нефтей, чем предыдущая, в которой он выделил 3 типа. Метановый (парафиновый) тип – легкие нефти богатые бензином. Нафтенные нефти, содержат мало бензина, но значительную долю керосина. Нефти третьего типа без названия, в составе их бензин совершенно отсутствует (безбензиновые нефти). Наибольшее распространение в природе имеют метановые нефти, наименьшее – ароматические.

Для целей переработки нефти разработана технологическая классификация нефтей, которая учитывает содержание в них серы, выход легких фракций до 300 °С, содержание масел, индекс вязкости масел и содержание парафина. Согласно рассматриваемой классификации все нефти по содержанию серы подразделяются на три класса: I класс – содержание серы в нем менее 0,5 %; II класс – от 0,51 до 2 %; III класс – более 2 %.

По выходу светлых фракций до 300 °С выделяются три типа нефтей: первый тип Т₁ – выход светлых фракций более

45 %; второй тип T_2 – выход фракций 35–45 %; третий тип T_3 – выход фракций меньше 35 %.

По содержанию масел все нефти подразделяются на четыре группы:

Первая группа M_1 – выход масел более 25 %; вторая группа M_2 – выход масел 20–25 %; третья группа M_3 – выход масел 15–20 %; четвертая группа M_4 – выход масел меньше 15 %.

По индексу вязкости масел все нефти подразделяются на две подгруппы: первая подгруппа I_1 имеет индекс 85 единиц; вторая группа I_2 – индекс 40–85 единиц.

По содержанию парафина все нефти подразделяются на три вида: вид Π_1 – содержание парафина до 1,5 %; вид Π_2 – от 1,5 до 6 %; вид Π_3 – больше 6 %. После определения в нефтях всех ранее перечисленных компонентов им присваивается сводный шифр, указывающий специалисту на содержание и качество нефти, а также куда, на какой нефтеперерабатывающий завод ее необходимо отправить. Например, нефть с шифром: « $I, T_2, \Pi_1; M_1, I_1$ » – малосернистая, маслянистая слабopарафинистая, с большим выходом светлых фракций и высоким индексом вязкости масел.

3.4 Состав и физические свойства углеводородных газов

Углеводородные газы в природе встречаются в нескольких модификациях.

Природные углеводородные газы чисто газовых залежей состоят в основном из метана CH_4 (92–99 %) с небольшой примесью тяжелых его гомологов (1–8 %) и именуются «сухими».

Попутные газы – это углеводородные газы, растворенные в нефти, именуемые «жирными», содержат 50 % и более гомологов метана. При извлечении нефти на поверхность эти газы выделяются из нефти и должны утилизироваться. Но, к сожалению, они часто сжигаются в факелах, несмотря на то, что могут являться источником дешевого газобензина.

У разработчиков, ведущих добычу нефти, введен такой параметр как газовый фактор – количество растворенного в нефти газа, измеряемого в м³/т или м³/м³ нефти.

Газы газоконденсатных залежей (месторождений) в пластовых условиях представляют собой парообразную смесь газов с жидкой легкой фракцией углеводородов. При извлечении данной смеси на поверхность (резком снижении давления и температуры по сравнению с пластовыми), легкая жидкая углеводородная фракция в виде, так называемого, газового конденсата легко отделяется (выпадает из смеси) и собирается в специальных отстойниках-сепараторах. Содержание жидкой фракции характеризуется конденсатным фактором. На месторождении Карашыганак значение конденсатного фактора довольно высокое, достигает 650 см³/м³ и более.

Газовый конденсат – бесцветная, желтая или светло-коричневая легкая жидкая фракция углеводородов, которая в пластовых условиях находится в парообразной смеси с газом и конденсируется (выпадает) из этой смеси при извлечении ее на поверхность. Газовый конденсат образуют бензиновая, керосиновая, лигроиновая и газойлевая фракции.

По возрастанию плотностей УВ в природе существует следующий углеводородный ряд: газ «сухой» метановый (плотность 0,71 кг/м³) – газ «жирный» (растворенный в нефти) (плотность более 1 кг/м³) – газовый конденсат (плотность 720–800 кг/м³) – легкая светлая нефть плотность (750–800 кг/м³); темные нефти (плотность 820–920 кг/м³); дериваты нефти – битумы (плотность более 1000 кг/м³).

Углеводородные газы относятся к метановой группе углеводородов, к ее газовой фазе, которая имеет общую формулу C_nH_{2n+2}. Так же как и нефть углеводородные газы состоят из двух основных химических элементов, но содержание их иное, чем в нефти. Углеводородный газ содержит 42–78 % углерода и 14–24 % водорода. Метан в природных УВ газах преобладает, его гомологи имеют подчиненное значение. Метан имеет формулу CH₄ и его

гомологи: этан – C_2H_6 , пропан – C_3H_8 , бутан C_4H_{10} , пентан C_5H_{12} , гексан C_6H_{14} .

Метан не имеет цвета и запаха, гомологи – специфический нефтяной. Метан имеет двойной генезис (угольный и нефтяной), гомологи – только нефтяной, что используется при поисках скоплений нефти.

Плотность УВ газов измеряется двояко: по отношению к воздуху (относительная плотность) и в $кг/м^3$, что показано в табл. 3.

Таблица 3

Наименование газа	Относительная плотность по воздуху	В системе «СИ» $кг/м^3$
Метан	0,554	0,714
этан	1,038	1,35
пропан	1,522	1,97
бутан	2,006	2,85
пентан	2,49	3,22
гексан	2,974	3,81

Анализ табл. 3 показывает, что метан в открытом пространстве представляет меньшую опасность, чем его гомологи. Выходя по разрывным тектоническим нарушениям на дневную поверхность, или поступая в атмосферу из трубопроводов, он рассеивается в атмосфере в виду того, что он почти вдвое легче воздуха. Гомологи же метана, являясь газами тяжелее воздуха, скапливаются в пониженных участках рельефа местности и представляют большую взрывную и пожарную опасность. В закрытом же пространстве и метан при содержании его от 5 до 16 % в воздухе представляет собой сильную взрывоопасную смесь, которая не горит, а взрывается от искры электропроводов, сигареты или открытого пламени.

Многие углеводородные газы имеют способность к сжижению при нежестких термобарических условиях. Так, пропан широко используемый нами в быту (балонный газ), превращается в жидкость при температуре $+21^{\circ}C$ и давлении всего 0,914 МПа, кипит же при температуре $-44^{\circ}C$.

Следовательно, пропан наиболее удобен и безопасен для широкого применения в быту. Бутан имеет близкие к пропану физические параметры для сжижения. Метан же при плюсовой температуре в жидкость не превращается и требует приложения большого давления, пентан и гексан сжижаются при более низкой температуре, но при комнатной температуре +20 °С кипят. Вот поэтому, для широкого использования балонного газа в быту выбран пропан, отчасти бутан.

Углеводородные газы обладают интересным физическим свойством – газоконденсацией или ретроградной (обратной) растворимостью.

Явление перехода газовой смеси при повышении давления через жидкую фазу в парообразную и вновь при падении давления в жидкую получило название газоконденсации. Такое явление имеет место в природе, в так называемых, газоконденсатных залежах, при разработке которых разработчиками введен промысловый параметр-выход стабильного конденсата, измеряемый в см³/м³. газа. Специфика разработки газоконденсатных залежей такова, что необходимо сначала, как можно меньше снижая пластовое давление с целью недопущения выпадения жидкости из парообразной смеси в пластовых условиях, отобрать максимальное количество конденсата на поверхности, закачивая одновременно освобожденный от конденсата газ обратно в залежь. Эта технология получила название «сайклинг процесс». Таким путем мы добьемся увеличения коэффициента конденсатоотдачи к концу разработки.

Кроме углеводородных газов в газовых залежах весьма часто встречается азот, иногда в больших количествах (до 40 %), углекислый газ значительного содержания, сероводород иногда до 15 %, свободный водород и инертные газы гелий и аргон. Примером таких смешанных природных газов могут служить залежи углеводородно-азотно-гелиевого газа Шу-Сарысуйского газоносного бассейна Южного Казахстана. Смешанные газы требуют комплексного их использования. Углеводородные газы как энергоносители

и химическое сырье; азот для выработки азотных удобрений, сероводород для получения дешевой серы и гелий как стратегическое сырье.

Необходимо особо отметить, что при работе с природными газами необходимо четко выполнять требования технологии бурения скважин, транспортировки газа и техники безопасности.

При бурении газовых скважин довольно часто происходят самопроизвольные аварийные выбросы и фонтаны в силу того, что газ имеет чрезвычайно малые плотность и вязкость, мало теряет энергии при движении снизу-вверх по стволу скважины и на устье приходит почти с тем же высоким давлением, что и пластовое и ликвидировать (заглушить) самопроизвольный аварийный фонтан газа оказывается потом очень трудно. Кроме того, сероводород, создавая агрессивную среду в скважинах, преждевременно выводит из строя буровое оборудование и обсадные трубы, а выходя в атмосферу при аварийном выбросе, губительно действует на все живое даже при незначительных его концентрациях в атмосфере.

4 ПРОИСХОЖДЕНИЕ НЕФТИ И ГАЗА

Генезис нефти и газа – одна из сложных и трудно разрешаемых однозначно проблем нефтяной геологии. В современном состоянии решения данной проблемы существуют два взгляда на происхождения нефти и газа – органический и неорганический. Рассматриваемая проблема имеет важнейшее теоретическое значение, т. к. она тесно связана с глобальными вопросами происхождения органической жизни на Земле и других планетах, и практическое значение, используемое при поисках скоплений нефти и газа. Необходимо отметить, что в настоящее время наиболее обосновано фактическими материалами органическое происхождение нефти и газа, которое направляет поисково-разведочные работы на нефть и газ, как в нашей стране, так и за рубежом.

4.1 Органическое происхождение нефти и газа

Органическое происхождение УВ поддерживали, вслед за М.В. Ломоносовым, академики А.Д. Архангельский (1927), И.М. Губкин (1937) и развивали ученые-геологи И.О. Брод, А.А. Бакиров, Н.А. Еременко, В.В. Вебер, Н.Б. Вассоевич, М.К. Калинин, В.А. Успенский, С.Г. Неручев и мн. др. М.В. Ломоносов, одним из первых ученых России, в 1763 г. высказал свое суждение об органическом происхождении нефти. Данный процесс он трактовал как результат «возгонки» углеводородов из каменного угля под воздействием «подземного жара» (тектонические и магматические процессы).

И.М. Губкин, анализируя геологический материал по нефтегазоносности мира, в 1937 г. пришел к однозначному выводу об органическом происхождении нефти и газа, хотя он допускал и неорганический синтез углеводородов в земной коре, но в крайне незначительных масштабах. Необходимо отметить, что хотя и не все аспекты в органическом происхождении нефти и газа решены однозначно и до конца, большинство гео-

логов-нефтяников в настоящее время именуют данное направление не гипотезой, а теорией. Длительный научный спор по данной проблеме ведется не только между сторонниками органического и неорганического происхождения нефти и газа, но и среди тех и других.

С целью обоснования своего учения сторонники органического происхождения приводят ряд геологических, химических и геохимических доводов в пользу органического происхождения нефти и газа. Основные геологические доводы их следующие:

- 99,9 % нефтяных и газовых залежей и значительные нефтепроявления мира приурочено к осадочным породам, где также имеется и определенное повышенное количество рассеянного органического вещества (парагенезис нефти и РОВ);

- парагенезис рассеянного органического вещества и углей с битумоидами и залежами нефти в широком смысле;

- в земной коре отмечена четкая совместная связь нефтегазообразования и нефтегазонакопления. Во многих нефтегазоносных регионах развиты породные комплексы, обогащенные битумоидами и рассеянным органическим веществом (РОВ), с которыми связаны многочисленные нефтегазопроявления и промышленные скопления нефти и газа (доманиковая свита на Урале, тюменская – в Западной Сибири, майкопская – на Кавказе и др.);

- наличие мелких скоплений нефти в пористых полостях пород литологически со всех сторон замкнутых непроницаемыми породами.

- сопоставление мировых запасов углей и нефти по стратиграфическим комплексам показывает их количественную связь. На временных стратиграфических кривых мировых запасов угля и нефти максимумы и минимумы запасов этих полезных ископаемых в принципе совпадают. Максимумы запасов, как угля, так и нефти отмечены для юрских и каменноугольных отложений, минимумы – для верхнепермских, триасовых и силурийских. То что каменные угли имеют органическое происхождение ни у кого не вызывает сомнений, следовательно, и нефть, имея такую временную (стратиграфическую) связь с углями, также имеет органический генезис.

Химические и геохимические аргументы в пользу органического генезиса нефти более многочисленны и выражаются в следующем:

- в нефтях присутствуют формы, унаследованные от исходного органического вещества: порфирин – производный хлорофилла растений; гемоглобин – фрагмент рыб, иглокожих, членистоногих животных; перилен – ароматический углеводород – производный низших растений, бензперилен найден в нефтях и в остатках морских иглокожих;

- в нефтях присутствуют жирные кислоты – стеариновая и арахидовая, представляющие собой неизменные фрагменты растительных и животных жиров;

- в живых организмах в небольших количествах присутствуют углеводороды. Отдельные геологи считают, что даже таких количеств УВ достаточно для образования их промышленных скоплений;

- наблюдается сходство элементного состава нефтей с элементным составом живого вещества (углерод, водород, кислород, азот, сера и фосфор), что является веским доказательством органического происхождения нефти;

- сравнение микроэлементов золы нефти, угля и живых организмов показывает их тождество;

- установлено изменение углеводородов рассеянного органического вещества в породах различного возраста от современных осадков до верхнего миоцена по направлению постепенного приближения к нефти;

- оптическая активность нефтей, битумоидов и «микронейфти» во многом сходна. Как известно, оптической активностью обладают лишь продукты, возникшие в результате преобразования живого органического вещества;

- геохимиками В.В. Вебером и А.И. Горской открыто наличие углеводородов в современных и четвертичных морских осадках;

- геохимиком А.К. Каримовым получены жидкие углеводороды из хлопкового масла. Опыты проводились 6 месяцев при определенной температуре и под воздействием катализатора

бентонитовой глины, что подтверждает природный процесс образования жидких углеводородов из растительных масел.

Рассмотренные аргументы свидетельствуют об органическом происхождении нефти и газа. Процесс образования углеводородов из смешанной животной-растительной, дисперсно-рассеянной в горных породах осадочного чехла органики идет с момента появления органической жизни на Земле (с верхнего архея) и по настоящее время.

Современные представления об органическом происхождении нефти и газа сводятся к одному варианту – осадочно-миграционной теории Н.Б. Вассоевича (теория рассеянных углеводородов). Сущность этой теории состоит в том, что дисперсно-рассеянная в осадке органическая масса захороняется на дне водоема, чаще всего, вместе с глинисто-карбонатной минеральной массой в условиях восстановительной среды. В дальнейшем под воздействием ряда факторов (давление, радиоактивность, температура, природные катализаторы) часть дисперсно-рассеянного органического вещества преобразуется в углеводороды. По современным представлениям большинством геологов предпочтение отдается смешанной растительно-животной органике (сапропель). Другими словами, планктон (пассивно плавающие мелкие морские животные и растения) растительный и животный и бактерии водоемов составляют основную исходную массу органического вещества для образования нефти и газа. При этом, в первую очередь, из указанного рассеянного органического вещества (РОВ) на образование нефти и газа идут наиболее стойкие к разложению и длительно накапливающиеся в горных породах жиры животных, растительные смолы, воск и бальзамы. Экспериментально установлено, что жиры в процессе преобразования в углеводороды разлагаются на глицерин и жирные кислоты (уксусная, стеариновая). Глицерин является питательной средой для микроорганизмов, которые способствуют преобразованию органического вещества в углеводороды. Глицерин легко растворяется в воде и вымывается, а устойчивые к разложению жирные кислоты накапливаются и преобразуются в дальнейшем в углеводороды. Смолы и бальзамы до-

вольно стойкие к разложению компоненты РОВ могут сохраняться целые геологические периоды и имеют большое значение при образовании нефти. Процесс преобразования смол и бальзамов в углеводороды может идти двумя путями. При усложнении их молекулы образуются стойкие нерастворимые вещества, при упрощении – углеводороды. Белки и углеводы также участвуют в образовании нефти. Это доказывается наличием в нефтях порфиринов и других производных хлорофилла. Главная роль в растениях принадлежит целлюлозе. В лабораторных условиях доказано превращение целлюлозы в углеводороды.

Лабораторными исследованиями доказано образование углеводородов из любой вышеперечисленной группы органических веществ. В генетическом аспекте допускается, что нефть и часть углеводородного газа образуются только из сапропелевой животно-растительной (водной) органики. Значительная доля природного углеводородного газа (в основном метан) генерируется и наземным (гумусовым) органическим веществом. Причем, для образования промышленных количеств нефти и газа в горных породах не достаточно только наличия определенного (оптимального) количества рассеянного органического вещества не менее 0,4–0,5 %, а необходимы еще и благоприятные геолого-тектонические и геохимические условия ее захоронения и дальнейшего преобразования в нефть и газ. Эти необходимые геолого-тектонические и геохимические условия следующие:

- органическое вещество должно быть равномерно рассеянно в минеральной массе (породе);
- органическое вещество (чаще всего планктон) должно быстро захорониться в водных условиях вместе с минеральной массой, следовательно, дно данного участка водоема должно интенсивно прогибаться (опускаться) с накоплением огромных масс нефтегазо-генерирующих осадков (пород);
- органическое вещество при этом должно попасть в осадок (на дно водоема) неокисленным и дальнейшее его преобразование в нефть и газ должно происходить длительное

геологическое время в неизменяющейся бескислородной обстановке (восстановительная геохимическая обстановка). Другими словами, должно происходить его «гниение» без кислорода, а не «сгорание» в кислородной обстановке.

Вначале рассмотрения органического происхождения нефти и газа было отмечено, что не все вопросы в данном учении решены однозначно. Среди сторонников органического происхождения нефти и газа до сих пор ведется оживленная дискуссия по механизму и факторам превращения органического вещества пород в углеводороды.

Изучение факторов, контролирующих и направляющих процессы преобразования РОВ в углеводороды, с целью выделения нефтегазоматеринских и нефтегазопроизводящих свит имеет первостепенное значение.

К таким факторам относятся температура, внутрипластовое и тангенциальное давления, микробиологическая деятельность, естественная радиоактивность пород, катализаторы, геологическое время.

Определяющая роль температуры в процессе преобразования органического вещества в углеводороды доказана экспериментально, но спорным остается вопрос о нижнем и верхнем температурных пределах. Поэтому, среди сторонников органического происхождения нефти обозначились две группы: *приверженцы низкотемпературного и высокотемпературного образования нефти*.

Опыты, проведенные А.И. Богомоловым и А.А. Петровым, показали, что в присутствии алюмосиликатных катализаторов при нагревании жирных кислот до 100 °С в них образуются метановые и нафтеновые углеводороды. По данным С.Н. Обрядчикова и А.В. Фроста наиболее благоприятным для нефтеобразования является температурный интервал 100–250 °С, по данным В.А. Соколова – до 180 °С, а по данным А.К. Каримова – всего 90 °С.

А.А. Бакиров, анализируя материалы по данному вопросу, сделал вывод о том, что большинство скоплений нефти в земной коре на всех континентах подвергалось воздействию температуры более 120–130 °С. И далее им делается вывод

о том, что нефтеобразование может протекать интенсивно при температурах 100–180 °С, а в отдельных случаях и менее 100 °С. Сторонники высокотемпературного образования нефти поднимают верхний предел до 300–400 °С, приводя в доказательство тот факт, что парафины и соединения серы в нефтях могут существовать при температурах до 300 °С.

Некоторые исследователи решающее значение придают давлению. Но и по данному фактору мнения разделились на сторонников низкого и высокого давлений. Одни считают глубину погружения осадка 700–800 м, (низкое давление) достаточной для того, чтобы процессы преобразования РОВ в нефть протекали достаточно интенсивно. Другие, их большинство, увеличивают необходимую глубину погружения осадка до 2–2,5 км (высокое давление).

Микробиологическая деятельность в начале процесса играет значительную роль в преобразовании органического вещества в нефть. Экспериментально этот процесс подтвержден. В лабораторных условиях получены углеводороды из жирных кислот микробиальным путем. Но при увеличении глубин погружения осадка свыше 1 км деятельность бактерий резко затухает и вскоре совсем прекращается.

Фактор естественной радиоактивности при процессе нефтегазобразования доказан лабораторно получением метана из уксусной кислоты, но тяжелых УВ при этом не получено.

Будет ошибкой придавать тому или иному из перечисленных факторов решающее значение. Все перечисленные факторы на определенных этапах оказывали большее или меньшее влияние на процесс нефтегазобразования, но ни один из них не может быть принят решающим.

4.2 Неорганические гипотезы происхождения нефти и газа

Предпосылками для возникновения неорганических гипотез, а их за 130 лет своего существования предложено до 40 вариантов, явились находки нефтяных битумов, в жерлах вулканов, в траппах и кимберлитовых трубках, немногочисленных

промышленных месторождений нефти и газа в метаморфических и изверженных породах (0,1 % мировых запасов), а также тот факт, что в период зарождения неорганических гипотез основные нефтегазоносные регионы мира располагались вблизи горных сооружений (в складчатых областях).

Одна из первых неорганических гипотез происхождения нефти была сформулирована Д.И. Менделеевым в 1877 г. Он трактовал её следующим образом. В природе имеются термальные (горячие воды) и крупные глубинные разломы земной коры. Эти факты Д.И. Менделеев наблюдал в Предкавказье, где в то время располагался основной нефтеносный регион России. В земной коре также установлено наличие карбидов тяжелых металлов. При действии термальной воды (её паров) на карбиды тяжелых металлов в присутствии природных катализаторов и радиоактивных веществ, на больших глубинах образуются углеводородные пары. Затем, образовавшиеся углеводородные пары по глубинным разломам поднимаются в верхние слои земной коры и конденсируются в скопления нефти. Слабым местом данной гипотезы явилось допущение о возможности проникновения воды на большие глубины, где нет условий для её существования (недопустимо жесткие термобарические условия), из-за чего указанная гипотеза сравнительно быстро перестала использоваться.

Позднее, в 1889 г В.Д. Соколовым была предложена новая космическая гипотеза неорганического происхождения нефти, согласно которой предполагалось, что углеводороды изначально содержащиеся в газовой оболочке Земли, были поглощены субстратом (земной корой) в момент её остывания. Впоследствии эти УВ аккумулировались в осадочном чехле.

Современный вариант неорганической гипотезы происхождения нефти был изложен в 50-е годы прошлого столетия в СССР профессором Н.А. Кудрявцевым (1954) и за рубежом, в США Мак-Дермоттом в связи с получением новых косвенных данных в планетарной космогонии и других отраслях науки. Эти данные следующие. В атмосфере планет Юпитера, Сатурна, Урана, Нептуна косвенным путем обнаружен метан, но

количество его показывается разное от 0,063 до 2 %. Высших же гомологов метана не обнаружено. В отдельных кометах обнаружено присутствие радикалов C_2 , C_3 CN, CH, CH_4 и т. д. В метеоритах (углистых хондритах) выявлены простейшие органические соединения. В изверженных и метаморфических породах фундамента обнаружены промышленные скопления нефти. Эти новые данные космогонии, а также некоторые нерешенные однозначно вопросы в органической теории сторонниками неорганического синтеза УВ были взяты для обоснования современного варианта неорганической гипотезы. Сущность неорганической гипотезы Н.А. Кудрявцева состоит в том, что в верхней мантии (астеносфере) магма имеет углерод и водород – исходные химические элементы для образования углеводородов, которые, соединяясь, образуют простейшие углеводородные радикалы: CH – метин, CH_2 – метил и CH_3 – метилен. Данные газобразные углеводородные радикалы выделяются из магмы и, двигаясь снизу-вверх по глубинным разломам земной коры, усложняются сначала до метана и его гомологов, затем до жидкой нефти, которая насыщает коллекторы в осадочном чехле. Современный вариант неорганического синтеза нефти в промышленных масштабах с некоторыми дополнениями поддерживали последователи Н.А. Кудрявцева, В.Б. Порфирьев, П.Н. Кропоткин и др.

Основные положения современных неорганических гипотез сводятся к следующему. Нефть и газ образовались из углерода и водорода, растворенных в земной магме, куда они попали из космоса. Интрузии основных магм приносят углеводороды в литосферу, где происходит их полимеризация. Окончательный вынос углеводородов в осадочный чехол происходит по глубинным разломам и трещинам, где они встречают коллекторы и ловушки и заполняют их. Сторонники неорганического происхождения нефти дают следующие практические рекомендации. Если в верхних слоях осадочного чехла обнаружена нефть, то ниже весь разрез осадочного чехла и верхняя часть фундамента тоже должны содержать промышленные её запасы. Поэтому, поисковые скважины необходимо

бурить на максимально возможную глубину, не взирая на наличие или отсутствие в той или иной части разреза фаций благоприятных для нефтегазообразования. И далее нефть и газ необходимо искать около глубинных разломов и в некотором удалении от них (на десятки и первые сотни км).

Основные положения неорганических гипотез длительное время подвергаются ожесточенной критике со стороны сторонников органического синтеза на различных симпозиумах и всесторонне изложены М.К. Калинко в его монографии «Неорганическое происхождение нефти в свете современных данных» [18]. Данные космогонии, которые взяли на вооружение современного варианта своей гипотезы сторонники неорганического синтеза УВ, сами ещё требуют длительной и тщательной проверки, поскольку являются косвенными и далеко неполными. Так, В.Б. Порфирьев ссылается на работы астронома Ф. Хойля, который не утверждал, а предполагал такую возможность на Венере. В последующем эти предположения не подтвердились. Межпланетная станция «Венера-4», опустившаяся на Венеру в 1967 г, дала следующую интереснейшую информацию о термобарических условиях и составе атмосферы Венеры. Температура у поверхности планеты достигает $+280^{\circ}\text{C}$, давление 15–22 атм., атмосфера состоит на 90–95 % из углекислого газа, в ней содержится кислород – 0,4 %, воды – 1,2 %, азот отсутствует. Планета покрыта толстым слоем пыли (до 30 км) и представляет собой огромную горячую пустыню. Даже следов ни жидких, ни газообразных углеводородов на Венере не обнаружено. А Венера по своим физическим условиям и размеру наиболее близка к Земле, нежели далекие планеты-гиганты Юпитер, Сатурн, Нептун и Плутон. Вопрос следует однозначный, почему мы должны ссылаться на последние планеты, а не на Венеру? Более тяжелых углеводородов, чем метан ни на одной из изученных планет не обнаружено, следовательно, широкого неорганического синтеза УВ на этих планетах не было и нет и дать то многообразие углеводородов, которые присутствуют в земной нефти, он не мог.

Присутствие простейших органических веществ и следов углеводородов в метеоритах (углистых хондритах) сторонники

неорганического происхождения нефти и газа также взяли на вооружение для обоснования своей гипотезы. Проблемой углистых хондритов долгое время занимался исследователь Вдовыкин. Им установлено, что некоторые углистые хондриты содержат углерод от 0,19 до 4,83 %, водород 0,01–2,42 %, серы 1,31 – 6,46 %, азота – 0,01 – 0,29 %. Содержание битумоидов иногда достигает 0,4 %, которые состоят из масел, смол, асфальтенов, причем, масла резко преобладают и содержание их достигает 74 % на битуминозное вещество. На генезис органического вещества в углистых хондритах среди исследователей имеется несколько точек зрения, часто взаимоисключающих друг друга. Среди исследователей хондритов нет единого мнения на генезис органического вещества в них. Мнения эти следующие: абиогенный характер органического вещества в них; хондриты из распавшейся планеты, на которой была органическая жизнь; хондриты – обломки земных пород, выброшенных во время сильных землетрясений за пределы Земли и впоследствии возвратившихся на Землю. Многие исследователи считают, что метеориты (хондриты) загрязнены органическим веществом Земли (почвы) при их падении на Землю.

Следовательно, проблема происхождения хондритов сама пока однозначно не решена и брать её на вооружение для решения другой, весьма сложной проблемы (происхождения нефти и газа), по крайней мере, не корректно.

Наличие нефти и газа в метаморфических и изверженных породах фундамента – факт доказанный, но в мире известно всего около 30 таких месторождений из 40 000 открытых. Сторонники абиогенного происхождения нефти и газа стараются доказать, что нефть не могла попасть в породы фундамента из окружающих его осадочных пород. Хотя бы и так, но 30 месторождений из 40 000 не веское доказательство. Однако при анализе условий залегания метаморфических и изверженных пород фундамента среди осадочных устанавливается тот факт, что если есть нефть или битуминозные вещества в породах фундамента, то они есть и в окружающих выступ фундамента осадочных толщах. Чаще всего осадочные породы

залегают ниже выступов пород фундамента, реже – выше. Вот это «выше» и использовали неорганики для обоснования неорганической гипотезы происхождения нефти.

По рассматриваемому вопросу нет единства даже среди сторонников абиогенного синтеза УВ. Одни исследователи считают, что синтез УВ произошел в расплаве магмы и они остались в ней в виде включений в минералах и полостях пород, другие полагают, что битуминозные компоненты принесены в изверженные и метаморфические породы фундамента гидротермальными растворами, третьи предполагают, что УВ поступают в породы фундамента из мантии по глубинным разломам. Связь нефти и газа с осадочными породами подтверждается большой редкостью наличия битумоидов в изверженных магматических породах. Битумоиды присутствуют только в тех интрузиях, которые прорывают и контактируют с осадочными образованиями. Изучение современных лав показывает, что нигде в них не образуются углеводороды. Споры по проблеме происхождения нефти и газа, продолжающиеся до сих пор между сторонниками органического и неорганического синтеза УВ, существуют до сих пор потому, что мы имеем дело с расшифровкой сложного и многогранного природного процесса, смоделировать который, по крайней мере, без учета геологического времени не представляется возможным.

5 МИГРАЦИЯ НЕФТИ И ГАЗА

Нефтяные геологи и разработчики имеют дело с жидкими и газообразными полезными ископаемыми, которые способны передвигаться в пластовых и массивных природных резервуарах или между ними.

Любое перемещение нефти и газа в земной коре принято называть миграцией. Вопросы миграции нефти и газа являются наиболее трудными в нефтяной геологии и отдельные аспекты этой проблемы до сих пор еще однозначно не решены. Сторонники органического происхождения нефти и газа разработали учение о первичной и вторичной миграции, а неорганики вторичную миграцию в сокращенных масштабах признают, а первичную миграцию полностью отрицают.

Процесс перехода углеводородов из нефтегазоматеринских пород в пористые природные резервуары – есть первичная миграция.

Механизм первичной миграции и физическое состояние мигрирующих флюидов являются дискуссионными даже среди сторонников органического происхождения нефти и газа. Одни исследователи считают, что первичная миграция рассеянных в породах углеводородов происходит в однофазовом газовом состоянии, другие – в состоянии водного раствора УВ. Третья группа исследователей сомневается в том, что первичная миграция вообще возможна из-за удерживания (сорбции) «микронепти» минеральными частицами нефтематеринской породы. Как видно из вышеприведенного, даже среди сторонников органического происхождения по рассматриваемому вопросу нет единого мнения. Первичную миграцию подтверждают находки капельно-жидкой нефти в пустотах и трещинах и даже линзовидные залежи нефти среди непроницаемых пород, а также данные наблюдений битуминозных текстур с помощью люминесцентного микроскопа. Как известно, битумоиды в своем составе имеют фракции масел, смол и асфальтенов. Под микроскопом в микрокаплях битумоидов наблюдается дифференциация фракций по их плотностям вязкости и составу. В центре капли остаются наиболее тяжелые

и вязкие асфальтены, их концентрически окружают смолы и на верхней поверхности капли располагается масляная фракция наименьшей плотности и вязкости. Мало того, если около капли битумоидов располагаются микротрещины, то они, как правило, заполнены легким, маловязким маслянистым битумоидом, который претерпел передвижение (первичную миграцию). Итак, согласно вышесказанному, первичная миграция в природе существует, но механизм и масштабы её до конца не выяснены.

Многие исследователи, вслед за И.М. Губкиным, механизм первичной миграции трактуют следующим образом: «В процессе осадконакопления происходит медленный отжим воды из уплотняющегося осадка, в начале процесса отжимается только вода, в конце – вода с образовавшимися в породе углеводородами». И.М. Губкин считал, что первичная миграция заканчивается с последними порциями отжимаемой воды. Отжатые флюиды мигрируют по образовавшимся микротрещинам, в основном, вертикально. Необходимо отметить, что указанный механизм характерен только для песчано-глинистых пород и не объясняет первичной миграции в плотных крепких карбонатных породах, которые в процессе диагенеза уплотняются незначительно. Наибольшему уплотнению поддаются глинистые осадки (илы). При превращении глин в сланцы затем в аргиллиты они уменьшаются в объеме на 40–50 %. При уплотнении и перекристаллизации осадка, как показывают наблюдения, появляется масса микротрещин, по которым осуществляется первичная миграция. При уплотнении глин, вследствие их малой проницаемости и наличия закрытых пор, в них возникает аномально высокое пластовое давление (АВПД) по сравнению с песчано-алевролитовыми пористыми породами, происходит как бы «гидроразрыв» глин с появлением массы временно раскрытых микротрещин, по которым отжимаемые флюиды из глин (зона высокого давления) переходят в коллекторы (зона меньшего давления). По мнению большинства геологов, первичная миграция происходит вышеуказанным путем в жидкой фазе – в воде с растворенными в ней углеводородами, по микротре-

щинам и напластованию пород. Не исключено, что при последующих этапах первичная миграция возможна и в газовой фазе. Причем, для того чтобы процесс первичной миграции шел достаточно интенсивно и длительно, главным геологическим условием должно быть длительное и устойчивое прогибание того или иного участка земной коры. Органическое вещество при этом проходит длительный ряд превращений от дисперсно-рассеянных углеводородов (битумоидов) до капельно-жидкой нефти.

Вторичная миграция – всякое передвижение углеводородов по коллекторам природных резервуаров с образованием в них залежей (месторождений), их дальнейшего перераспределения и разрушения. Вторичная миграция на значительные расстояния признается всеми сторонниками органического происхождения нефти. Неорганики полностью отрицают первичную миграцию, а вторичную миграцию признают, но в меньших масштабах, на сравнительно небольшие расстояния от зон глубинных разломов. Вторичная миграция в пластовых природных резервуарах происходит латерально, вдоль пласта, а в массивных – вертикально и крутонаклонно. По физическому состоянию мигрирующих углеводородов при вторичной миграции среди исследователей также нет единого мнения. Газ в земной коре, по мнению одних, мигрирует в растворенном в воде состоянии, других – в виде раствора в нефти, третьих – в свободном состоянии в виде газовых струй. Пластовая нефть содержит растворенный газ и в зависимости от температуры и давления, обусловленных глубиной залегания залежей, мигрирует в виде жидкой фазы с растворенным газом; в растворенном в воде состоянии; в виде раствора в газе (пар); в дисперсном состоянии (диффузия). Способность сжатых газов растворять в себе жидкости давно доказана. Значение этого явления для процесса миграции флюидов показал В.А. Соколов. В частности, им отмечено, что до глубины залегания углеводородов в 1,5 км растворение жидкости в газе не играет существенной роли. На глубинах более 1,5 км жидкие УВ уже интенсивно растворяются в газе, а на глубинах 10–15 км в газовую фазу переходит и вся вода. Таким образом, при высоких пла-

стовых давлениях (глубина более 1,5 км) жидкая фаза углеводородов в газе способна переходить в парообразное состояние и при снижении давления до атмосферного снова превращаться в жидкость (газовый конденсат). Большой растворяющей способностью обладают «жирные» газы (бутан, пропан, этан) меньшей – «сухой» газ (метан). В.А. Соколов высказал предположение, что УВ нефтематеринских пород, могут растворяться в седиментационных водах и отжиматься из породы вместе с ними.

Но чтобы процесс миграции в земной коре проходил интенсивно необходимо наличие сил (факторов), обуславливающих миграцию. К этим силам относятся геостатическое и динамическое давления, капиллярные силы, гравитационный и гидравлический факторы, энергия растворенного и свободно газа, упругие расширения пластовой жидкости и пород.

Часть *горного (геостатического) давления*, формируемого нагрузкой вышележащей над резервуаром толщей пород, принимает на себя жидкость резервуара, тем самым давление в резервуаре повышается и жидкость проталкивается по резервуару (вторичная миграция). В результате тектонических движений возникает динамическое давление, в результате чего слои осадочного чехла сминаются в складки, в них происходит перераспределение давлений и нефть и газ устремляются из зон погруженных (большое давление) в ловушки (меньшее давление). При последующем подъеме территории сформировавшиеся залежи могут быть выведены на дневную поверхность, где произойдет их частичное или полное разрушение.

Механизм миграции нефти и газа под действием капиллярных сил до сих пор недостаточно изучен. Но экспериментально доказано, что величина капиллярного давления зависит от размера (диаметра) пор в горной породе. Чем больше диаметр пор, тем меньше в них величина капиллярного давления. Так, при диаметре пор 0,5 мм и более (песчаные породы) капиллярное давление в данных породах отсутствует, а при диаметре пор 0,1 мм (алевритовые породы) капиллярное давление в них уже превышает гравитационные силы. Кроме того, вода смачивает горные породы лучше, чем

нефть, а сцепление воды с горной породой в мелких порах больше, чем нефти, и вода вытесняет нефть из более мелких пор в более крупные. Так объясняется формирование нефтяных залежей в линзовидных песчаных телах (крупные поры), окруженных со всех сторон слабо проницаемыми породами, насыщенными водой (мелкие поры).

Гравитационный фактор (действие силы тяжести) в процессе миграции играет существенную роль в породах с крупными порами (диаметр пор 0,5 мм и более). Под действием гравитационного фактора происходит формирование нефтяных залежей в синклиналях и дифференциация флюидов (газ, нефть, вода) по плотностям в антиклиналях и других структурах.

Гидравлический фактор миграции нефти и газа обусловлен движением воды в земной коре. Вода в земной коре находится в постоянном движении. По пластам-коллекторам наблюдается струйное движение воды, подчиняющееся Закону Дарси. В своем движении вода увлекает и углеводороды, и перемещает их на значительные расстояния. Действие гидравлического фактора прямо демонстрируется наличием в природе «висячих» залежей (залежи, смещенные односторонним напором воды со свода на крыло).

Энергия газа – как движущая сила достаточно изучена при разработке месторождений нефти и газа. Если в залежи наблюдается избыток газа, то часть его растворена в нефти, а свободный газ образует газовую шапку. При отборе нефти из залежи газ газовой шапки, расширяясь, двигает нефть из пласта к забою добывающих скважин (газонапорный режим).

Растворенный в нефти газ (попутный) так же способствует миграции (передвижению) нефти из пласта к забою скважин. Фактор особенно интенсивно начинает действовать тогда, когда пластовое давление в залежи станет ниже давления насыщения нефти газом. После чего газ, растворенный в нефти, начнет бурно выделяться из нефти и увлекать её из пласта к забою скважин (режим растворенного газа). В этой связи, при разработке залежей важно извлечь сначала нефть, а затем газ газовой шапки, и пластовое давление залежи как можно дол-

ше поддерживать выше давления насыщения. В противном случае мы быстро потеряем газовую энергию залежи и как результат получим низкий коэффициент нефтеотдачи (нефтеизвлечения) в конце разработки. При правильном использовании пластовой энергии газа можно достичь более высокой степени нефтеизвлечения.

Упругие расширения пластовой жидкости и пород способствуют передвижению нефти и газа по коллекторам природных резервуаров. Коэффициент сжимаемости пластовой жидкости (воды) очень мал ($5 \cdot 10^{-5}$ / атм.). Но, учитывая то, что мы имеем дело с громадными природными объемами воды (и нефти) в природных резервуарах (км^3), при снижении пластового давления в залежи вода, увеличиваясь в объеме, продвигает нефть в резервуарах. Коэффициент сжимаемости осадочных горных пород еще меньше, чем пластовой жидкости, но зато объемы пород в несколько раз больше объемов пластовой жидкости. При снижении пластового давления в резервуарах, горные породы расширяются, а поровые каналы коллекторов сжимаются и пластовые флюиды, пульсируя, передвигаются по коллекторам резервуаров.

Как видно из вышеизложенного, интенсивность миграции зависит комплексно от указанных факторов, физико-химических свойств флюидов, наличия и качества путей миграции. В нефтяной геологии вопрос о дальности вторичной миграции до сих пор остается спорным. Многие геологи, учитывая длину ловушек гигантских нефтегазовых месторождений (Ромашкинское ≈ 80 км; Уренгойское ≈ 125 км; Оренбургское ≈ 120 км) допускают дальность вторичной миграции 200–300 км.

Кроме всего вышесказанного, вторичную миграцию принято подразделять на два вида: внутрирезервуарную (латеральную, региональную), которая преобладает в платформенных областях и межрезервуарную (локальную), направление движения флюидов при которой вертикальное или наклонное происходит преимущественно по разрывным тектоническим нарушениям. Межрезервуарная миграция широко развита в складчатых областях. Необходимо отметить, что миграция приводит как к формированию скоплений (месторождений) нефти и газа, так

и к их разрушению. Если внутрирезервуарная миграция приводит в большей степени к формированию месторождений, то межрезервуарная – к их разрушению. Это взаимосвязанный природный процесс, происходящий в природе непрерывно.

5.1 Формирование месторождений (залежей)

Формирование залежей нефти и газа происходит в результате действия последовательного ряда процессов, которыми являются миграция, дифференциация и аккумуляция углеводородов. Миграция нефти и газа была подробно рассмотрена в предыдущих разделах, поэтому необходимо остановиться более подробно на дифференции углеводородов до попадания их в ловушки и непосредственно в ловушках. Н.А. Еременко и др., исследуя данный вопрос, полагают, что всплывание нефти и газа при движении их в пластах начинается только при условии достаточной концентрации УВ во флюиде (нефть+газ+вода). Это всплывание происходит, если пласт наклонен, вверх по восстанию пласта, вдоль его кровли, непосредственно под покрывшей. Если на пути миграции углеводородов расположена ловушка, то в ней начинается следующая стадия формирования залежей нефти и газа – дифференциация. Если флюиды, попавшие в ловушку, представляют собой смесь нефти, газа и воды, то углеводороды отделяются от воды в результате действия сил всплывания. Причем, чем контрастнее ловушка, тем быстрее наступает разделение этих флюидов по их плотностям и более устойчивая их аккумуляция, и консервация в ловушке на длительный геологический период.

Аккумуляция углеводородов в ловушках происходит двумя путями – в результате действия сил гравитации и дифференциального улавливания.

Гравитационное разделение углеводородов в ловушках общеизвестно. Свод антиклинальной ловушки или повышенные части других типов ловушек заполняются газом, ниже располагается нефтяная часть залежи и снизу залежь углеводо-

родов подпирается минерализованной водой. Необходимо особо отметить, что необходимым геологическим условием при формировании чисто газовых залежей и газовых шапок нефтяных залежей при гравитационном разделении углеводородов является превышение величины давления насыщения над пластовым давлением ($P_{пл.} < P_{нас.}$).

Под пластовым давлением ($P_{пл.}$) понимается начальное давление в пласте (залежи) до её разработки. Давление насыщения ($P_{нас.}$) это то давление, при котором новые порции газа уже не способны растворяться в нефти (воде). При снижении пластового давления наступает равенство пластового давления и давления насыщения в момент выделения первого пузырька газа из флюида. При этом, если пластовое давление больше давления насыщения, то газ мигрирует в растворенном в воде (нефти) состоянии, если пластовое давление меньше давления насыщения, то газ, выделяясь из флюида, мигрирует в виде струй. Таким образом, газ выделится из флюида в ловушке и займет наиболее гипсометрически высокое положение только при условии $P_{пл.} < P_{нас.}$. Если ловушка в результате нисходящих тектонических движений опустится, а пластовое давление при этом увеличится и превысит давление насыщения, то газ газовой залежи и газовая шапка нефтяной залежи растворятся во флюиде, и газовая шапка нефтяной залежи исчезнет. Таков механизм разделения и аккумуляции углеводородов при гравитационном формировании залежей.

Дифференциальное улавливание углеводородов при формировании залежей нефти и газа впервые предложено независимо друг от друга С.П. Максимовым и С.Ф. Федоровым в СССР и геологом У. Гассоу в Канаде. Согласно этому принципу углеводороды, движущиеся в пластах вместе с водой, при встрече с последовательным рядом ловушек, расположенных снизу вверх по восстанию пластов, будут выделяться следующим образом. При соотношении $P_{пл.} < P_{нас.}$. Вследствие того, что газ, как флюид наиболее миграционно способен, в своем движении опережает нефть и первая ловушка (наиболее погруженная), встреченная на его пути, будет заполнена газом или газом с нефтью. При поступлении в данную ловушку новых

порций углеводородов, газ полностью заполнит эту ловушку, а нефть вытеснит в следующую, расположенную выше. Во второй ловушке может образоваться нефтяная залежь с газовой шапкой, а избыток нефти перейдет в следующую по восстанию пласта ловушку с образованием нефтяной залежи и, наконец, при выделении всего количества УВ из флюида, следующая по восстанию ловушка будет водонасыщенной. Но картина будет иной, если в залежи соотношение пластового давления и давления насыщения изменится на противоположное. В начале процесса в резервуаре наблюдалось соотношение пластового давления ($P_{пл.}$) и давления насыщения ($P_{нас.}$) как $P_{пл.} > P_{нас.}$ и погруженные ловушки заполнялись нефтью с растворенным в ней газом. Затем по мере уменьшения глубины залегания ловушек (снизу-вверх) пластовое давление уменьшится и станет меньше давления насыщения ($P_{пл.} < P_{нас.}$), после чего газ, растворенный в нефти, начнет бурно выделяться из нефти (воды) и заполнять вышележащие ловушки, образуя газовые залежи или нефтяные с газовой шапкой. При полном выделении газа из флюида следующая по восстанию пласта ловушка заполнится только нефтью. При полном выделении нефти из флюида следующая по восстанию ловушка будет водонасыщенной. Имеются нефтегазоносные регионы, где дифференциальное улавливание углеводородов подтверждается распространением газовых залежей на гипсометрически более низких уровнях, чем нефтяных (Предуральская нефтегазоносная провинция, Жетыбай-Узеньская зона нефтегазонакопления, зона нефтегазонакопления Доно-Медведицкого вала и т. д.). В рифах Предуральской нефтегазоносной провинции дифференциальное улавливание четко прослеживается. В районе Оренбурга, в наиболее погруженной части Предуральского прогиба, распространены газовые и газоконденсатные, севернее – нефтегазовые и еще севернее, – в Ишимбайском нефтегазоносном районе – чисто нефтяные месторождения (наиболее приподнятая часть прогиба). Но вместе с тем, во многих нефтегазоносных провинциях четко прослеживается господство гравитационного фактора при формировании залежей нефти и газа, что подтверждается приуроченностью зон газонакопления к наиболее припод-

нятым ловушкам, а нефтегазонакопления – к погруженным (Западно-Сибирская, Предкавказско-Крымская нефтегазоносные провинции). Касаясь вопроса вертикальной зональности в распределении УВ, с другой стороны следует отметить, что в глубокопогруженных зонах впадин (глубины 6–7 км и более) распространены почти исключительно газовые и газоконденсатные залежи метанового состава. По В.А. Соколову это связано с нахождением основных генераторов газовых углеводородов в этой глубинной зоне.

5.2 Разрушение нефтяных и газовых месторождений (залежей)

Разрушение нефтяных и газовых месторождений (залежей) единый природный процесс с их формированием. После формирования залежей в конкретных ловушках может наступить стадия их перераспределения и разрушения под действием тектонических, физических, механических, химических и биохимических факторов. Группа тектонических факторов включает разрушение залежей в результате расформирования (раскрытия) ловушек, вывода залежей на дневную поверхность и их эрозии и фильтрации углеводородов по тектоническим разрывным нарушениям. Раскрытие ловушек происходит при резком увеличении регионального наклона пластов, при котором замкнутые антиклинальные структуры могут превратиться в структурные носы или исчезнуть совсем, а углеводороды из расформированной ловушки продолжают миграцию вверх по восстанию пластов до тех пор, пока на пути миграции не встретят новую ловушку. Расформирование ловушек наблюдается, как правило, при инверсиях тектонических движений. Разрушение ловушек и залежей происходит в результате вывода их восходящими тектоническими движениями на дневную поверхность, о чем свидетельствуют поверхностные нефтегазопроявления и залежи нефти, запечатанные асфальтовыми пробками. Процесс разрушения месторождений (залежей) нефти и газа особенно усиливается в период активизации тектонических движений с образованием многочисленных разрывных тектонических нарушений,

глинистых и солевых диапиров, грязевых вулканов и межпластовых и внутрипластовых интрузий. Пути рассеивания углеводородов залежей при этом являются образовавшиеся многочисленные трещины и разрывные нарушения, склоны солевых и глинистых диапиров и жерла грязевых вулканов.

Группа физических факторов включает явление фильтрации и прорыв УВ через покрышки и диффузию. Прорыв нефти и газа через покрышку происходит в результате появления избыточного давления в кровле залежи, вызываемого различием плотностей воды и углеводородов и другими причинами. Явление прорыва углеводородов вместе с водой наблюдается в действующих грязевых вулканах.

Диффузия углеводородов является процессом универсальным, представляющим собой проникновение молекул одного вещества (углеводородов) сквозь массу другого вещества (горные породы) в направлении уменьшения его концентраций. Явление диффузии широко распространено в газовых залежах, как в подошвенную воду, так и в перекрывающую залежь сверху покрышку, вызывая их разрушение (рассеивание). Поэтому, необходимым геологическим условием сохранности газовых и нефтяных залежей в течение длительного геологического времени является постоянный подток новых порций углеводородов (особенно газа) в залежь.

К механическим факторам разрушения месторождений (залежей) нефти и газа относится – гидравлический. При сильном одностороннем напоре подошвенных вод залежь либо полностью удалится из ловушки, либо смещается на одно крыло или периклиналь антиклинали с формированием наклонных водонефтяных и газовойдных контактов (висячие залежи).

Группа химических и биохимических факторов включает в себя растворение углеводородов в пластовых водах или окисление и разрушение бактериями. Пластовые воды растворяют углеводороды в больших количествах. Нефть растворяется в воде хуже, чем газ, и легче из неё выделяется. Растворимость углеводородных газов в воде высокая и возрастает с повышением температуры и давления. При погружении газовых залежей, газ их может полностью или частично перейти

в растворенное состояние, т. е. газовые залежи исчезнут. Если в пластовых водах имеется в большом количестве свободный кислород, он окисляет нефть залежей и превращает её в тяжелые смолистые разности. В карбонатных частях разреза интенсивно проходят процессы окисления нефтей сульфатными водами под влиянием бактерий. Некоторые бактерии поглощают отдельные углеводородные компоненты, от чего в нефтях образуется свободная сера, сероводород, смолы, тяжёлые углеводороды, а в газах возрастает количество метана, кислых газов и азота. Разрушение или сильное изменение углеводородов под действием совокупности физических, механических и химических факторов происходит также в результате регионального метаморфизма. Осадочные породы преобразуются в метаморфические, а залежи УВ либо разрушаются, либо претерпевают сильные изменения. В конечном итоге из нефтей образуются метан и дериваты нефти, кериты и антраксолиты переходят в графит.

Необходимо особо отметить, что к разрушению залежей углеводородов приводит и техногенный фактор, к которому относятся самопроизвольные неукрошенные нефтяные и газовые фонтаны и сжигание попутного газа в факелах при добыче нефти.

6 КОЛЛЕКТОРЫ НЕФТИ И ГАЗА И ИХ ПАРАМЕТРЫ – ПОРИСТОСТЬ И ПРОНИЦАЕМОСТЬ

6.1 Коллекторы для нефти и газа

Коллектор для нефти и газа – есть пористая и проницаемая горная порода, способная вмещать нефть, газ, воду и отдавать их при разработке. Изучению коллекторов в нефтегазовом деле уделяется большое внимание. Разработаны различные классификации терригенных, карбонатных и смешанных коллекторов по литологическому составу, по структуре и генезису пустотного пространства, по их емкостно-фильтрационным свойствам (Ханин А.А., Конюхов И.А., Безбородов Р.С).

В табл. 4, 5 приведены характеристики терригенных коллекторов по их емкостно-фильтрационным свойствам.

Таблица 4

Классификация терригенных коллекторов А.А. Ханина

Класс коллектора	Название пород коллекторов (литофации)	Коэффициент открытой пористости, в %	Коэффициент проницаемости по газу, мд, мкм ²	Характеристика коллектора по проницаемости и емкости
I	песчаники с/з и м/з алевролиты к/з и м/з	16,5– 29 %	более 1000 мд более 1мкм ²	очень высокая
II	песчаники с/з и м/з	15–20 %	500–1000 мд 0,5–1мкм ²	Высокая
III	песчаники с/з и м/з алевролиты к/з и м/з	11–29 %	100–500 мд 0,1–0,5 мкм ²	Средняя
IV	песчаники с/з и м/з алевролиты к/з и м/з	5,8–20,5 %	10–100 мд 0,01–0,1 мкм ²	пониженная

Продолжение табл. 4

Класс коллектора	Название пород коллекторов (литофации)	Коэффициент открытой пористости, в %	Коэффициент проницаемости по газу, мд, мкм	Характеристика коллектора по проницаемости и емкости
V	песчаники с/з и м/з алевролиты к/з и м/з	0,5 – 12 %	1–10 мд 0,001– 0,01 мкм ²	Низкая
VI	песчаники с/з и м/з алевролиты к/з и м/з	0,5 – 3,6 %	менее 1 мд 0,001 мкм ²	весьма низкая, не имеет практического значения

Таблица 5

Классификация терригенных коллекторов
по их емкостно-фильтрационным свойствам
(по И.А. Конюхову)

Группы	Классы	Литологические разности пород (литофации)
А Высшей емкости, пористость эффективная более 15 %	I проницаемость более 1000 миллидарси	пески и слабо сцементированные песчаники, хорошо отсортированные
	II проницаемость 500–1000 миллидарси	пески и слабосцементированные мелкозернистые песчаники, хорошо отсортированные песчаные алевролиты
	III проницаемость 300–500 миллидарси	пески и слабосцементированные алевролиты, крупнозернистые
Б Средней емкости, пористость эффективная от 15 до 5 %	IV проницаемость 100–300 миллидарси	песчаники мелкозернистые, алевролиты крупнозернистые, содержащие карбонатный цемент до 10 %
	V проницаемость 50–100 миллидарси	алевролиты мелкозернистые среднеотсортированные, содержащие карбонатный цемент до 10 %

Группы	Классы	Литологические разности пород (литофации)
В Малой емкости, Пористость эффективная менее 5%	VI проницаемость 25–50 миллидарси	Песчаники глинисто-алевроитовые, супеси, алевролиты глинисто-песчаные, содержащие карбонатный цемент до 20 %
	VII проницаемость 10–25 миллидарси	Алевролиты мелкозернистые песчано-глинистые, содержащие карбонатный цемент до 25 %
	VIII проницаемость 1–10 миллидарси	Алевролиты мелкозернистые сильно глинистые, карбонатный цемент более 25 %; туфопесчаники, туфоалевролиты

По литологическому составу коллекторы подразделяются на:

Группа 1. Коллекторы терригенных (обломочных) пород.

Терригенные коллекторы изучены лучше других, т. к. они наиболее часто встречаются в нефтегазоносных регионах и из них были добыты первые тонны нефти и первые кубические метры газа. В них резко преобладает первичная (межзерновая, гранулярная) пористость. Вторичная пористость встречается редко и имеет подчиненное значение.

По литологическому составу в данную группу относят пески, песчаники, алевроиты, алевролиты, реже – гравелиты, очень редко – более крупнозернистые конгломераты и специфические глины, обычно окремнелые, листоватые, сильно битуминозные. Эти глины часто называют «сахарными», они склонны к образованию трещин. Кроме того, указанные глины имеют обильные рыхлые включения обугленных растительных остатков на плоскостях напластования, что обуславливает улучшение коллекторских свойств пород. Примером такого коллектора служат глины баженовской свиты верхней юры Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции Российской Федерации, так называемые «бажениты» и «гамма-активная пачка» нижнепермского возраста на востоке и юго-востоке Прикаспийской провинции (Казахстан). Плотность указанных глин пониженная и не превышает $2200 - 2400 \text{ кг/м}^3$, тогда как плот-

ность перекрывающих их пород (покрышка) достигает 2600–2700 кг/м³. Весьма редко коллектором может быть аргиллит сильно трещиноватый (вернее аргиллитовая щебенка), месторождения сильно измененной метаморфизированной нефти и битумов Атабаска, Канада). Песками, песчаниками и алевролитами представлены продуктивные горизонты крупных месторождений Узень, Жетыбай, Кумколь и др. (Казахстан).

Группа 2. Коллекторы карбонатных пород. Изученность этих коллекторов слабее, поскольку нефть и газ из карбонатных коллекторов начали добывать значительно позднее, чем из терригенных. К тому же большинство карбонатных пород имеют вторичную пористость (трещины, каверны), которая поддается изучению значительно труднее, чем первичная, имеет сложное строение пустотного пространства. Только оолитовые и отдельные разности органогенных известняков имеют высокую первичную пористость (известняки оолитовые, коралловые, ракушечники и т. д.). Известняки хемогенные и доломиты имеют в основном вторичную пористость. Доломиты, в свою очередь, имеют склонность к интенсивному кавернообразованию и представляют собой, как правило, хороший коллектор. Резервуары крупнейших месторождений Тенгиз, Кашаган, Карашыганак, Жанажол (Казахстан) и Астраханское (Россия) сложены карбонатными породами.

Группа 3. Коллекторы смешанных и других пород. Кроме терригенных и карбонатных пород коллекторами для нефти и газа могут быть метаморфические и магматические породы, а также смешанные. Довольно часто нефтегазонасыщенными являются метаморфические сланцы «коры выветривания» фундамента, магматические породы (граниты), вулканогенные (туфы) и вулканогенно-осадочные (туфопесчаники, туфоалевролиты). Все перечисленные породы должны иметь достаточные открытую пористость и проницаемость. Примером могут служить нефтенасыщенные сланцы фундамента Южно-Торгайской впадины, выветрелые нефтенасыщенные граниты месторождения Оймаша Южно-

Мангышлакской нефтегазоносной области (Казахстан), газонасыщенные метаморфические сланцы Березовского и нефтенасыщенные – Шаймского нефтегазоносных районов Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (Россия).

По структуре и генезису пустотного пространства выделяются три основных типа коллекторов.

Тип 1. Гранулярные (поровые) коллекторы. Данные коллекторы сложены, в основном, терригенными породами с первичной межзерновой пористостью и представлены песками, песчаниками, алевролитами, алевролитами и оолитовыми известняками.

Тип 2. Трещинные коллекторы. Эти коллекторы сложены, в основном, карбонатными породами с вторичной пористостью (трещины). Значительно реже описываемый тип коллектора может быть выражен и другими породами – трещиноватыми песчаниками, алевролитами, гипсами, ангидритами, аргиллитами, метаморфическими и магматическими породами.

Тип 3. Каверновые коллекторы. Породы с вторичной пористостью в виде каверн представляют каверновый коллектор. Литологически это, в первую очередь, доломит, некоторые разности известняков и другие породы. Кроме того, выделяют и смешанные разности коллекторов – порово-трещинные, трещинно-каверновые, порово-трещинно-каверновые и т. д.

6.2 Породы-флюидоупоры (покрышки)

Это непроницаемые или плохо проницаемые для нефти, газа и воды породы, способные выполнять роль разделителей и изоляторов нефтеносных, газоносных и водоносных пластов друг от друга, а также сохранять скопления нефти и газа многие миллионы лет от разрушения. Благодаря перемежаемости в разрезе осадочного чехла пластов-коллекторов и пластов-флюидоупоров стало возможным накопление, сохранение и консервация углеводородов в земной коре на длительный геологический период. Исследованию и изучению покрышек

в нефтяной геологии придается большое значение. Ниже, в табл. 6 приводится классификация покрышек (глины) по их экранирующей способности А.А. Ханина.

Таблица 6

Оценка экранирующей способности глинистых пород
(по А.А. Ханину)

Группа	Проницаемость абсолютная по газу, мд (мкм ²)	Давление прорыва через насыщенную керосином породу, атм	Экранирующая способность
А	(10 ⁻⁶) 0,000001	120 (12)	Весьма высокая
В	(10 ⁻⁵) 0,00001	80 (8)	Высокая
С	(10 ⁻⁴) 0,0001	55 (5,5)	Средняя
Д	(10 ⁻³) 0,001	30 (3,0)	Пониженная
Е	(10 ⁻²) (0,01 мд)	5 (0,5)	Низкая

6.3 Пористость горных пород

Чтобы горная порода могла вместить нефть и газ, она должна быть пористой. Это емкостное свойство породы. По условиям образования в нефтяной геологии выделяют первичную пористость, образовавшуюся одновременно с образованием самой породы. Первичную пористость имеют пески, песчаники, алевроиты, алевролиты, оолитовые известняки, известняки коралловые и известняки-ракушечники.

Вторичная пористость в виде трещин и каверн образовалась уже после образования самой породы. Она характерна для доломитов, многих разновидностей известняков, реже для песчаников и алевролитов. Величина пористости обломочных пород зависит от сортировки и укладки обломков (зерен), количества и типа цемента, но не зависит от размера обломков.

Теоретически величина пористости может достигать 45 %, но практика нефтепоисковых работ показывает,

что фактически она значительно ниже. Геологов-нефтяников и гидрогеологов, в первую очередь, интересует, так называемая, *открытая пористость* – наличие в породе сообщающихся между собой пор, в которые нефть и газ могут зайти при формировании залежей и выйти из них при добыче. Открытые поры сообщаются между собой в виде сложной мозаики ломанных линий, имеющих протяженность в пластах в десятки и первые сотни километров.

Выше было приведено качественное определение открытой пористости, а нам необходимо знать количественную сторону этого важного параметра. С этой целью в нефтяную геологию введено понятие – коэффициент открытой пористости, который равен отношению объема открытых пор к объему самой породы.

$$K_{откр.пор} = \frac{V_{откр.пор}}{V_{породы}}, \text{ где} \quad (1)$$

$K_{откр.пор}$ – коэффициент открытой пористости в долях единицы или в %;

$V_{откр.пор}$ – объем открытых пор, м³ (см³);

$V_{породы}$ – объем породы м³ (см³).

Коэффициент открытой пористости является важнейшим параметром нефтегазонасыщенного пласта и тщательно изучается при поисках и разведке нефти и газа, т. к. он *входит в формулу объемного метода подсчета запасов нефти и газа на завершающем этапе разведки.*

Его можно определить:

- способом насыщения породы (керна) флюидом (минерализованная вода) в лабораторных условиях – прямой метод и самый достоверный;

- по данным геофизических исследований скважин-ГИС (электро- и радиоактивные методы каротажа);

- петрографическим методом при исследовании шлифов (тончайших срезов горной породы) под микроскопом.

Необходимо отметить, что перед геологом возникают особенно большие трудности при определении вторичной,

трещинной открытой пористости. Кроме коэффициента открытой пористости изучается и коэффициент абсолютной (полной, физической) пористости, который равен отношению суммарного объема всех открытых и изолированных пор к объему породы.

$$K_{абс.пор} = \frac{V_{сум.пор}}{V_{породы}}, \text{ где} \quad (2)$$

$K_{абс.пор}$ – коэффициент абсолютной (полной, физической) пористости, доли единицы или %;

$V_{сум.пор}$ – суммарный объем всех пор, м³ (см³);

$V_{породы}$ – объем породы, м³ (см³)

Величина коэффициента открытой пористости в природе колеблется в широких пределах от 0,01(1 %) до 0,35 (35 %), абсолютной от 0,01(1 %) до 0,45 (45 %).

При изучении коэффициента открытой пористости параллельно изучается и плотность породы. Эти два параметра находятся в обратной связи между собой. Например, для песчано-алевритовых пород максимальному коэффициенту открытой пористости (0,35) соответствует минимальная плотность породы 1700 кг/м³ и минимальному коэффициенту открытой пористости (0,01) соответствует максимальная плотность породы 2700 кг/м³. Плотность кварца 2650 кг/м³, поэтому верхний предел плотности непористой песчано-алевролитовой породы стремится к плотности 2700 кг/м³, т. к. песчано-алевролитовые породы имеют в своем составе в большом количестве кварц.

6.4 Проницаемость горных пород

Проницаемость – важный параметр горной породы, характеризующий ее фильтрационное свойство, а оба параметра – пористость и проницаемость именуются как фильтрационно-емкостное свойство – ФЕС.

Проницаемость – это способность горной породы пропускать через себя нефть, газ и воду (флюиды) при наличии перепада давлений. Это качественное определение

проницаемости. Нефтяника же интересует, прежде всего, количественная сторона этого параметра, хорошо или плохо данная порода пропускает через себя флюиды. Поэтому, в нефтяную геологию введено такое понятие как *коэффициент проницаемости*. Различают коэффициент абсолютной (общей) проницаемости, определяемой по газу и называемый часто коэффициентом газопроницаемости. Указанный коэффициент характеризует фильтрационное свойство породы в общих чертах, не учитывает того обстоятельства, что в природных условиях мы имеем дело не только с газовыми, но и с нефтяными, и смешанными скоплениями флюидов (нефть-газ, нефть-газ-вода).

Абсолютная (общая) газопроницаемость – это проницаемость пористой среды для газа или однородной жидкости (нефть, вода) при отсутствии физико-химического воздействия между жидкостью и пористой средой и при условии полного заполнения пор породы газом или жидкостью.

Геолога-нефтяника в большей степени интересует эффективная (фазовая) проницаемость, которая характеризует конкретные пластовые условия с наличием в скоплениях флюидов конкретных многофазных систем (газ-нефть, газ-нефть-вода).

Эффективная (фазовая) проницаемость – это проницаемость пористой среды для данных газа или жидкости при одновременном наличии в порах другой среды – жидкости, газа или воды. Например, при заполнении нефтью только 20 – 30 % пор водонасыщенного пласта фазовая проницаемость для нефти снижается до нуля и движение ее прекращается, движется только вода. Эффективная проницаемость характеризует уже конкретные пластовые условия. При определении коэффициента эффективной проницаемости при этом через породу конкретного нефтяного пласта необходимо пропускать смесь флюидов насыщающих пласт в их конкретном процентном соотношении.

Коэффициент проницаемости определяется по формуле закона линейной фильтрации Дарси.

Дарси – французский гидравлик, который при исследовании гравийных фильтров (1840 – 1856) для строящегося водопровода к городу Дижон вывел линейный закон фильтрации флюидов через пористую среду:

$$K_{пр} = \frac{Q \cdot l \cdot \mu}{F \cdot \Delta P}, \text{ где} \quad (3)$$

$K_{пр}$ – коэффициент проницаемости (фильтрации) Д, мд, м², мкм²;

Q – расход флюида, см³/сек, м³/сек;

l – длина пути (образца) см, м;

μ – вязкость флюида, спз, Па с;

F – площадь поперечного сечения образца, см², м²;

$\Delta P = P_1 - P_2$ – перепад давлений (разность давлений до образца P_1 и после образца P_2 , атм МПа.

Если при определении коэффициента проницаемости используются размерности вышеуказанных параметров в метрической системе, то размерность коэффициента проницаемости будет в Дарси (Д).

Дарси – есть такая проницаемость (коэффициент проницаемости), при которой через породу с поперечным сечением (F) в 1 см², при перепаде давления в 1 атм (ΔP), на протяжении (l) 1 см проходит 1 см³/сек флюида (Q) вязкостью (μ) в 1 сантипуаз. Дарси – величина большая и породы с проницаемостью в единицы Дарси встречаются в природе крайне редко, поэтому для практического использования употребляется величина в 1000 раз меньше Дарси – миллиДарси (1Д= 1000 мД).

В современной системе измерения «СИ» размерность коэффициента проницаемости выражается в м², мкм² (метры квадратные и микрометры квадратные). Используя справочники можно всегда перейти от прежней системы измерения к системе «СИ» (1 Дарси равен 1,02 мкм²).

1 мкм² – есть такая проницаемость, при которой через поперечное сечение 0,0001 м² при перепаде давлений 0,1 МПа за 1 с, проходит 0,000001 м³ флюида вязкостью в 0,001 Пас.

Пределы колебания проницаемости пород в природе от нуля мД до первых единиц Дарси (от 0 до первых единиц мкм^2).

Полевая грубая оценка проницаемости: 0–5 мД – плохая, 5–10 мД – средняя, 10–100 мД – хорошая, 100–1000 мД – очень хорошая.

Коэффициент проницаемости можно определить:

- лабораторным методом по керну;
- по данным ГИС (метод ПС каротажа);
- расчетным путем при разработке конкретного пласта (наиболее точный).

7 ПРИРОДНЫЕ РЕЗЕРВУАРЫ И ЛОВУШКИ ДЛЯ НЕФТИ, ГАЗА И ВОДЫ

7.1 Природные резервуары

Природный резервуар – понятие более широкое, чем коллектор, ибо он образуется соотношением коллектора с вмещающими его плохо проницаемыми породами (покрышками), обладает определенной формой и емкостью, единой гидродинамической системой и пластовой энергией.

По соотношению коллектора с ограничивающими его плохо проницаемыми породами И.О. Брод предложил выделять три основных типа природных резервуаров: пластовые, массивные и литологически со всех сторон ограниченные. Подобную классификацию с добавлением характеристики пластовой энергии предлагает и Н.А. Еременко, которая приводится ниже в табл. 7.

Таблица 7
Классификация природных резервуаров по Н.А. Еременко

Тип резервуара	Стратиграфическая приуроченность коллекторов	Направление движения жидкостей и газов	Возможная максимальная энергия, аккумулированная в нефти и газе по отношению ко всей энергии резервуара
Пластовые	выдерживается по напластованию	по напластованию	незначительная
Массивные	не выдерживаются	по вертикали	значительная, реже незначительная
Литологически ограниченные со всех сторон	выдерживается	Локально, ограниченно	основная

Пластовый природный резервуар – это пласт-коллектор, ограниченный сверху (в кровле) и снизу (в подошве) плохо проницаемыми породами. Толщина коллектора в резервуаре на всем протяжении его более или менее выдерживается, но локальными участками она может вырваться в широких пределах, вплоть до полного выклинивания. Коллектор в пластовом резервуаре, как правило, литологически выдержан, но может иметь и более сложное строение. В пластовом резервуаре существует единая гидродинамическая система, пластовое давление в которой закономерно изменяется в зависимости от положения этого или иного участка резервуара и областей нагрузки и разгрузки. Движение флюидов в пластовом природном резервуаре боковое (латеральное) по напластованию от областей наибольшей нагрузки (погруженные участки) к участкам разгрузки (приподнятые). Литологически коллектор пластового резервуара сложен, в первую очередь, пластами песков, песчаников, алевроитов, алевролитов, оолитовых известняков и других пород. Протяженность этих резервуаров значительная и может достигать десятки, а то и первые сотни километров. Качество и емкость пластовых резервуаров зависит от толщины и свойств коллектора и покрышек, их выдержанности и энергетического потенциала. Пластовые резервуары бывают закрытые и открытые. В нефтегазоносных регионах обычно присутствуют закрытые пластовые резервуары. Закрытый пластовый резервуар не сообщается с дневной поверхностью, залегает на значительных глубинах и коллектор его перекрыт не только в кровле и подошве пласта плохо проницаемыми породами, а и в головной части, расположенной, как правило, под плоскостью стратиграфического и углового несогласия. Открытый пластовый резервуар сообщается с дневной поверхностью, имеет область питания за счет атмосферных осадков и область разгрузки в виде водных источников (родников). Ниже на рис. 1 и 2 изображены схемы закрытого и открытого пластовых природных резервуаров.

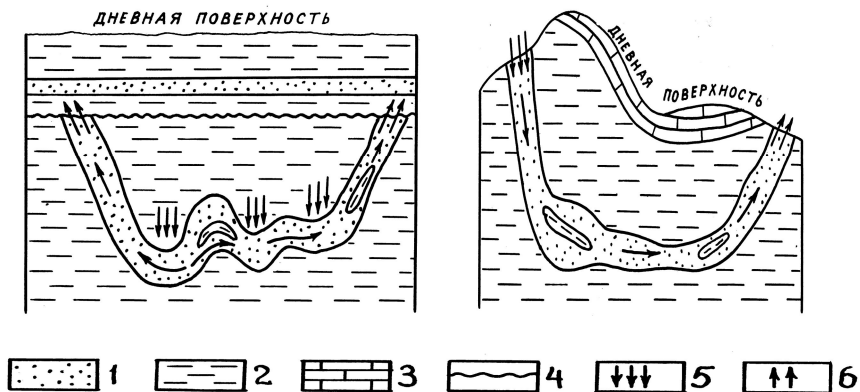


Рис. 1. Схема закрытого пластового природного резервуара

Рис. 2. Схема открытого пластового природного резервуара

1 – песок; 2 – глина; 3 – известняк; 4 – линия (поверхность) стратиграфического (углового) несогласия; 5 – область питания (нагрузки); 6 – область разгрузки направления движения флюидов

Пластовые природные резервуары характеризуются значительным энергетическим потенциалом, зависящим, в первую очередь, от разности гипсометрических отметок областей нагрузки (питания) и разгрузки и других факторов.

Массивный природный резервуар сложен мощной толщей, чаще всего, карбонатных (известняки, доломиты, мергели) проницаемых пород, перекрытых сверху и ограниченных с боков плохо проницаемыми (непроницаемыми) породами. Коллектор этого резервуара, значительно реже, может быть сложен также смешанными и, метаморфическими и магматическими породами. В этой связи массивные резервуары подразделяются на два подтипа: однородные и неоднородные, сложенные литологически однотипными и смешанными породами, соответственно. Однородные массивные резервуары литологически сложены толщами

карбонатных (известняки, доломиты, мергели), метаморфических или магматических пород. Неоднородные массивные резервуары состоят из смешанных терригенно-карбонатными, терригенно-вулканогенными, метаморфическо-магматическими породами. Коллекторские свойства массивного резервуара часто весьма изменчивы. Пористость и проницаемость, в первую очередь, обусловлена наличием открытых трещин и каверн. Часто распределение зон различной пористости и проницаемости не подчиняется стратиграфической приуроченности т. е. границы указанных зон пересекают стратиграфические границы. В массивных резервуарах движение флюидов снизу-вверх, вертикальное или круто наклонное. На рис. 3, 4 изображены схемы однородного и неоднородного массивных резервуаров.

Массивный однородный природный резервуар, как указывалось выше, чаще всего сложен мощной карбонатной толщей различного генезиса (хемогенные, органогенные) в т. ч. и рифогенными известняками. В центре однородного резервуара породы пористые и проницаемые за счет вторичной пористости (трещины и каверны) (рис. 3). В отдельных разностях оолитовых и рифогенных известняков (оолитовые и рифогенные) преобладает первичная пористость. Пористое проницаемое тело однородного резервуара в виде антиклиналя, рифогенного или иного выступа перекрыто сверху и ограничено с боков слабо проницаемыми породами. Толщина массивного резервуара в разрезе может достигать сотен метров, иногда первых километров, захватывать несколько стратиграфических комплексов, но в плане площадь его значительно меньше площади пластового. Энергетический потенциал высокий, движение флюидов вертикальное или круто наклонное (снизу-вверх). Однородный массивный резервуар, кроме карбонатных пород, может быть сложен также метаморфическими и магматическими породами.

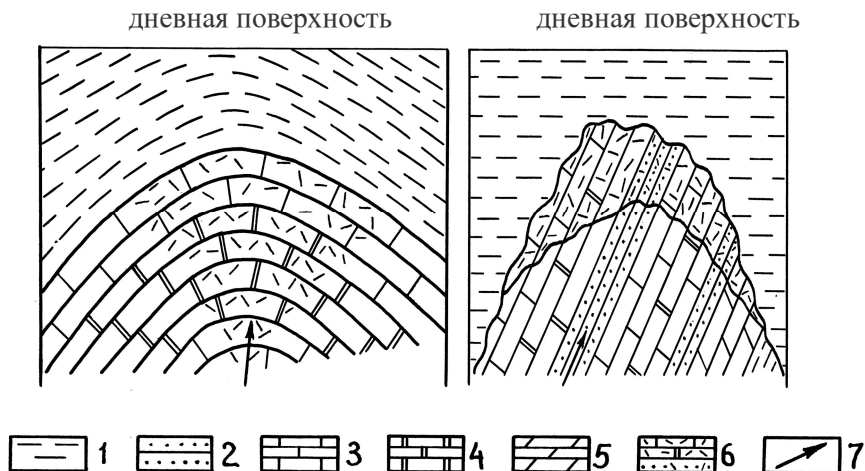


Рис. 3. Схема однородного массивного природного резервуара

Рис. 4. Схема неоднородного массивного природного резервуара

1 – глина; 2 – песчаник; 3 – известняк; 4 – доломит; 5 – мергель;
6 – трещиноватые породы; 7 – направление движения флюидов

Неоднородный массивный резервуар литологически сложен смешанными терригенно-карбонатными, терригенно-вулканогенными и другими породами. Он представляет собой, как правило, эрозионный выступ, перекрытый сверху и с боков слабо проницаемыми породами. Высота эрозионного выступа может достигать сотни метров и захватывать несколько стратиграфических комплексов на уровне отделов и даже систем (рис. 4). Размеры неоднородного массивного резервуара сопоставимы с размерами однородного. Хорошая пористость и проницаемость, особенно в верхней части выступа, обусловлена трещинной и каверновой вторичной пористостью. Среди терригенных пород, слагающих резервуар, могут быть породы и с первичной пористостью (песчаники и алевролиты). Движение флюидов по резервуару снизу-вверх, наклонное или

вертикальное по первично пористому пласту. В верхней части резервуара часто присутствует «кора выветривания», что улучшает коллекторские свойства резервуара.

Литологически ограниченные природные резервуары неправильной формы в природе встречаются значительно реже вышерассмотренных. В группу указанных резервуаров включены все замкнутые резервуары неправильной формы, представленные пористыми и проницаемыми коллекторскими телами различной формы: песчаные линзы, шнурки, рукава, валы (бары) и другой формы пористые и проницаемые тела. Описываемые резервуары окружены со всех сторон или практически непроницаемыми для нефти, газа и воды породами, или тонкозернистыми песчаными породами, насыщенными водой, но непроницаемыми для нефти. Движение флюидов в этих резервуарах ограничено размерами самих резервуаров. Емкость всех разновидностей этих резервуаров определяется качеством коллектора и их размерами, энергетическая система их тесно связана с емкостью резервуаров и часто имеет небольшой энергетический потенциал. Запасы углеводородов в таких резервуарах также, как правило, небольшие. В природе возможны переходы от одного резервуара к другому, т. е. существуют комбинации различных типов резервуаров.

В последние десятилетия учеными и полевыми геологами выделен новый тип природного резервуара, представляющий собой комбинацию пластового и массивного резервуара – пластово-массивный (рис. 5). Данный резервуар представляет собой комплекс пластовых резервуаров, объединенных в единую мощную гидродинамическую систему разрывными нарушениями или выклиниваниями локальных покровов. На рис. 5 изображена схема пластово-массивного резервуара. В природе такие резервуары встречаются как в карбонатных, так и в терригенных толщах (газовое месторождение Шебелинское, Украина; газоконденсатное Уренгой, Россия; газонефтяное Узень, Казахстан и др.)

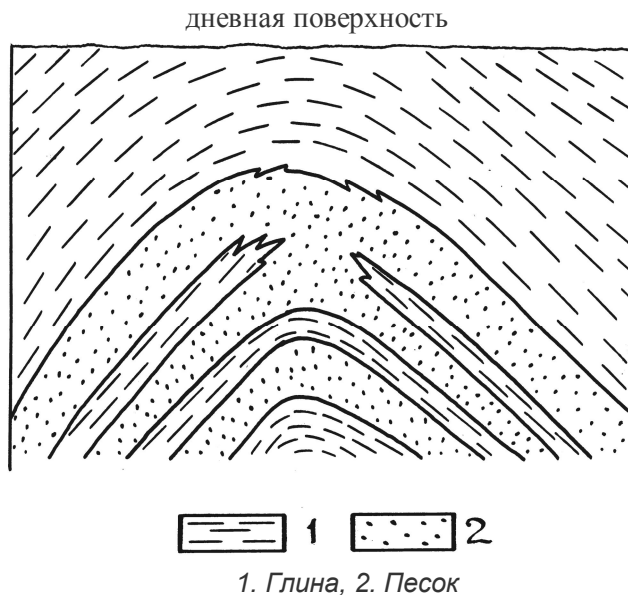


Рис. 5. Схема пластово-массивного резервуара

7.2 Ловушки для нефти и газа и их классификация

В природных условиях нефть и газ пропитывают пористые, чаще всего, осадочные горные породы подобно тому, как вода пропитывает губку. Это высказывание великого химика Д.И. Менделеева в середине XIX в. справедливо и сейчас. Разрез любого нефтегазоносного региона имеет двухэтажное строение. Нижний структурный этаж – фундамент, сложенный метаморфическими и магматическими породами (граниты, гранодиориты, гнейсы, сланцы), содержит всего 0,1 % мировых запасов углеводородов. Верхний структурный этаж, представленный осадочными породами, в нефтяной геологии принято называть осадочным чехлом и в нем содержится 99,9 % мировых запасов углеводородов. Чтобы образовалось скопление нефти и газа в том или ином участке земной коры должны быть следующие

необходимые геолого-структурные условия. В осадочном чехле, толщина которого в нефтегазоносных регионах должна быть 1 км и более, необходимо присутствие коллекторов и покрышек. Слои коллекторов и покрышек должны залегать в осадочном чехле с частым переслаиванием, с образованием природных резервуаров, в которых возможна циркуляция флюидов (нефть, газ, вода). Но этого еще недостаточно. В разрезе осадочного чехла согласно органической теории происхождения нефти должен присутствовать источник генерации углеводородов – толщи нефтематеринских (нефтегазопроизводящих) пород. В природных резервуарах, кроме того, должны присутствовать своеобразные структуры – ловушки для нефти и газа.

Ловушкой (по И.О. Броду) называется часть природного резервуара, в которой устанавливается равновесие газа, нефти и воды. Другими словами это структура, в которой происходит накопление и сохранение (консервация) на длительное геологическое время нефти и газа. В закрытых природных резервуарах, которые характерны для нефтегазоносных районов, наблюдается постоянное стремление флюидов двигаться снизу-вверх, из погруженных зон в приподнятые. Это, так называемое, элизийное движение флюидов обусловлено наличием большего пластового давления ($P_{пл.}$) в погруженных зонах по сравнению с приподнятыми. Попадая в ловушки, флюиды (нефть + газ + вода) претерпевают гравитационную дифференциацию по плотностям. Газ, имея наименьшую плотность ($\approx 1 \text{ кг/м}^3$) и высокую миграционную способность стремиться занять наиболее высокую часть ловушки, вытесняя нефть и воду вниз по падению пласта коллектора. В свою очередь, нефть, обладая плотностью намного меньшей, чем вода (850 кг/м^3 – нефть и $1100\text{--}1200 \text{ кг/м}^3$ – вода) всплывает над водой, вытесняя воду вниз. Все встречающиеся в природе ловушки Брод И.О. и Еременко Н.А. подразделяют на следующие генетические группы.

Ловушки складчатых дислокаций образовались в результате проявления складкообразовательных тектонических движений и представлены различными

выпуклыми кверху складками (антиклинали, диапировые складки, куполовидные поднятия). Необходимо отметить, что название перечисленных структур ловушками несколько противоречит определению «ловушка», как самой гипсометрически высокой части природных резервуаров. В этой связи, указанные структуры правильнее называть ассоциациями ловушек, т. к. в пределах антиклинали, диапировой складки могут быть различного типа ловушки, численность которых равна числу природных резервуаров. Ловушки складчатых дислокаций, как правило, повторяют строение структур, их образующих.

Ловушки разрывных дислокаций образуются в результате действия разрывообразовательных тектонических движений в пределах антиклиналей, диапировых складок и моноклиналей. Особенно широко они распространены в пределах соляных куполов и других диапировых складок, осложненных глинистым диапиризмом и грязевым вулканизмом. Этот тип ловушек широко распространен в Прикаспийской провинции. Разрывное тектоническое нарушение в ловушках, описываемой группы принято называть тектоническим экраном, препятствующим дальнейшему продвижению флюидов вверх по восстанию резервуара. Данный экран образовался за счет закупорки головной части пластового резервуара непроницаемыми породами в результате разрыва сплошности пластов и смещения одного из блоков вниз при сбросе или вверх при взбросе (надвиге).

Ловушки стратиграфических (угловых) несогласий образуются чаще всего под плоскостью размыва, когда верхняя толща пород залегает на нижней толще со стратиграфическим и угловым несогласием, как в пределах антиклиналей, так и на моноклиналях. Причем, необходимым условием при этом является то, чтобы «головные» части резервуаров под несогласием были перекрыты непроницаемыми породами вышележащей толщи.

Ловушки литологические образуются в зонах выклинивания пластовых природных резервуаров вверх по их восстанию

в местах резкой смены пласта-коллектора на неколлектор и в случаях наличия в разрезе линзовидных и другой формы пористых и проницаемых тел (рукава, шнурки), окруженных со всех сторон плохо проницаемыми или непроницаемыми породами. Эти ловушки могут иметь место в пределах антиклиналей, диапировых складок и на моноклиналях. Они широко развиты в Южно-Торгайской нефтеносной области.

В природе, значительно реже перечисленных, встречаются различные комбинации ловушек, которые можно отнести одновременно к двум, а то и к трем группам ловушек. Примером могут служить ловушки, образованные примыканием головных частей пластовых природных резервуаров к крутому склону солевых диапиров, к наклонной поверхности эрозионных выступов.

8. ЗАЛЕЖИ НЕФТИ И ГАЗА

8.1 Классификации залежей

Залежь – всякое элементарное, единичное скопление нефти и газа. Формируются залежи в ловушках различного типа, принимая их форму. В нефтяной геологии разработаны различные классификации залежей. Одной из таких является классификация залежей нефти и газа по фазовому состоянию, находящихся в них углеводородов. Н.А. Еременко выделил пять типов таких залежей:

- нефтяная с растворенным газом и без него;
- нефтяная с газовой шапкой и конденсатом;
- газовая с конденсатом и нефтяной оторочкой;
- газоконденсатная (имеет выход конденсата более $30 \text{ см}^3/\text{м}^3$);
- газовая (содержит в основном «сухой» газ – метан).

Указанная выше классификация применяется в нефтегазопромысловой практике совместно с генетической, отражающей геометрию залежей. Одной из таких генетических классификаций является классификация И.О. Брода, в основу которой он положил типы природных резервуаров, положение залежей на структуре, взаимное расположение нефти, газа и воды, коллектора, покрышки и экрана в «головной» части резервуара. И.О. Брод все залежи согласно генетической классификации разделил на три группы и дал им название согласно типам природных резервуаров.

8.2 Группа пластовых залежей нефти и газа

Сформировалась данная группа в ловушках пластового природного резервуара и содержит четыре типа залежей.

1 тип. Пластовая сводовая залежь. Эта залежь получила свое название по типу природного резервуара (пластовый) и по положению на структуре (в своде). Залежь располагается в сводовой, наиболее высокой части антиклинали, и других структурах и сформировалась в ловушке складчатых дислока-

ций. Пластовая сводовая залежь (рис. 6) в плане имеет внутренний и внешний контуры нефтегазоносности, «чисто» нефтяное или газовое поле, ограниченное внутренним контуром нефтеносности, и водо-нефтяное или водо-газовое поле, заключенное между внутренним и внешним контурами нефтеносности или газоносности. В пределах водо-нефтяного поля коллектор сверху насыщен нефтью или газом, снизу подошвенной водой. Коллектор «чисто» нефтяного поля полностью, на всю толщину насыщен нефтью (газом) и в кровле, и подошве ограничен флюидоупорами.

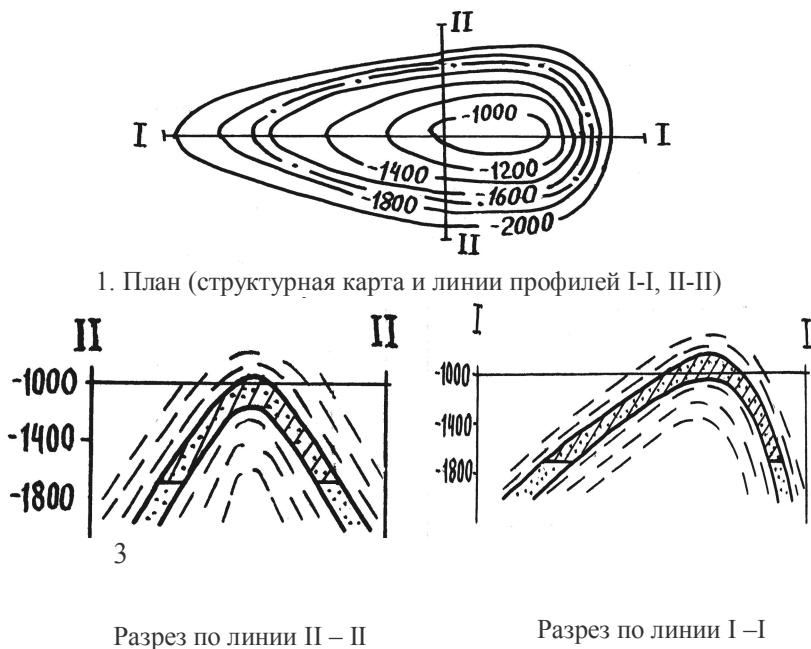


Рис. 6. Пластовая сводовая ненарушенная залежь

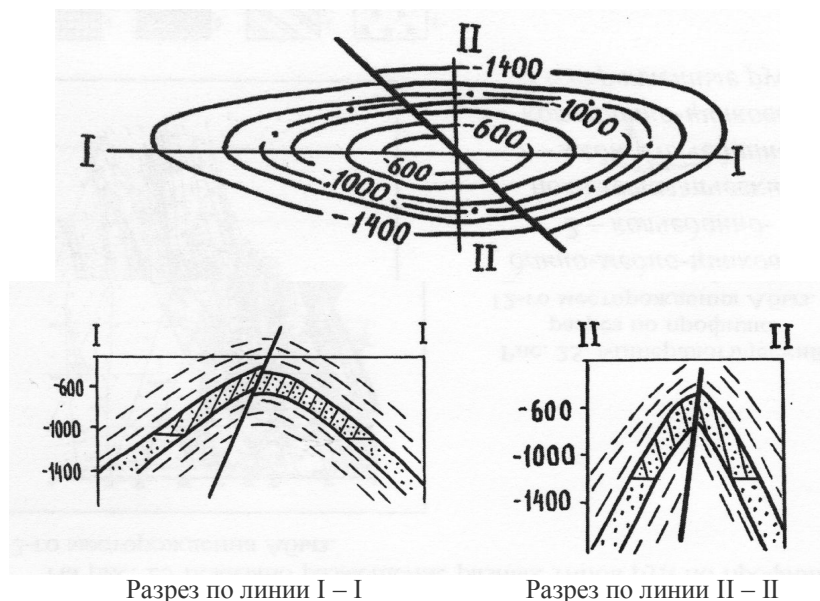


Рис. 7. Пластовая сводовая залежь (слабо нарушенная)

В разрезе пластовая сводовая залежь имеет чаще всего водонефтяной (ВНК) (водогазовый ГВК) контакты.

Водонефтяной контакт (ВНК) или раздел «нефть-вода» (газ-вода) представляет собой переходную зону толщиной от 0,3 до 8 м, толщина которой зависит от качества коллектора и свойств нефти. В случае пластовой сводовой газовой залежи она имеет те же параметры, что и пластовая сводовая нефтяная: в разрезе газовой контактной, в плане – внутренний и внешний контуры газоносности, «чисто» газовое и водо-газовое поле.

В группе пластовых залежей выделена подгруппа пластовых экранированных залежей, называемых так же по типу природного резервуара и по типу экрана, ограничивающего залежи в «головной» их части.

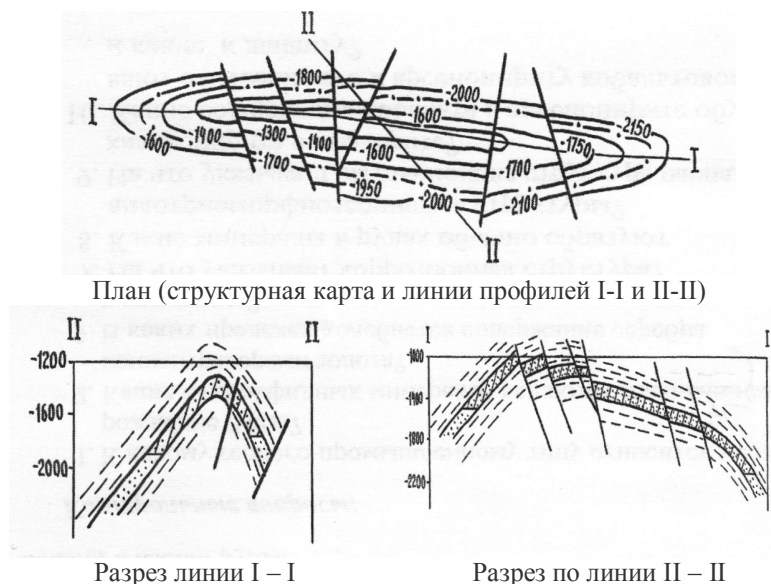


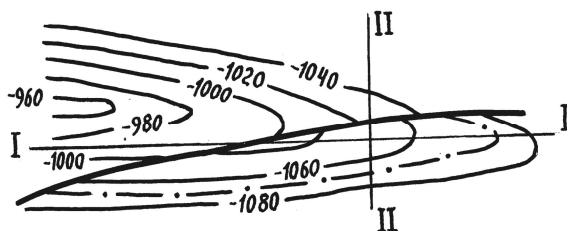
Рис. 8. Пластовая сводовая залежь, разбитая системой разрывов на отдельные блоки

Пластовая тектонически экранированная залежь сформировалась в ловушке разрывных дислокаций антиклиналей, диапировых складок и на моноклиналиях. Название свое она получила по типу природного резервуара (пластовый) и по названию тектонического экрана (разрывное тектоническое нарушение), ограничивающего залежь в «головной» ее части. В результате разрыва сплошности пласта-коллектора и смещения его блоков относительно друг друга на амплитуду, превышающую толщину пласта-коллектора, «головная» часть коллектора закупорилась непроницаемыми породами с образованием ловушки разрывных дислокаций, в которой впоследствии сформировалась пластовая тектонически экранированная залежь. Пластовая тектонически экранированная залежь в плане (рис. 9, 10) представляет собой фрагмент пластовой сводовой залежи, полного контура, которая кроме внешнего и внутреннего контуров нефтеносности, «чисто» нефтяного и водонефтяного полей имеет еще и тектониче-

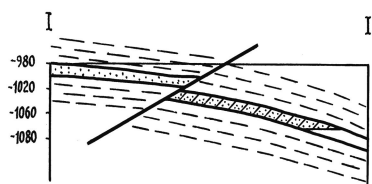
ский экран, образующий с контурами нефтеносности общий замкнутый контур, ограничивающий залежь со всех сторон.

Пластовая тектонически экранированная залежь на моноклинали сформировалась в линейно вытянутой неантиклинальной ловушке разрывных дислокаций (рис. 10).

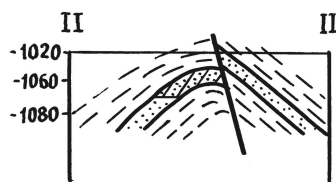
Пластовая стратиграфически экранированная залежь сформировалась в ловушках стратиграфических (угловых) несогласий антиклиналей, диапировых складок и на моноклиналях и имеет сходное с предыдущей залежью строение за исключением только того, что рассматриваемая залежь имеет стратиграфический экран. Чаще всего стратиграфические залежи формируются под плоскостью стратиграфического и углового несогласия, сопровождаемого разрывом (рис. 11, 12).



План (структурная карта и линии профилей I-I и II-II)



Разрез по линии I – I



Разрез по линии II – II

Рис. 9. Пластовая тектонически экранированная залежь в пределах антиклинали (поднадвиговая)



Рис. 10. Пластовая тектонически экранированная залежь в пределах моноклинали

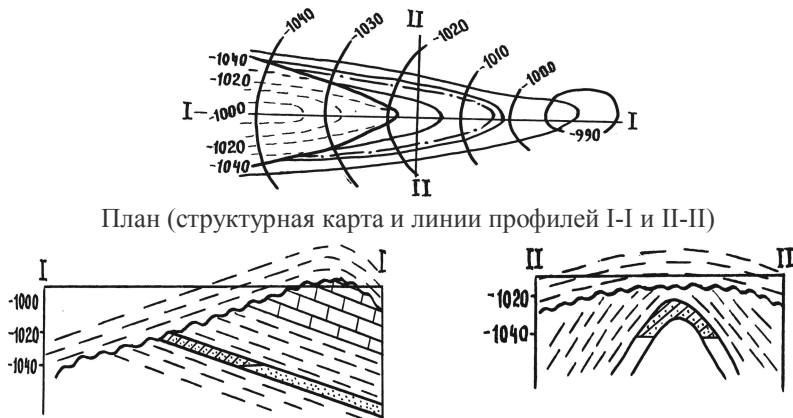
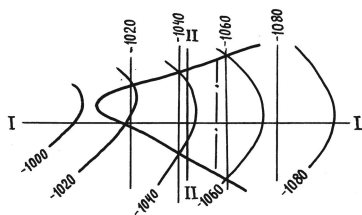
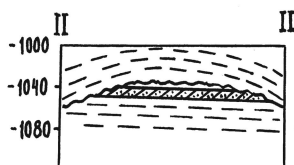
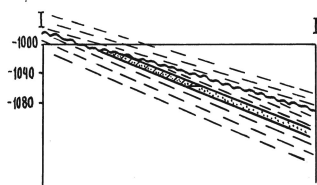


Рис. 11. Пластовая стратиграфически экранированная залежь в пределах антиклинали



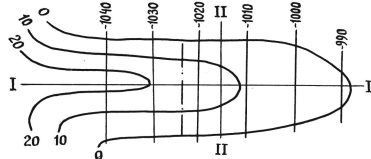
План (структурная карта и линии профилей I-I и II-II)



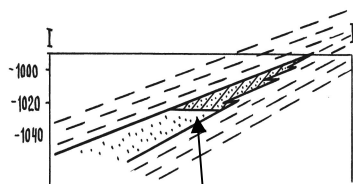
Разрез по линии I – I

Разрез по линии II – II

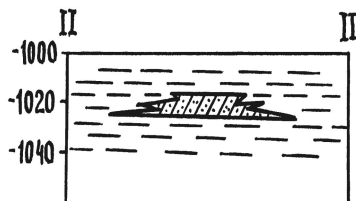
Рис. 12. Пластовая стратиграфически экранированная залежь в пределах моноклинали



План (структурная карта и линии профилей I-I и II-II)



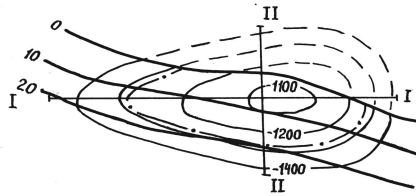
ВНК



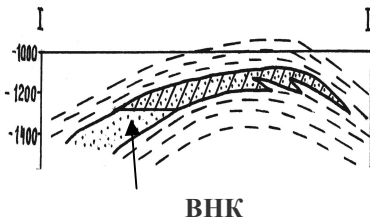
Разрез по линии I – I

Разрез по линии II – II

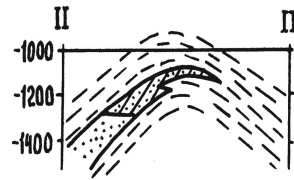
Рис. 13. Пластовая литологически экранированная залежь в пределах моноклинали



План (структурная карта и линии профилей I-I и II-II)



Разрез по линии I – I



Разрез по линии II – II

Рис. 14. Пластовая литологически экранированная залежь в пределах антиклинали

Пластовая литологически экранированная залежь сформировалась в литологических ловушках, образование которых обусловлено выклиниванием пластового природного резервуара вверх по его восстанию или резкой сменой пласта-коллектора на неколлектор. Пластовые литологически экранированные залежи широко распространены как в пределах антиклиналей, так и в составе диапировых складок, рифогенных и эрозионных массивов и моноклиналей (рис. 13,14).

Они имеют сходное строение с ранее рассмотренными пластовыми тектонически и стратиграфически экранированными залежами, но имеют в «головной» части литологический экран (выклинивание или резкую смену коллектора на неколлектор).

Ниже, в табл. 8 приведена классификация группы пластовых залежей с выделением подгрупп, типов и подтипов.

Таблица 8

Подгруппа	Типы	Подтипы
Пластовые сводовые залежи нефти и газа	Ненарушенные сводовые залежи (рис. 6)	Залежи в слабо выраженных ненарушенных сводах. Залежи в хорошо выраженных ненарушенных сводах
	Слабо нарушенные сводовые залежи (не разбитые на самостоятельные блоки) (рис. 7)	Слабо нарушенные залежи в сводах, разбитых эпиантимальными разрывами. Слабо нарушенные залежи в сводах, разбитых разрывами, выходящими за их пределы
	Сводовые залежи, разбитые разрывами на самостоятельные блоки и сводовые залежи, срезанные разрывами (рис. 8).	Сильно нарушенные залежи в сводах, разбитых эпиантимальными разрывами. Сильно нарушенные залежи в сводах, разбитых разрывами, выходящими за их пределы
Пластовые экранированные залежи нефти и газа	Тектонически экранированные залежи, по форме козырьковые, периклинальные, синклинальные и моноклинальные (рисунки 9, 10)	Залежи экранированные плоским разрывом. Залежи экранированные сложно построенной поверхностью разрыва
	Стратиграфически экранированные залежи по форме периклинальные, синклинальные и моноклинальные (рисунки 11, 12)	Залежи экранированные плоской поверхностью несогласия. Залежи экранированные сложно построенной поверхностью несогласия

Подгруппа	Типы	Подтипы
	Литологически экранированные залежи по форме периклинальные, синклинальные и моноклинальные (рис.13, 14)	Залежи экранированные прямолинейным выклиниванием пласта. Залежи экранированные криволинейным выклиниванием пласта (по форме фестонобразные)

8.3 Массивные залежи нефти и газа

Массивные залежи сформировались в массивных однородных и неоднородных резервуарах. Типы залежей данной группы названы И.О. Бродом по типу природного резервуара (массивный) и по типу локального выступа: структурный (тектонический), биогенный (рифогенный) и эрозионный, в которых рассматриваемые залежи и залегают. Все массивные залежи имеют сходное строение и характерные для них черты. Высота массивных залежей достигает сотен метров, а в редких случаях даже первых километров. В разрезе они по всей поверхности водонефтяного контакта снизу подстилаются минерализованной водой (водонасыщенными породами). Водонефтяной контакт в них пересекает литологические и стратиграфические границы, т. к. массивные залежи могут располагаться в пределах нескольких стратиграфических комплексов вплоть до систем. В плане они имеют только один (внешний) контур нефтеносности и одно водонефтяное поле. Движение флюидов при формировании залежей снизу-вверх, вертикальное или крутонаклонное. Запасы и энергетический потенциал рассматриваемых залежей, как правило, высокие.

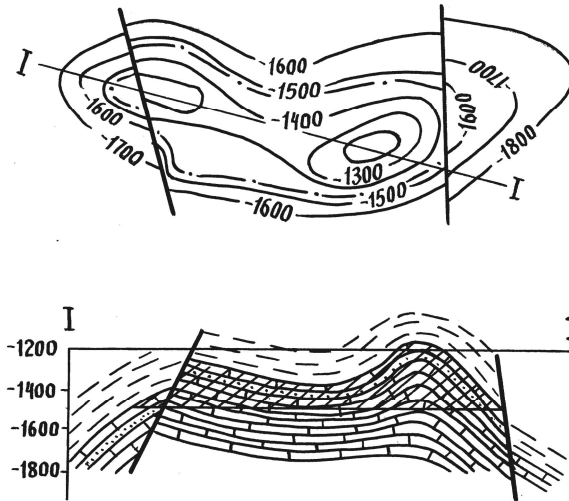
Массивная залежь в структурном (тектоническом) выступе залегают в сводах антиклиналей, брахиантиклиналей, куполовидных поднятий, объединяемых в общее понятие – структурный (тектонический) выступ. Литологически рассмат-

риваемая залежь, чаще всего, приурочена к коллекторам мощной карбонатной толщи, имеющей хорошую пористость и проницаемость за счет трещин и каверн (вторичная пористость). Высота этой залежи сотни метров, и в плане она имеет один внешний контур нефтеносности в виде правильного овала, повторяющего форму антиклинали, брахиантиклинали или куполовидной структуры. Внешний контур нефтеносности ограничивает одно водонефтяное поле. Водонефтяной контакт (ВНК) в разрезе пересекает литологические и стратиграфические границы, ниже которого залежь по всей поверхности снизу подстилается водонасыщенными породами (водой), а сверху и с боков залежь ограничена непроницаемыми или слабо проницаемыми породами (рис. 15).

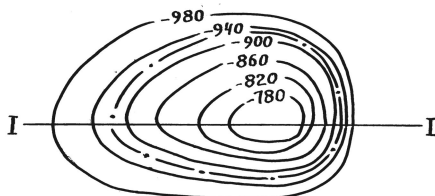
Массивная залежь в эрозионном выступе (рис. 16) залегает в сводовой части выступа, представляющего как однородный, так и неоднородный массивные природные резервуары. Эрозионный выступ в генетическом плане длительное геологическое время пребывал на дневной поверхности и интенсивно разрушался. Коллектором в данном случае выступают как смешанные терригенно-карбонатные породы, так и метаморфические и магматические породы с первичной и вторичной пористостью. Реже эрозионные выступы сложены и карбонатными породами в виде останцов древнего рельефа. Верхняя поверхность эрозионного выступа (кровля) представляет собой поверхность размыва. Движение флюидов при формировании залежей УВ снизу-вверх, вертикальное или круто наклонное по первично пористому пласту в неоднородном природном резервуаре. Все параметры рассматриваемой залежи аналогичны ранее рассмотренной залежи в рифогенном выступе. Высота залежи часто достигает сотен метров, запасы и энергетический потенциал высокие.

Массивная залежь в биогенном (рифогенном) выступе сформировалась в своде рифогенного выступа (рифа), образованного живыми организмами и сложенного карбонатными скелетами (остатками) морской фауны и флоры – различными органогенными известняками (известняк коралловый, извест-

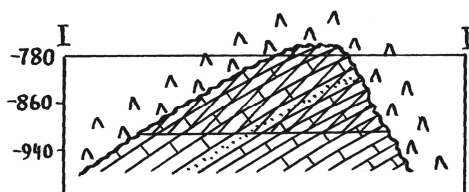
няк-ракушечник и т. д.) (рис. 17). Органогенные известняки (коллектор) имеют как первичную (поры, пустоты), так и вторичную пористость (трещины, каверны). Высота рифогенного выступа достигает сотен метров. Сверху и с боков он перекрывается непроницаемыми породами. Часто это глины, аргиллиты, реже каменная соль и ангидриты. Движение флюидов при формировании залежей в рифогенных выступах снизу-вверх, вертикальное или крутонаклонное. Залежь углеводородов (нефть, газ) в биогенном (рифогенном) выступе имеет большую высоту, а все остальные параметры ее аналогичны параметрам ранее описанной массивной залежи в структурном выступе. Отличие рифогенной массивной залежи от структурной заключается в том, что ее внешний контур нефтеносности в плане имеет неправильные заливообразные очертания, повторяющие контуры самого рифогенного массива. Запасы и энергетический потенциал этой залежи высокие.



План (структурная карта и линии профилей I-I)

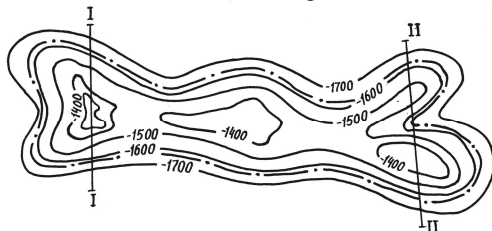


План (структурная карта и линии профилей I-I)

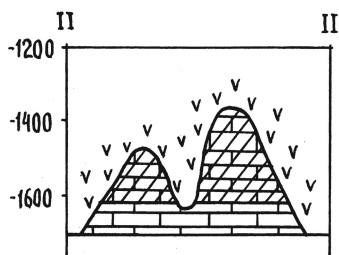


Разрез по линии I – I

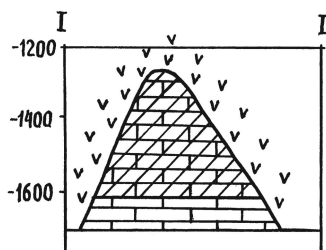
Рис. 16. Массивная залежь в эрозионном выступе



План (структурная карта и линии профилей I-I)



Разрез по линии I – I



Разрез по линии II – II

Рис. 17. Массивная залежь в рифогенном (биогенном) выступе

Ниже в табл. 9 приводится классификация группы массивных залежей (по И.О. Броду).

Таблица 9

Тип	Подтипы
Массивные залежи в структурных выступах тектонического происхождения, форма верхней поверхности которых обусловлена в основном структурой месторождений; по форме антиклинальные и моноклиналильные	Массивные залежи простых однородно-построенных структурных выступов Массивные залежи простых неоднородно построенных структурных выступов
Массивные залежи в эрозионных выступах, возвышающихся выступах, представляющих собой останцы древнего рельефа	Массивные залежи в одиночных биогенных выступах. Массивные залежи в группе биогенных выступов, обладающих общим водонефтяным (или водогазовым) разделом

8.4 Залежи нефти и газа литологически со всех сторон ограниченные

Группа литологически ограниченных залежей. Формируется эта группа залежей в литологически ограниченных со всех сторон резервуарах неправильной формы. Литологически ограниченные залежи встречаются в природе значительно реже пластовых и массивных, коллектор имеет неправильную форму и обычно сложен песками, алевритами, песчаниками, алевролитами, реже другими породами (карбонатными, метаморфическими) и окружен со всех сторон практически непроницаемыми для нефти и газа породами, в которых не может происходить циркуляция этих флюидов. Форма литологически ограниченных залежей может быть самой разнообразной: линзовидной, рукаво- и шнуркообразной, гнездообразной. Контролируются описываемые залежи литологически ограниченными резервуарами соответствующей формы. Литологически ограниченные со всех сто-

рон залежи редки в природе и имеют, чаще всего, скромные запасы углеводов, энергетический потенциал их также низкий. Накопление и сохранение нефти в телах повышенной проницаемости (линзы, гнезда) в относительно однородной толще пород объясняется действием капиллярных сил. Кроме того, осадочная порода по отношению к воде гидрофильна, а по отношению к нефти гидрофобна. Нефть и газ при миграции сквозь толщу слабопроницаемых пород с капиллярными порами выталкиваются водой из мелких капилляров в линзы (гнезда) более крупнозернистые с повышенной пористостью и оказываются в своеобразной ловушке, откуда обратного хода углеводородам нет и они сохраняются в этих литологически со всех сторон ограниченных ловушках длительное геологическое время.

Классификация группы литологически ограниченных со всех сторон залежей (по И.О. Броду) приведена ниже в табл. 10.

Таблица 10

Тип	Подтип
Литологически ограниченные залежи в линзах и зонах повышенной пористости, заключенных в породах, дающих притоки воды в скважинах	Залежи в песчаных линзах, заключенных в песчаниках, насыщенных водой
Литологически ограниченные залежи в зонах повышенной пористости, окруженных практически непроницаемыми породами	Залежи в зонах повышенной пористости и проницаемости известково-доломитовых толщ, насыщенных водой
Литологически ограниченные залежи в выступах микрорельефа, ограниченные в кровле литологически, а с трех сторон породами, насыщенными водой	Залежи в песчаных образованиях различной формы, заключенных в глинах. Залежи в зонах повышенной пористости, не дающих притока жидкости в скважинах

Литологически ограниченные залежи в крупнозернистых песчаных линзах, заключенных в тонкозернистых песчаниках, насыщенных водой, формируются, как было сказано ранее, под действием капиллярных сил. Это единственный случай в нефтегазопромысловой практике, когда над залежью и с боков находятся породы со свободной водой, дающей притоки в скважинах, что противоречит гравитационной дифференциации газа, нефти и воды в ловушках по плотностям. Характерным примером залежей нефти в линзах крупнозернистых песчаников, заключенных в тонкозернистом водоносном песчанике служат линзовидные залежи нефти в стофутовом песчанике каменноугольного возраста в Аппалачской нефтегазоносной провинции США (рис. 22).

Литологически ограниченные залежи в песчаных телах различной формы (линзы, рукава, шнурки, гнезда, песчаные валы-бары), заключенные в глины встречаются в природе значительно чаще ранее описанных, имеют иногда значительные запасы (баровые, дельтовые).

Рукавообразные и шнурковые залежи нефти в песчаных телах русла палеореки открыты и описаны И.М.Губкиным в 1911 г в районе Северо-Западного Кавказа, и они установлены в Южно-Мангышлакской и Южно-Торгайской нефтегазоносных областях.

Литологически ограниченные залежи в песчаных линзах, заключенных в непроницаемые глины (рис. 23) встречаются в природе редко, имеют небольшие запасы и низкий энергетический потенциал.

В природе встречаются также различные комбинации вышеперечисленных залежей: тектоно-стратиграфически экранированные, литолого-стратиграфически экранированные, пластово-массивные и т. д.

Генетическая классификация залежей была предложена И.О. Бродом одной из первых, она была принята большинством полевых геологов и научными работниками, используется в нефтяной геологии и в настоящее время.

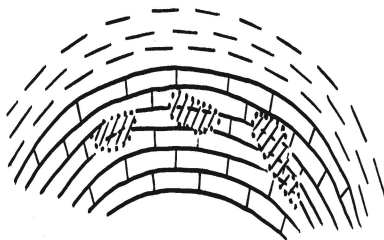


Рис. 18. Залежь неправильной формы, ограниченная водой в зонах повышенной проницаемости в известняках насыщенных водой

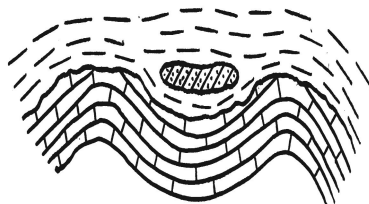


Рис. 19. Залежь неправильной формы, ограниченная литологически в песчанике на неровностях древнего рельефа

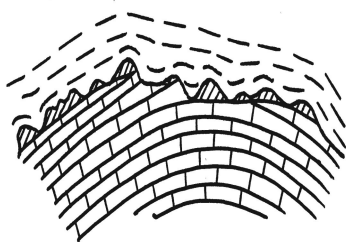


Рис. 20. Залежь неправильной формы, ограниченная литологически и водой в выступе древнего микрорельефа

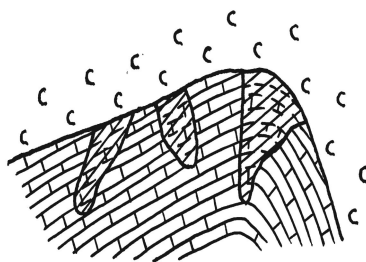


Рис. 21. Залежь неправильной формы, ограниченная литологически и водой в зонах повышенной проницаемости в известняках под поверхностью несогласия

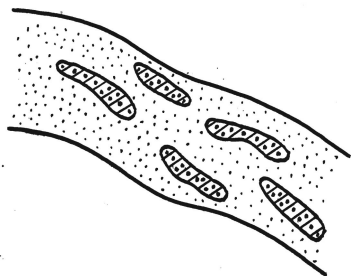


Рис. 22. Залежь неправильной формы, ограниченная водой в крупнозернистых песках, заключенных в тонкозернистых песчаных породах

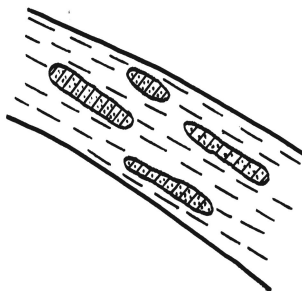


Рис. 23. Залежь неправильной формы, ограниченная литологически в песчаных линзах, заключенных среди глин

8.5 Общие понятия о запасах УВ в залежах: геологические, балансовые, извлекаемые. Объемный метод подсчета запасов

Как было отмечено ранее, в конце разведки подсчитываются суммарные запасы УВ изученного месторождения по всем выявленным залежам, которые по экономической значимости и очередности ввода в разработку подразделяются на следующие группы. *Геологические запасы* – запасы залежей (месторождений), которые находятся в залежах. *Балансовые* – запасы нефти и газа залежей (месторождений), которые в настоящее время экономически выгодно извлекать с соблюдением экологических требований. *Извлекаемые запасы* – часть балансовых запасов нефти и газа залежей (месторождений), которые можно извлечь современными методами разработки с соблюдением экологических требований. В этой связи в нефтегазопромысловую практику введены понятия о коэффициентах нефтеотдачи (нефтеизвлечения) и газоотдачи, которые показывают, какую часть ба-

лансовых запасов нефти и газа можно извлечь современными методами разработки.

По опыту разработки нефтяных месторождений в зависимости от качества коллектора, физических свойств нефти в пластовых условиях, режима работы залежей коэффициент нефтеотдачи для нефтяных залежей колеблется от 0,15 до 0,80, а это значит, что в настоящее время из недр извлекается около половины балансовых запасов нефти.

Коэффициент газоотдачи значительно выше нефтяного и колеблется в пределах 0,87 – 0,95, а это значит, что от 5 до 13 % газа сорбируется породой и остается в недрах.

Коэффициенты нефте- и газоотдачи тщательно обосновываются данными разведки и утверждаются при защите запасов в ГКЗ.

Запасы нефти на новых открытых месторождениях подсчитываются объемным методом по следующей формуле:

$$Q_{\text{геолог}} = F h k_{\text{отк}} \beta_n \gamma_n \theta; \quad \text{где}$$

$Q_{\text{геолог}}$ – геологические запасы нефти, т;

F – площадь нефтеносности, м²;

h – толщина нефтенасыщенного пласта, м;

$k_{\text{отк}}$ – коэффициент открытой пористости, доли ед;

β_n – коэффициент нефтенасыщенности, доли ед;

γ_n – плотность нефти в стандартных условиях, т/м³;

θ – пересчетный коэффициент, учитывающий уменьшение объема нефти (усадку) при извлечении ее на поверхность и удалении из нее растворенного (попутного) газа, доли ед.

Эти геологические (балансовые) запасы необходимо перевести в извлекаемые введением коэффициента нефтеотдачи (нефтеизвлечения).

$$Q_{\text{извл.}} = Q_{\text{бал.}} \eta, \quad \text{где}$$

$Q_{\text{извл.}}$ – извлекаемые запасы нефти, т;

$Q_{\text{бал.}}$ – балансовые запасы нефти, т;

η – коэффициент нефтеотдачи, доли ед.

Подсчет запасов газа на новых месторождениях, также производится объемным методом, но методика подсчета и многие параметры для подсчета иные, по сравнению с подсчетом

нефти. Объем газонасыщенных пород подсчитывается по тем же параметрам, что и нефти (F , h , $k_{отк}$, β_g). Остальные параметры для подсчета запасов газа объемным методом представляют собой различного рода поправки на температуру (f), на отклонение УВ газов от закона Бойля-Мариотта (α , α_k) и давления: начальное среднее пластовое (P) и конечное (P_k). Соответственно, формула объемного метода подсчета запасов газа будет иметь следующий вид:

$$V_{извл.} = F \cdot h \cdot m \cdot \beta_g (P\alpha - P_k\alpha_k) \cdot f \cdot \eta_g, \quad \text{где}$$

$V_{извл.}$ – извлекаемые запасы газа месторождения (залежи) на дату подсчета, m^3

F – площадь газонасыщенности, m^2 ;

h – эффективная газонасыщенная толщина пласта;

$k_{отк}$ – коэффициент открытой пористости, доли ед;

β_g – коэффициент газонасыщения, доли ед;

P – среднее начальное пластовое давление в залежи, атм (МПа);

P_k – конечное пластовое давление, обычно принимается 2-3 атм (0,2–0,3 МПа);

α и α_k – поправки на отклонение УВ газов от закона Бойля-Мариотта, соответственно для давлений P и P_k ;

f – поправка на температуру для приведения объема газа в пластовых условиях к стандартной $+20^\circ C$, доли ед;

η_g – коэффициент газоотдачи (0,85–0,97);

Обоснованность подсчета запасов нефти и газа защищаются в Государственной Комиссии по запасам (ГКЗ) геологами, проводившими разведку месторождения. Подсчет запасов нефти и газа необходим для обоснования фактического объема УВ, обустройства нефтегазодобывающих промыслов и планирования дальнейшего наращивания добычи нефти и газа.

8.6 Давление и температура в залежах (недрах)

Давление в залежи или пластовое ($P_{пл.}$) представляет собой давление, которое флюиды оказывают на вмещающие их породы.

Для примерного подсчета (прогнозирования) пластового давления при составлении проектов на поиски нефти и газа в нефтяную геологию введено понятие условного гидростатического давления (P_r), которое подсчитывается по пресной воде с плотностью 1 г/см^3 (1000 кг/м^3) по нижеследующему соотношению:

$$P_r = (H \cdot d) / 10 \text{ атм.},$$

где P_r – гидростатическое давление, атм (МПа);

H – глубина залегания водоносного слоя, м;

D – плотность пресной воды, 1 г/см^3 (1000 кг/м^3).

В залежах (недрах) нефтегазоносных территорий встречаются регионы с нормальным пластовым давлением (НПД), регионы с аномально высоким пластовым давлением (АВПД) и регионы с аномально низким пластовым давлением (АНПД). Наиболее часто встречаются регионы с нормальным пластовым давлением в залежах, которое превышает гидростатическое (P_r) от 1,1 до 1,15–1,2 раза. Превышение пластового давления над гидростатическим принято называть коэффициентом аномальности пластового давления.

В качестве примера региона с нормальным пластовым давлением в залежах можно привести разрез месторождений надсолевого нефтегазоносного этажа Прикаспийской нефтегазоносной провинции (Казахстан).

Довольно часто встречаются нефтегазоносные регионы в целом или их отдельные толщи, в которых имеет место аномально высокое пластовое давление (АВПД), где пластовое давление превышает гидростатическое от 1,25 до 2,0 раз. В качестве примера такого региона можно привести разрез подсолевого нефтегазоносного этажа Прикаспийской нефтегазоносной провинции. Причин, приводящих к возникновению аномально высоких давлений, выдвигается много, основными из которых являются наличие надежной региональной покрывки (соль), резкое преобладание глин в разрезе (85–90 % от толщины), над песчаными породами (10–15 %) высокий геотермический градиент и др.

В нефтяной геологии существует и такое понятие как давление забойное (P_3). Оно появляется на забое в залежи работающей скважины, из которой добывают нефть (газ). Разность между пластовым давлением ($P_{пл}$) и давлением забойным (P_3) именуется депрессией на залежь ($\Delta P = P_{пл} - P_3$).

Реже всего в природе встречаются регионы с аномально низкими пластовыми давлениями, где коэффициент аномальности давления колеблется от 0,95 до 0,5, т. е. пластовое давление в залежах этих регионов значительно ниже гидростатического. Это, в первую очередь, регионы вечной мерзлоты (Западная и Восточная Сибирь, Канада, Аляска), где в подмерзлотных породах с низкой пластовой температурой установлено АНПД. Наибольшим избыточным давлением (разность между пластовым давлением и давлением гидростатическим $\Delta P_{изб.} = P_{пл} - P_g$) характеризуются регионы с АВПД, меньшим – регионы с НПД, а в регионах с АНПД оно отсутствует. Избыточное давление позволяет добывать нефть на вновь открытых месторождениях фонтанным способом в начальный период их эксплуатации. Существует несколько причин (факторов) появления избыточного давления. Одной из основных причин является разность между плотностями пластовой воды, нефти и газа.

Избыточное давление в нефтяной залежи подсчитывается по ниже приведенному соотношению $\Delta P_{изб.нефти} = h_n (d_v - d_n) / 10$ атм., МПа;

где $\Delta P_{изб.нефти}$ – избыточное давление в нефтяной залежи;
 h – высота точки замера пластового давления над ВНК;
 d_v – плотность пластовой воды;
 d_n – плотность нефти.

Для подсчета избыточного давления в газонефтяной залежи применяется соотношение:

$$\Delta P_{изб.газа} = h_n (d_v - d_n) + h_r (d_v - d_r) / 10 \text{ атм., МПа,}$$

где h_n – высота нефтяной части залежи;
 h_r – высота точки замера пластового давления над разделом газ-нефть (ГНК);
 d_v – плотность пластовой воды;
 d_n – плотность пластовой нефти;
 d_r – плотность газа.

Как видно из приведенных соотношений, чем больше разность плотностей воды и нефти, воды и газа, и чем больше высота залежи, тем больше избыточное давление.

К другим источникам увеличения избыточного давления относятся следующие: тектонические движения земной коры; напор подошвенной воды, геостатическое (горное) давление (вес пород перекрывающих резервуар); температура недр (геотермический градиент); химические и биохимические процессы; цементация пластов, перекристаллизация пород и др.

Но существуют и процессы, понижающие пластовое давление: появление вторичной пористости (трещины, каверны), перекристаллизация пород, низкий геотермический градиент, в результате чего появляется аномально низкое пластовое давление (АНПД). Например, при переходе (перекристаллизации) известняка в доломит объем породы уменьшается на 14 %, объем пор увеличивается на 14 %, а пластовое давление уменьшается на 14 %. Давление в залежах измеряется глубинным манометром.

Температура. Температура в залежах (недрах) – важный параметр залежей, т. к. увеличение или уменьшение температуры в залежах приводит к изменению физических свойств пластовой нефти и газа. Нефтяников интересует не только современная температура недр, но и палеотемпература. Общепринято то, что в регионах с высокой палеотемпературой, процессы нефтегазобразования протекали наиболее интенсивно. Выявлены два источника прогрева недр: солнечная энергия, тепловая (внешнее тепло) и энергия самопроизвольного распада радиоактивных элементов внутренних сфер земной коры (внутреннее тепло). Внешнее тепло обуславливает климат и разность среднегодовых температур в различных районах Земли. В северном полушарии среднегодовая температура равна +15,5 °С, в южном – +13,6 °С. С глубиной (сверху-вниз) температура недр увеличивается по закону геотермического градиента. Геотермический градиент – это прирост температуры в °С на каждые 100 м увеличения глубины. Средний геотермический градиент равен 3,3 °С/100 м. Но бывают регионы или нефтегазоносные толщи

с пониженным ($1,5\text{--}2\text{ }^{\circ}\text{C}/100$) и повышенным ($4,5\text{--}5\text{ }^{\circ}\text{C}$) геотермическим градиентом. Надсолевой нефтеносный этаж Прикаспийского бассейна имеет пониженный ($1,5\text{--}2\text{ }^{\circ}\text{C}/100$), а мезозойский нефтегазоносный этаж Мангышлака повышенный геотермический градиент ($4,5\text{ }^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$). По закону геотермического градиента температура недр увеличивается с набором глубины до 20 км, а ниже указанная закономерность меняется. По температурному режиму земная кора имеет две зоны, разделенные поясом постоянных среднегодовых температур. Зона, расположенная выше этого пояса, прогревается Солнцем и именуется гелиотермической, а зона расположенная ниже пояса среднегодовых постоянных температур – геотермической. Пояс постоянных среднегодовых температур в разных районах располагается на разных глубинах и имеет разную температуру. Так, например, под Москвой он располагается на глубине 20 м и имеет температуру $+4,2\text{ }^{\circ}\text{C}$, под Парижем на глубине -28 м с температурой $+12\text{ }^{\circ}\text{C}$. Следовательно, солнечное тепло проникает в верхнюю часть земной коры на несколько десятков метров.

Температура недр (залежей) замеряется в скважинах электротермометрами при выполнении геофизических исследований скважин (ГИС). Этот метод имеет название – электротермометрия для определения геотермического градиента.

9 МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА

9.1 Классификация месторождений

В природе встречаются разнообразные типы месторождений нефти и газа, в основу выделения которых положены строение (геометрия) структур-ловушек их контролирующих, а также тектонические принципы, учитывающие условия формирования и строение региональных геоструктурных элементов. Нефтяное или газовое месторождение характеризуется, в первую очередь, строением участка земной коры, к которому оно приурочено.

Генетические классификации месторождений нефти и газа разрабатывались многими исследователями (И.О. Брод, А.А. Бакиров, Н.А. Еременко, В.Б. Оленин и др.), которые предлагали свои определения «месторождения нефти и газа».

Месторождение нефти и газа (по И.О. Броду) – есть совокупность залежей в недрах одной и той же площади, образование которой контролируется единым структурным элементом, что определяет общность в системе их поисков, разведки и разработки. Довольно близкие определения сформулированы позднее А.А. Бакировым, Б.Б. Олениным, Н.А. Еременко и др. *Месторождение нефти и газа (по А.А. Бакирову, 1976 г.) – это ассоциация (совокупность) единичных их скоплений (залежей), приуроченных к одной или нескольким ловушкам, расположенных на одной локальной площади.* А.А. Бакировым и другими неоднократно отмечалось, что термин «месторождение нефти и газа» неверен по генетическому смыслу. Поэтому, отдельные исследователи и, в первую очередь, А.А. Бакиров, предложили заменить «месторождение нефти и газа» на «местоскопление», что отражает истинный смысл условий образования этих скоплений УВ. Кроме генетических классификаций в нефтегеологической науке и практике разработаны и исполь-

зуются классификации месторождений нефти и газа по величине извлекаемых запасов, по фазовому состоянию углеводородов и количественному соотношению газа, нефти и конденсата, находящихся в месторождениях (залежах).

Классификация месторождений нефти и газа по величине извлекаемых запасов разработана с целью планирования добычи нефти и газа и определения затрат на обустройство нефтегазовых промыслов.

Ниже, в табл. 11 приводятся, применяемые в бывшем СССР, а также в Казахстане, классификации месторождений нефти и газа по извлекаемым запасам.

Таблица 11

Классификация
месторождений залежей нефти и газа по извлекаемым запасам

Категории месторождений (залежей)		Извлекаемые запасы нефти, млн. т	Запасы газа, млрд. м ³
1	уникальные	>300	>500
2	крупные	300–30	500–30
3	средние	30–10	30–10
4	мелкие	<10	10

Отдельные исследователи все месторождения нефти и газа по запасам дифференцируют на супергигантские, гигантские, крупные, средние, мелкие и непромышленные.

В табл. 12 приведена классификация месторождений нефти и газа по фазовому состоянию и количественному соотношению находящихся в них углеводородов.

Таблица 12

Классификация и номенклатура месторождений УВ
по фазовому состоянию и количественному соотношению газа,
нефти и конденсата

Наименования месторождений	Основные особенности месторождений
Однофазовые месторождения	
Газовые (однофазовые месторождения) (Г)	Однофазовые месторождения состоят в основном из CH_4 (метана) с содержанием пентана (C_5) и более тяжелых УВ не более 0,2 %
Газоконденсатно-газовые (ГКГ)	Газовые скопления с содержанием C_5 + высшие в пределах 0,2–0,6 % объема, что соответствует содержанию конденсата до $30 \text{ см}^3/\text{м}^3$
Газоконденсатные (ГК)	Газовые скопления с содержанием C_5 + высшие в пределах 0,6 – 4 % объема, что соответствует содержанию конденсата $30\text{--}250 \text{ см}^3/\text{м}^3$
Конденсатные (К)	Газовые скопления с содержанием C_5 + высшие более 4 % объема, что соответствует содержанию конденсата более $250 \text{ см}^3/\text{м}^3$
Залежи переходного состояния (ЗПС)	Скопления УВ, которые по вязкости и плотности в пластовых условиях близки к критическому состоянию, занимая промежуточное положение между жидкостью и газом
Нефтяные (Н)	Нефть с различным содержанием растворенного газа (обычно менее $200\text{--}250 \text{ м}^3/\text{т}$)

Продолжение табл. 12

Наименования месторождений	Основные особенности месторождений
Двухфазовые месторождения	
Нефтегазовые (НГ)	Газовые скопления с нефтяной оторочкой; запасы газа значительно превышают геологические запасы нефти
Газонефтяные (ГН)	Нефтяные скопления с газовой шапкой; геологические запасы нефти значительно превышают запасы газа
Нефтегазоконденсатные (НГК)	Газоконденсатные или конденсатные скопления с нефтяной оторочкой; запасы газа и конденсата значительно превышают запасы нефти
Газоконденсатно-нефтяные (ГКН)	Нефтяные скопления с газоконденсатными шапками; геологические запасы нефти значительно превышают запасы газа и конденсата

И.О. Бродом была разработана одна из первых генетических классификаций месторождений нефти и газа, хотя автор сам её таковой не называл. Генетической она является хотя бы потому, что в её основу положено строение генетических типов локальных структур, которые сформировались в результате складкообразовательных и разрывообразовательных тектонических движений, а также характер формирования зон нефтегазоаккумуляции в пределах различных геотектонических элементов. Так как условия формирования зон нефтегазоаккумуляции в геосинклинальных и платформенных областях различны, то и месторождения нефти

и газа по своему строению и нефтегазоносности резко отличаются друг от друга.

Ниже на рис. 24 приводится схема генетической классификации месторождений нефти и газа (по И.О. Броду).

И.О. Брод все месторождения нефти и газа разделил на 2 класса: Класс 1 – месторождения, сформировавшиеся в складчатых областях

Класс 2 – месторождения, сформировавшиеся в платформенных областях (схема 1).

В складчатых областях выделяются две группы месторождений.

А. Группа месторождений, связанная с брахиантиклинальными складками.

Б. Группа месторождений, связанная с моноклиналями.

Группа **А** подразделяется на подгруппы (типы) месторождений:

- месторождения нормальных антиклинальных складок;
- месторождения брахиантиклинальных складок, осложненных в пределах этажа нефтегазоносности диапиризмом, соляной тектоникой и интрузиями изверженных пород;
- месторождения складок надвинутых покровов.

Группа **Б** делится на две подгруппы (типа):

- месторождения моноклиналей, связанные с зонами разломов и другими структурными осложнениями;
- месторождения моноклиналей, связанные с зонами выклинивания и стратиграфическими (угловыми) несогласиями.

В классе 2 – месторождения платформенных областей выделяется несколько групп.

А. Группа месторождений, связанных с куполовидными и брахиантиклинальными поднятиями, в которой выделяются три подгруппы (типа):

- месторождения возрожденных поднятий;
- месторождения погребенных поднятий;

- месторождения солянокупольных поднятий.

Б. Группа месторождений платформенных областей, связанных с эрозионными и рифовыми массивами подразделяется на две подгруппы (типа).

В. Группа месторождений, связанных с региональными платформенными моноклиналями (гомоклиналями).

Эта группа делится на две подгруппы (типа):

- месторождения гомоклиналей, связанные с зонами разломов и другими структурными осложнениями

- месторождения гомоклиналей, связанные с зонами выклиниваний и стратиграфических (угловых несогласий)

Г. Группа месторождений, связанных с синклинальными прогибами (локальными).

Ранее было отмечено, что в основу разработки рассматриваемой классификации И.О. Брод положил региональную тектонику. Позднее, Н.А. Еременко предложил отдельную классификацию месторождений нефти и газа, в основу которой также положен региональный тектонический признак. В этой классификации все месторождения нефти и газа подразделены на 2 класса: класс месторождений платформенных областей и класс месторождений складчатых областей. Месторождения нефти и газа каждой из названных областей разделены на подклассы, привязанные к определенным крупным геотектоническим элементам. Ниже в табл. 13 приведена описываемая классификация месторождений нефти и газа, где за основу принята региональная современная геотектоника.

Таблица 13

Классификация месторождений нефти и газа
(по Н.А. Еременко, 1968 г.)

Класс	Подкласс
Месторождения платформенных областей	Месторождения: - Глубоких грабенных; - Внутриплатформенных впадин (синеклиз) - Крупных сводовых поднятий и их склонов; - Платформенной ступени (зона шельфа); - Крутого склона платформы (или уступа)
Месторождения складчатых областей	Месторождения: - Центральной части передового (предгорного) прогиба; - Внутреннего борта предгорного прогиба; - Собственно складчатых зон; - Межгорных впадин на древнем основании; - Наложённых мульд

9.2 Месторождения нефти и газа платформенных областей и их общая характеристика, примеры строения отдельных месторождений Казахстана

Месторождения платформенных областей сформировались в пределах платформ. Платформы – крупнейшие стабильные участки земной коры, для которых характерны слабые тектонические движения небольшой амплитуды. Характерные черты платформ по Н.С. Шатскому и А.Д. Архангельскому следующие. Платформа – один из главных стабильных геотекто-

нических элементов земной коры, имеет двухъярусное строение и характеризуется слабыми тектоническими движениями. Нижний ярус (этаж) платформ, сложенный докембрийскими, допалеозойскими кристаллическими образованиями или палеозойскими метаморфическими породами, именуется фундаментом. Верхний ярус (этаж) назван осадочным чехлом, сложен осадочными породами, прорван редкими интрузиями платформенного типа в низах осадочного чехла. Необходимо отметить, что двухъярусное строение имеет не вся территория платформ. Участки платформ, которые имеют двухъярусное строение принято называть плитами, а участки платформ, не имеющие осадочного чехла, именуются щитами. Щиты бесперспективны для поисков нефти и газа. Выделяют древние докембрийские, каледонские и молодые герцинские и альпийские платформы с палеозойским, мезозойским и кайнозойским или смешанным нефтегазонакоплением.

Месторождения платформенных областей в отличие от месторождений складчатых имеют свои характерные черты строения. Основной ведущей формой локальных структур, контролирующих месторождения нефти и газа платформенных областей, является брахиантиклиналь (укороченная антиклиналь). Значительно реже встречаются куполовидные складки и еще реже нормальные и линейно вытянутые антиклинали. Общая характеристика строения месторождений платформенных областей подчиняется тектоническим условиям развития платформ. Здесь, как и в пределах складчатых областей, типы месторождений нефти и газа свое название получили от типов структур, поднятий и выступов, которые контролируют отдельные нефтяные и газовые месторождения. По своему строению платформенные месторождения резко отличаются от месторождений складчатых областей. Тектоническая нарушенность этих месторождений низкая, они часто не нарушены разрывами или имеют одно-два тектонических разрывных нарушения. Складки

(поднятия), контролирующие платформенные месторождения, имеют небольшие амплитуды (10–100 м). Высота залежей также небольшая. Углы падения пород на крыльях и периклиналях этих складок чаще всего не превышают первых градусов. Площади платформенных структур, в силу вышесказанного, значительные. Толщины осадочного чехла и количество залежей в пределах платформенных месторождений значительно меньше, по сравнению с месторождениями складчатых областей. Веерообразные, изоклинальные, сундучные, лежащие, надвинутые складки в платформенных условиях отсутствуют, складки не осложнены глинистым и солевым диапиризмом и грязевым вулканизмом. В целом структуры просто построены, пологие, часто симметричные, реже асимметричные и часто имеют значительно большие запасы нефти и газа по сравнению с месторождениями складчатых областей.

Как было указано ранее (рис. 24), в группе А Брод И.О. выделяет три подгруппы (типа) месторождений: месторождения возрожденных, погребенных и солянокупольных поднятий.

Месторождения возрожденных поднятий в природе встречается довольно часто и имеют следующие характерные черты. Толщина стратиграфических комплексов (пластов), как правило, увеличивается от свода к крыльям и периклиналям, углы падения пород, амплитуда (высота) поднятий и залежей увеличиваются с глубиной, от чего площадь поднятий и залежей с глубиной уменьшаются. Структура, как правило, унаследована от выступа фундамента и прослеживается во всех или большинстве стратиграфических комплексов, вплоть до земной поверхности или близко к ней. По мнению И.О. Брода и Н.Ю. Успенской эти поднятия сформировались в результате длительных неравномерных колебательных (вертикальных) тектонических движений отдельных блоков фундамента по длительно действующим (пульсирующим) разломам земной коры. Возрожденные поднятия сравнительно легко выявляются геофизически-

ми методами, поиски и разведка залежей нефти и газа в их пределах бурением так же сравнительно просты. Месторождения нефти и газа рассматриваемого типа, как правило, имеют несколько этажей нефтегазоносности и крупные запасы углеводородов. Самые распространенные типы залежей этих месторождений пластовые сводовые и массивные, иногда пластовые тектонически экранированные. Наиболее часто месторождения возрожденных поднятий встречаются в пределах древних платформ. Типичным примером такого типа месторождения является месторождение Мухановское, Волго-Уральской нефтегазоносной провинции Российской Федерации (рис. 25) и месторождение Газли (Узбекистан, рис. 26). В разрезе указанного месторождения Мухановское в низах разреза находится выступ докембрийского фундамента, от которого девонские, каменноугольные и пермские породы унаследовали структуру-ловушку в виде крупной брахиантиклинали. В указанных ловушках впоследствии сформировались девонский (четыре залежи), каменноугольный (пять залежей) и пермский (три залежи) нефтеносные этажи, разделенные мощными толщами непродуктивных пород.

Месторождения погребенных поднятий формируются, как правило, в структурах, в разрезе которых имеются крупные стратиграфические и угловые несогласия и слои пород над несогласием залегают горизонтально или наклонно и не имеют ловушек. Толща пород под несогласием залегает в виде антиклинального или полузамкнутого поднятия, верхняя часть которого, как правило, размыта. В ловушках нижней толщи, погребенных под горизонтально или наклонно залегающими слоями позднее формируются месторождения нефти и газа. Такое строение погребенных поднятий объясняется инверсионными явлениями, сменой погружений и поднятий конкретного участка земной коры. Месторождения данного типа характеризуются сложностью строения, часто большой глубиной залегания за-

лежей, трудно поддаются обнаружению и изучению, как сами поднятия, так и залежи в них при поисках и разведке бурением.

В природе бывают не только погребенные, но и бескорневые поднятия, которые тоже могут контролировать нефтяные залежи (месторождения) в верхней части осадочного чехла, а нижняя часть пребывает пустой, т. к. в ней отсутствуют ловушки для нефти и газа (синклиналь или моноклиналь). На указанном разрезе (рис. 27) протерозойские и нижнедевонские отложения (левая часть разреза) образуют синклиналь синхронно с архейским фундаментом. Верхняя часть среднедевонских, верхний девон и нижний карбон образуют погребенное поднятие, аналогичное поднятиям, которые контролируют девонские нефтяные месторождения на Приволжской моноклинали в Камышинском Заволжье Российской Федерации. Остальная часть разреза вплоть до юрских отложений образует синклиналь. Как уже указывалось ранее, подобные поднятия (средне-верхний девон и нижний карбон) трудно выявляемы, т. к. залегают, как правило, на большой глубине и скрываются между синклинально залегающими ниже- и вышезалегающими слоями. Поверхность фундамента хорошо картируется сейсморазведкой КМПВ и эти исследования в данном случае выявят архейско-протерозойскую синклиналь. Геологическая съемка земной поверхности так же отметит юрско-триасовую синклиналь. И если в разрезе среднего и верхнего девона не окажется опорных сейсмических горизонтов, то погребенное девонское поднятие будет при поисках пропущено, и возможное нефтегазовое месторождение не открыто. То есть поиски на такой структуре могут закончиться с отрицательными результатами, что, по-видимому, и случается часто на практике. Такие структуры в осадочном чехле встречаются не редко и это надо учитывать и геологам, и геофизикам. Ведущими типами залежей в месторождениях погребенных поднятий являются пластовые стратиграфически экранированные, пластовые сводовые, реже массивные залежи.

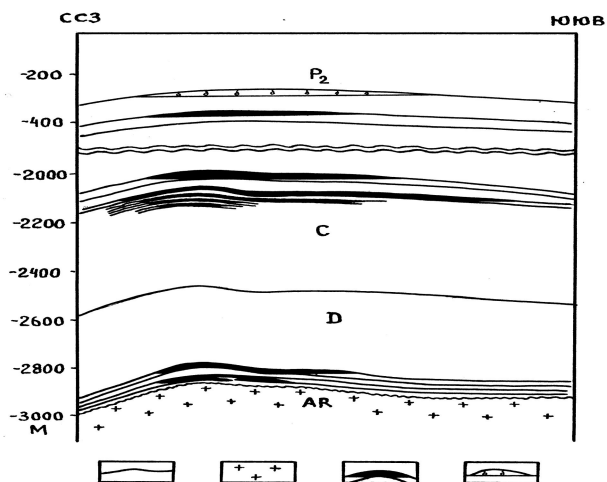


Рис. 25. Месторождение Мухановское (Россия):
1 – геологические границы; 2 – граниты (фундамент);
3 – нефтяная залежь; 4 – газовая залежь

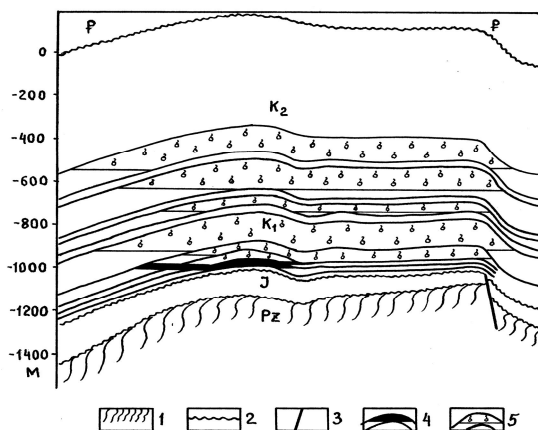


Рис. 26 . Месторождение Газли (Узбекистан):
1 – фундамент; 2 – несогласия; 3 – тектоническое нарушение;
4 – нефтяные оторочки; 5 – газовые залежи

Месторождения солянокупольных поднятий встречаются во многих нефтегазодобывающих регионах и относятся со значительной долей условности к платформенным областям. Необходимо, однако, отметить, что месторождения имеют многие переходные черты строения от платформенных к складчатым. Это и сильная тектоническая нарушенность, и солевой диапиризм и значительная амплитуда поднятий и т. д. Классическим примером территории с широко развитой солянокупольной тектоникой является в Казахстане Прикаспийская впадина, в США – Примексиканская впадина, хотя каждая из них имеет свои отличительные черты. Тектонически эти территории приурочены к глубочайшим краевым депрессиям древних платформ (Прикаспийская – к юго-востоку Восточно-Европейской древней платформы, Примексиканская – к югу Северо-Американской). Формируются месторождения солянокупольных поднятий в диапировых складках с солевым диапиром (ядром протыкания) в центре. Такие солянокупольные структуры часто принято называть соляными куполами. Месторождения данного типа широко развиты в Прикаспийской (Казахстан) и Примексиканской (США) впадинах, в Днепровско-Донецкой (Украина), Хатангской и Лено-Виллюйской впадинах (Россия) и других странах. По генезису соляных куполов существуют две основные гипотезы. Гравитационная гипотеза за основной фактор, приведший к перераспределению масс соли в солянокупольных регионах, принимает давление вышележащих пород. Экспериментально доказано, что соль каменная при давлении на нее сверху в 150 кг/см^2 приходит в пластическое состояние и способна перемещаться из участков с большим надсолевым давлением в зоны с меньшим. При средней плотности надсолевых пород 2000 кг/м^3 критическая толщина надсолевых пород не превышает 700–800 м.

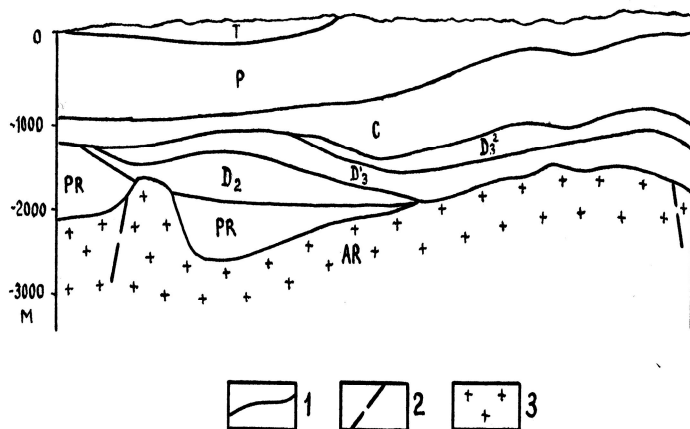


Рис. 27. Геологический профиль по линии
Яренск – Глазов – Аташ – Ореховка (по Д. С. Халтурина, Россия):
1 – геологические границы; 2 – тектонические нарушения;
3 – граниты (фундамент)

Вторая общетектоническая гипотеза образования соляных куполов в качестве основной силы, приводящей к перераспределению соли, принимает тектонический фактор – колебательные движения земной коры.

Месторождения солянокупольных поднятий контролируются различными по своему строению типами соляных куполов (Прикаспийская впадина). Исследователь Н.В. Неволин по степени прорыва солевым диапиром надсолевых пород выделяет пять типов таких соляных куполов: *нормально развитые, скрытопрорванные; прорванные; однокрылые и открытые.*

Ниже рассматривается характеристика отдельных типов соляных куполов, представляющих наибольший интерес в связи с их нефтегазоносностью (по Н.В. Неволину).

Скрытопрорванные (криптодиапировые) соляные купола (рис. 28) характеризуются глубоким залеганием (более 1000 м) поверхности соли в своде. Надсолевые отложения при этом прорваны солью

на небольшую толщину только в нижней части надсолевого разреза, а отложения средней и верхней частей разреза приподняты в виде антиклинальной или куполовидной складок. Надсолевая структура, как правило, ненарушенная и имеет простое строение. Следовательно, месторождение нефти или газа, контролируемое указанным типом солянокупольного поднятия, содержит в основном пластовые сводовые слабо нарушенные или ненарушенные залежи. Месторождения нефти и газа, контролируемые скрытопрорванными соляными куполами, имеют большие запасы углеводородов по сравнению с другими типами. В Прикаспийской нефтегазоносной провинции до настоящего времени открыто только несколько таких месторождений. К ним, в первую очередь, необходимо отнести месторождения Прорва и Боранкуль (юго-восток Прикаспийской впадины).

Месторождения, контролируемые нормально развитыми (частично прорванными) соляными куполами (рис. 29, 30) в Прикаспийской впадине встречаются значительно чаще рассмотренных ранее. В Эмбинском нефтеносном районе к таким месторождениям можно отнести почти все известные месторождения: Доссор, Макат, Сагиз, Кульсары. Каратон, Кенкияк, Каратюбе и мн.др. Солевой диапир у таких месторождений залегает в своде на глубине менее 1000 м (300 – 500 – 800 м) и прорывает нижнюю часть разреза (отложения верхней перми и триаса, иногда даже юры и низы мела), а верхнюю часть приподнимает в виде антиклинального или куполовидного поднятия и многочисленными разрывными тектоническими нарушениями типа сбросов разбивает надсолевую структуру на отдельные крылья, поля и блоки, в результате чего надсолевая структура принимает вид «разбитой тарелки». У подавляющего числа таких солянокупольных структур в своде (вдоль структуры) имеется центральный грабен, сложенный породами триаса, юры, мела, реже присутствует палеоген, неоген и четвертичные отложения. В центральных грабенах залежи нефти и газа, как

правило, отсутствуют или имеются непромышленные скопления УВ. Ведущим типом залежей здесь являются залежи пластовые тектонически экранированные разрывным нарушением центрального грабена, реже встречаются пластовые стратиграфически экранированные в триасе и литологически экранированные залежи. Залежи пластовые экранированные склоном соли солевого диапира встречаются довольно часто в триасе, значительно реже в верхней перми и в юре. Пластовые сводовые залежи полного контура редки и приурочены они, как правило, к вторичным соляным диапирам. Распределение нефтегазоносности в месторождениях нормально развитых соляных куполов весьма сложное. В пределах одного и того же крыла соседствуют рядом нефтеносные и водоносные блоки, причем разница гипсометрических отметок опущенных и поднятых блоков может достигать сотни метров.

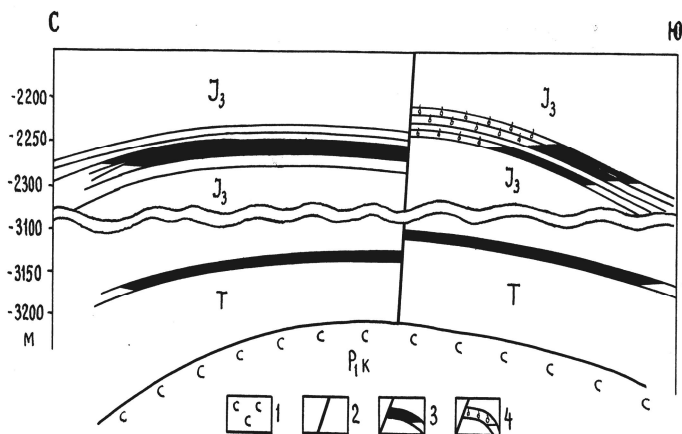


Рис. 28. Месторождение Прорва, центральное и восточное поднятия (Казахстан):

1 – соль; 2 – тектоническое нарушение; 3 – нефтяные залежи;
4 – газовые шапки

Довольно часто нормально развитые (частично прорван-ные) соляные купола имеют нависающие соляные карнизы, под которыми залегают нижнетриасовые (пермо-триасовые) отложения, образующие литологически экранированные или анти-клинальные ловушки. В этих ловушках в дальнейшем сформи-ровались пластовые сводовые и пластовые литологически экра-нированные нижней поверхностью солевого карниза нефтяные залежи (рис. 31). Подкарнизные триасовые нефтяные залежи выявлены на месторождениях Новобогатинское Юго-восточное, Кенбай, Доссор и др.

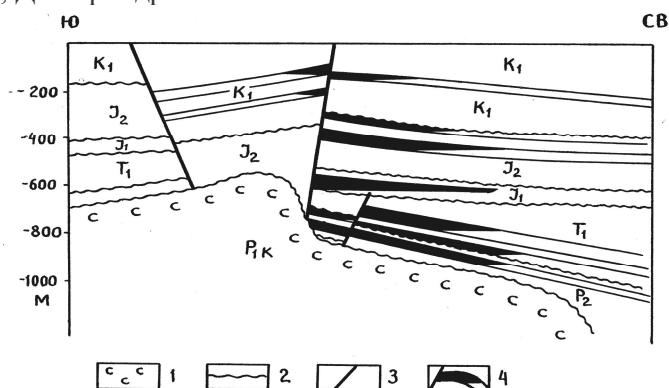


Рис. 29. Месторождение Каратобе (Казахстан):
1 – соль; 2 – несогласия; 3 – тектонические нарушения;
4 – нефтяные залежи

Месторождения нефти и газа связанные с рифовыми мас-сивами (рифогенными выступами) (схема 1, класс 2, группа Б) встречаются довольно часто. Риф, рифовый массив – это эколо-гическая, атектоническая (седиментационная) структура, ясно обособленная, хорошо картируемая в латеральном (горизон-тальном) и вертикальном сечениях, состоящая из органоген-ных карбонатных пород (кальцитовых скелетов колониальных морских животных и растений).

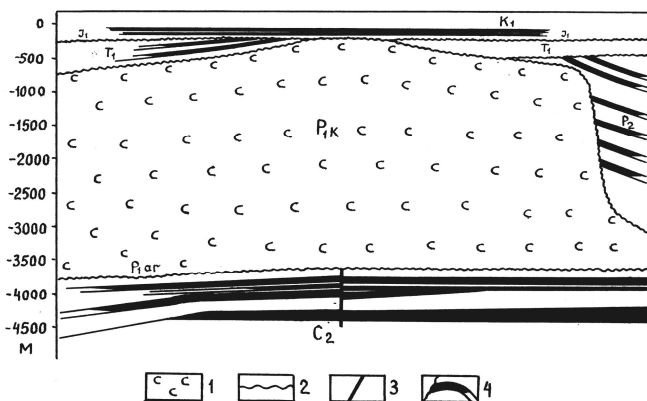


Рис. 30. Месторождение Кенкияк (Казахстан).
 1 – соль; 2 – несогласия; 3 – тектонические нарушения;
 4 – залежи нефти

Характерные структурные, текстурные и литологические признаки настоящих экологических рифовых массивов следующие:

- преобладающее господство в составе пород, составляющих риф, остатков рифообразующих организмов (кораллы, мшанки, брахиоподы, водоросли и т. д.), захороненных в состоянии ничем не отличающемся от их прижизненной позиции;
- массивная текстура пород рифа, отсутствие всякой слоистости;
- значительно большая толщина пород самого рифа по сравнению с толщиной одновозрастных пород, его окружающих;
- ничтожная доля или полное отсутствие механических примесей (нерастворимый в соляной кислоте остаток);
- обычно рифы формируются на горизонтальном или слабо наклонном пьедестале;

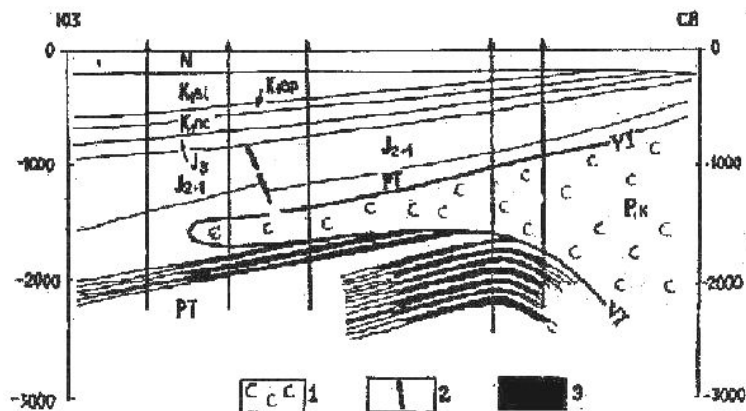


Рис. 31. Месторождение Новобогатинское
Юго-Восточное (Казахстан):
1 – соль; 2 – разломы; 3 – нефтяные залежи

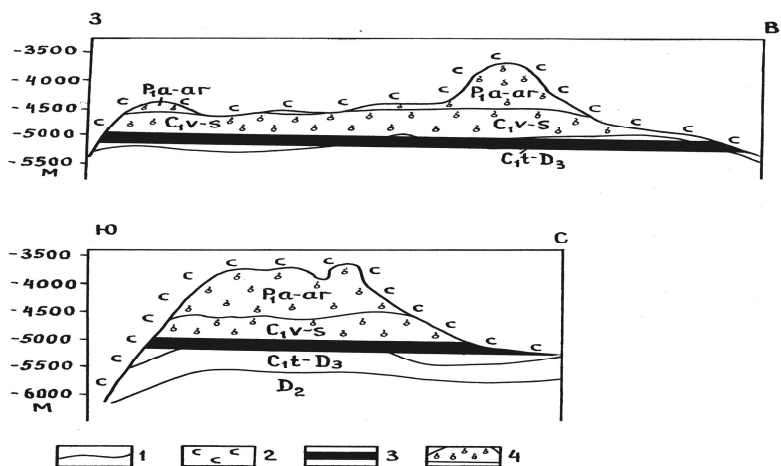


Рис. 32. Месторождение Карашыганак (Казахстан):
1 – геологические границы; 2 – соль; 3 – нефтяная оторочка;
4 – газоконденсатная часть залежи

- перекрывающие риф породы залегают на его размытой поверхности не горизонтально, а образуя, так называемую, структуру «облекания».

Исходя из вышесказанного, формирование современных «живых» рифов и палеорифов происходило и происходит при следующих необходимых физико-географических и гидрогеологических условиях. Рифостроящие организмы могут жить и строить рифовый выступ в воде определений солености (минерализации) и газонасыщенности при наличии необходимого количества растворенного в воде кальцита. Вода должна быть чистой, без механических примесей и толщина ее над «живым» рифом должна быть не менее 20 и не более 90 м. При несоблюдении указанных условий рифостроящие организмы погибают и «живой» современный риф превращается в палеориф, перекрывается сверху непроницаемыми породами и в дальнейшем может служить массивным однородным природным резервуаром для нефтегазонакопления. По географическим условиям образования рифы подразделяются на береговые, формирующиеся около заглубленных берегов, барьерные рифы и атоллы (одиночные, крупные, кольцевые рифы) образуются в краевых частях шельфов (мелководных погружениях континентов). При изучении рифов геологи часто встречают карбонатные постройки, состоящие так же из органогенных известняков, но отличающиеся от настоящих рифов отсутствием в породах рифогенов (остатков рифостроящих организмов) и меньшей высотой карбонатного выступа. Эти органогенные постройки принято называть карбонатной платформой. Они также могут быть нефтегазонасыщенными. Палеорифы после гибели рифостроящих организмов, подвергаются эрозионным процессам. Сверху рифы и карбонатные платформы перекрываются покрывкой, часто представленной глинами, ангидритами, каменной солью или карбонатной породой. Примерами таких месторождений могут служить месторождения Тенгиз, Кашаган, Карашыганак и др.

Тело рифа, как правило, неоднородно по пористости и проницаемости. Участки с высокой пористостью и проницаемостью перемежаются с зонами низкопористых коллекторов. Месторождения рифогенных массивов широко распространены в природе, часто имеют большие запасы углеводородов как в самом теле рифа (массивные залежи), так и над рифом (литологически экранированные залежи) в структуре «облекания». Можно привести многочисленные примеры рифогенных месторождений: нефтегазоконденсатное Карашыганак (рис. 32) (Прикаспийская провинция, Казахстан), Ишимбайская группа нефтяных месторождений (Предуральская провинция, Россия) и др.

Месторождения, связанные с эрозионными выступами (останцами древнего рельефа) (схема 1, класс 2, группа Б), встречаются значительно реже рифогенных месторождений. По структурному строению (геометрии) они сходны с рифогенными месторождениями, но по генезису и литологии коллекторов резко различны. Эрозионный выступ может быть представлен карбонатными, терригенно-карбонатными, метаморфическими и даже магматическими породами. Тело эрозионного выступа может иметь первичную, а чаще вторичную пористость в «коре выветривания». Выступ горных пород вначале формирования некоторое геологическое время пребывал на дневной поверхности и верхняя его часть интенсивно разрушалась с образованием высокопористых пород («кора выветривания»). При дальнейших нисходящих тектонических движениях эрозионный выступ погружается на различную глубину, перекрывается непроницаемыми породами с образованием неоднородного или однородного массивного природного резервуара. В самом теле эрозионного выступа в дальнейшем формируются массивные залежи нефти и газа. Над выступом, так же как и над рифом, имеется структура «облекания», в которой формируются пластовые литологически экранированные залежи в выклинивающихся вверх по восстанию пластах. Необходимо отметить,

что запасы углеводородов в месторождениях эрозионных выступов по величине значительно уступают запасам рифогенных месторождений. Примеры подобных месторождений встречены в Южно-Торгайской нефтегазоносной области (Акшабулак, Кызылкия и др., Казахстан).

Месторождения, связанные с гомоклиналями, выделенные И.О. Бродом в отдельную группу платформенных месторождений, пока не выявлены, но перспективы их обнаружения велики (схема 1, класс 2, группа В). Гомоклинали – крупная региональная тектоническая структура, выделенная в платформенных областях, в пределах которой пласты полого падают под одним углом (доли градуса) в одну сторону (1 – 2 м на км). Гомоклинали многими геологами выделяются на участках, расположенных между краевой частью платформы и внешним бортом передового (предгорного) прогиба. Условия формирования гомоклиналей и нефтегазовых месторождений в их пределах аналогичны условиям образования месторождений на моноклиналях, но в ловушках гомоклиналей наблюдается менее устойчивое равновесие нефтегазовой системы по сравнению с моноклиналями. В пределах гомоклиналей могут быть встречены такие же типы нефтегазовых месторождений, как и на моноклиналях:

- месторождения, связанные с зонами разломов;
- месторождения, связанные с зонами выклиниваний пластов-коллекторов;
- месторождения, связанные со стратиграфическими угловыми несогласиями.

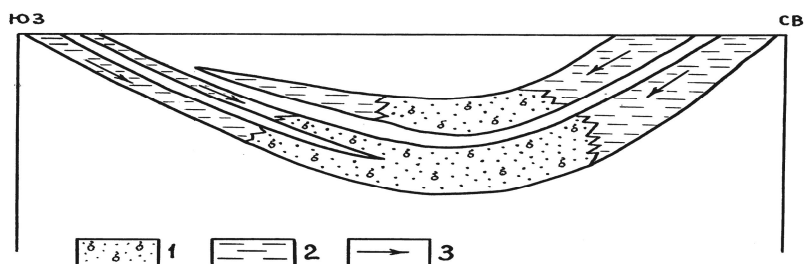


Рис. 33. Схематический разрез месторождения
Сан-Хуан (Канада):

1 – газ; 2 – вода; 3 – направление падения напоров

Месторождения, связанные с синклинальными прогибами (локальными синклиналями) в природе встречаются крайне редко и находятся вне общей закономерности (рис. 29, 33 класс 2, группа Г). Геологам давно известно, что самые распространенные ловушки для нефти и газа – это различного типа антиклинальные складки, диапировые структуры и другие поднятия. Ранее, в нефтяной геологии доминировала антиклинальная (структурная) теория распространения нефти и газа в земной коре, которая по сути отрицала скопление нефти и газа в синклиналях. В дальнейшем были установлены единичные промышленные скопления нефти и даже газа в синклиналях. Залежи в месторождениях этой группы формируются под действием гравитационных и капиллярных сил. Синклинальные скопления нефти образуются под действием гравитационных сил только в «сухих» (безводных) пластах-коллекторах, поры которых заполнены воздухом. Такие залежи нефти обнаружены в синклиналях Гриффитсвилл, Бег-Криг, Кэбин-Криг и Котли (Аппалачская впадина, США). В частности, в синклинали Гриффитсвилл залежь нефти сформировалась в безводном коллекторе и занимает не дно (мульду) синклинали, как это следовало бы ожидать, а нижнюю часть одного из бортов синклинали. Это объясняется литологическими особенностями пласта-коллектора,

резким уменьшением пористости и проницаемости в направлении к противоположному борту синклинали. В Казахстане и СНГ синклинальные месторождения нефти пока не обнаружены. Образование синклинальных залежей газа в «сухих», безводных коллекторах исключено, в силу того, что «сухие» пластовые резервуары заполнены не водой, а воздухом, плотность которого почти в 2 раза больше плотности самого легкого углеводородного газа – метана. Однако промышленные месторождения газа, как показывает Н.А. Еременко, в последние десятилетия в синклиналях выявлены. В качестве примера он приводит синклинальное газовое месторождение Сан-Хуан (рис. 33), где в мезозойских песчаниках установлено скопление газа, которое залегает в центре синклинали (на дне). Открытая пористость и проницаемость газонасыщенных коллекторов здесь составляют соответственно 14 % и 0,001 мкм². Вверх по восстанию от газовой залежи песчаники водоносны, коллекторские свойства их резко улучшаются и составляют 25 % и проницаемость 0,1 мкм². Необходимо отметить, что миграцию газа вверх по восстанию коллектора сдерживает вода, направление падения напора которой ориентировано вниз по падению пласта-коллектора, в сторону газовой залежи. Ловушки с таким взаимным расположением продуктивной и водоносной частей резервуара принято называть гидрогеологическими, а залежи в них – пластовыми гидравлически-экранированными и рассматривать их как разновидность пластовой, литологически экранированной залежи.

Местоскоплением (месторождением) по А.А. Бакирову принято называть совокупность залежей, приуроченных к одной или нескольким естественным ловушкам, расположенным на одной локальной площади. В основу классификации местоскоплений нефти и газа А.А. Бакировым положены различные типы структур-ловушек, контролирующие месторождения того или иного класса. Согласно данной классификации выделяются

местоскопления (месторождения) структурного, литологического, стратиграфического, рифогенного и смешанного классов. Наиболее распространенным и значимым классом местоскоплений (месторождений) является структурный, имеющий шесть групп.

Группа местоскоплений нефти и газа, контролируемая антиклинальными и куполовидными поднятиями простого ненарушенного строения, характеризуется соответствием структурных планов. Также как в месторождениях нефти и газа возрожденных поднятий, в структурах описываемых месторождений, углы падения пород и амплитуды увеличиваются с глубиной, контуры нефтегазоносности каждой залежи закономерно подчиняются изогипсам по кровле или подошве залежей, запасы описываемых месторождений, как правило, крупные. В качестве примеров таких месторождений можно назвать месторождения Узень, Кумколь, Уренгой (Россия), Газли (Узбекистан), Самолтор (Россия) и др.

Группа месторождений, контролируемая антиклинальными и куполовидными поднятиями с несоответствием структурных планов различных стратиграфических комплексов. При этом выделяются месторождения с простым смещением сводов на крылья или периклинали и с существенно различным строением отдельных структурных этажей.

Примерами, описываемой группы месторождений нефти и газа, являются многие месторождения Мангышлака, Самарской области РФ, Юго-Западного и Северного Ирака.

Группа месторождений, контролируемых антиклинальными и куполовидными поднятиями, разбитыми тектоническими разрывными нарушениями на отдельные поля и блоки характерны для складчатых и переходных областей. Ведущим типом залежей этих месторождений являются тектонически экранированные и блоковые залежи. Примерами месторождений данной группы могут служить месторождения Азербайджана, Западного Туркмени-

стана, отдельные месторождения Днепровско-Донецкой провинции Украины (Шебелинское).

Группа месторождений антиклинальных и куполовидных структур, осложненных соляной тектоникой, включая и месторождения солянокупольных поднятий Прикаспийской нефтегазоносной провинции, часто характеризуется сильной тектонической нарушенностью, разбитостью на отдельные нефтегазоносные поля и блоки и имеют в центре грабен, расположенный вдоль поднятия. Наиболее распространенные залежи здесь тектонически экранированные, приконтактные с солью, стратиграфически экранированные и другие залежи.

Группа месторождений, приуроченных к структурам, осложненным диапиризмом (соляной и глинистый) и грязевым вулканизмом, образование таких структур возможно при наличии в разрезе диапирообразующих пластичных пород (гипс, глина, соль каменная). Как правило, тектонически, стратиграфически и литологически экранированные и приконтактные залежи появляются в удалении от свода, на крыльях или периклиналях структуры. Месторождения данной группы широко развиты в Азербайджане, Западном Туркменистане, Румынии и других нефтегазоносных регионах.

Нефтяные месторождения, связанные с соляными диапирами широко развиты в Прикаспийской, Мексиканской, Североморской и Днепровско-Донецкой провинциях.

Группа моноклинальных месторождений в природе встречается довольно часто и имеет значительные или крупные запасы углеводородов. Структуры-ловушки при этом образуются при наличии в осадочном чехле разрывных тектонических нарушений, и других структурных осложнений (флексуры, структурные носы).

Литологический класс месторождений нефти и газа имеет в своем составе группу месторождений, обусловленных наличием в разрезе осадочного чехла крупных зон выклинивания пластов-

коллекторов по их восстанию или зон резкого замещения пластов-коллекторов неколлекторами, а также группу месторождений, связанных с наличием в осадочном чехле литологических ловушек в виде линз, погребенных ископаемых баров, меандрирующих русловых шнурков и рукавов древних палеорек, выраженных пористыми и проницаемыми телами среди непроницаемых или слабо проницаемых пород.

Стратиграфический класс имеет в своем составе группу месторождений нефти и газа, контролируемых зонами стратиграфических угловых несогласий в осадочном чехле антиклиналей и куполовидных поднятий, моноклиналей, а также участками эродированных выступов палеорельефа.

Рифогенный класс имеет в своем составе группу месторождений, контролируемую одиночными крупными рифогенными массивами (атоллами), цепочками и связками рифов. Рифогенные месторождения наиболее часто встречаются в пределах окраинных частей платформ (окраинные впадины и платформенные склоны передовых прогибов). В качестве примеров рифогенных месторождений можно назвать крупные и уникальные месторождения Казахстана – Карашыганак и Тенгиз, Ишимбайскую группу месторождений Предуральской нефтегазонасной провинции (Россия), многие рифогенные месторождения Мексики и США.

В природе часто встречаются и месторождения смешанных классов, где при формировании ловушек, залежей и месторождений действуют несколько факторов (структурно-литологический, литолого-стратиграфический, структурно-стратиграфический и т. д.), что необходимо учитывать при поисках и разведке нефтегазовых месторождений.

Позднее генетическая классификация местоскоплений (месторождений) нефти и газа была разработана А.А. Бакировым, которая также широко внедрилась в нефтегеологическую науку и нефтегазовое дело.

9.3 Месторождения нефти и газа складчатых областей (по И.О. Броду)

Ведущей структурной формой, контролирующей месторождения нефти и газа складчатых областей, является брахиантисклиналь самой различной формы и строения. В приведенной классификационной схеме (схема 1) выделены три структурные формы брахиантисклиналией и связанные с ними месторождения нефти и газа (по И.О. Броду):

- месторождения нормальных брахиантисклиналией складок;
- месторождения брахиантисклиналией складок, осложненных в пределах нефтеносной части диапиризмом, соляной тектоникой и интрузиями изверженных пород;
- месторождения складок надвинутых покровов (схема 1, класс 1, группа А).

Характерными особенностями месторождений нефти и газа складчатых областей являются следующие. Структуры, контролирующие месторождения имеют сильную тектоническую нарушенность, которая у большинства месторождений, как правило, затухает с глубиной. Часты в пределах месторождений не только сбросы, но и надвиги, взбросы, надвинутые покровы. Кроме тектонических нарушений месторождения осложнены в нефтеносной части глинистым диапиризмом, соляной тектоникой, грязевым вулканизмом и интрузиями изверженных пород. Необходимо при этом отметить, что грязевые вулканы обусловлены прорывом смеси нефти, газа, воды и обломков горных пород через толщу осадочного чехла и выбросом этой смеси на дневную поверхность. Зарождаются грязевые вулканы на большой глубине (5 – 7 км), в осадочном чехле, особенно в пределах тех структур, которые имеют в ядре глубинные глинистые диапиры. Высота (амплитуда) локальных поднятий месторождений складчатых областей достигает иногда первых ки-

лометров, высота залежей несколько меньше и часто равняется 0,5 – 1,5 км. Месторождения складчатых областей, как правило, многопластовые (десятки залежей), с этажом нефтегазоносности в несколько км, имеют в целом большую толщину осадочного чехла и отдельных возрастных подразделений. Складки, контролирующие нефтегазовые месторождения морфологически (в разрезе), часто сундучные с широким и плоским сводом и круглыми крыльями, веерообразные с вертикально падающими и подвернутыми крыльями. Они могут быть как симметричными, так и асимметричными.

Месторождения подгруппы нормальных антиклинальных (брахиантиклинальных) складок контролируются, как правило, ненарушенными или слабо нарушенными структурами с одним-двумя тектоническими разрывами, не осложнены другими структурными элементами и представлены большим разнообразием антиклиналей (купола, брахиантиклинали, антиклинали, линейно вытянутые антиклинали). По морфологии (в разрезе) указанные антиклинали могут быть симметричные, асимметричные, сундучные, веерообразные и килевидные. Ведущая форма залежей описываемых месторождений пластовая сводовая, пластовая тектонически экранированная, пластовая литологически экранированная, литологически со всех сторон ограниченная. Реже встречаются массивные залежи в структурных выступах, пластовые стратиграфически экранированные и массивные залежи в биогенных и эрозионных выступах.

Месторождения брахиантиклинальных складок осложненных в пределах нефтеносной части разреза диапиризмом, соляной тектоникой и интрузиями изверженных пород отличаются от предыдущих, как по условиям образования самих структур, так и по условиям формирования залежей. Структуры этого типа месторождений образуются в процессе продолжающейся седиментации и именуются конседиментационными.

Характерной их чертой является то, что толщина отложений в своде меньше, чем на крыльях и периклиналях.

В сводах наблюдаются частые перерывы в осадконакоплении и явления выжимания пластичных пород (глинистый или солевой диапиризм). Указанные диапировые складки часто осложнены грязевыми вулканами (рис. 34, 35). Ведущей формой залежей в таких месторождениях являются пластовые тектонически и литологически экранированные, значительно реже встречаются пластовые сводовые, разбитые на блоки и литологически со всех сторон ограниченные залежи. Редко встречаются пластовые сводовые ненарушенные, массивные в структурных выступках, пластовые стратиграфически экранированные залежи. Совсем редко встречаются или не встречаются вообще массивные залежи в эрозионных и рифогенных выступках..

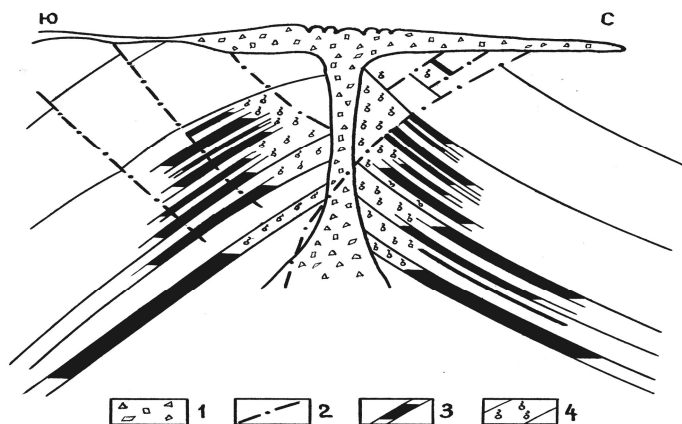


Рис. 34. Разрез месторождения Локбатан, осложненного открытым грязевым вулканом (Азербайджан):
1 – брекчия; 2 – тектонические нарушения; 3 – нефтяные залежи;
4 – газовые залежи

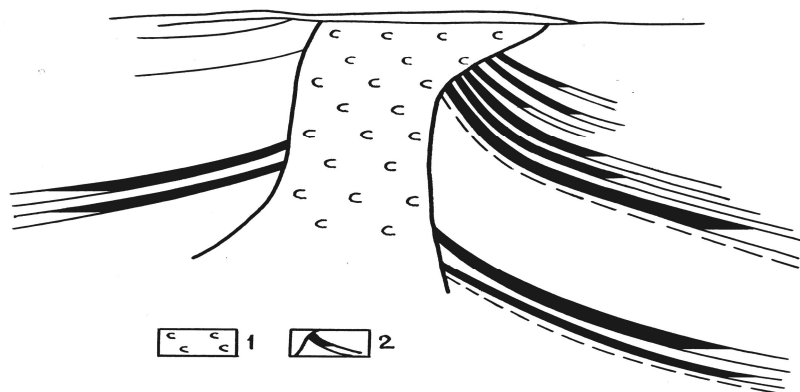


Рис. 35. Месторождение Морени (Румыния):
1 – соль; 2 – нефтяные залежи

Месторождения складок надвинутых покровов (рис. 36) мало благоприятны для сохранения залежей нефти и газа. Характеризуются они весьма сложным строением, заключающемся в том, что антиклинальные складки в результате интенсивных тектонических движений как вертикальных, так и тангенциальных были опрокинуты на «бок», затем сорваны со своих «корней» и по пологим (горизонтальным) сместителям передвинуты на десятки километров в сторону центральных частей передовых прогибов. Причем, это грандиозное явление природы повторялось в геологической истории неоднократно, о чем свидетельствует наличие в разрезе таких месторождений множества надвинутых друг на друга покровов (скиб). Так, во внутренней зоне Предкарпатского передового прогиба (Западная Украина), где встречены описываемого типа месторождения, была пробурена опорная скважина Шевченко I, которая при глубине 7800 м не вышла из указанных покровов. При этом наблюдается такая закономерность, что под верхним, весьма сложно построенным покровом, часто залегают менее дислоцированные или просто построенные надвинутые покровы

с круто наклонными или лежащими антиклиналями, к которым приурочены залежи нефти. Ведущими типами залежей в месторождениях складок надвинутых покровов являются пластовая сводовая с частичным тектоническим экранированием и пластовая тектонически экранированная. Редко встречаются литологически со всех сторон ограниченные и массивные залежи.

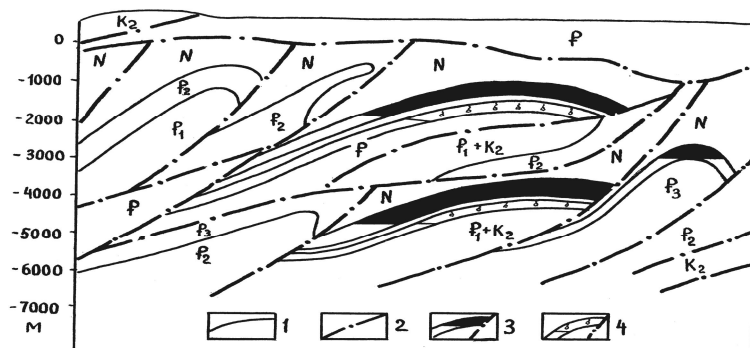


Рис. 36. Месторождение Битковское (Украина):
1 – геологические границы; 2 – разрывные дислокации;
3 – нефтяные залежи; 4 – газовые залежи

Месторождения моноклиналей (схема 1, класс 1, группа Б) представляют большой интерес для поисков нефти и газа и значительного прироста запасов углеводородов. Так, по данным К.К. Гостинцева и В.А. Гроссгейма в бывшем СССР доля нефти добытой из стратиграфических и литологических залежей моноклиналей и аналогичных залежей, контролируемых антиклиналями, едва достигала 6 % от общей добычи по стране, в то время как в США добыча нефти из литологических и стратиграфических залежей по главнейшим провинциям составила 31 %. Необходимо отметить, что большая доля указанной добычи приходится на месторождения моноклиналей. Поэтому, актуальность поисков моноклиналиных нефтегазовых месторождений не вызывает сомнений, что обусловит резкий прирост запасов нефти и газа как в России, так и в Казахстане.

Поиски моноклинальных месторождений до сих пор сложны, но задачу эту необходимо решать, особенно в тех нефтегазоносных регионах, где фонд антиклинальных и других структур уже исчерпан. Моноклираль в данном случае региональная тектоническая структура, характеризующаяся однообразным (монотонным) наклоном (падением) слоев на значительном протяжении (десятки, а то и первые сотни километров) в одну сторону.

При формировании скоплений нефти и газа на моноклиналях необходимо наличие экранов, препятствующих движению флюидов вверх по восстанию моноклинали, и прилегающих к нему ловушек, способствующих скоплению нефти и газа в этих ловушках. Указанными экранами обычно бывают разрывные тектонические нарушения, зоны литологических выклиниваний и стратиграфических (угловых) несогласий (рис. 37, 38, 39, 40).

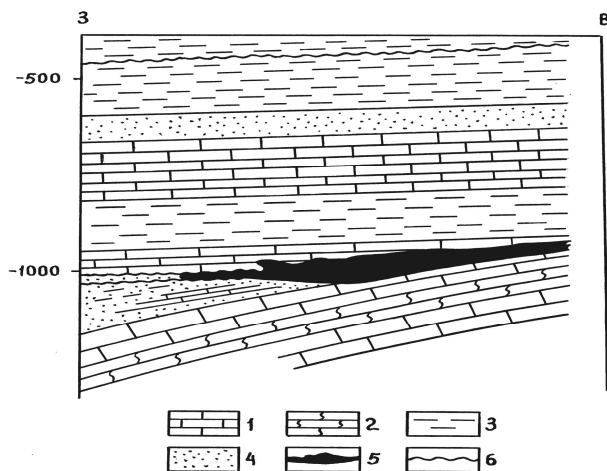


Рис. 37. Месторождение Ист – Техас (США):
1 – известняки; 2 – мел; 3 – глина; 4 – песок; 5 – нефтяная залежь; 6 – несогласия

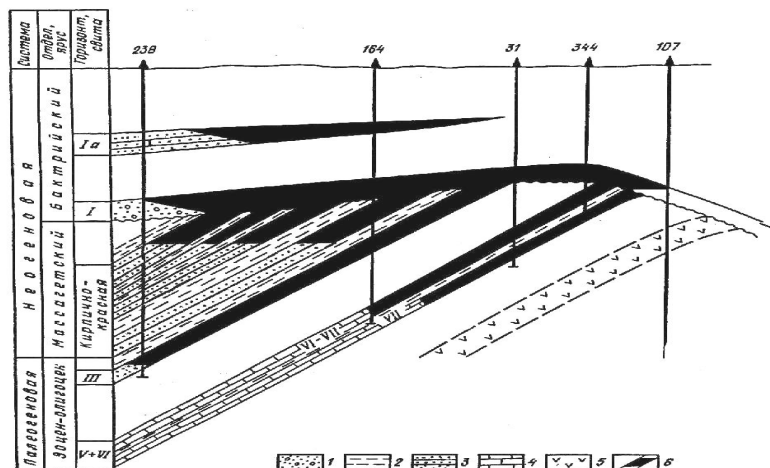


Рис. 38. Геологический разрез месторождения Южный Аламышик (Фергана, Узбекистан):
1 – конгломераты с песчаниками; 2 – глины; 3 – песчаники;
4 – известняки; 5 – гипсы; 6 – залежи нефти

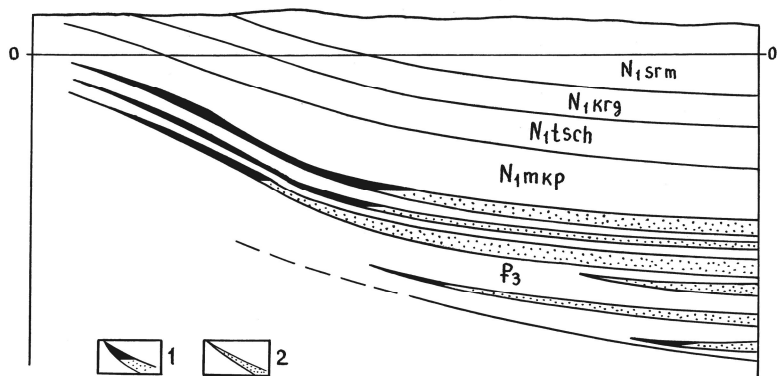


Рис. 39. Хадыженское нефтяное месторождение (Россия):
1 – нефтяные залежи; 2 – песчаные пласты майкопского
возраста, палеогена

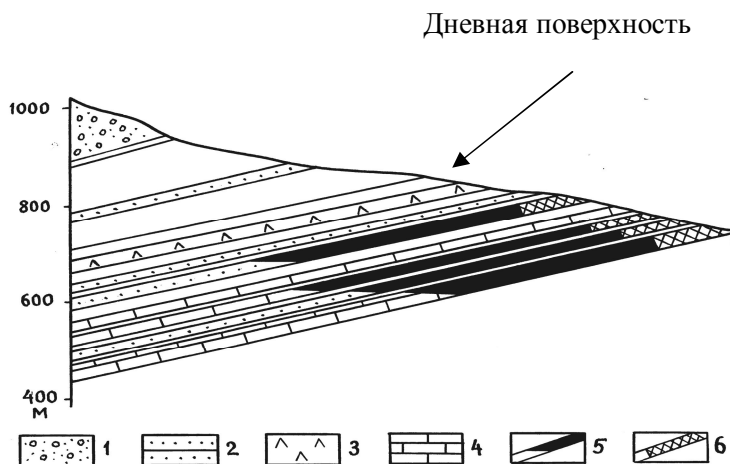


Рис. 40. Запечатанные асфальтово-смолистыми пробками залежи нефти месторождения Сельрохо (Фергана, Узбекистан):
1 – молассы; 2 – песчаники; 3 – ангидриты; 4 – известняки;
5 – залежи нефти; 6 – асфальтово-смолистые пробки

Эти моноклинальные ловушки в нефтяной геологии принято называть неантиклинальными, в отличие от антиклинальных ловушек, связанных с антиклинальными, куполовидными и другими складками.

И.О. Брод в пределах моноклиналей выделяет несколько типов месторождений нефти и газа, связанных с указанными экранами.

Месторождения моноклиналей, связанные с зонами разломов и другими структурными осложнениями формируются тогда, когда вдоль экрана (разрывное тектоническое нарушение) находятся, как правило, длинные и узкие полузамкнутые (относительно изогипс) ловушки или система ловушек. Чтобы сформировались такие ловушки вдоль тектонических нарушений на моноклиналях необходимо воздымание пластов-коллекторов к тектоническому экрану (в разрезе) и чтобы изо-

гипсы моноклинали в плане образовывали замкнутый контур с экраном. В плане такие ловушки обычно выглядят как отдельные фрагменты крыльев или периклиналей антиклинали.

Естественно, что количество разрывных нарушений и их конфигурация могут быть самыми различными, но чтобы вдоль них в плане располагались полузамкнутые ловушки, образованные изогипсами моноклинали и простираaniem разрывных нарушений.

Месторождения моноклиналей, связанные с зонами выклиниваний и стратиграфических (угловых) несогласий формируются аналогично вышеописанному (рис. 37, 38, 39 и 40). Внутрирезервуарная миграция флюидов при этом направлена вверх по восстанию моноклинали и при формировании скоплений углеводородов необходимы литологический и стратиграфический экраны, препятствующие дальнейшему движению флюидов вверх по восстанию моноклинали. Роль литологического экрана выполняет литологическая смена отложений, выраженная выклиниванием пласта-коллектора вверх по его восстанию или резкой сменой коллектора на неколлектор. Стратиграфический экран образуется при перекрытии головной части пласта-коллектора вышележающей или нижележающей непроницаемой толщей пород при обязательном угловом несогласии между ними. Характерной чертой моноклинальных месторождений нефти и газа является несовпадение контуров залежей в плане. Залежи могут смещаться вниз по падению сместителей при сбросах, по простираанию и падению моноклиналей.

Типичными месторождениями, связанными с зоной выклинивания пластов-коллекторов вверх по восстанию моноклинали являются месторождения Нефтегорско-Хадыженской зоны нефтегазонакопления (Россия), где выявлено 12 однотипных месторождений нефти, расположенных по простираанию зоны выклинивания на моноклинали (рис. 39). Залежи нефти

сформировались только в тех литологических изгибах в плане, которые обращены выпуклой стороной вверх по восстанию моноклинали (рис. 13). Обобщая обзор моноклинальных месторождений, можно отметить, что месторождения данной группы имеют, как правило, в своем составе пластовые тектонически, стратиграфически и литологически экранированные залежи.

Залежи, присущие моноклинальным месторождениям, приведены в табл. 14.

Таблица 14

Залежи нефти и газ моноклинальных месторождений
(по Н.А. Еременко)

Месторождения	Наиболее характерные залежи	Встречающиеся залежи	Залежи, присутствие которых совершенно исключено или возможно в редких случаях
Месторождения моноклиналей, связанные с разрывами и другими структурными осложнениями	1 Пластовые тектонически экранированные	1 Пластовые литологически экранированные 2 Литологически со всех сторон ограниченные	1 Пластовые сводовые 2 Пластовые стратиграфически экранированные 3 Массивные
Месторождения моноклиналей, связанные с зонами выклинивания и стратиграфических несогласий	1 Пластовые литологически экранированные 2 Пластовые стратиграфически экранированные 3 Литологически со всех сторон ограниченные	1 Пластовые тектонически экранированные	1 Пластовые сводовые 2 Массивные

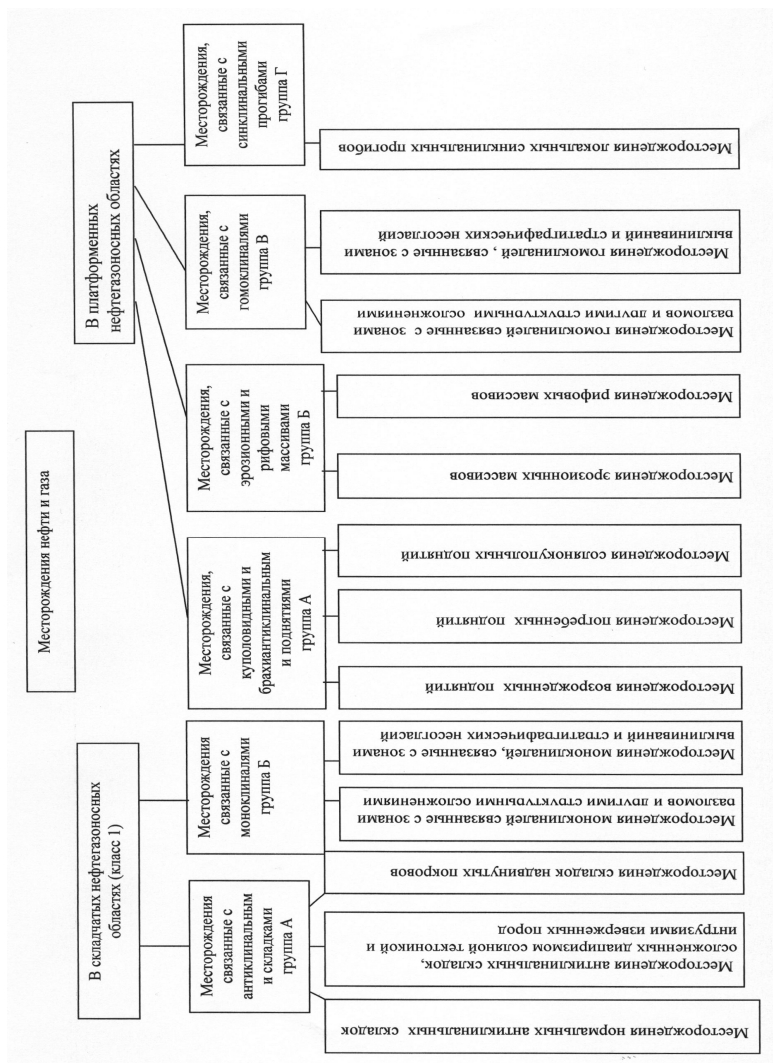


Схема 1 Классификация месторождений нефти и газа (по И.О. Броду)

10 ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ И ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ПОИСКОВ НЕФТИ И ГАЗА. ТОПОГРАФИЧЕСКИЕ РАБОТЫ

К геологическим методам, в первую очередь, необходимо отнести геологическую съемку, которая дает для геологов-нефтяников существенную информацию, необходимую при поисках нефти и газа, особенно в тех регионах, где структуры-ловушки (антиклинали, соляные купола, различного рода выступы) отражаются на геологической карте. Это обнаженные районы или территории с маломощным, как правило, горизонтально залегающим покровным чехлом. В Прикаспийской впадине такая геологическая съемка со снятием плиоцен-четвертичного покрова проводилась ранее на соляных куполах, где толщина плиоцен-четвертичных отложений не превышала первых десятков метров. Для снятия плиоцен-четвертичного покрова бурилась сеть мелких картировочных скважин (10–20 м) до коренных палеогеновых, меловых и более древних, вплоть до кунгурской соли в сводах, соляных куполов. Скважин при этом требовалось бурить большое количество (масштабы 1:50 000, 1: 25 000 и крупнее), что требовало больших материальных затрат, но задача подготовки соляных куполов к поисковому бурению полностью не выполнялась. В табл. 15 показано количество структурных точек на 1 км² при проведении картировочного бурения (структурно-геологической съемки).

Таблица 15

Масштаб съемки	Сложность геологического строения	Количество структурных точек на 1 км ²
Региональная	Простое	0,06
1:200 000	Среднее	0,09
	Сложное	0,3

Продолжение табл. 15

Масштаб съемки	Сложность геологического строения	Количество структурных точек на 1км ²
1:100 000	Простое	0,12
	Среднее	0,3
	Сложное	0,6
Локальная	Простое	0,3
1:50 000	Среднее	0,7
	Сложное	1,10
1:25 000	Простое	2,0
	Среднее	4,0
	Сложное	5,5

В настоящее время указанные геологические работы заменили более дешевые геофизические методы. Геологическая карта ловушки, полученная при проведении вышеуказанной геологической съемки, не является основой для заложения поисковых скважин с целью поисков залежей нефти и газа в более глубоких горизонтах, а служит лишь для проектирования дальнейших детализационных работ и подготовки выявленной ловушки к поисковому бурению по более глубоким горизонтам. В результате проведения геологической съемки составляются следующие графические документы: геологическая карта, нормальный литолого- стратиграфический разрез, профильные

геологические разрезы, серия фациальных и литологических карт, карта четвертичных отложений, гидрогеологическая карта, карта других полезных (кроме нефти и газа) ископаемых. Указанные графические документы составляются на топооснове или фотопланах (аэрофотосъемка) и к ним составляется пояснительная записка (отчет). С целью выявления и подготовки ловушек к поисковому бурению проводится также структурно-геологическая съемка в обнаженных и закрытых районах, сопровождаемая бурением структурных скважин глубиной первые сотни метров, иногда и больше. При проведении этой съемки составляются геологическая карта по дневной поверхности и структурная карта по более глубоким горизонтам (реперам). Перед структурно-геологической съемкой ставятся следующие задачи: выявление и детализация ловушки по более глубоким горизонтам (реперам), расположенным на сотни метров от дневной поверхности. В настоящее время применяются два способа бурения нефтяных и газовых скважин: роторный и турбинный, номенклатура которых приводится ниже.

Опорные скважины закладываются в наиболее благоприятных геологических условиях, крупных, слабоизученных перспективных на нефть и газ территорий, там где ожидается наибольшая толщина осадочного чехла. Проводятся они с возможно максимальным отбором керна и шлама, с целью детального изучения литолого-фациальных особенностей разреза (стратиграфия, литология, гидрогеология). В полном объеме в них проводится ГИС (геофизические исследования), опробование водоносных и возможных нефтегазоносных горизонтов, отбор проб воды, нефти и газа, если последние будут обнаружены. Бурение опорных скважин осуществляется, как правило, до фундамента или до технически возможных глубин (6–7 км). Обработку полученных геолого-геофизических материалов опорных скважин производят по специальным отраслевым инструкциям, и результаты издают отдельной книгой. Данные опорных скважин являются базовыми для всех последующих геолого-геофизических исследований на данной территории.

Параметрические скважины бурятся в пределах крупных слабо изученных в нефтегазоносном отношении территорий с целью изучения геофизических параметров разреза (плотность,

электропроводность, магнитность пород, скорость распространения упругих волн и т. д.), геологического строения осадочного чехла (стратиграфия, литофации, коллекторы, покрышки и т. д.) и оценки возможных зон нефтегазоаккумуляции. Закладываются параметрические скважины на региональных сейсмических профилях, расположенных «вкрест простирания» крупных геоструктурных элементов, в местах антиклинальных перегибов возможных локальных ловушек, дабы выполнить еще одну задачу – найти залежи нефти и газа. Бурение параметрических скважин сопровождается производимыми одновременно региональными и поисковыми сейсморазведочными работами. Их проектным горизонтом обосновывается, как правило, фундамент, в случае залегания его на доступной для современного уровня бурения глубине (6 – 7 км). В значительном объеме, больше чем в поисковых скважинах, в них отбираются керн, шлам и боковые грунты, проводится полный комплекс ГИС, в т. ч. сейсмокаротаж, геохимические методы (в т. ч. газовый каротаж), опробование скважины в процессе бурения опробователем на каротажном кабеле или пластоиспытателем на бурильных трубах. В законченной бурением скважине производится опробование и испытание продуктивных и водоносных горизонтов в эксплуатационной колонне и отбор проб нефти, газа и воды, если они будут выявлены в разрезе параметрической скважины.

Поисковые скважины бурятся на поисковом этапе в пределах выявленных, детально изученных и подготовленных к поисковому бурению, (в основном сейсморазведкой) локальных структур – ловушек (антиклиналь, соляной купол, рифогенный выступ и т. д.) с целью поисков залежей нефти и газа, в конкретных возможно нефтегазоносных стратиграфических (возрастных) комплексах, а также с целью поисков новых залежей в пределах уже открытых месторождений и уточнения строения структуры – ловушки, подготовленной к бурению геофизическими или другими методами. К поисковым относятся все скважины, пробуренные на площади до получения первого промышленного притока нефти или газа, хотя бы в одной из них (дебит 1 – 2 т нефти в сутки). В том случае, когда ловушка просто построена и не разбита на отдельные поля и блоки разрывными тектоническими нарушениями проектируется к бурению на ней

3 – 5 поисковых скважин. Если структура разбита на отдельные блоки, то в каждом блоке закладывается 1 – 3 поисковых скважин. Разрезы поисковых скважин детально изучаются, в них проводится полный комплекс ГИС, сокращенный отбор керна в объеме 10 – 12 % от проектной глубины скважины, отбор шлама через 1–5 м бурения. Для обоснования палеонтологическими находками слабо изученных стратиграфических границ проектируется отбор керна (15 – 20 м на каждой границе) и сплошной отбор керна в предполагаемых нефтегазоносных интервалах. Опробование и испытание всех водоносных и нефтегазоносных пластов проводится во всех поисковых скважинах по общепринятой методике. По окончании поисков составляется геологический отчет, в котором подсчитываются предварительные запасы нефти и газа и дается технико–экономическое обоснование целесообразности проведения дальнейшей разведки, т. е. необходимость бурения дополнительного количества разведочных скважин с целью разведки.

Разведочные скважины бурятся на разведочном этапе, на площадях с уже выявленной промышленной нефтегазоносностью, но не установленными достоверно размерами и количеством залежей и запасами УВ с целью изучения строения выявленных залежей и их оконтуривания. В это понятие входит получение всех параметров для подсчета запасов нефти и газа по более высоким (более достоверным) категориям C_1 ($\approx 80\%$) и C_2 ($\approx 20\%$), и необходимых данных для составления первой схемы разработки открытого промышленного месторождения (режим работы залежей, базисные горизонты, карты проницаемости и пористости, плотность и вязкость нефти в пластовых и поверхностных условиях, пластовые давления и температурный режим залежей и т. д.). В разведочных скважинах проводится сплошной отбор керна и шлама в интервалах возможного залегания продуктивных горизонтов, но не более 8 % от глубины скважины, полный комплекс ГИС, опробование скважин как в процессе бурения, так и в эксплуатационной колонне по окончании бурения. Для определения режима работы залежей (упруговодонапорный, водонапорный, режим растворенного газа, газовой шапки и т. д.), потенциальных возможностей скважин (суточные дебиты, коэффициенты продуктивности и т. д.)

проводится пробная эксплуатация выявленных залежей (горизонтов). При дальнейшей разработке месторождения все поисковые и разведочные скважины, оборудованные согласно предъявляемым для эксплуатации требованиям, должны использоваться как эксплуатационные. Следовательно, при поисках и разведке эти скважины необходимо располагать по возможности на расстояниях, кратных сети эксплуатационных скважин, принятой на аналогичных нефтяных месторождениях.

Эксплуатационные скважины бурятся на завершающем этапе разведки и в необходимых количествах во время разработки месторождения по определенной схеме разработки сети с целью получения (добычи) полезного ископаемого (нефть и газ). Эти скважины бурятся в форсированном режиме, как правило, без отбора керна или с минимальным отбором последнего, и в них проводятся в сокращенном объеме геофизические исследования (каротаж), замеры пластовых ($P_{пл}$) и забойных ($P_{заб}$) давлений глубинными манометрами и депрессии на пласт (залежь).

Перед началом бурения опорных, параметрических, поисковых и разведочных скважин на каждую скважину составляется геолого-технический наряд (ГТН) – основной геолого-технологический документ, в котором отражены геологические условия проводки скважины (левая часть) и технологические условия (правая часть), утверждаемый главным геологом (геологическая часть) и главным инженером (технологическая часть) предприятия. Геолого-технический наряд для бурового мастера (начальника буровой) является так же и юридическим документом. Утвержденные условия бурения скважины в нем буровой мастер нарушать и отменять не имеет права, во избежание самопроизвольных аварийных фонтанов нефти и газа, выхода из строя отдельных частей скважины или скважины в целом, которые приводят к большим экологическим, экономическим и моральным потерям. В геологической части ГТН (левая часть) указываются проектный литолого-стратиграфический разрез скважины, интервалы отбора керна и шлама, параметры (плотность, вязкость, водоотдача, допустимое процентное содержание шлама) промывочного глинистого раствора, ожидаемые пластовые давления (поинтервально) интервалы проведения комплексов ГИС и т. д.

В технико-технологической части (правая часть) указываются конструкция скважины (глубины спуска обсадных колонн, их диаметр и длина и условия цементации затрубного пространства), диаметры бурения под обсадные колонны, диаметры и типы долот, давления на забой, интенсивность промывки, интервалы возможных осложнений скважины, условия вызовов притоков воды, нефти и газа из скважины и другие технико-технологические требования. Кроме отбора керна и шлама во время бурения проводится опробование скважины на приток флюида в открытом столе пробоотборником (балонном ОПТ-7-10) на каротажном кабеле. Пробоотборник снабжен системой клапанов, которые по электрическому сигналу открываются во время стояния его против опробуемого пласта и закрываются после заполнения его смесью пластового флюида с глинистым раствором, который после подъема на поверхность исследуется. Более капитальный метод опробования скважины в открытом стволе – это опробование испытателями пластов: КИИ-146 УфНИИ, КИИ, Грознии (пакерами), спускаемыми в скважину на бурильных трубах с последующей распаковкой пакера против пласта, из которого необходимо получить пластовый флюид (нефть, газ, вода). Пакер представляет собой цилиндрический прибор с системой клапанов и резиновых колец на нем, которые служат для изоляции ствола скважины сверху и снизу прибора, а открытая система клапанов, соединяет пласт с внутренним отверстием бурильных труб и, тем самым, позволяет пластовому флюиду войти во внутреннюю полость бурильных труб и заработать пласту, вплоть до фонтанирования его через бурильные трубы и систему задвижек установленных на них. Пробы пластового флюида отбираются на устье скважины во время фонтанирования или извлекаются из бурильных труб во время их подъема на поверхность при закрытых клапанах пакера. Основной и самый надежный метод опробования скважин – это опробование и испытание скважин после посадки последней обсадной (эксплуатационной) колонны и цементирования её затрубного пространства. Перед спуском эксплуатационной колонны в скважину в ней проводится заключительный каротаж (полный комплекс ГИС) и отбираются боковые грунты. После затвердения цемента в затрубном пространстве (48 ч) эксплуатационная колонна испытывается на герметичность

двумя способами: опрессовкой избыточным давлением и снижением уровня жидкости (бурового раствора) в скважине. Технологические требования при этом следующие. При опрессовке с давлением $p > 7$ МПа давление на устье скважины при закрытых задвижках не должно снизиться за 30 мин более чем на 0,5 МПа и не более чем на 0,3 МПа – при давлении испытания менее 7 МПа. При снижении уровня жидкости в скважине технологические требования герметичности колонны следующие. При диаметре эксплуатационной колонны 114 – 213 мм и снижении уровня в 1000 м и более уровень жидкости в колонне за 8 ч наблюдения не должен повыситься более чем на 2 м. При выполнении вышеуказанных требований колонна в обоих случаях признается герметичной и скважина допускается к дальнейшему опробованию и испытанию, о чем геолог составляет и подписывает акт. К вызову притока пластового флюида скважину готовят следующим образом:

- заполняют скважину свежим глинистым раствором с теми параметрами, при которых опробуемый пласт вскрывался бурением;
- перед прострелом эксплуатационной колонны скважину промывают и выравнивают глинистый раствор по всему стволу, после чего вызывают бригаду перфораторщиков (каротажников-геофизиков), вручают им документ о готовности скважины (акт) к прострелу и сообщают им интервал прострела. Опробование и испытание скважин при этом производят по системе «снизу-вверх». Подготовку объектов опробования, их интервалы, длину и количество испытываемых объектов определяют заранее по следующим данным: данные изучения отобранного керна, шлама и боковых грунтов, интерпретации, особенно, интерпретации заключительного комплекса ГИС – БКЗ (бокового каротажного зондирования), где геофизики (каротажники) дают заключение по всем пластам-коллекторам в разрезе скважины (нефтенасыщенный, газонасыщенный, водонасыщенный, «сухой»). С целью опробования и испытания первого, самого нижнего объекта скважины, в скважину на каротажном кабеле спускают куммулятивный перфоратор П-80 или ПКО-73 или ПКО-89 против испытываемого объекта, и простреливают (прожигают) эксплуатационную колонну,

цементное кольцо за ней и пласт-коллектор на глубину порядка 0,3 м, иногда больше. В последнее время начали применять новые, спускаемые на насосно-компрессорных трубах перфораторы ПКТ-105, ЗПКО-73 А, которые при густоте 10 дыр на 1 пог. м испытываемого объекта могут за один спуск прострелять объект толщиной до 300 м, что очень выгодно при опробовании массивных большой высоты залежей. После прострела испытываемого объекта и подъема перфоратора приступают к вызову притока пластового флюида (нефть, газ, вода) по следующей схеме:

- заменяют глинистый раствор на воду;
- далее, если притока пластового флюида нет, заменяют воду на более легкую сырую нефть или дизельное топливо;
- далее, если притока снова нет, обрабатывают испытываемый пласт соляной кислотой (СКО) с целью увеличения коэффициентов пористости и проницаемости;
- далее, если притока нет, понижают уровень флюида в скважине компрессором до требуемой величины.

В случае получения притока пластового флюида объект опробуют и исследуют: отбирают пробы нефти, газа и воды на лабораторные анализы, измеряют пластовое и забойное давления, температуру, определяют суточные дебиты на трех режимах и коэффициент продуктивности объекта. По окончании исследования нижнего объекта над ним устанавливают цементный мост. После твердения цемента (48 ч) производят испытание цементного моста на герметичность двумя, ранее указанными способами и переходят на опробование и исследование вышезалегающего объекта по ранее указанной методике для первого объекта.

Весь отобранный в скважине каменный материал (керн, боковые грунты, шлам), пробы нефти, газа, воды отправляются в специализированные лаборатории для исследования с целью определения возраста (макро-, микропалеонтологические и палинологические исследования), петрографического вещественного состава, коллекторских свойств (пористости и проницаемости) горных пород. Исследованию в лабораториях подвергаются также пробы, нефти, газа и воды с целью определения их химического и группового состава, слагающих

их углеводородных и неуглеводородных компонентов, выхода легких и тяжелых фракций и т. д.

Геофизические методы. При поисках нефти и газа применяются полевые (площадные) геофизические методы и геофизические исследования в скважинах (ГИС). К полевым методам относятся: сейсморазведка, гравиразведка, электроразведка и магниторазведка. Все перечисленные методы при поисках нефти и газа направлены на изучение структурно-тектонических условий крупных нефтегазоносных территорий (тектоническое районирование), и выявление и подготовку локальных структур-ловушек к поисковому бурению. При дифференциации крупных нефтегазоносных территорий на различные по размеру геотектонические элементы (I, II, III порядка и надпорядковые) составляются мелкомасштабные региональные тектонические схемы в масштабах 1:1 000 000, 1:500 000, 1:200 000 и мельче. При подготовке локальных структур-ловушек к поисковому бурению составляются серии погоризонтных структурных карт и профилей в масштабах 1:50 000 и 1:25 000.

Сейсморазведка. Основным геофизическим методом при выявлении и подготовке локальных структур к поисковому бурению является сейсморазведка. Но она решает и региональные задачи по тектоническому и нефтегеологическому районированию. Этот метод основан на использовании искусственно созданных (взрывы, вибраторы) упругих волн, которые распространяются с различной скоростью в различных по составу горных породах. При сейсморазведке используют отраженные и преломленные волны, возникающие на границах раздела двух сред (терригенные и карбонатные, соль и терригенные, и т. д.). На использовании этих двух типов волн и разработаны два метода сейсморазведки – МОВ (метод отраженных волн) и КМПВ (корреляционный метод преломленных волн). Из них метод ОВ является основным (ведущим). Хорошо коррелируемые отражающие и преломляющие площадки (группы площадок) на сейсмических профилях (разрезах), представляющие собой поверхности раздела двух разнородных сред группируются в опорные сейсмические горизонты, по которым и строятся погоризонтные структурные карты региональные и локальные. В Прикаспийской впадине это горизонты:

P_1 – поверхность подсолевых;

VI – поверхность кунгурской соли;

V – размытая поверхность триаса;

III – подошва мела (неокома) и т. д.

Если в разрезах осадочных пород выделить опорные сейсмические горизонты не представляется возможным по литологическим причинам (равномерная слоистость терригенного разреза), то в указанных разрезах принято выделять условные сейсмические горизонты по совокупности отражающих (преломляющих) площадок и по положению их в разрезе (плиоценовый терригенный разрез Западно-Туркменской впадины).

В последнее время для решения структурных задач большое распространение получил метод ОГТ (метод общей глубинной точки), который также использует отраженную волну. Сущность его заключается в многократном прослеживании отражающих границ и возможности подавления многократных отражений (волн-помех), которые мешают проследить полезные волны или сигнал, особенно при изучении глубокозалегающих горизонтов (подсолевые отложения Прикаспия). Благодаря широкому внедрению метода ОГТ в практику сейсморазведки значительно повысилась геолого-геофизическая информативность при картировании подсолевых отложений Прикаспийской впадины. Чтобы достоверно привязать к глубинам сейсмические горизонты необходимо знать скорости распространения волн в различных литологических толщах пород, слагающих разрез исследуемой площади или района. Для определения значений этих скоростей в скважинах исследуемого района, в первую очередь, в опорных и параметрических, проводится сейсмокаротаж или вертикальное сейсмическое профилирование (ВСП). В результате проведения сейсморазведочных работ строятся региональные тектонические схемы и структурные карты (тектоническое районирование), региональные сейсмические профили (разрезы). При подготовке локальных структур-ловушек к поисковому бурению на нефть и газ строится серия погоризонтных структурных карт и сейсмических профилей, составляется подробное описание строения структуры-ловушки по указанным картам и профилям (паспорт). На основании указанных графических документов и описания строения ловушек геолог

по поискам нефти и газа разрабатывает проект на поиски, обосновывает количество, местоположение, глубины и проектные горизонты поисковых скважин.

Кроме того, на стадии региональных сейсмических исследований сейсморазведка успешно решает такие задачи, как выделение структурных этажей в разрезе, зон стратиграфических угловых несогласий и выклиниваний, общей толщины осадочного чехла, т. е. задачи по геотектоническому районированию в разрезе. Последние достижения сейсморазведки 3Д и 4Д позволяют построить структурные, гидродинамические и другие модели резервуаров и дать прогноз нефтегазонасыщенной части горизонта, оценить емкостные и фильтрационные свойства их.

Гравиразведка. Данный геофизический метод базируется на аномальности поля силы тяжести, обусловленного неравномерным распределением масс в земной коре. При нефтегазописковых работах обычно применяется мелкомасштабная гравиразведка (масштабы 1 : 1 000 000, 1 : 500 000), которая решает региональные задачи по геотектоническому районированию, по резким гравитационным ступеням трассирует крупные разломы, тектонические уступы, приподнятые и опущенные тектонические блоки, определяет местоположение и очертание соляных диапиров, в комплексе с сейсморазведкой – местоположения и очертания рифогенных выступов. В результате проведения гравиметрической разведки строятся гравиметрические карты в м/галлах. При региональных работах принято сечение изоаномал при масштабах: 1:1 000 000 – 5 – 2 м/галл; 1: 500 000 – 2 м / галл; 1: 200 000 – 1-2 м/ галл; 1 : 100 000 – 1 м / галл и при выполнении гравиметрических работ на локальных структурах (соляные купола, рифы, эрозионные выступы) при масштабах : 1 : 50 000 и 1 : 25 000 – 1– 0,5 м / галл (редко 0,2 и 0,25 м /галл). В Прикаспийской впадине гравиразведка начала применяться с 30-х годов прошлого столетия и, благодаря ей, в указанном регионе этим методом выявлено более 1000 соляных куполов, каждый из которых является ассоциацией различного типа ловушек и может потенциально содержать залежи нефти и газа. В силу того, что кунгурская соль солевого диапира имеет плотность $2100 - 2200 \text{ кг/м}^3$ и в сводах залегает неглу-

боко, а плотность надсолевых пород, залегающих над солью 2350 – 2450 кг/м³, то соляные купола выделяются в гравиметровой карте минимумами, а межкуповольные зоны – максимумами (соль на большой глубине или отсутствует). Другие геофизические методы – электроразведка и магниторазведка при поисках нефти и газа имеют небольшое применение.

Электроразведка. Этот метод основан на неодинаковой электропроводности (сопротивлении) горных пород. Этим методом четко выделяются породы, обладающие бесконечно высоким сопротивлением (соль каменная, ангидрит, гипс, карбонаты, кристаллические породы фундамента и т. д.) и высоким сопротивлением нефтегазоносные породы. Метод электроразведки решает, в основном региональные задачи – геотектоническое районирование и, прежде всего, картирование поверхностей соли и кристаллического фундамента, оценка глубин их залегания, если они залегают сравнительно неглубоко. Электроразведка применяется в комплексе с гравиразведкой в солянокупольных районах (Прикаспийская впадина) при картировании соляных куполов. Электроразведка в комплексе с другими геофизическими методами может быть применима в отдельных случаях и для поисков нефтегазовых месторождений, особенно в том случае, когда большой объем нефтенасыщенных пород, имеющих большое сопротивление, залегает на сравнительно небольшой глубине. Это нефтенасыщенное тело чаще всего окружено водонасыщенными породами высокой минерализации с самым низким – электрическим сопротивлением, что обуславливает появление четких электрометрических аномалий.

Магниторазведка. Основан метод на различных магнитных свойствах горных пород и часто применяется с гравиметрией для решения региональных задач – геотектоническое районирование. Метод также может быть применим для изучения внутренней структуры и поверхности фундамента, глубин его залегания, границ опущенных и приподнятых блоков фундамента, линейных или изометричных внедрений в фундамент основных интрузий (серпентиниты). Четкие аномалии по магнитометрическим данным отмечаются в центральных частях платформ,

а в таких глубокопогруженных впадинах как Прикаспийская, магнитометрия дает малый эффект.

Разрабатываются также космические методы изучения нефтегазоносных территорий.

Геофизические исследования скважин (ГИС). Геофизические исследования скважин широко применяются при поисках нефти и газа с целью расчленения литолого-стратиграфического разреза, выявления интервалов залегания нефти и газа и контроля за техническим состоянием скважин. В основные методы каротажа входят: стандартный каротаж (кс, пс), кавернометрия, инклинометрия, боковое каротажное зондирование – БКЗ, гамма-каротаж-ГК, акустический каротаж-АКЦ, термометрия, боковой каротаж –БК. Кроме того, для выявления интервалов залегания нефти и газа проводится газовый каротаж (геохимический метод) и сейсмокаротаж и ВСП (вертикальное сейсмическое профилирование) для изучения волновой картины и скоростной характеристики, а также привязки (стратификации) отражающих горизонтов к стратиграфическим комплексам, их вмещающих.

Стандартный каротаж включает в себя измерение кажущегося сопротивления (КС) горных пород в омм, величины спонтанной поляризации – ПС (в mv), который выполняется в масштабе 1:500 с целью литолого- стратиграфического расчленения разреза, (коллекторы, покрышки), предварительного выявления интервалов залегания нефти, газа и воды. Проводится стандартный каротаж в необсаженной трубами скважине перед спуском каждой колонны в скважину (кондуктор, технические колонны, эксплуатационная колонна). Кавернометрия измеряет диаметр скважины и проводится в масштабе 1:500 перед спуском каждой обсадной колонны в скважину. Данные кавернометрии используются для расчленения литолого-стратиграфического разреза скважины и в технических целях при подсчете объема цемента для цементирования затрубного пространства после спуска каждой обсадной колонны. Боковое каротажное зондирование – БКЗ (как правило 7-ю зондами) проводится в более крупном масштабе 1:200 с основной целью выделения нефтенасыщенных, газонасыщенных и водонасыщенных коллекторов по удельному (истинному) сопротивлению пород. Данные бокового каротажного зондирования (БКЗ) тщательно

изучаются (интерпретируются) геофизиками-каротажниками. При интерпретации кривых БКЗ исследуется каждый пласт-коллектор разреза скважины и по ним дается заключение: пласт нефтенасыщенный, газонасыщенный, водонасыщенный или «сухой».

Гамма-каротажу присвоено наименование – каротаж глинистости. Гамма-каротаж рекомендуется проводить во всех пробуренных скважинах, т. к. этот метод не только используется для расчленения литологического разреза скважины, но и решает не менее важную задачу – выявление наличия в разрезах пробуренных скважин радиоактивных руд (массовые поиски). По данным гамма-каротажа можно четко разделить песчано-глинистый разрез на песчаную и глинистую составляющие (коллекторы и покрышки), т. к. естественная радиоактивность глинистых толщ значительно выше, чем песчаных и поэтому за указанным видом каротажа закрепилось название «каротаж глинистости».

Инклинометрия выполняет чисто техническую задачу – контроль за техническим состоянием скважины. В настоящее время нефтяные скважины бурятся, в основном, вертикальные. Но и при этом часто наблюдается их самопроизвольное искривление, что приводит к нежелательным, часто аварийным ситуациям (забурка новых стволов, прихват бурового инструмента, слом буровой или обсадной колонны и т. д.). Инклинометрия проводится перед спуском каждой обсадной колонны инклинометром. При его подъеме из скважины через каждые 20 м фиксируется угол отклонения ствола скважины от вертикали и азимут отклонения.

Термометрия выполняет две задачи – определение геотермического градиента и отбивка цементного кольца (ОЦК) при цементировании затрубного пространства после спуска каждой обсадной колонны в том случае, если цемент в затрубном пространстве не поднят до устья скважины.

Газовый каротаж по глинистому раствору (геохимический метод) проводится круглосуточно путем дегазации глинистого раствора и анализа газа в газоанализаторе. По газопоказаниям строятся кривые по всему стволу скважины, и эти данные также учитываются при определении интервалов опробования и исследования скважины на приток нефти и газа. *Акустический*

каротаж также решает две задачи: расчленение литологии разреза и определение качества цементного кольца (АКЦ) в затрубном пространстве после спуска обсадных колонн. Имеются и другие дополнительные методы каротажа, которые применяются в отдельных случаях по необходимости.

11 ПРИНЦИПЫ НЕФТЕГАЗОГЕОЛОГИЧЕСКОГО РАЙОНИРОВАНИЯ ТЕРРИТОРИЙ

И.М. Губкин в своем труде «Мировые нефтяные месторождения» (1934) разработал схему нефтегеологического районирования, где впервые выделил нефтегеологические провинции, области и районы.

Позднее вопросами нефтегеологического районирования занимались И.О. Брод, А.А. Бакиров, Н.Б. Вассоевич, А.А. Трофимук, Н.А. Еременко, Г.Е. Рябухин и др. Причем, к настоящему времени по данному вопросу оформились два направления.

Одни исследователи (А.А. Бакиров, Г.Е. Рябухин и др.) в схеме нефтегеологического районирования, вслед за И.М. Губкиным, выделяют нефтегазоносные провинции, области, районы, зоны нефтегазонакопления, месторождения (местоскопления) и залежи нефти и газа. Другие (И.О. Брод, В.Б. Оленин и др.) в схеме нефтегеологического районирования за основу принимают нефтегазоносный бассейн, который состоит из многочисленных зон нефтегазонакопления и окружающих их нефтегазосборных площадей.

В основу нефтегеологического районирования А.А. Бакиров положил, тектонику, в т. ч. и палеотектонику, особенности слагающих регион крупных геоструктурных элементов, литолого-стратиграфическую характеристику разреза, геохимические и гидрогеологические условия.

Нефтегазоносные провинции состоят из совокупности (нескольких) нефтегазоносных областей, нефтегазоносные области, в свою очередь, подразделяются на несколько нефтегазоносных районов, нефтегазоносные районы подразделяются на зоны нефтегазонакопления, зоны нефтегазонакопления дифференцируются на отдельные нефтегазовые месторождения и, наконец, месторождения имеют в своем составе различные типы залежей нефти и газа.

Нефтегазоносная провинция – это целостная крупнейшая геологическая провинция, сложенная совокупностью различных крупных геоструктурных элементов (своды, впадины, авлакогены

и т. д.), характеризующаяся общностью стратиграфического диапазона региональной нефтегазоносности. Схемы нефтегеологического районирования разрабатываются на основе геотектонического районирования, причем каждый нефтегеологический элемент контролируется своим определенным геотектоническим элементом соответствующего ранга. Нефтегазоносные провинции контролируются крупнейшими надпорядковыми геотектоническими элементами (предгорные прогибы, антеклизы, синеклизы, плиты).

Нефтегазоносная область – часть нефтегазоносной провинции, приуроченная к одному целостному крупному геоструктурному элементу I порядка, характеризующемуся общностью геологического строения и геологической истории развития, включая региональные палеогеографические и палеотектонические условия нефтегазообразования и нефтегазонакопления в течение отдельных геологических периодов и эпох. Нефтегазоносные области контролируются системами геотектонических элементов I порядка (свод, впадина, межгорная впадина и т. д.)

Нефтегазоносный район – часть нефтегазоносной области, объединяющая ту или иную ассоциацию зон нефтегазонакопления, выделяющаяся или по геоструктурному элементу II порядка (валы, прогибы) или по географическому признаку. Следовательно, нефтегазоносный район может быть выделен и не на геотектонической основе. Например, Эмбенский нефтегазоносный район назван на реке Эмба (Казахстан).

Зона нефтегазонакопления – ассоциация смежных и сходных по геологическому строению месторождений нефти и газа, приуроченных в целом к единой группе генетически связанных между собой ловушек структурного (тектонического) или литолого-стратиграфического типов.

Месторождение (местоскопление) нефти и газа – это ассоциация залежей, приуроченных к одной или нескольким ловушкам, расположенных на одной локальной площади (структуре).

Залежь нефти и газа – естественное локальное скопление углеводородов в одном или группе пластов или массивов,

контролируемое единым (общим) ВНК или ГВК. Всё вышеприведенное соответствует нефтегеологическому районированию по площади.

Но А.А. Бакировым разработана так же схема нефтегеологического районирования и по разрезу, где выделены нефтегазоносные формации, региональные, субрегиональные и зональные нефтегазоносные комплексы.

Нефтегазоносная формация – это естественно-историческая ассоциация горных пород, генетически связанных между собою во времени и пространстве по региональным палеогеографическим и палеотектоническим условиям, благоприятным для развития процессов нефтегазообразования и нефтегазонакопления.

По палеогеографическим условиям образования выделяются следующие типы нефтегазоносных формаций: морские, прибрежно-морские, прибрежные, лагунные, континентальные и смешанные. Большинство из перечисленных нефтегазоносных формаций благоприятны для нефтегазообразования, кроме континентальных. Из континентальных формаций благоприятными для нефтегазообразования считаются только озерные образования (озерные субформации).

По литологическому составу благоприятными для нефтегазообразования могут быть следующие формации: терригенные, карбонатные, карбонатно-терригенные, рифогенные, карбонатно-галогенные и терригенно-угленосные.

Региональный нефтегазоносный комплекс – это литолого-стратиграфический комплекс пород в составе нефтегазоносных формаций, характеризующийся региональной нефтегазоносностью в пределах обширной территории, охватывающей крупный геоструктурный элемент нередко развитый в пределах целой нефтегазоносной области.

Зональный нефтегазоносный комплекс – это литолого-стратиграфический комплекс в составе нефтегазоносных формаций, характеризующийся региональной нефтегазоносностью в пределах обширной территории, охватывающей геоструктурный элемент, нередко развитый в пределах нефтегазоносного района или зоны

нефтегазонакопления. Приведенная схема нефтегеологического районирования А.А. Бакирова широко используется в практических и теоретических целях большинством геологов-нефтяников и разработчиков.

И.О. Бродом разработана иная схема нефтегеологического районирования, основу которой представляет нефтегазоносный бассейн.

Нефтегазоносный бассейн – это область крупного и длительного погружения в современной структуре земной коры, с которой связаны многочисленные зоны нефтегазонакопления и питающие их нефтегазосборные площади.

Несмотря на то, что схема нефтегеологического районирования И.О. Брода имеет ряд недостатков (не учитывается палеотектоника, понятие учитывает только впадины и т. д.), ею пользуется значительная часть нефтяников.

Подводя итог вышесказанному, необходимо отметить, что нефтегеологическое районирование является не только основой для прогнозирования нефтегазоносности крупных, слабо изученных территорий, но и для выбора оптимальных направлений поисково-разведочных работ, объективного планирования прироста запасов и добычи нефти и газа.

Некоторые ученые К.А. Клещев, В.П., В.С. Шейн, Гаврилов, Г.Ж. Жолтаев, Д.В. Клейн, Г.Д. Клемме, исходя из позиции тектоники плит считают, что распространение нефтегазоносных формации, условия генерации и нефтегазонакопления контролируются геодинамической обстановкой формирования и эволюции бассейна.

По опубликованным материалам общеизвестные нефтегазоносные провинции, бассейны и области, выделенные представителями всех трех научных направлений, совпадают, а для целей настоящего учебного пособия принят наиболее распространенный принцип, разработанный профессором А.А. Бакировым.

12 ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩИХ РЕГИОНОВ КАЗАХСТАНА

Согласно схеме нефтегеологического районирования А.А. Бакирова на территории Казахстана располагаются две выявленные и одна, в основном, перспективная нефтегазоносные провинции (их части). В выявленных провинциях к настоящему времени открыто более 200 нефтяных, газовых, нефтегазовых и конденсатных месторождений.

Наибольшую значимость для экономики Казахстана имеет старейшая, открытая в 1911 г. (Доссор) Прикаспийская нефтегазоносная провинция, которая тектонически контролируется глубочайшей впадиной мира – Прикаспийской. В региональном тектоническом плане Прикаспийская впадина представляет собой юго-восточную глубокопогруженную часть древней Восточно-Европейской платформы. В этой связи необходимо особо отметить, что Прикаспийская впадина уникальна по глубине погружения, где древний докембрийский кристаллический фундамент в её центре погружен на глубину 22 – 24 км (геофизические данные). От центра к бортам (восточному, северному, западному и южному) поверхность фундамента ступенчато воздымается до глубин 6 – 7 км. Территория провинции огромна. Размеры её по широте превышают 800 км, по меридиану – более 700 км. Основная её территория (примерно две трети) принадлежит Республике Казахстан, остальная – прилегающим областям Российской Федерации. Западно-Казахстанская, Атырауская и Актюбинская административные области почти полностью расположены на территории Прикаспийской нефтегазоносной провинции. Указанные области все являются нефтегазодобывающими, но значимость их для экономики Казахстана по нефтегазовому делу различна. Наибольшую добычу углеводородов имеет старейшая нефтегазодобывающая Атырауская область, промышленная добыча углеводородного сырья в которой осуществляется с 1912 г. (Доссор). Второе место по добыче нефти и газа, по-видимому, необходимо отдать Актюбинской и третье – Западно-Казахстанской административным областям. Количество месторождений нефти и газа, а также запасы УВ месторождений

расположенных в пределах упомянутых административных областей, также неодинаково. На территории Атырауской области располагаются нефтяные гиганты Тенгиз (подсолевой) и Кашаган (акватория Северного Каспия). В соседней Астраханской области России в подсолевых отложениях рассматриваемой провинции открыто еще одно крупное газоконденсатное месторождение Астраханское. Имеется ряд других месторождений, как подсолевых (Имашевское, Королевское и др.), так и надсолевых (Прорва, Мартыши, Кульсары, Доссор и др.). В Актюбинской области открыты крупные подсолевые месторождения Жанажол, Кенкияк, Алибекмола, Урихтау и надсолевые – Кенкияк, Шубаркудук, Каратюбе, Акжар, Кокжиде и др. Количество месторождений на территории Западно-Казахстанской области невелико, из них в разработке находится только одно нефтегазоконденсатное подсолевое гигантское месторождение Карашыганак. В подсолевых отложениях также открыты мелкие и средние нефтегазоконденсатные месторождения: Тепловское, Восточно-Гремячинское, Гремячинское и газовые Цыгановское, Ульяновское, Токаревское. В надсолевых отложениях в центре впадины, к востоку от Урала выявлены мелкие нефтяные месторождения: Чингиз, Кубасай, Бекет и мелкие газовые в междуречье Урала и Волги: Порт-Артур, Ушкультас и Аукетайшагыл, которые в данное время находятся в консервации.

В региональном тектоническом плане наибольшее количество месторождений выявлено в восточной и юго-восточной частях провинции, наименьшее – в северной и западной. Осадочный чехол провинции (6 – 24 км) подразделяется на три литолого-стратиграфических мегакомплекса: подсолевой, надсолевой (мезокайнозой и верхняя пермь) и, разделяющий их, соленосный (нижняя пермь, кунгурский ярус). На многих площадях бурением вскрыты и изучены породы мезо-кайнозоя, соленосного комплекса и подсолевые: ассельский, сакмарский и артинский ярусы нижней перми и каменноугольные отложения. Девонские породы вскрыты скважинами в пределах отдельных месторождений (Карашыганак, Тенгиз и др.). Прикаспийская платформенная нефтегазоносная провинция палеозойско-мезозойского, частично кайнозойского нефтегазонакопления имеет чрезвычайно широкий стратиграфический диапазон нефтегазоносности. В изученном осадочном чехле выделены девонский, каменноугольный, нижнепермский, триасо-

вый, средне-верхнеюрский, нижнемеловой и неогеновый (плиоценовый) региональные продуктивные комплексы. Наибольшими запасами углеводородов в них обладают каменноугольный и нижнепермский подсолевые комплексы. Характерной особенностью подсолевого разреза является наличие в нем обширного карбонатного массива. Поэтому, нефтегазовмещающими коллекторами в подсолевом разрезе, чаще всего, служат карбонатные образования и, в первую очередь, органогенные известняки. Есть отдельные месторождения, где коллекторами для нефти и газа служат терригенные породы (подсолевая нижняя пермь Кенкияка, девонские отложения Карашыганак). В подсолевых отложениях месторождения нефти и газа контролируются высокоамплитудными (сотни метров) куполовидными и брахиантиклинальными поднятиями, а также тектоно-седиментационными и рифогенными структурами. В подсолевых отложениях основными типами нефтегазовых месторождений являются месторождения рифогенных выступов и крупных куполовидных и брахиантиклинальных поднятий, как правило, ненарушенных. Ведущими типами залежей в подсолевых отложениях, чаще всего, являются массивные, значительно реже встречаются пластово-массивные и пластовые сводовые залежи. Интервалы глубин залегания подсолевых продуктивных комплексов колеблется от 2700 – 3600 м (Жанажол) до 3800 – 5500 м и более (Тенгиз, Карашыганак). В подсолевых отложениях Прикаспийской провинции выявлены нефтяные гиганты Тенгиз, Кашаган, нефтегазоконденсатный гигант Карашыганак и крупные нефтяные и газоконденсатные месторождения: Жанажол (нефть, конденсат, газ), Кенкияк (нефть), Имашевское (конденсат, газ), Урихтау (конденсат, газ), Алибекмола (нефть). Газоконденсатные подсолевые месторождения имеют высокое содержание (выход) конденсата от 614 (Жанажол) до 644 г/см³ и более (Карашыганак). Характерной особенностью подсолевых газоконденсатных и нефтяных залежей является высокое содержание в них свободного и растворенного (попутного) сероводорода (от 1 до 24 %), что усложняет их разработку. Но сероводород, с другой стороны, является ценным химическим сырьем для получения дешевой серы. В подсолевых отложениях Прикаспийской провинции наблюдаются жесткие термо-барические условия. Так на глубине 5,5 км пластовое давление в залежах колеблется от 65 до 105 мПа (АВПД). Превышение пластового давления над гидростатическим достигает 1,95. Температура в залежах достигает 110 – 120 °С, что соответствует

геотермическому градиенту в интервале 0 – 5500 м осадочного чехла – $2,2^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$ (пониженный геотермический градиент).

Прикаспийская нефтегазоносная провинция по надсолевому и соленосному структурно-литологическим этажам представляет собой классическую территорию солянокупольной тектоники, где насчитывается свыше 1300 солянокупольных поднятий (соляных куполов). Все из них могут рассматриваться потенциальными ловушками для нефти и газа. Надсолевой литологический комплекс сложен в основном, терригенными песчано-глинистыми отложениями с подчиненным присутствием карбонатных пород в верхней юре и верхнем мелу. К настоящему времени в надсолевых отложениях открыто несколько десятков, в основном, нефтяных месторождений, в меньшем количестве – газонефтяных и газовых. Административно большинство указанных месторождений расположено в пределах Атырауской, в меньшем количестве – в Актюбинской и единичные месторождения открыты в Западно-Казахстанской области. Необходимо особо отметить, что небольшое число газовых месторождений мелких размеров промышленного значения выявлено в плиоценовых (неогеновых) отложениях междуречья Урала и Волги на территории Западно-Казахстанской области (Порт Артур, Аукитайчагыл, Ушкультас) и в верхнеюрских отложениях Саратовского Заволжья Российской Федерации (Армейское, Старшиновское, Таловское, Спортивное газовые месторождения).

Регионально нефтегазоносными комплексами надсолевого этажа являются триасовый (пермо-триасовый), средне-верхнеюрский, нижнемеловой и неогеновый. Известны единичные месторождения (Кенкияк, Каратюбе) с промышленной нефтегазоносностью в верхнепермских отложениях, а также верхнемеловых и палеогеновых отложениях, куда нефть мигрировала из нижележащих регионально нефтегазоносных комплексов. Суммарные запасы углеводородов надсолевых отложений несравнимо малы по сравнению с подсолевыми, и большинство выявленных в надсолевых отложениях месторождений относится к категории мелких (извлекаемые запасы нефти менее 10 млн. т и газа – менее 10 млрд. м³). Наряду с этим, необходимо особо отметить, что многие месторождения, особенно расположенные севернее реки Эмбы (Доссор, Макат, Сагиз, Байчунас, Кошкар и др.), содержат масляные нефти уникального качества. Они бес-

сернистые, имеют низкое содержание парафина, смол, почти не содержат бензиновой фракции, но отличаются высоким содержанием высококачественных смазочных масел (особенно нижнемеловые), начинающих застывать при низкой отрицательной температуре ($-25 - -30^{\circ}\text{C}$), что обуславливает им высокий спрос и цену.

Основным типом месторождений надсолевого этажа являются месторождения солянокупольных поднятий, сложно построенные и разбитые многочисленными разрывными тектоническими нарушениями (сбросами) на отдельные крылья, поля и блоки, распределение нефтегазоносности в пределах которых так же чрезвычайно сложное. Большинство солянокупольных поднятий имеет форму куполовидных поднятий и брахиантиклиналей. Как правило, в своде они имеют центральный грабен, имеющий простирание синхронное простиранию соляного ядра. Центральный грабен ограничен с обеих сторон основными разрывными нарушениями-сбросами, радиально к которым под разными углами примыкают второстепенные разрывы, разделяющие отдельные крылья на более мелкие поля и блоки. Поэтому, ведущим типом залежей соляно-купольных поднятий является пластовая тектонически экранированная залежь, ограниченная в своей головной (приграбеновой) части основным тектоническим нарушением центрального грабена. Значительно меньшее распространение имеют пластовые сводовые, стратиграфически и литологически экранированные склоном соляного ядра залежи. В триасовых отложениях выявлены подкарнизные залежи (пластовые экранированные солью карниза).

Нефтегазовмещающими породами-коллекторами в надсолевом разрезе являются сплошь терригенные (песчано-алевритовые) породы с хорошими коллекторскими свойствами. Глубины залегания нефтегазоносных горизонтов колеблются от 200 м до 800 – 1000 м, редко до 2000 – 3000 м.

Основными перспективами нефтегазоносности в Прикаспийской провинции, безусловно, обладают подсолевые отложения (нижнепермские, каменноугольные, девонские, возможно и древнее). Перспективы нефтегазоносности надсолевого осадочного комплекса также остаются довольно высокими. Надсолевой структурный этаж имеет свыше 1300 солянокупольных поднятий, каждое из которых является потенциаль-

ной ловушкой и возможным нефтегазоносным месторождением, но поисково-разведочные работы, к сожалению, проводились только на 200 – 300 соляных куполах, а более чем 1000 солянокупольных поднятий ждут свой разведки. Открыто же несколько десятков месторождений солянокупольных поднятий, большинство из которых разрабатываются. Отдельные месторождения законсервированы ввиду малых запасов УВ (Чингиз, Кубасай, Бекет, Бакланий и др.)

Следующей нефтегазоносной провинцией, значительная северо-западная и северная части территории которой располагаются в пределах Казахстана, является *Туранская нефтегазоносная провинция*, контролируемая молодой эпигерцинской Туранской плитой (платформой). Она располагается на территории трех государств: Казахстана, Туркменистана и Узбекистана. Провинция в основном мезозойского (триас, юра, мел), в значительно меньшей степени кайнозойского (палеоген) и палеозойского (пермь, карбон, девон) нефтегазонакопления. Нефтегазосодержащие породы от триаса (пермо-триаса) до палеогена включительно входят в состав типичного платформенного осадочного чехла. Между фундаментом и типичным платформенным чехлом на многих участках установлен промежуточный структурный комплекс, относимый к нижней части осадочного чехла. Следовательно, фундамент Туранской плиты палеозойский или допалеозойский. Туранская нефтегазоносная провинция по схеме нефтегеологического районирования А.А. Бакирова дифференцируется на несколько нефтегазоносных областей. На территории Казахстана (с запада на восток) располагаются преимущественно нефтеносные области Южно-Мангышлакского прогиба, Северо-Устюртской и Южно-Торгайской впадин. На территории соседнего Узбекистана располагаются восточные части нефтегазоносных областей Северо-Устюртской и Амударьинской впадин и на территории Туркменистана чисто газоносные области Центрально-Каракумского свода, Мургабской впадины и западная часть преимущественно газоносной области Амударьинской впадины. В целом в Туранской нефтегазоносной провинции сосредоточены большие запасы как нефти (Южный Мангышлак, Северный Устюрт и др.), так и газа (Амударьинская, Мургабская, Центрально-Каракумская газоносные области). Во всех перечисленных регионах производится добыча нефти и газа. Ве-

душими типами месторождений нефти и газа в описываемой провинции являются месторождения брахиантиклинальных и куполовидных поднятий платформенного типа. Структуры, контролирующие крупные и уникальные нефтяные и газовые месторождения, ненарушенные, редко слабо нарушенные крупных размеров ($30 \times 10 \text{ км}^2$; $20 \times 7 \text{ км}^2$ и т. д.). В разрезах месторождений преобладают пластовые сводовые залежи, значительно реже встречаются массивные, пластово-массивные, пластовые тектонически, литологически и стратиграфически экранированные залежи. Коллекторами в большинстве случаев являются песчано-алевритовые разности пород. В качестве коллекторов в Амударинской нефтегазоносной области встречаются и карбонаты.

Южно-Мангышлакская нефтегазоносная область (схема А.А. Бакирова) контролируется одноименным мезозойским прогибом, расположенным на крайнем западе Туранской плиты. Административно она расположена на территории Мангистауской области. Данный нефтегазоносный регион второй по экономической значимости для Казахстана. Открыт он в 1961 г., на газонефтяном месторождении Узень и газоконденсатнонефтяном Жетыбай разрабатывается с 1963 г. по настоящее время. Несколько позднее были открыты месторождения: нефтеконденсатное Тенге (1964 г.), газонефтяное Восточный-Жетыбай (1967 г.), нефтегазоконденсатное Актас (1967 г.), газоконденсатнонефтяное Южный Жетыбай (1968 г), газонефтяное Асар (1969 г), газовое Кансу (1970 г), газовое Аксу-Кендерли (1972 г), газоконденсатное Ракушечное (1973 г), газоконденсатнонефтяное Бектурлы (1973 г), нефтегазоконденсатное Западный Тенге (1974 г), газовое Южный Аламурын (1974 г), нефтяное Оймаша (1980 г), нефтяное Северное Карагие (1984 г), нефтяное Алатюбе (1987) и др. Из перечисленных выше месторождений уникальными по запасам нефти являются Узень и Жетыбай, крупными по газу – Тенге и Южный Жетыбай, остальные месторождения относятся к средним и мелким. Уникальные и крупные по запасам месторождения контролируются крупными брахиантиклинальными складками: Узень – $40 \times 10 \text{ км}^2$ (кровля юры), Жетыбай – $23 \times 7 \text{ км}^2$ (кровля юры), Тенге – $19 \times 4 \text{ км}^2$. По соседству с уникальным месторождением Жетыбай располагаются месторождения - спутники, как правило мелких и средних размеров и контро-

лируются они соответственно брахиантиклинальными структурами платформенного типа мелких и средних размеров. Так, Южный Жетыбай по подошве ааленского яруса средней юры имеет размеры $4,8 \times 1,1 \text{ км}^2$, Северо-Западный Жетыбай по кровле залежи А (нижний триас) – $4,5 \times 1,5 \text{ км}^2$; Восточный Жетыбай по подошве сеномана – $2,8 \times 1,4 \text{ км}^2$. Уникальное месторождение Узень имеет по соседству также несколько мелких и средних месторождений – спутников, контролируемых брахиантиклинальными и куполовидными структурами. Месторождение Бурмаша, расположенное в 3 км к северо-западу от Узени, имеет размеры структуры $4 \times 2 \text{ км}^2$; Бектурлы – $2 \times 1 \text{ км}^2$ (кровля батского яруса); Тасбулат – $6,5 \times 1,5 \text{ км}^2$ (подошва залежи «А» горизонта Ю-II); Туркменой – $4,4 \times 1,4 \text{ км}^2$ (подошва горизонта Ю-II батского яруса и т. д). Учитывая вышеизложенное можно отметить, что в Южно-Мангышлакской нефтегазонасодной области распространены месторождения брахиантиклинальных и куполовидных поднятий простого строения, ненарушенных и слабо нарушенных разрывными тектоническими нарушениями, многие из которых в настоящее время находятся в разработке. Нефтегазосодержащими коллекторами являются чаще всего песчаники и алевролиты, в меловых и юрских отложениях и только в среднем и нижнем триасе коллекторы представлены доломитами, доломитизированными известняками и известняками с прослоями вулканогенных пород (туфы, туфопесчаники, туфоалевролиты). Ведущим типом залежей месторождений Мангышлака является пластовая сводовая, реже встречаются пластовые тектонически и литологически экранированные залежи. Глубины залегания залежей нефти и газа колеблются от 150 м (Жангурши) до 3875 (Алатюбе) и более 4000 м на месторождении Ракушечное. Необходимо особо отметить, что юрские нефти Мангышлака имеют уникальный состав по содержанию парафина. Содержание данного ценного компонента колеблется от 11,7 % (горизонт Ю- I Дунга) до 28 % (горизонт Ю-X) в Восточном Жетыбае и до 36,7 % (залежь «Б» горизонта Ю-X) в Тасбулате. Кроме того, высокое качество нефти определяется также низким содержанием в ней серы (0,06 – 0,2%). Высокое содержание парафина в нефти затрудняет её добычу и увеличивает себестоимость добытой тонны нефти, но стоимость парафина эти затраты вполне компенсирует. Кроме того, такое высокое содержание парафина в нефти обуславливает строительство горячих нефтепро-

водов для транспортировки высокопарафинистой нефти, т. к. указанная нефть начинает «застывать» уже при температуре $+29^{\circ}\text{C}$. Поэтому, впервые в нашей стране был построен «горячий» нефтепровод от Узени (Казахстан) до Новокуйбышевска (Российская Федерация).

Северо-Устьюртская нефтегазоносная область располагается северо-восточнее Южно-Мангышлакской на территории Мангыстауской и Актюбинской административных областей. Необходимо сразу особо отметить её слабую геолого-геофизическую изученность. Большая часть территории данной нефтегазоносной области принадлежит Западному Казахстану, меньшая (восточная) – Западному Узбекистану. Северо-Устьюртский нефтегазоносный регион географически с севера ограничен Прикаспийской низменностью, с востока – Аральским, с запада – Каспийским морями и с юго-запада – Горным Мангышлаком. Северо-Устьюртская нефтегазоносная область преимущественно мезозойского нефтегазонакопления (юра, мел), частично кайнозойского (палеоген) газонакопления. Описываемая нефтегазоносная область контролируется одной-единственной глубокой впадиной I порядка – Северо-Устьюртской, которая дифференцирована на более мелкие геотектонические элементы II порядка. По З.А. Табасаранскому – это Бозашинское поднятие, Южно-Бозашинский прогиб, Мынсуалмасская тектоническая ступень, Косбулакская впадина, Барсакельмесский прогиб, Актумсукский выступ, Арыстановская тектоническая ступень, Яркимбайский выступ. Наибольшее количество месторождений крупных и средних размеров выявлено в пределах Бозашинского поднятия. Нефтегазоносная область открыта в 1964 г. (Арыстановское нефтяное месторождение). В последующие годы открыты газовое месторождение Шомышты-Шагырлы (1966), нефтяное Каракудук (1971) газонефтяное Каражанбас (1974), газонефтяное Северное Бозаши (1975) газонефтяное Каламкас (1976) нефтяное Колтык (1978) газонефтяное Арман (1979), газонефтяное Каратурун (1980) и др. Необходимо особо отметить, что до сих пор нет единого мнения о нефтегеологическом районировании Северо-Устьюртской нефтегазоносной области. По схеме А.А. Бакирова и других, регион полуострова Бозаши относится к Северо-Устьюртской нефтегазоносной области (месторождения Каламкас, Каражанбас, Северное Бозаши, Каратурун и др.). Богатое по запа-

сам нефти и газу месторождение Каламкас, по нефти – Каражанбас и Северное Бозаши и газовое Шомышты-Шагырлы отнесены к категории крупных. Месторождения контролируются брахиантиклинальными и куполовидными поднятиями платформенного типа тектонически ненарушенными или в меньшей степени нарушенными, часто крупных размеров и с максимальной для платформенных структур амплитудой (80 – 100 и более метров). Наиболее распространенной залежью является пластовая сводовая, реже встречаются тектонически, литологически и стратиграфически экранированные залежи. Нефтегазовмещающими породами являются песчаники и алевролиты с высокими фильтрационно-емкостными свойствами. Глубины залегания продуктивных горизонтов колеблются от 228 – 466 м на месторождении Каражанбас, до 2944 м на месторождении Каракудук (горизонт VIII) и до 3150 м на месторождении Колтык. Дальнейшие перспективы нефтегазоносности Северо-Устьюртской нефтегазоносной области довольно высокие и связываются с мезозойскими, в меньшей степени, и с палеозойскими отложениями (промежуточный структурный комплекс).

Южно-Торгайская нефтегазоносная область мезозойского нефтегазонакопления (мел, юра) открыта в 1984 г. и контролируется одноименной мезо-кайнозойской впадиной I порядка. Впадина дифференцирована на более мелкие геотектонические элементы II порядка. На юге впадины располагается Арыкумский, на севере – Жиланшикский прогибы, разделенные в центре Мынбулакской субширотной седловиной. Гетерогенный фундамент Южно-Торгайской впадины погружен на максимальную глубину 4500 м в Арыкумском прогибе. Следовательно, осадочный чехол имеет максимальную толщину 4500 и сложен в основном терригенными образованиями. В разрезе осадочного чехла Жолтаевым Г.Ж. и Парагульвым Т.Х. выделены два структурных этажа. Нижний этаж, сложенный породами верхнего-среднего палеозоя, имеет спорадическое распространение и скважинами установлен на северо-западе Арыкумского прогиба и в западной половине Мынбулакской седловины. Этот, так называемый, промежуточный структурный комплекс (этаж), многими геологами относится к нижней части осадочного чехла и обладает определенными перспективами нефтегазоносности. Верхний

структурный этаж, сложенный породами мезо-кайнозоя, представляет собой типичный платформенный чехол. Первооткрывателем Южно-Торгайской нефтегазоносной области является газонефтяное месторождение Кумколь (1984), относимое к категории крупных. Административно описываемый нефтегазоносный регион располагается на территории Кызылординской и Карагандинской областей. В последующие годы здесь были открыты и разведаны месторождения; нефтегазоконденсатное Арыскуп (1985), газонефтяное Кызылкия (1986); газонефтяное Акшабулак и Нуралы (1987), нефтяное Дошан (1987); нефтяное Караванши (1987), нефтяное Майбулак (1988), нефтяное Бектас (1988), газонефтяное Аксай (1988), нефтяное Кенлык (1989) нефтяное Ащисай (1990), газонефтяное Коныс (1990) и газоконденсатнонефтяное Арыское (1993). В Южном Торгае Жолтаевым Г.Ж. и Паргульговым Т.Х. выделены юрский сингенетичный регионально-нефтегазоносный комплекс, неокомский (нижнемеловой) эпигенетичный нефтегазоносный подкомплекс и зональный нефтегазоносный комплекс коры выветривания домезозойских образований. Структуры, контролирующие в основном нефтяные и газонефтяные месторождения, представляют собой сложно построенные куполовидные и брахиантиклинальные складки, имеющие в низах разреза выступы домезозойского фундамента, на которые ложатся верхнеюрские и неокомские слои, унаследовавшие строение поверхности этих выступов в виде брахиантиклинальных и куполовидных структур вплоть до аптско-верхнемеловых. Палеоген-неогеновые породы, уже залегают практически горизонтально. Следовательно, большинство локальных структур имеют ловушки складчатых дислокаций в основном в юрских и неокомских слоях и эти структуры одновременно можно отнести к разряду унаследованных (возрожденных по И.О. Броду) и погребенных. Кроме того, встречаются (редко) и приразломные бескорневые структуры (Арыскуп), где ловушка в виде антиклинали отсутствует в низах разреза. У бескорневых структур отсутствует также выступ фундамента. Отдельные локальные структуры можно отнести к разряду «лысых» (Кызылкия), где в своде отсутствуют продуктивные отложения не только юры, но и неокома, а продуктивные горизонты располагаются в крыльевых и периклинальных частях структуры. Такие ме-

сторождения по И.О. Броду относятся к месторождениям эрозионных выступов. Учитывая вышеизложенное, по строению месторождений в Южно-Торгайской нефтегазоносной области можно выделить следующие типы месторождений: эрозионных выступов, возрожденных (унаследованных) брахиантеклинальных и куполовидных поднятий, погребенных и бескорневых брахиантеклинальных и куполовидных структур. Выявленные месторождения имеют в разрезе максимум шесть продуктивных горизонтов; два – в неокме (горизонты М – I и М – II) и четыре – в юре (Ю – I, Ю – II, Ю – III, Ю – IV). Нефтегазовмещающими породами всех выявленных месторождений являются слабо сцементированные гравелиты, песчаники и алевролиты с высокими емкостно-фильтрационными свойствами. Нефтяные и газовые залежи по И.О. Броду относятся к пластовым сводовым, пластовым сводовым с элементами тектонического и литологического экранирования, пластовым тектонически, стратиграфически и литологически экранированным. Редко встречаются залежи со всех сторон ограниченные (линзовидные) и массивные в коре выветривания фундамента. Массивная залежь в фундаменте, выявленная в вулканогенных породах, получила номенклатуру горизонт Ф-1. Качество Южно-Торгайской нефти высокое, причем, нефти юрских и меловых отложений близки по составу. Нефть легкая (плотность $805 - 830 \text{ кг/м}^3$) и средней плотности ($835 - 854 \text{ кг/м}^3$), слабо сернистая (содержание серы $0,11 - 0,52 \%$), парафинистая (содержание парафина $9,7 - 27 \%$). Свободные газы газовых залежей чаще всего представлены «сухим» метановым газом. Но встречается и тяжелый свободный газ, где доля тяжелых гомологов метана превышает 40% . Попутные газы, растворенные в нефти, как правило, тяжелые. Содержание сероводорода в углеводородных газах незначительное, сотые, иногда десятые доли процента. В углеводородном газе присутствуют также азот и углекислый газ в таких же количествах. Содержание гелия – $0,01 - 0,1 \%$ и не во всех нефтяных и газовых залежах. Глубины залегания продуктивных горизонтов сравнительно небольшие и колеблются от 928 (Арыскум) до $1730 - 2050$ м на месторождении Нуралы.

Тянь-Шань-Памирская нефтегазоносная провинция тектонически контролируется системой разновозрастных межгорных впа-

дин. Выделена провинция в 1962 г. А.А. Бакировым и включает в себя (с юго-запада на северо-восток) Афгано-Таджикскую, Ферганскую, Иссык-Кульскую, Шу-Сарысуйскую, Илийскую, Алакульскую и Зайсанскую межгорные впадины. Афгано-Таджикская и Ферганская впадины контролируют одноименные, давно разрабатываемые, нефтегазоносные области с мезо-кайнозойским нефтегазонакоплением. В Афгано-Таджикской нефтегазоносной области промышленная нефтегазоносность известна с 1934 г. (Хаудаг), в Ферганской – с 1880 г. (Шорсу, Чимион).

В пределы Казахстана входит северо-восточная часть Тянь-Шань-Памирской провинции с межгорными впадинами Шу-Сарысуйской, Илийской, Алакульской, Зайсанской и др. Три последние впадины являются перспективными на нефть и газ территориями.

Шу-Сарысуйская газonosная область административно располагается на территории Южно-Казахстанской и Жамбылской областей Казахстана представляет собой единственную в Казахстане чисто газonosную область средне-верхнепалеозойского газонакопления (верхний девон, нижний карбон, нижняя пермь). Осадочный чехол толщиной более 5000 м представлен в основном карбонатными, терригенными и соленосными отложениями девона, карбона и перми. В разрезе палеозоя выделяются две толщи соли: нижняя – фаменская и верхняя – нижнепермская. В фаменской толще соли отмечены явления диапиризма в Нижнешуйском солянокупольном районе. Нижнепермская соль залегает линзообразно и пластообразно. На размытой поверхности палеозоя залегает маломощный (200 – 300 м) мезо-кайнозой, сложенный песчано-глинистыми породами мела, палеогена и неогена. Верхний мезо-кайнозойский структурный этаж бесперспективен в нефтегазonosном отношении. Нижний палеозойский структурный этаж, хотя и относится к нижней части осадочного чехла, но представляет собой промежуточный структурный комплекс, залегающий между фундаментом и типичным платформенным чехлом мезо-кайнозоя. Указанный промежуточный структурный комплекс (квазиплатформенный) имеет отдельные характерные черты, как фундамента, так и вышележащего типичного платформенного чехла.

Первое газовое месторождение Ушарал-Кемпыртобе в Шу-Сарысуйской газonosной области было открыто в 1962 г., когда

был получен фонтан азотно-гелиевого газа из нижнепермских отложений. В этой связи необходимо отметить, что газовые месторождения описываемой газоносной области состоят из газовых залежей со смешанным углеводородно-азотно-гелиевым газом. В последующие годы были открыты месторождения: Северный Ушарал (1970), Айракты (1971), Придорожное (1972), Амангельды (1975), Орталык (1976), Малдыбай (1977), Анабай (1979), Западный Опак (1980) и др. Региональными газоносными комплексами в Шу-Сарысуйской газоносной области являются отложения верхнего девона (фаменская залежь), нижнего карбона (верхнетурнейская, нижневизейская, серпуховская) и нижней подсолонской перми (нижнепермская залежь). Единичные месторождения имеют промышленные газовые скопления в коре выветривания каледонского фундамента (Орталык, сланцы).

В табл. 16 приведена обобщенная характеристика структур-ловушек, контролирующих газовые месторождения описываемого региона. Как видно из табл. 16, структуры представлены куполовидными, брахиантиклинальными и антиклинальными поднятиями высокоамплитудными, от 80 м Северный Ушарал до 240 м Амангельды, слабо нарушенными и нарушенными, часто приразломными (разлом вдоль структуры и ловушка с одной стороны от разлома), средних и мелких размеров (кроме Ушарал-Кемпиртобе, размеры которой крупные). Поэтому, газовые месторождения Шу-Сарысуйской газоносной области можно отнести к месторождениям куполовидных и брахиантиклинальных поднятий, осложненных разрывами. Необходимо в этой связи отметить, что поднятия, контролирующие месторождения, сложнопостроенные, напряженные по морфологии, в разрезе часто сундучные, резко асимметричные, приразломные.

В табл. 17 приведена обобщенная характеристика месторождений Шу-Сарысуйской газоносной области. Анализ данных табл. 17 показывает, что все выявленные месторождения многопластовые газовые (кроме газоконденсатного Амангельды), и имеют от одной (Северный Ушарал) до четырех залежей.

Таблица 16
Обобщенная характеристика структур-ловушек
месторождений
Шу-Сарысуйской газоносной области

Название месторождения	Тип структуры-ловушки	Размер, км ²	Амплитуда поднятия, м	Тип месторождения по классификации И.О. Брода (по типу Структуры ловушки)
Ушарал-Кемпыр-Тобе	Трехкупольная приразломная брахиантиклиналь	31х6 км ² по кровле нижнепермского продуктивного горизонта	200 м	Слабо нарушенной брахиантиклинали
Северный Ушарал	Приразломная брахиантиклиналь	7х3 км ² по кровле нижнепермского продуктивного горизонта	80 м	Слабо нарушенной брахиантиклинали
Айрақты	Куполовидное поднятие	9х9 км ² по кровле верхнетурнейского продуктивного горизонта	120 м	Куполовидного поднятия
Придорожное	Приразломная брахиантиклиналь	9х2,5 км ² по кровле терригенных фаменских отложений верхнего девона	110 м	Слабо нарушенной брахиантиклинали

Продолжение табл. 16

Название месторожде-	Тип структуры-	Размер, км ²	Ампли-туда	Тип месторождения по
----------------------	----------------	-------------------------	------------	----------------------

ния	ловушки		подня- тия, м	классификации И.О. Брода (по типу структуры ловушки)
Амангельды	брахианткли- наль	7х3 км ² по кровле верхнетур- нейского продуктивно- го горизонта	240 м	Нарушенной Брахиантклинали
Орталык	Приразломная брахианткли- наль	14х6 км ² по кровле фун- дамента	230 м	Слабо нарушенной брахиантклинали
Малдыбай	Брахианткли- наль	12,5х2,7 км ² по кровле нижневизей- ского про- дуктивного горизонта	192 м	Не нарушенной брахиантклинали
Западный Опак	Приразломная брахианткли- наль	15х3,2 км ² по кровле фаменского продуктив- ного гори- зонта	173 м	Слабо нарушенной брахиантклинали

Таблица 17

Обобщенная характеристика месторождений Шу-Сарысульской газодонной области

№	Месторождения	Год открытия	Тип месторождения по фазовому состоянию УВ	Количество залежей	Литология коллекторов	Тип коллектора	Возраст продуктивных горизонтов	Состояние месторождения
1	Ушарал-Кемпиртобе	1962 г	газовое	Две залежи: массивная, пластовая сводовая	Песчаники, алевролиты и известняки	Порово-трещинный, трещинно-поровый	P ₁	В консервации
2	Северный Ушарал	1970 г	газовое	Одна залежь массивная	Песчаники, алевролиты и известняки	Трещинно-поровый	C _{1v} P ₁	В консервации
3	Айрақты	1971 г	Газовое	Три залежи: Пластовая сводовая, Пластовая сводовая, Пластовая сводовая	Песчаники, алевролиты, Песчаники, алевролиты, Песчаники, алевролиты, Песчаники, алевролиты	Поровый и трещинно-поровый, Поровый и трещинно-поровый, Поровый и трещинно-поровый	P ₁ C _{1v} C _{1v}	В консервации
4	Придорожное	1972 г	Газовое	Две залежи: Пластовая сводовая, Пластовая сводовая	Известняки трещиноватые, песчаники, алевролиты	Трещинно-поровый, трещинно-поровый	C ₁ D ₃	В консервации
5	Амангелды	1975 г	Газоконденсатное	Четыре залежи: Пластовая сводовая, Пластовая сводовая, Пластовая сводовая, Пластовая сводовая	Песчаники алевролиты, известняки, песчаники алевролиты, Песчаники алевролиты	Трещинно-поровый, Каверново-поровый, Поровый	P ₁ C _{1v} C _{1v} C _{1t}	В разработке
6	Орталык	1976 г	Газовое	Две залежи: Пластовая сводовая, массивная	Песчаники и алевролиты сланцы	Трещинно-поровый трещинный	P ₁	В консервации
7	Малдыбай	1977 г	Газовое	Две залежи: Пластовая сводовая, Пластовая сводовая	Песчаники песчаники	Трещинно-поровый	C _{1v} C _{1t}	В консервации
8	Анабай	1979 г	газовое	Две залежи: Пластовая сводовая, Пластовая сводовая	Известняки органотенно-обломочные	Порово-трещинный	C _{1t} D ₃	В консервации
9	Западный Ояк	1980 г	газовое	Две залежи: Массивная, массивная	Известняки трещинные песчаники	Порово-каверновое трещинное	C _{1t} D ₃	В консервации

Среди типов залежей преобладают пластовые сводовые с частичным тектоническим и литологическим экранированием, реже распространены массивные залежи. Газонасыщенные коллекторы представлены известняками трещинными и органо-генно-обломочными, доломитами, песчаниками и алевролитами. Типы коллекторов по структуре и генезису пустотного пространства – поровые, трещинно-поровые, порово-каверновые и порово-трещинные. Из перечисленных месторождений наибольшими запасами газа обладает месторождение Амангельды (Амангельдинская группа), глубины залегания газовых залежей небольшие от 730 (Кемпыртобе нижнепермская) до 2545 м (Орталык, верхнепротерозойская).

К высокоперспективным территориям Тянь-Шань-Памирской нефтегазоносной провинции относятся Зайсанская, в меньшей степени Илийская и Алакольская межгорные впадины. Кроме этого, в последние годы к перспективной на нефть и газ территории Казахстана многие исследователи относят: Павлодарское Прииртышье, Северо-Торгайский, Северо-Казахстанский, Северо-Прибалхашский, Тенизский и Средне-Сырдарьинский осадочные бассейны.

13 ОБЩИЕ ЗАКОНОМЕРНОСТИ В РАСПРЕДЕЛЕНИИ НЕФТИ И ГАЗА В ЗЕМНОЙ КОРЕ

Опыт поисково-разведочных работ на нефть и газ свидетельствует о том, что в осадочном чехле прослеживается определенная вертикальная глубинная зональность фазового состояния углеводородов. До глубины 700 – 750 м располагаются в основном газовые скопления, в интервале 750 – 6500 м нефтяные, газовые и газоконденсатные залежи и глубже – газовые скопления «сухого» метанового газа. Указанная зональность не универсальна, в ряде нефтегазоносных регионов она не прослеживается. Глубинная вертикальная зональность зависит от режима тектонических движений, фациальных особенностей осадков (морские, континентальные) древних и современных термобарических условий и состава и степени метаморфизма рассеянного органического вещества (РОВ). Отдельными исследователями подмечено, что максимальные запасы углеводородов приходятся на интервал глубин от 1 до 4 км. Такая интервальная концентрация УВ, по-видимому, не соответствует действительности. Это объясняется недостаточной изученностью более глубоких горизонтов. Доказано некоторое уменьшение нефтеносности и увеличение газоносности на глубинах свыше 3,5 км, что необходимо учитывать при планировании поисково-разведочных работ на нефть и газ. Практика Казахстанской нефтяной промышленности показывает, что в недрах Прикаспийской впадины крупнейшие запасы нефти и газа обнаружены на глубинах свыше 3500 – 4000 м (месторождения Тенгиз, Карашыганак, Кашаган). Максимальная глубина залегания промышленных скоплений нефти 6542 м установлена на месторождении Лейк-Вашингтон (Галф-Кост, США), на Карашыганаке и Тенгизе (Казахстан), максимальная глубина промышленных девонских залежей нефти составляет 5500 – 6000 м.

Критическая глубина залегания промышленных газовых залежей составляет 7200 м (месторождение Гомес Мейс-Филд, США). Большинство геологов считают, что нахождение

углеводородов в жидкой и газовой фазе на больших глубинах контролируется геотермией недр. Температура до 200 °С допускает жидкую фазу (нефть) и до 300 °С – газообразную (газ и газоконденсат). Но геотермия недр определяется геотермическим градиентом конкретных участков земной коры, от чего одинаковые пластовые температуры соответствуют разным глубинам залегания залежей. Учитывая вышесказанное можно заключить, что обнаружение крупных промышленных скоплений углеводородов на больших глубинах (свыше 7000 м) вполне реально. По стратиграфическим комплексам также наблюдается крайне неравномерное распределение нефти и газа. Промышленные скопления нефти и газа выявлены в большинстве стратиграфических комплексов *от протерозоя до неогеновых* включительно. *Четвертичные отложения*, несмотря на их достаточную для нефтегазообразования и нефтегазонакопления толщину, не содержат промышленных скоплений углеводородов, кроме непромышленных вторичных. На острове Огурчинском (в Каспийском море) толщина четвертичных отложений достигает 2000 м. Во многих других регионах она составляет не менее 1500 – 2000 м. В них выявлены битумоиды, но капельно-жидкой нефти не установлено. Согласно мнению многих исследователей, рассеянное органическое вещество четвертичных отложений не «дозрело» до образования «капельно-жидкой» нефти.

Начальные извлекаемые запасы углеводородов средне- и верхнепалеозойских отложений (Р, С, D,) гигантских месторождений Прикаспийской впадины составляют значительно большую долю в балансе УВ по сравнению с другими нефтегазонасными комплексами. Это можно объяснить специфическим глубинным строением Прикаспийской впадины – глубочайшей депрессии мира.

Возрастное распределение углеводородов в пределах крупных и крупнейших геотектонических элементов выглядит следующим образом. Древние платформы (Восточно-Европейская, Восточно-Сибирская и др.) имеют палеозойское нефтегазонакопление, причем основные запасы углеводородов

сосредоточены в девонских, каменноугольных и пермских отложениях. В кембрийских, ордовикских и силурийских отложениях, а также в мезозое выявлены незначительные запасы нефти, газа и конденсата. Мезозойское, в малой степени кайнозойское и палеозойское нефтегазонакопление, характерно для молодых эпипалеозойских платформ (Туранская, Западно-Сибирская и др.) Основные запасы углеводородов здесь сосредоточены в юрских и меловых породах. Триасовые отложения имеют более скромные запасы УВ, а палеозой и кайнозой содержат незначительное количество УВ.

Смешанное палеозойско-мезозойское, частично кайнозойское нефтегазонакопление имеют окраинные впадины типа Прикаспийской. Прикаспийская нефтегазоносная провинция имеет чрезвычайно широкий возрастной диапазон нефтегазоносности – палеозойско-мезозойско-кайнозойский. Нефтегазоносны здесь девонские, каменноугольные и нижнепермские отложения (подсолевые), верхнепермские, триасовые, юрские, нижнемеловые и неогеновые (надсолевые).

Передовые прогибы на древнем докембрийском основании (Предуральский) имеют в основном палеозойское нефтегазонакопление (D, C, P) и на палеозойском основании – мезозойско-кайнозойское (Предкавказский). Мезозойско-кайнозойское нефтегазонакопление (большие запасы) имеют молодые межгорные впадины альпийского тектогенеза. Южно-Каспийская межгорная впадина содержит крупные запасы нефти и газа в плиоценовых отложениях, скромные – в мезозое. В Ферганской и Афгано-Таджикской межгорных впадинах основные запасы углеводородов сосредоточены в кайнозое (палеоген, неоген) и частично в мезозое.

По площади Земли запасы углеводородов распределены крайне неравномерно. Выделяется несколько *мировых центров нефтегазонакопления. Первый наиболее богатый из них Ближний и Средний Восток (Зона Персидского залива), где 38 нефтегазовых гиганта содержат 64 % запасов нефти зарубежных стран.* Здесь располагаются крупнейшие нефтегазодобывающие страны: *Саудовская Аравия с самым*

крупным нефтяным месторождениям мира Гхавар (10,7 млрд. т извлекаемой нефти), Кувейт со вторым, по величине извлекаемых запасов нефти месторождением мира Большой Бурган (9,4 млрд. т) и Румейла (1,86 млрд. т), Иран с нефтяным гигантом Ага-Джари (1,3 млрд. т) и газовыми гигантами: Пазенун – 1,41 трлн м³ и Хангирен – 509 млрд. м³ газа. Во всех выше перечисленных странах открыты и разрабатываются и другие менее значительные (но также крупные) месторождения углеводородов.

Вторым по значимости и запасам мировым центром нефтегазонакопления можно отметить Западно-Сибирскую нефтегазонаосную провинцию (Россия), где открыто 12 газовых гигантов с общими запасами более 10 трлн. м³ газа, что составляет 20 % мировых. Это месторождения Уренгой 4 трлн. м³ газа, Заполярное – 1,5 трлн. м³, Медвежье – 1,5 трлн. м³, Ямбургское – несколько трлн. м³ и др. Необходимо назвать здесь и нефтяные гиганты такие как *Самотлор, Усть-Балык, Федоровское* и др.

В западном полушарии располагается еще один мировой центр нефтегазонакопления, соответствующий зоне Мексиканского залива с крупными нефтегазодобывающими странами: США, Венесуэлой, Мексикой. Здесь выявлено 10 нефтяных и 3 газовых гиганта, и масса менее значимых, но тоже крупных месторождений углеводородов. К примеру, нефтяной гигант Венесуэлы *Боливар Прибрежный* содержит 4,2 млрд. т нефти извлекаемых, а газовый гигант США *Панхендл* – 1,9 трлн. м³ газа.

К мировому центру нефтегазонакопления необходимо отнести и зону Каспийского моря с нефтегазодобывающими странами: Россией, Азербайджаном, Казахстаном и Туркменистаном. В зоне Каспийского моря только в последние десятилетия открыты такие нефтяные гиганты, как *Кашаган, Тенгиз* и *Узень* (Казахстан), *Котур-Тепе* (Туркменистан), *Нефтяные Камни* (Азербайджан), *Ромашкино* (Россия) и газовые гиганты *Карашыганак* (Казахстан), *Астраханское* (Россия), *Шатлык* и *Даулетабад* (Туркменистан).

При этом подмечено, что большинство нефтяных гигантов располагается в пределах молодых мезозойских (эпигерцинских) платформ (Самотлор, Узень, Усть-Балык и т. д.) а наименьшее количество в кайнозойских (альпийских) впадинах. Объясняется это тем, что в альпийский тектогенез произошло разрушение многих крупных месторождений. Но несмотря на это, плотность нефтяных запасов в плиоцене в Апшеронской нефтегазоносной области (кайнозойская впадина) осталась чрезвычайно высокой. В разрезах отдельных нефтегазовых месторождений наблюдается также крайне неравномерное распределение запасов. Малое количество нефтяных и газовых месторождений содержат не менее 80 % мировых запасов углеводородов. Указанная закономерность характерна и для нефтяных регионов Казахстана. Так 12 крупных гигантских месторождений (Тенгиз, Кашаган, Узень и др.) заключают 80 % запасов нефти и 12 газовых крупных и гигантских месторождений составляют 80 % запасов газа Казахстана из общего количества 214 выявленных месторождений. Поэтому необходимо направлять поиски нефти и газа на крупные ловушки (30х10; 50х20; 20х15; 25х10 км², которые могут содержать крупные и уникальные запасы углеводородов. Плотность нефтей закономерно возрастает от палеозойских к кайнозойским нефтям, наибольшее содержание серы имеют мезозойские и наименьшее – палеозойские нефти и наибольшее содержание парафина имеют палеозойские нефти. Но это усредненные данные по месторождениям огромных территорий. Если взять, как пример для сравнения, месторождения Казахстана, то подтверждается только более высокое до уникального содержание парафина мезозойских (юрских) нефтей, а содержание серы мезозойских нефтей, наоборот, чрезвычайно низкое (бессернистые, надсолевые нефти Прикаспия и Мангышлака) по сравнению с палеозойскими подсолевыми нефтями. Исходя из вышеприведенного, можно сделать следующие выводы. На глубинах выше 6 км мы вправе ожидать открытие значительных запасов углеводородов. Учитывая то, что нефтегазоносность явление региональное и формирование гигантских

месторождений тремя открытыми (Карашыганак, Кашаган и Тенгиз) на большой территории Прикаспийской впадины не ограничено, необходимо искать другие такого же размера подсольевые скопления УВ и осваивать глубины в прибортовых зонах до 7 км, не только в Прикаспийской впадине, но и в других регионах, где мезозойские и палеозойские отложения залегают в интервале глубин от 4 до 7 км (Южно-Мангышлакский прогиб и Северо-Устьюртская впадина).

ГЛОССАРИЙ

ЗЕМНАЯ КОРА – верхняя часть литосферы, верхний крупный слой Земли, располагающийся выше поверхности Мохоровичича.

ГЕОТЕРМИЧЕСКИЙ ГРАДИЕНТ – увеличение температуры недр в градусах на каждые 100 м увеличения глубины. Средний геотермический градиент равен 3,3 °C на 100 м.

ГОРНАЯ ПОРОДА – естественная ассоциация минералов, возникшая в земной коре в результате затвердевания магмы (лавы), накопления осадков и преобразования (метаморфизма) ранее существовавших пород (например: песчаник, известняк, гранит, гнейс).

ОСАДОЧНАЯ ГОРНАЯ ПОРОДА. Порода, образовавшаяся из механических (обломков), химических и биологических осадков, (например: песок, песчаник, известняк, гипс, доломит).

ПОДГРУППА КАРБОНАТНЫХ ПОРОД. Осадочные органические и хемогенные отложения, состоящие в большей своей части не минералов: кальцита – CaCO_3 и доломита – $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$, включающие в себя известняк, доломит, мел, мергель, сидерит, известковый туф и др. Характерной особенностью карбонатных пород является их способность к растворению в соляной кислоте. Карбонатные породы имеют большое практическое значение, многие из них очень часто бывают промышленно нефтегазоносными.

ИЗВЕСТНЯК (CaCO_3) – осадочная хемогенная или органическая карбонатная порода, состоящая в большей своей части из минерального кальцита. В природе встречаются следующие разновидности известняков: коралловый, детритусовый, ракушечник (органогенные), оолитовый, натечный, плотный (хемогенный).

МЕРГЕЛЬ – осадочная хемогенная или органическая порода, состоящая из кальцита или глины. Содержание кальцита может достигать 50 %. Порода имеет большое практическое значение и используется как сырье для выработки цемента.

МЕЛ – разновидность органогенного известняка, состоящая из мельчайших раковин фораминифер, порошкового кальцита и панцирей водорослей.

ДОЛОМИТ ($\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$) – хемогенная осадочная порода, состоящая, в основном, из минерала доломита. Порода имеет большое практическое значение, очень часто является промышленно-нефтегазоносной.

ПОДГРУППА ТЕРРИГЕННЫХ ПОРОД. Осадочные образования, представляющие собой обломочные осадочные горные породы: песок, глина, алевролит, конгломерат, гравелит, аргиллит.

ПЕСОК – рыхлая (несцементированная) осадочная обломочная порода, имеющая размер обломков от 2 до 0,1 мм, песок часто бывает промышленно-нефтегазоносным.

ПЕСЧАНИК – каменистая (сцементированная) осадочная обломочная горная порода, имеющая размер обломков от 0,1 до 0,01 мм, алевролит часто бывает промышленно-нефтегазоносным.

АЛЕВРИТ – рыхлая (несцементированная) осадочная обломочная горная порода, имеющая размер обломков от 0,1 до 0,01 мм, алевролит часто бывает промышленно-нефтегазоносным.

АЛЕВРОЛИТ – каменистая (сцементированная) осадочная обломочная горная порода, имеющая размер обломков от 0,1 до 0,01 мм, алевролит часто бывает промышленно-нефтегазоносным.

ПОДГРУППА ГЛИНИСТЫХ ПОРОД. Составляют подгруппу различные разновидности глин химического, реже механического (физического) генезиса, (каолинит, бейделит, иллит, монтмориллонит и др.). Глины имеют большое практическое значение. В нефтеносных разрезах они являются нефтегазоводоупорами и крышками для нефтяных и газовых залежей.

ПОДГРУППА СУЛЬФАТНЫХ ПОРОД. К данной подгруппе относятся гипс – $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ и ангидрит – CaSO_4 осадочного (хемогенного) генезиса. В нефтегазоносных разрезах сульфатные породы являются, в основном, нефтегазоводоупорами и не содержат скоплений нефти и газа.

ПОДГРУППА ГАЛОИДНЫХ ПОРОД. К данной подгруппе относятся каменная – NaCl и калийная – KCl соли. В нефтегазоносных разрезах галоидные породы являются нефтегазоводоупорами и не содержат скоплений нефти и газа. Соли часто образуют солевые диапиры.

ГЛИНА. Осадочная тонкозернистая порода, имеющая размер обломков (частиц) менее 0,01 мм. При замачивании в воде глина дает пластичную массу. Образуется глина из тонкоотмученных осадков (физические глины) и в результате выпадения из химических растворов (химические глины). Глины часто образуют глинистые диапиры.

АРГИЛЛИТ. Плотная каменистая сцементированная кремнеземом глинистая порода «окаменевшая глина». В отличие от глин аргиллит не размокает в воде.

АБСОЛЮТНЫЙ ВОЗРАСТ. Абсолютный возраст пород определяется радиоактивными методами: урано-ториево-свинцовым, рубидиево-стронциевым, калиево-аргоновым, углеродным и других, исчисляется конкретно в тысячах, миллионах и миллиардах лет.

ОТНОСИТЕЛЬНЫЙ ВОЗРАСТ. При определении относительного возраста пород учитывается их стратиграфическое положение в разрезе. Как правило, породы, залегающие снизу, древнее пород, которые располагаются сверху, на них. Относительный возраст определяется палеонтологическим (основным), стратиграфическим, петрографо-литологическим методами и не исчисляется конкретно в годах.

ГРУППА ОТЛОЖЕНИЙ. Самая крупная стратиграфическая единица геостратиграфической шкалы, образовавшаяся за «эру» геологического времени. Система имеет в своем составе несколько отделов.

СИСТЕМА ОТЛОЖЕНИЙ. Крупная стратиграфическая единица геостратиграфической шкалы, образовавшаяся за период геологического времени. Система имеет в своем составе несколько отделов.

ОТДЕЛ ОТЛОЖЕНИЙ. Часть системы отложений, образовавшаяся за «эпоху» геологического времени. Отдел имеет в своем составе несколько ярусов.

ЯРУС ОТЛОЖЕНИЙ. Часть отдела отложений, образовавшаяся за «век» геологического времени. Ярус имеет в своем составе подъярусы, свиты, горизонты.

ЭРОЗИЯ. Геологический процесс линейного или плоскостного размыва горных пород водами рек, ледников и др.

АЛЛЮВИЙ. Отложения рек (намыв).

БЕНТОС. Морские растительные и животные организмы, прикрепленные или ползающие по дну.

ПЛАНКТОН. Пассивно переносимые течениями одноклеточные растения (фитопланктон) и животные (зоопланктон).

НЕКТОН. Активно плавающие морские, озерные, речные животные (рыбы, некоторые моллюски и т. д.)

АБРАЗИЯ (обрывание). Процесс разрушения водой берегов озер, морей и океанов.

РИФ, РИФОВЫЙ МАССИВ. Это атектоническая, ясно обособленная структура, (тело), состоящая из органогенных карбонатных пород (различного типа органогенные известняки). Рифы подразделяются на береговые, барьерные и атоллы и очень часто бывают промышленно-нефтегазоносными.

ДЕЛЬТА. Сложенный аллювием участок суши, отвоеванный рекой у моря и имеющий форму треугольника, обращенного вершиной вверх по реке.

ПОДЗЕМНЫЕ ВОДЫ. Воды заключенные в горных породах. По минерализации подразделяются на:

- пресные с сухим остатком до 1 г/л;
- солоноватые с сухим остатком 1 – 10 г/л;
- соленые с сухим остатком 10 – 50 г/л;
- рассолы с сухим остатком более 50 г/л;

по положению в разрезе на:

- почвенные; (воды пропитывающие почву);
- грунтовые; (воды, имеющие свободное “зеркало”);
- межпластовые (пластовые); (воды ограниченные в кровле и подошве водоупором);
- трещинные (воды насыщающие трещины в горных породах);

по температуре в пластовых условиях на:

- холодные – температура до 20 °С;
- теплые – температура до 20 – 37 °С;

- термальные – свыше 37 °С (горячие).

САПРОПЕЛЬ. Глинистый ил в озерах, морях, состоящий из смеси органических и минеральных илов.

ДИАГЕНЕЗ. Экзогенный геологический процесс превращения осадков (илов) в осадочную горную породу (отжим воды, уплотнение осадка, его окаменение).

ТЕКТОНИЧЕСКИЕ ДВИЖЕНИЯ. Все природные (самопроизвольные) движения земной коры.

ГРЯЗЕВЫЕ ВУЛКАНЫ (псевдовулканы). На поверхности грязевые вулканы выражены холмами плоскоконической формы с воронкообразным кратером на вершине. По генезису грязевые вулканы ничего общего с эффузивным магматизмом не имеют. Их извержение обусловлено прорывом воды с растворенными в ней углеводородным газом и нефтью через ослабленные участки в осадочном чехле. Через “жерла” грязевых вулканов вместе с водой, газом и нефтью выносится большое количество разрушенной осадочной породы. На поверхности грязевой вулкан образует конусовидную возвышенность (сопку), сложенную сопочной брекчией, состоящей из обломков пород и грязи. На территории СНГ грязевые вулканы распространены в нефтегазовых районах Азербайджана и Туркмении.

КОЛЕБАТЕЛЬНЫЕ ТЕКТОНИЧЕСКИЕ ДВИЖЕНИЯ. Это медленные вековые опускания и поднятия земной коры. Изучаются они историческим, геодезическим, геологическим методами.

ПЛАСТ (слой). Это более или менее однородная, первично обособленная горная порода, ограниченная сверху и снизу поверхностями наслоения. Верхняя поверхность наслоения именуется кровлей, нижняя – подошвой пласта.

ТОЛЩИНА ПЛАСТА (слоя). Кратчайшее расстояние между кровлей и подошвой.

СОГЛАСНОЕ ЗАЛЕГАНИЕ СЛОЕВ (ПЛАСТОВ). Последовательное залегание слоев или стратиграфических комплексов, при котором каждый вышележащий слой без каких-либо следов размыва (перерыва в накоплении осадков) налегает на подстилающие слои.

ПАРАЛЛЕЛЬНОЕ СТРАТИГРАФИЧЕСКОЕ НЕСОГЛАСИЕ. Нарушенная последовательность залегания пластов (слоев), когда

при их параллельном залегании в разрезе отсутствуют отдельные слои или стратиграфические комплексы.

УГЛОВОЕ НЕСОГЛАСИЕ. Такое нарушенное залегание пластов (слоев), при котором нижняя и верхняя толщи (структурные ярусы, этажи) залегают с разными углами наклона и разделены между собой плоскостью несогласия.

МОНОКЛИНАЛЬ. Такая наклонная форма залегания пластов, при которой наблюдается однообразный наклон пластов в одном направлении.

СТРУКТУРНАЯ ТЕРРАСА. Участки более пологого наклона пластов на моноклинали.

ДИСЛОКАЦИЯ ПЛАСТОВ. Всякое нарушение первоначального, в основном, горизонтального или близкого к нему, залегания пластов.

ПЛИКАТИВНЫЕ ДИСЛОКАЦИИ. Волнообразные изгибы пластов без разрыва их сплошности. В результате таких изгибов образуются различного типа складки (структуры).

ДИЗЬЮКТИВНЫЕ ДИСЛОКАЦИИ. Нарушенное залегание пластов с разрывом их сплошности (разрывные дислокации).

АНТИКЛИНАЛЬНАЯ СКЛАДКА (антиклиналь) – выпуклая кверху складка, у которой пласты погружаются в противоположные стороны от замка (свода), а в центральной части (ядре) залегают более древние породы, чем на периферии (крыльях и периклиналях).

ДИАПИРОВАЯ СКЛАДКА. Сложнопостроенная выпуклая кверху складка, которая в центре имеет ядро протыкания – диапир, сложенный обычно солью, реже гипсом, глиной.

СИНКЛИНАЛЬНАЯ СКЛАДКА (синклиналь). Вогнутая книзу складка, у которой пласты погружаются навстречу друг другу к замку (мульде), а в центральной части (ядре) залегают более молодые породы, чем на периферии (крыльях и центриклиналях).

ЗАМОК СКЛАДКИ. Та часть складки, которая лежит в области перегиба пластов.

КРЫЛЬЯ СКЛАДКИ. Боковые части складки с наклонным залеганием пластов, располагаются по короткой оси (ширине) складки.

ЯДРО СКЛАДКИ. Самый древний пласт в перегибе антиклинали, или самый молодой пласт в перегибе синклинали.

ПЕРИКЛИНАЛИ. Окончания складки, расположенные по длинной оси антиклинали.

ЦЕНТРИКЛИНАЛИ. Окончания складки, расположенные по длинной оси синклинали.

ВЫСОТА (АМПЛИТУДА) СКЛАДКИ. Вертикальное расстояние от наивысшей точки в перегибе антиклинали до наименьшей точки в перегибе смежной синклинали.

ЛИНЕЙНО ВЫТЯНУТАЯ АНТИКЛИНАЛЬ. Складка с соотношением короткой и длинной осей (ширины и длины) как 1:10 и более.

АНТИКЛИНАЛЬ. Складка с соотношением короткой и длинной осей как 1:6 до 1:9.

БРАХИАНТИКЛИНАЛЬ (укороченная антиклиналь). Складка с соотношением короткой и длинной осей как 1:3 до 1:5.

КУПОЛОВИДНАЯ СКЛАДКА (купол). Складка с соотношением длинной и короткой осей как 1:1 до 1:2.

СТРУКТУРНАЯ КАРТА. Горизонтальное изображение складок и других структур посредством изогипс (линий равных абсолютных отметок) по кровле и подошве пласта или толщи.

АНТИКЛИНОРИЙ. Крупное региональное поднятие (положительная форма) пластов в пределах геосинклинальных (складчатых) областей, состоящее из систем антиклинальных и синклинальных складок.

АНТЕКЛИЗА. Крупное региональное пологое поднятие (положительная форма) в пределах платформы, имеющее вид пологого антиклинального поднятия.

СИНКЛИНОРИЙ. Крупное региональное опускание пластов (отрицательная форма) в пределах геосинклинальных (складчатых) областей, состоящее из систем антиклинальных и синклинальных складок.

СИНЕКЛИЗА. Крупное региональное опускание пластов (отрицательная форма) в пределах платформенных областей, имеющее вид пологой синклинали.

СВОД. Крупная региональная тектоническая единица I порядка, окруженная прогибами (впадинами) и седловинами,

в пределах которой фундамент приближен к земной поверхности, по сравнению со смежными впадинными участками.

ГЕОСИНКЛИНАЛЬ. Крупнейший подвижный участок земной коры (главный тектонический элемент) с интенсивными тектоническими движениями, складкообразованием и магматизмом.

ПЛАТФОРМА. Крупнейший стабильный участок земной коры (главный тектонический элемент) со слабыми тектоническими движениями небольших амплитуд, слабым магматизмом и складкообразованием.

СБРОС. Разрывное нарушение (дизъюнктивная дислокация), поверхность разрыва у которого (сместитель) наклонена в сторону опущенного блока (висячего крыла), т. е. опущенный блок (висячее крыло) смещен вниз по сместителю. В сбросе опущенный блок принято называть висячим крылом, относительно поднятый – лежащим крылом, поверхность разрыва – сместителем.

ВЗБРОС. Нарушенное залегание с разрывом, у которого поднятый блок (висячее крыло) смещен вверх по сместителю. Во взбросе поднятый блок принято называть висячим крылом, относительно опущенный – лежащим крылом, поверхность разрыва – сместителем.

ГРАБЕН. Структура, образованная системой ступенчатых сбросов или взбросов, у которой центральная часть опущена относительно краевых. У грабена центральная часть на земной поверхности сложена более молодыми породами, чем породы, обнажающиеся в краевых приподнятых частях. Грабены как тектонические элементы бывают региональные и локальные (крупные и мелкие).

ГОРСТ. Структура, образованная системой сбросов или взбросов, у которой центральная часть поднята относительно краевых. У горста центральная часть на земной поверхности сложена более древними породами, чем породы обнажающиеся в краевых, опущенных частях. Горсты как тектонические элементы бывают региональные и локальные (крупные и мелкие).

НАДВИГ. Нарушенное залегание пластов типа взброса, висячее крыло которого надвинуто на обычно полого (менее 60°) лежащий сместитель.

КАУСТОБИОЛИТЫ (подгруппа горючих полезных ископаемых). В данную подгруппу входит два ряда горючих ископаемых: угли и битумы. К углям относят торф, бурые и каменные угли, горючие сланцы (сапропелиты), иногда серу. К битумам – нефть, углеводородный газ и, так называемые, дериваты нефти (мальта, озокерит, асфальт, керит, асфальтит, антраксолит). Дериваты нефти имеют единый генезис с нефтью.

НЕФТЬ. Ценнейшее горючее полезное ископаемое, представляющее собой маслянистую жидкость от бесцветного до черного цвета, состоящую из различных групп углеводорода (метановых, нафтенных, ароматических). Нефть – удивительное вещество, созданное природой, используется как уникальный энергоноситель и ценнейшее химическое сырье.

ОЗОКЕРИТ. Ценное полезное ископаемое, состоящее из метаморфизованных кристаллических парафиновых (метановых) углеводородов, имеет единый генезис с нефтью.

ПАРАФИН. Кристаллический твердый углеводород метановой (парафиновой) группы используется как ценное химическое сырье.

ГАЗОКОНДЕНСАТ (конденсат). Бесцветная, желтоватая, светло-коричневая легкая фракция жидких углеводородов, которая в газоконденсатных залежах находится в парообразной смеси с газом и конденсируется (выпадает) из этой смеси (газа) при извлечении ее на поверхность.

ГАЗ ПРИРОДНЫЙ УГЛЕВОДОРОДНЫЙ. Газ, состоящий в основном из метана. В природе образует чисто газовые залежи.

«СУХОЙ» УГЛЕВОДОРОДНЫЙ ГАЗ. Газ, состоящий на 93 – 99 % из метана, остальное – примесь более тяжелых гомологов метана и неуглеводородных газов.

«ЖИРНЫЙ» УГЛЕВОДОРОДНЫЙ ГАЗ. Газ, состоящий на 50 – 92 % из метана, но с большим содержанием (от 8 до 50 %) более тяжелых его гомологов (этан, пропан, бутан и т. д.).

ПОПУТНЫЙ УГЛЕВОДОРОДНЫЙ ГАЗ. Растворенный в нефти газ, состоит, в основном, из тяжелых гомологов метана («жирный» газ). При добыче нефти этот газ выделяется

из нее, собирается и утилизируется для переработки в газобензин и другие ценные предметы.

ГАЗОВЫЙ ФАКТОР. Количество растворенного газа в добываемой нефти измеряется в кубических метрах на тонну ($\text{м}^3/\text{т}$).

МАЛЬТА. Вязкое мазеподобное природное вещество черного цвета, плотностью около 1000 кг/м^3 , имеющее единый генезис с нефтью. Мальта относится к битумному ряду, дериват нефти.

АСФАЛЬТ. Вязкое или твердое природное вещество черного цвета с плотностью до 1090 кг/м^3 , имеющее единый генезис с нефтью. Асфальт относится к битумному ряду, дериват нефти.

КЕРИТ. Твердое, хрупкое, напоминающее уголь, природное вещество черного цвета с плотностью более 1090 кг/м^3 , имеющее единый генезис с нефтью. Керит относится к битумному ряду. Иногда его называют «нефтяным углем» или «жильной нефтью», т. к. в природе он встречается в виде жил, заполняющих трещины.

АНТРАКСОЛИТ. Твердое, хрупкое, напоминающее антрацит, природное вещество черного цвета с блестящим блеском, с плотностью более 1100 кг/м^3 .

ГОРЮЧИЙ СЛАНЕЦ. Твердое сланцеватое природное вещество от темно-серого до черного цвета, состоящее из сапропеля с большой примесью минерального вещества (глина, кальцит). Из сланцев получают заменители нефтепродуктов, метановый газ, серу, олифу, дубильные и лекарственные вещества, краски, ядохимикаты.

ФУНДАМЕНТ. Нижний структурный этаж нефтегазоносных территорий обычно сложен метаморфическими (гнейс, сланцы), реже магматическими (гранит, гранодиорит) породами. В породах фундамента, как правило, промышленные скопления нефти и газа встречаются весьма редко (0,01 % от выявленных запасов).

ОСАДОЧНЫЙ ЧЕХОЛ. Верхний структурный этаж нефтегазоносных территорий сложен в большей своей части осадочными породами. Довольно редко в разрезе осадочного

чехла присутствуют внутрипластовые интрузии или эффузивные разности магматических пород. В осадочном чехле выявлено 99,9 % запасов нефти и газа.

ПРОМЕЖУТОЧНЫЙ СТРУКТУРНЫЙ ПОДЭТАЖ. Средний структурный подэтаж отдельных нефтегазоносных районов, расположенный между фундаментом и типичным платформенным чехлом. Указанный подэтаж широко развит в пределах молодых платформ, сложен, в основном осадочными породами толщиной от сотен метров до нескольких километров. От фундамента он отличается значительно меньшим уплотнением осадочных пород, меньшей их дислоцированностью, широким развитием в разрезе вулканогенно-осадочных пород. Большинство геологов промежуточный структурный подэтаж включается в состав осадочного чехла. Он является промышленно-нефтегазоносным, хотя выявленные запасы нефти и газа в нем сравнительно небольшие.

ПОРИСТОСТЬ. Наличие пустот в горной породе. Бывает пористость открытая и абсолютная (полная).

ОТКРЫТАЯ ПОРИСТОСТЬ. Наличие сообщающихся между собой (открытых) пор в горной породе. Это качественная оценка емкостного свойства породы.

КОЭФФИЦИЕНТ ОТКРЫТОЙ ПОРИСТОСТИ. Отношение суммарного объема открытых пор к объему самой породы. Выражается коэффициент в процентах или долях единицы. Это уже количественная оценка емкостного свойства породы. Коэффициент открытой пористости тщательно изучается, т. к. он необходим при подсчете запасов нефти и газа.

ПРОНИЦАЕМОСТЬ. Способность горной породы пропускать через себя нефть, газ, воду при создании перепада давлений. Это качественная оценка фильтрационного свойства породы.

КОЭФФИЦИЕНТ ПРОНИЦАЕМОСТИ. Количественная оценка фильтрационного свойства породы определяется по закону Дарси как отношение произведения расхода, длины пути и вязкости жидкости (газа) к произведению площади поперечного сечения на перепад давлений. Изменяется коэффициент проницаемости в квадратных метрах или квадратных микрометрах или дарси, миллиардари.

КОЛЛЕКТОР ДЛЯ НЕФТИ И ГАЗА. Пористая и проницаемая горная порода способная вмещать в себя нефть и газ и отдавать их при разработке. Качество коллектора характеризуется, в основном, пористостью и проницаемостью.

ПРИРОДНЫЙ РЕЗЕРВУАР ДЛЯ НЕФТИ И ГАЗА. Естественноеместилище для нефти и газа, внутри которого они могут циркулировать, и, форма которого обусловлена соотношением коллектора с плохо проницаемыми или непроницаемыми породами. Природные резервуары бывают пластовые, массивные однородные и неоднородные, литологически замкнутые и пластово-массивные.

ЛОВУШКА ДЛЯ НЕФТИ И ГАЗА. Часть природного резервуара, в которой может установиться равновесие нефти, газа и воды, т. е. произойдет накопление и сохранение на длительное геологическое время нефти и газа. Ловушки бывают складчатых дислокаций, разрывных нарушений, стратиграфических несогласий и литологические.

ЗАЛЕЖЬ. Всякое элементарное, единичное скопление нефти или газа.

ПЛАСТОВАЯ СВОДОВАЯ ЗАЛЕЖЬ. Залежь нефти или газа, сформировавшаяся в одной из ловушек складчатых дислокаций пластового природного резервуара (антиклиналь, брахи-антиклиналь, куполовидная складка). В плане залежь имеет внутренний и внешний контуры нефтеносности (газоносности) и снизу по ВНК подпирается водой только между этими контурами.

ПЛАСТОВАЯ ТЕКТОНИЧЕСКИ ЭКРАНИРОВАННАЯ ЗАЛЕЖЬ. Залежь нефти и газа, сформировавшаяся в ловушке разрывных нарушений пластового природного резервуара. В плане залежь имеет внутренний и внешний контуры нефтеносности (газоносности), ограниченные линией разрывного нарушения (экраном).

ПЛАСТОВАЯ СТРАТИГРАФИЧЕСКИ ЭКРАНИРОВАННАЯ ЗАЛЕЖЬ. Залежь нефти и газа, сформировавшаяся в ловушке стратиграфических (угловых) несогласий пластового природного резервуара. В плане залежь имеет внутренний и внешний контуры нефтеносности (газоносности),

ограниченные линией стратиграфического несогласия (стратиграфическим экраном).

МАССИВНАЯ ЗАЛЕЖЬ. Залежь нефти и газа, сформировавшаяся в массивном природном резервуаре. Бывает 3-х типов: массивная залежь в тектоническом (структурном) выступе, в эрозионном и рифогенном (биогенном) выступах. В плане имеет один внешний контур нефтеносности (газоносности) и снизу по всей поверхности ВНК подпирается водой.

ЛИТОЛОГИЧЕСКИ ОГРАНИЧЕННАЯ ЗАЛЕЖЬ. Залежь нефти и газа, сформировавшаяся в литологической ловушке пластового природного резервуара или в литологически замкнутом природном резервуаре неправильной формы. В плане залежь имеет внутренний и внешний контуры нефтеносности (газоносности), ограниченная линией выклинивания коллектора или резкого замещения коллектора на неколлектор или в литологической ловушке неправильной формы в литологически замкнутом природном резервуаре.

БАЛАНСОВЫЕ ЗАПАСЫ. Запасы нефти и газа залежей, которые в настоящее время экономически выгодно извлекать.

ИЗВЛЕКАЕМЫЕ ЗАПАСЫ – часть балансовых запасов (для нефти – от 15 до 80 %, для газа от 87 до 95 %), которые можно извлечь современными методами разработки.

КОЭФФИЦИЕНТ НЕФТЕОТДАЧИ (газоотдачи). Число, показывающее какую часть от балансовых запасов нефти или газа можно извлечь современными методами разработки. Коэффициент нефтеотдачи колеблется от 0,15 до 0,8. Коэффициент газоотдачи колеблется от 0,87 до 0,95.

МЕСТОРОЖДЕНИЕ НЕФТИ (ГАЗА). Совокупность залежей в недрах одной и той же площади, контролируемая единым структурным элементом, что обуславливает общность в системе их поисков, разведки и разработки.

МЕСТОРОЖДЕНИЯ СКЛАДЧАТЫХ ОБЛАСТЕЙ. Месторождения, сформировавшиеся в передовых (предгорных) прогибах, межгорных впадинах, и на глубокопогруженных участках складчатых горных сооружений. Для этих месторождений характерны: сложное геологическое строение, сильная тектоническая нарушенность, осложненность их глинистым диапиризмом, соляной тектоникой, грязевым вулканизмом. К этому

классу относятся месторождения, связанные с антиклинальными поднятиями и моноклиналями.

МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПЛАТФОРМЕННЫХ ОБЛАСТЕЙ. Месторождения, сформировавшиеся в тектонически спокойных платформенных условиях. Они имеют простое геологическое строение. К классу месторождений платформ относятся месторождения куполовидных и брахиантиклинальных поднятий, солянокупольных поднятий, эрозионных и рифовых массивов, синклинальных прогибов.

МИГРАЦИЯ. Любое перемещение нефти и газа в земной коре принято называть миграцией.

ПЕРВИЧНАЯ МИГРАЦИЯ. Процесс перехода углеводородов из нефтематеринских пород в пористые пласты-коллекторы.

ВТОРИЧНАЯ МИГРАЦИЯ. Всякое передвижение нефти и газа по коллекторам с образованием залежей в ловушках, их дальнейшим перераспределением и разрушением.

ВНУТРИРЕЗЕРВУАРНАЯ МИГРАЦИЯ. Передвижение нефти и газа в пределах одного резервуара. Направление миграции при этом чаще всего боковое (латеральное). Преобладает внутрирезервуарная миграция в тектонически спокойных платформенных условиях и часто именуется региональной.

МЕЖРЕЗЕРВУАРНАЯ МИГРАЦИЯ. Переток нефти и газа из одного природного резервуара в другой (обычно по разломам). Направление миграции при этом вертикальное и крутонаклонное. Широко развита межрезервуарная миграция в складчатых областях, и она часто именуется локальной.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКОЕ ОПИСАНИЕ

- 1 *Еременко Н.А.* Геология нефти и газа. М.: Недра, 1968.
- 2 *Габриэлянц Г.А.* Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений. М.: Недра, 2000.
- 3 *Бакиров А.А. и др.* Геология и геохимия нефти и газа. М.: Недра, 1982.
- 4 *Бакиров Э.А. и др.* Геология нефти и газа. М.: Недра, 1990.
- 5 *Каламкарров Л.В.* Основы нефгазовой геологии. М.: РГУ нефти и газа, 1999.
- 6 *Клещев К.А., Петров А.И., Шеин В.С.* Геодинамика и новые типы природных резервуаров нефти и газа. М.: Недра, 1995.
- 7 Краткая энциклопедия нефтегазовой геологии. /Под ред. *Р.И. Вяхирева.* М.: Академия горных наук, 1998.
- 8 Словарь по геологии нефти и газа. Л.: Недра, 1988.
- 9 *Еременко Н.А.* Справочник по геологии нефти и газа. М.: Недра, 1984.
- 10 *Мальцева А.К., Э.А. Бакиров Э.А., Ермолкин В.И.* Геология нефти и газа и нефтегазоносные провинции. М.: ГАНИГ им. И.М. Губкина, 1998.
- 11 *Леворсен А.* Геология нефти и газа. М.: Мир, 1970.
- 12 *Бакиров А.А. и др.* Нефтегазоносные провинции СССР. М.: Недра, 1979.
- 13 *Куандыков Б.М.* Геологи Прикаспия – Родине. М.: Недра, 1991.
- 14 *Жолтаев Г.Ж. Парагульгов Т.Х.* Геология нефтегазоносных областей Казахстана (Геология и нефтегазоносность Южно-Торгайской впадины). Учеб. пособие. Алматы: Айкос, 1998.
- 15 Справочник месторождений нефти и газа Казахстана. /Под ред. *Абдулина А.А. и Воцалевского Э.С.* Алматы, 1999.
- 16 Нефтяная энциклопедия Казахстана. Казмунайгаз, 2005.
- 17 *Марабаев Ж.И., Жолтаев Г.Ж. и др.* Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Северного и Среднего Каспия. – А.: Казмунайгаз, 2005.
- 18 *Калинко М.К.* Неорганическое происхождение нефти в свете современных данных.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	3
1 Краткая история зарождения, становления и развития нефтяной геологии и промышленности в мире и Казахстане.....	5
2 Горные породы – какместилище нефти и газа.....	10
2.1 Общие сведения о классификации горных пород	10
3. Состав и физические свойства нефти и углеводородных газов.....	16
3.1 Состав и физические свойства нефтей	16
3.1.1 Состав нефти.....	16
3.1.2 Физические свойства нефти.....	20
3.3 Классификации нефтей.....	24
3.4 Состав и физические свойства углеводородных газов.....	26
4 Происхождение нефти и газа.....	31
4.1 Органическое происхождение нефти и газа.....	31
4.2 Неорганические гипотезы происхождения нефти и газа.....	37
5 Миграция нефти и газа.....	43
5.1 Формирование месторождений (залежей).....	49
5.2 Разрушение нефтяных и газовых месторождений (залежей).....	52
6 Коллекторы нефти и газа и их параметры – пористость и проницаемость.....	55
6.1 Коллекторы для нефти и газа.....	55
6.2 Породы-флюидоупоры (покрышки).....	59
6.3 Пористость горных пород.....	60
6.4 Проницаемость горных пород.....	62
7 Природные резервуары и ловушки для нефти, газа и воды.....	66
7.1 Природные резервуары	66
8. Залежи нефти и газа.....	70

8.1 Классификации залежей.....	70
8.2 Группа пластовых залежей нефти и газа.....	70
8.3 Массивные залежи нефти и газа.....	79
8.4 Залежи нефти и газа литологически со всех сторон ограниченные.....	83
8.5 Общие понятия о запасах УВ в залежах: геологические, балансовые, извлекаемые. Объемный метод подсчета запасов.....	87
8.6 Давление и температура в залежах (недрах).....	89
9 Месторождения нефти и газа.....	94
9.1 Классификация месторождений	94
9.2 Месторождения нефти и газа платформенных областей и их общая характеристика, примеры строения отдельных месторождений Казахстана.....	100
9.3 Месторождения нефти и газа складчатых областей (по И.О. Броду).....	121
10 Геологические и геофизические методы поисков нефти и газа. Топографические работы.....	132
11 Принципы нефтегазогеологического районирования территорий.....	148
12 Геологическое строение и нефтегазоносность нефтегазодобывающих регионов Казахстана.....	152
13 Общие закономерности в распределении нефти и газа в земной коре.....	170
ГЛОССАРИЙ.....	176
Библиографическое описание.....	190

Учебное издание

Жолтаев Герой Жолтаевич
Гайковой Петр Алексеевич
Абишев Булат Муслимович
Ермекбаева Гульмира

Учебное пособие

Геология нефти и газа

Нач. РО НТИЦ
Редактор
Компьютерная верстка

З.А. Губайдулина
Г.М. Дюсенбаева
А.А. Науатова

Подписано в печать 16. 05. 2011 г.
Формат 60х84 1/16. Бумага типографская №1.
Усл. п.л. 11,3 Уч.-изд.л. 12,1 Тираж 500 экз. Заказ № 165.

Издание Казахского национального технического университета имени К.И. Сатпаева
Научно-технический издательский центр
г.Алматы, ул. Ладыгина, 32

ISBN 978-601-228-300-6

