

А.А. Назаров

НЕФТЕГАЗОДОБЫЧА

Геология нефти и газа

Учебное пособие



2011



Министерство образования и науки Российской Федерации
Государственное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«Казанский государственный технологический университет»

А.А. Назаров

НЕФТЕГАЗОДОБЫЧА

Геология нефти и газа

Учебное пособие

Часть 1

Казань
КГТУ
2011

УДК 553.98(075.8)

Назаров А.А.

Нефтегазодобыча. Геология нефти и газа: учебное пособие. Ч. 1. / А.А.Назаров, М-во образ. и науки РФ, Казан. гос. технол. ун-т. - Казань: КГТУ, 2011. – 80 с.

ISBN 978-5-7882-1042-1

Рассмотрены основы геологии нефти и газа. Дан краткий обзор сведений о строении Земли. Даны основные положения о природе и свойствах нефтей и газов. Рассмотрены вопросы возникновения углеводородного сырья в породах его содержащих. Рассмотрены особенности миграции нефти и газа и формирования их залежей. Освещены вопросы по поиску и разведке залежей нефти и газа, а также методы геологоразведочных работ на нефть и газ. Рассмотрены фундаментальные представления разработки нефтяных месторождений и происходящие в них процессы.

Предназначено для инженерно-технических работников проектных и научно-исследовательских институтов, работников промышленных предприятий, а также преподавателей, аспирантов и студентов технических вузов.

Подготовлено на кафедре «Машины и аппараты химических производств».

Печатается по решению редакционно-издательского совета Казанского государственного технологического университета.

Рецензенты: канд. техн. наук., доц. каф. ТГВ КГАСУ *Л.Э. Осипова*
канд. техн. наук., ст. науч. сотр,
зав. лаб. ОАО «ВНИИУС» *Б.Н. Матюшко*

ISBN 978-5-7882-1042-1

© Назаров А.А., 2011

© Казанский государственный
технологический университет, 2011

ВВЕДЕНИЕ

Геология нефти и газа - это прикладной раздел геологии, который изучает образование и скопление углеводородов в недрах земли с целью обоснованного прогноза нахождения залежей углеводородного сырья, выбора методов поиска, разведки, и оптимального режима разработки.

Задачи геологии нефти и газа: изучение вещественного состава углеводородов и вмещающих их пород (геохимия нефти и газа), сопутствующих им вод, форм залегания в недрах земли, условий формирования и разрушения, закономерностей пространственно-временного размещения залежей и месторождений нефти и газа, их генезиса.

В учебном пособии рассмотрены основы геологии нефти и газа. Даны основные положения о природе и свойствах нефтей и газов. Рассмотрены вопросы возникновения углеводородного сырья и породах его содержащих, особенности миграции нефти и газа и формирования их залежей. Освещены вопросы по поиску и разведка залежей нефти и газа, а также методы геологоразведочных работ на нефть и газ, а также рассмотрены фундаментальные представления разработки нефтяных месторождений и происходящие в них процессы.

Данное учебное пособие предназначено для инженерно-технических работников проектных и научно-исследовательских институтов, работников промышленных предприятий, а также преподавателей, аспирантов и студентов технических вузов.

ГЛАВА 1

ОСНОВЫ ГЕОЛОГИИ

1.1. Общие сведения о строении Земли, составе земной коры и геологических процессах

На современном уровне знаний *геология* — это наука, изучающая вещественный состав литосферы, ее строение и процессы, происходящие в ней и на ее поверхности, причины и закономерности возникновения и развития этих процессов, а также состав, строение и закономерности развития Земли в целом. Геология является теоретической основой для поисков, разведки и разработки всех месторождений полезных ископаемых, в том числе нефти и газа.

Строение Земли

Земля представляет собой тело, форма которого близка к трехосному эллипсоиду, сплюснутому у полюсов и по экватору. Средний радиус шара, равновеликого объему Земли, 6371 км.

По геофизическим материалам установлено неоднородное внутреннее строение Земли. Упрощенно в ней выделяются ядро радиусом около 3400 км, мантия (или промежуточная оболочка) толщиной примерно 2900 км и земная кора, мощность которой в районах материков 30-50 км (при максимуме 70 км), а в области океанов 5-8 км. Средняя плотность Земли была вычислена после установления ее размеров, она оказалась равной $5,52 \text{ г/см}^3$, что значительно превышает плотность горных пород.

Наиболее изучена земная кора. Она характеризуется довольно резко изменяющейся мощностью и неодинаковым строением. В среднем подошва коры залегает под континентами на глубине 40 км, а под океанами на глубине 11-12 км. Средняя мощность океанической коры около 7 км. *Земная кора* состоит из множества геологических тел, разнообразных по составу, форме и размерам. Мельчайшими являются отдельные зерна и кристаллы, которые представляют собой природные химические соединения и самородные элементы, называемые в геологии минералами. В самородном, элементарном

виде, встречаются золото, платина, серебро, медь, сера, углерод (в виде графита или алмаза) и другие минералы. Число их невелико. Большинство же минералов (более 2000) представляют собой химические соединения. Геологические тела, состоящие из минеральных зерен или их обломков, называются горными породами.

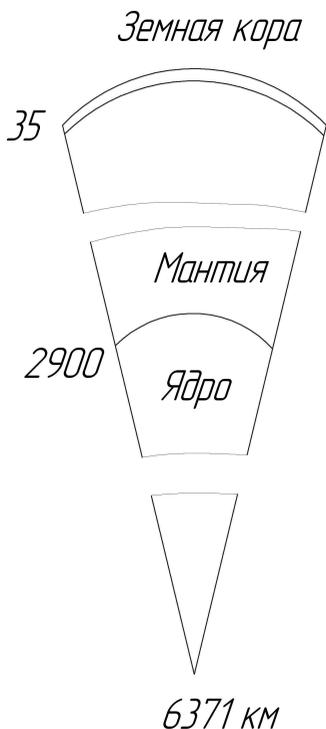


Рис. 1.1. Строение Земли.

В соответствии с условиями образования выделяются три типа горных пород осадочные, магматические и метаморфические. *Осадочные* горные породы образуются в поверхностной части земной коры в результате разрушения и переотложения ранее существовавших горных пород (песчаник, глина), выпадения осадков из водных растворов (каменная соль, гипс) и жизнедеятельности организмов и растений (коралловые известняки, уголь). *Магматические* горные породы образуются в результате застывания расплавленного

вещества - магмы - как в недрах земной коры (гранит), так и на ее поверхности (базальт). К *метаморфическим* относятся породы, образовавшиеся в недрах земной коры в результате воздействия высоких температур, давлений и химических. Верхний слой земной коры - осадочный - сложен осадочными породами. Скорость прохождения продольных сейсмических волн в этом слое земной коры менее 4,5 км/с.

Второй слой на континентах получил название *гранитного* вследствие того, что скорость поперечных и продольных волн в нем примерно отвечает скоростям, экспериментально полученным для образцов гранита.

Промежуточная оболочка (мантия) располагается между земной корой и ядром Земли в интервале глубин 50-2900 км. Скорости распространения сейсмических волн в ней достигают максимальных для нашей планеты значений - 13,7 км/с для продольных волн и 7,3 км/с для поперечных.

Ядро Земли - центральное тело нашей планеты, ограниченное поверхностью раздела на глубине 2900 км. На этой глубине скорость продольных колебаний скачкообразно снижается (с 13,7 до 8 км/с), а поперечные волны ядро не пропускает. По современным представлениям это тело состоит из внешнего ядра, находящегося в расплавленном состоянии, и внутреннего (с глубины 5100 км), вероятно, твердого. Ядро, как предполагают, имеет железо-никелевый состав.

Условия образования минералов и горных пород

Образование минералов вблизи поверхности и на поверхности Земли происходит при участии воды, кислорода воздуха, углекислоты, а также в результате жизнедеятельности организмов. Среди минералов, образованных в этих условиях, различают осадочные (возникают в процессе осаждения солей и других соединений в водных бассейнах), биогенные (результат жизнедеятельности организмов и разложения органического вещества) и др.

Накапливающиеся в понижениях рельефа или на дне водных бассейнов рыхлые осадки, состоящие из отдельных кристаллов минералов и частиц (обломков) ранее существовавших горных пород, в результате физико-химических процессов, происходящих в самих

осадках в течение многих сотен тысяч лет, видоизменяются и становятся горными породами.

Горные породы, некогда возникшие на земной поверхности или вблизи нее, могут оказаться на больших глубинах. Испытывая огромные давления и высокие температуры, породы некристаллического строения становятся кристаллическими. Изменение горных пород в недрах Земли под воздействием высоких температуры и давления носит название метаморфизма.

В результате метаморфизма образуются горные породы, которые называются метаморфическими. На глубине в зоне регионального метаморфизма образуются огромные массы горных пород, в основном кристаллических сланцев, в состав которых в большом количестве входят такие минералы, как гранат, слюды, графит, корунд, тальк.

Ниже зоны регионального метаморфизма располагается зона ультраметаморфизма, где происходит частичное переплавление пород метаморфизирующейся толщи, внедрение расплавов и летучих выделений в окружающие, еще не расплавившиеся, но глубоко метаморфизованные толщи пород.

Дальнейшее развитие ультраметаморфизма приводит к появлению очагов магматических расплавов и последующему перемещению подвижных магматических масс в толще земной коры. Совокупность процессов, связанных с проявлением внутренней энергии Земли и выражающихся в образовании магмы, внедрении ее в земную кору или излиянии на поверхность и застывании в виде тел различной величины и формы, называется магматизмом.

Магма представляет собой расплавленное вещество сложного состава, насыщенное различными газообразными компонентами. Большую ее часть составляют кислород, кремний, алюминий, железо, кальций, магний, натрий, калий, водород. Остальные элементы содержатся в ней в небольших количествах (титан, углерод, фосфор, хлор) и в виде примесей.

Магма возникает в глубоких недрах Земли. Внедряясь в толщи горных пород земной коры, она остывает, происходит образование и выпадение кристаллов. В первую очередь выпадают из расплава $(Mg, Ca)_2 [SiO_4]$ и другие наиболее тугоплавкие минералы, в последнюю очередь кристаллизуется кварц SiO_2 . В процессе движения магмы и ее застывания образуются многие породообразующие минералы.

Магматизм нередко завершается образованием минералов на поверхности, при извержении вулканов в результате застывания лавы на поверхности возникают вулканогенные минералы. Следовательно, многообразие условий возникновения минералов и горных пород является причиной существования в природе столь большого числа минералов и горных пород.

Минералы

Минералы представляют собой природные химические соединения, являющиеся составной частью горных пород. Они встречаются преимущественно в твердом (кварц, слюда), реже в жидком (самородная ртуть) и газообразном (сероводород) состояниях. Из более чем 2000 минералов, известных в мире, лишь 25 широко распространены и играют существенную роль в составе геологических тел, характеризующихся большими размерами. Они называются породообразующими минералами.

Все минералы по химическому составу принято подразделять на классы.

Сульфиды. Насчитывается около 200 минералов, относящихся к этому классу. Это сернистые соединения металлов: пирит FeS_2 , галенит PbS , киноварь HgS , молибденит MoS . Они составляют не более 0,25 % массы земной коры и не являются породообразующими.

Галоиды. Этот класс включает хлористые, фтористые, бромистые и йодистые соединения - всего около 100 минералов, которые представляют собой соли галоидоводородных кислот. Доля их в земной коре незначительна. В недрах многих нефтегазоносных районов они образуют толщи огромной мощности (более 500 м).

Сульфаты. В этот класс входит около 260 минералов, представляющих собой соли серной кислоты. На их долю приходится 0,1 % массы земной коры. Некоторые из них (гипс $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$, ангидрит CaSO_4) являются породообразующими минералами и встречаются в виде мощных пластов.

Карбонаты. Минералы этого класса (около 80) составляют 1,7% массы земной коры. Наиболее распространены кальцит CaCO_3 и доломит $\text{CaCO}_3 \cdot \text{MgCO}_3$. Они относятся к породообразующим минералам и встречаются в природе большими массами (известняки, доломиты, мраморы).

Фосфаты. Эти минералы обычно рассматривают вместе с арсенатами и ванадатами (солями мышьяковой и ванадиевой кислот), объединяя их в один класс. В этом классе насчитывается около 350 минералов, которые составляют 0,7 % массы земной коры.

Окислы и гидроокислы. Число минералов в этом классе более 200. На их долю приходится 17 % массы земной коры. Наиболее часто встречающимся минералом этого класса является кварц SiO_2 .

Силикаты. К этому классу относится около 800 минералов, что составляет примерно 1/3 числа всех известных. На их долю приходится 75 % массы земной коры. Многие из них относятся к породообразующим минералам и входят в состав почти всех горных пород. Основой всех силикатов является кремнекислородный радикал-анион $[\text{SiO}_4]^{4-}$, он состоит из четырех ионов кислорода, расположенных в вершинах тетраэдра, и одного иона кремния в центре.

Помимо перечисленных выделяется еще несколько классов минералов: самородных элементов (золото, платина, серебро, медь, сера, графит, алмаз), органических соединений и др.

Классификация и главные типы осадочных горных пород

Все осадочные горные породы подразделяются на обломочные, глинистые, хемогенные, органогенные и смешанные.

Обломочные осадочные горные породы образуются за счет накопления продуктов механического разрушения ранее существовавших пород. *Глинистые* породы на 50 % и более состоят из глинистых минералов и тонкодисперсного материала (частиц размером $< 0,01$ мм) - пелита. Группу *хемогенных* составляют породы, образовавшиеся в результате выпадения веществ из истинных и коллоидных водных растворов. Осаждение их чаще всего происходит в лагунах, озерах. В группу *органогенных* выделяют продукты жизнедеятельности организмов, главным образом скелетные остатки морских, реже пресноводных беспозвоночных. *Смешанное* происхождение имеют осадочные породы, состоящие из обломочного и какого-либо другого материала (химического или органического происхождения).

Обломочные и глинистые породы. Эти породы наиболее распространены среди осадочных пород. По величине слагающих облом-

ков различаются грубообломочные, песчаные, алевритовые и пелитовые обломочные породы. Глинистые породы по происхождению занимают промежуточное положение между чисто химическими и обломочными породами. При классификации обломочных пород учитываются не только размер обломков, но и их форма (окатанные или неокатанные), а также наличие или отсутствие цементирующего материала (Таблица 1.1).

Грубые обломки накапливаются вблизи разрушающихся горных пород. По мере удаления встречаются среднеобломочные (песчаные), мелкообломочные (алевритовые) и тонкообломочные (пелитовые) породы. Из обломочных и глинистых пород в нефтегазоносных районах наиболее распространены песчаники, алевролиты и глины.

Песчаники представляют собой сцементированные пески. По минеральному составу они могут быть кварцевыми (зерна кварца составляют не менее 95 % массы породы), аркозовыми (преобладают зерна кварца и полевых шпатов) и полимиктовыми (зерна различных минералов).

В качестве цементирующего материала в песчаниках присутствуют соединения железа (железистый цемент), кремния (кремнистый цемент), кальция (известковистый цемент), а также глина (глинистый цемент). Цвет песчаников чаще всего желтоватый, серый. В зависимости от размеров зерен песчаники подразделяются на крупнозернистые (1-0,5 мм), среднезернистые (0,5-0,25 мм) и мелкозернистые (0,25-0,1 мм). Песчаный материал, из которого образуются пески и песчаники, может накапливаться в морских и озерных водоемах, в руслах рек и т.д. Алевролиты по минеральному составу чаще всего полимиктовые. Цвет серый. Цемент кремнистый, известковый, глинистый. Алевритовый обломочный материал, из которого образуются алевролиты, чаще всего накапливается на дне озерных и морских бассейнов, в зоне слабо подвижных вод, между областями накопления песчаных и глинистых толщ. По размеру зерен алевролиты подразделяются на крупнозернистые (0,1-0,05 мм), среднезернистые (0,05-0,025) и мелкозернистые (0,025-0,01). Глины состоят из частиц размером $< 0,01$ мм, причем свыше 30 % обычно составляют частицы размером $< 0,001$ мм. Цвет глин серый, пепельный, коричневый, черный. В их составе кроме обломочного материала (мельчайших зерен кварца, полевых шпатов, слюд и др.), образовавшегося в результате физического разрушения горных пород,

Таблица 1.1. Классификация обломочных пород

Группы обломочных пород	Наибольшие поперечные размеры обломков , мм	Рыхлые породы		Цементированные породы	
		Сложенные обломками			
		остроугольными и угловатыми	окатанными	остроугольными и угловатыми	окатанными
Грубообломочные	>100	Глыбы	Валуны	Брекчии	Конгломераты
	100-10	Щебень	Галечник		
	10-1	Дресва	Гравий		Гравелиты
Песчаные	1-0,1	Пески		Песчаники	
Алевритовые	0,1-0,01	Алевриты		Алевролиты	
Пелитовые	<0,01	Глины		Аргиллиты	

в большом количестве присутствуют так называемые глинистые минералы (каолинит, монтмориллонит, гидрослюды и др.).

Глинистые минералы - продукты химического разложения магматических пород основного состава в условиях, близких к атмосферным. Эти продукты разложения (выветривания) выносятся текучими водами, откладываются в морях, озерах и реках и затем превращаются в глинистые породы. Некоторые из них весьма плотные и твердые (аргиллиты) и не размокают в воде, другие же при смачивании водой становятся пластичными. Наибольшей пластичностью отличаются монтмориллонитовые глины, встречающиеся редко. Самые распространенные - гидрослюдистые глины.

Хемогенные породы. В эту группу пород включают известняки, доломиты, каменную соль, ангидриты, гипс и другие мономинеральные породы, состоящие из минерала того же названия, что и порода. Характерная их особенность - отсутствие органических остатков. Образуются они в результате выпадения солей из водных растворов. Известняки - горные породы, содержащие не менее 70 % CaCO_3 . Нередко в известняках присутствуют в виде примесей глинистые, алевроитовые и песчанистые частицы, гипс, доломит. Доломиты - мономинеральные породы, состоящие из минерала того же названия. Они имеют светлую окраску, массивную текстуру. Каменная соль нередко образует пласты большой мощности, характеризующиеся кристаллической структурой и плотной массивной текстурой. При повышенных давлениях становится пластичной. Породы имеют светлую окраску. Ангидриты встречаются в виде пластов зернистого строения, имеют светлую окраску и состоят из металла ангидрита. Иногда имеют волокнистое строение и обычно характеризуются массивной текстурой. Гипс имеет зернистое строение, массивную текстуру и светлую окраску; обычно содержит в виде примеси ангидрит, доломит, кальцит, обломочный материал.

Органогенные породы. Представлены известняками ракушечниками, писчим мелом, а также углями, асфальтом, горючими сланцами и др. Они образуются в результате накопления органических остатков после отмирания животных и растений. В одних породах эти остатки видны невооруженным глазом. Другие породы, например, писчий мел, сложены твердыми известковыми скелетами микроорганизмов. И, наконец, третьи (угли, асфальты и др.) представляют со-

бой горные породы, в которых наряду с минеральной составляющей имеются вещества органического происхождения.

Породы смешанного происхождения. Эта группа пород включает мергели, песчаные и глинистые известняки и др. Мергели представляют собой сильно известковистые глины. В них содержится от 50 до 70 % кальцита. Как правило, они светло-серого, почти белого цвета. Мергель образуется в морях и озерах. Песчаные известняки - это известняки с примесью песчаного материала. Цвет их чаще всего серый. Образуются они в водоемах, где накапливаются обломочный материал и осадки, представляющие собой либо соли, выпавшие из концентрированных растворов, либо органические остатки.

1.2. Структурные формы осадочной толщи земной коры, их графическое изображение

Слой. Элементы залегания слоя и его мощность

Осадочная толща земной коры состоит из различных слоев горных пород. Под слоем понимается геологическое тело, представленное в основном однородной горной породой и ограниченное более или менее ровными и параллельными поверхностями. По этим поверхностям слои соприкасаются друг с другом, образуя слоистые толщи. Слоистость, т.е. чередование слоев, — одно из самых характерных свойств осадочной оболочки. Горизонтальные слои являются первичной формой залегания осадочных горных пород; вследствие тектонических движений земной коры они могут быть наклонены, смяты в складки и разорваны, образуя при этом различные структурные формы.

Верхняя поверхность слоя называется *кровлей*, нижняя - *подошвой*. Каждый слой характеризуется мощностью. Различают истинную, вертикальную и горизонтальную мощности. Истинная мощность - кратчайшее расстояние между кровлей и подошвой, вертикальная мощность - расстояние между кровлей и подошвой, замеренное по вертикали, горизонтальная - по горизонтали.

О форме слоя можно судить, если известно положение в пространстве хотя бы одной из его граничных поверхностей. Положение поверхности слоя в пространстве определяется по замеру горным компасом направлений двух линий, лежащих на поверхности слоя, - линии прос-

тирания и линии падения, а также угла наклона линии падения к горизонту. Этот угол называется углом падения.

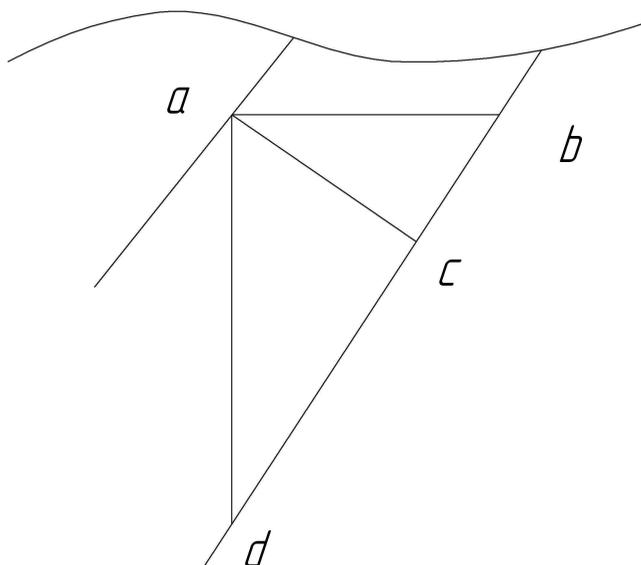


Рис. 1.2 . Истинная (ac), горизонтальная (ab) и вертикальная (ad) мощности слоя

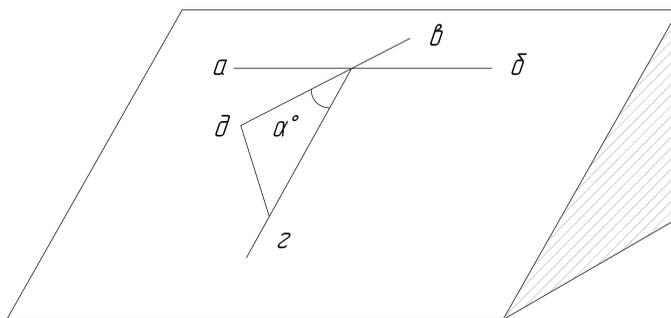


Рис. 1.3. Элементы залегания слоя. ab - линия простираия ; bc - линия падения; bd - проекция линии падения на горизонтальную плоскость; α — угол падения

Линия простира́ния - это линия пересечения кровли или подошвы пласта (слоя) с горизонтальной плоскостью. Линией падения называется линия, перпендикулярная к линии простира́ния и лежащая на пласте. Угол падения - вертикальный угол между линией падения и ее проекцией на горизонтальную плоскость. Азимут простира́ния (падения) называется горизонтальный угол между меридианом и линией простира́ния (падения).

Азимут падения, азимут простира́ния и угол падения составляют элементы залегания пласта (слоя), которые наносятся на специальные карты особыми знаками. По этим картам судят о структурной форме слоев.

Графическое изображение геологических тел. Карты и разрезы

Геологические карты - графическое изображение на топографической основе границ распространения на земной поверхности различных по возрасту и составу горных пород (рис. 1.4). Указанные границы представляют собой уменьшенные в масштабе проекции на горизонтальную плоскость линий пересечения поверхностей, разделяющих породы неодинакового возраста (и состава), с земной поверхностью. Такими границами могут быть поверхности, по которым горные породы разорваны и смещены друг относительно друга. Помимо геологических границ на картах обозначают элементы залегания и возраст пород. Разновозрастные породы показывают различными цветами или условными знаками.

Для более полного представления о геологическом строении района карты сопровождаются геологическими разрезами - изображениями в определенном масштабе вертикальных сечений земной коры от ее поверхности до определенной глубины. По геологическим разрезам можно судить о мощности и последовательности в залегании и образовании горных пород. Геологические разрезы, как правило, строятся, по сечениям вкрест простира́ния слоев, т.е. в направлении, перпендикулярном к линии простира́ния.

Для изображения форм геологических тел и положения их в пространстве широко применяются структурные карты, на которых с помощью линий одинаковых высот (изогипс) показывается характер залегания какой-либо геологической поверхности. Таковыми могут быть кровля или подошва выделяемых в разрезе стратиграфических

комплексов, поверхность интрузивного тела или какого-либо заметно (маркирующего) пласта. Наиболее широко распространены карты, составленные по кровле комплекса или пласта, включающего какие-либо полезные ископаемые (газ, нефть, уголь и др.). Структурные карты строят так же, как и топографические (рис. 1.5).

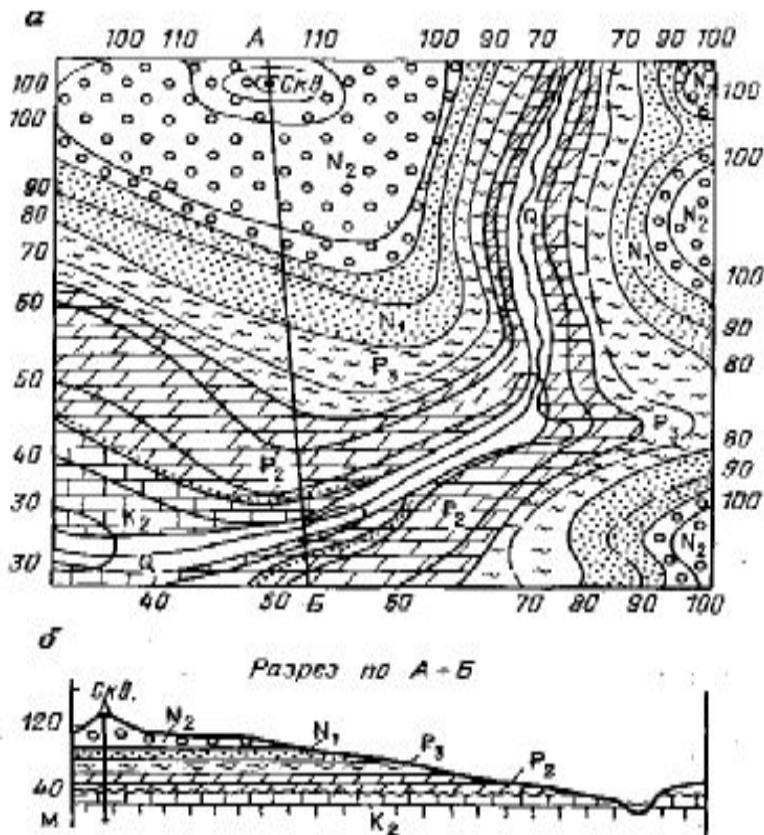


Рис. 1.4. Пример графического изображения геологического строения участка с горизонтальным залеганием пород.
а - геологическая карта; б - геологический разрез по линии А-Б;

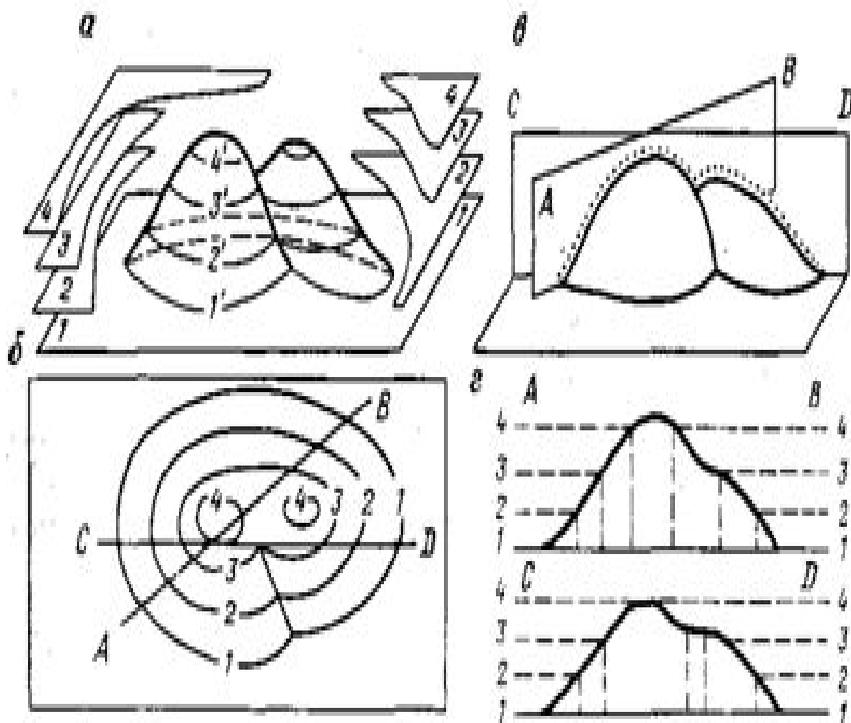


Рис. 1.5. Пример построения топографической карты и профиля.

а - земная поверхность с двумя вершинами, рассеченная четырьмя горизонтальными плоскостями 1, 2, 3, 4;

б - карта в горизонталях;

в - та же поверхность, рассеченная двумя вертикальными плоскостями AB и CD;

г - профили по сечениям AB и CD

Всякое отклонение слоев от первоначального горизонтального залегания называется *дислокацией* (нарушением). Дислокации бывают без разрыва сплошности слоев - *пликативные* и с разрывом - *дизъюнктивные*.

ГЛАВА 2

ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА

2.1. Понятие о каустобиолитах. Состав и свойства нефтей и природных газов

Каустобиолиты

Нефть и газ, угли и горючие сланцы, а также другие природные органические соединения составляют особую группу минеральных образований земной коры. Их называют горючими ископаемыми, или каустобиолитами (от греч. "каусто" - горючий, "биос" - жизнь, "литос" - камень). Возникли они в результате преобразований органического вещества, первоисточником которого являлись остатки живых организмов. Общая направленность этих преобразований, начинающихся на земной поверхности (или на дне водоемов) и продолжающихся по мере накопления отмерших организмов и их погружения в недра земной коры, состоит в постепенном обогащении органического вещества углеродом.

Все горючие полезные ископаемые подразделяются на два больших ряда: угольный и нефтяной. Нефти характеризуются весьма незначительным колебанием содержаний углерода (83-87 %), водорода (12-14 %) и кислорода (от десятых долей процента до 1,5 %), в то время как в каустобиолитах угольного ряда диапазон их изменения значительно больше. Нефть и газ подвижные вещества, тогда как угли образуют твердые тела (угольные пласты). Изучение геологии нефти и газа принято начинать с рассмотрения их химического состава и физических свойств.

Нефть

Нефть - это жидкое полезное ископаемое, состоящее в основном из углеводородных соединений. По внешнему виду это маслянистая, чаще всего черного цвета жидкость, флюоресцирующая на свету.

Химический состав. По химическому составу нефти из различных залежей отличаются друг от друга, поэтому практическое зна-

чение их неравнозначно. Изучение состава нефти очень важно также для решения вопросов ее геологической истории (происхождения, образования скоплений и т.д.).

Элементный состав нефти характеризуется обязательным наличием пяти химических элементов - углерода, водорода, кислорода, серы и азота при резком количественном преобладании первых двух - свыше 90 %. Максимальное содержание остальных трех элементов может в сумме достигать 5-8 % (главным образом за счет серы), но обычно оно намного меньше.

Всего из нефти выделено и идентифицировано более 500 индивидуальных химических соединений - углеводородных и гетероорганических. Углеводородные соединения подразделяются на парафиновые (метановые, или алканы), нафтеновые (полиметиленовые, или цикланы), ароматические (арены) и смешанные.

Парафиновые углеводороды C_nH_{2n+2} делятся на нормальные и разветвленные. К нафтенам относят углеводороды C_nH_{2n} (мононафтены), C_nH_{2n-2} и C_nH_{2n-4} (полинафтены). Ароматические углеводороды также делятся на моноарены (бензол и его гомологи C_nH_{2n-6}) и полиарены (C_nH_{2n-12} , C_nH_{2n-18} , C_nH_{2n-24}). В молекулах смешанных углеводородов имеются различные структурные элементы: ароматические кольца, парафиновые цепи, пяти- и шестичленные нафтеновые циклы.

Гетероорганические соединения могут составлять 10-20 % сырой нефти. В их состав кроме углерода и водорода входят главным образом кислород, сера и азот. В золе нефтей обнаружены никель, ванадий, натрий, серебро, кальций, алюминий, медь и др. По-видимому, указанные элементы были в составе некоторых органических соединений. Количество золы, образующейся при сжигании нефтей, невелико - обычно сотые доли процента.

Физические свойства. Измерение физических параметров нефтей позволяет определить их товарные качества. Некоторые параметры (плотность, вязкость и др.) используются при расчете и проектировании разработки местоскоплений, нефтепроводов, транспортирования нефти и т.д. В геологии из физических параметров наибольшее значение имеют плотность, вязкость, оптические свойства нефтей и некоторые другие. Многие вопросы геологической истории решаются с привлечением данных об изменении физических параметров нефтей

с глубиной по разрезу местоскоплений и по площади нефтегазоносных районов.

Плотность нефти определяется ее массой в единице объема. Единица плотности в СИ - кг/м³. На практике пользуются относительной плотностью, которая представляет собой отношение плотности нефти при температуре 20 °С к плотности воды при 4 °С. Относительная плотность нефтей P_4^{20} чаще всего колеблется в пределах 0,82-0,92. Нефти с преобладанием метановых углеводородов легче нефтей, обогащенных ароматическими углеводородами. Плотность смолистых веществ нефти выше 1, поэтому чем больше их в нефти, тем выше ее плотность.

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

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

Температура кипения углеводородов зависит от их строения. Чем больше атомов углерода входит в состав молекулы, тем выше температура кипения. У нафтеновых и ароматических углеводородов, у которых атомы углерода соединены в циклы (кольца), температура кипения выше, чем у метановых при одинаковом количестве атомов углерода. Природная нефть содержит компоненты, выкипающие в широком интервале температур -от 30 до 600 °С. Из нефтей путем разгонки получают большое количество товарной продукции. На первой стадии перегонки (при атмосферном давлении) получают дистиллятные фракции, выкипающие при температуре до 350 °С (бензиновый дистиллят - до 180 °С, керосиновый - до 150-200 °С, дизельный - до 250-350 °С), и остаток - мазут, выкипающий при температуре выше 350 °С. Мазут поступает на вторую стадию перегонки (в вакууме), из него получают масляные дистилляты (соляровый, веретенный, машинный, цилиндровый).

Температура застывания и плавления различных нефтей неодинаковая. Обычно нефти в природе встречаются в жидком состоянии, однако некоторые из них загустевают при незначительном охлаждении. Температура застывания нефти зависит от ее состава.

Чем больше в ней твердых парафинов, тем выше температура ее застывания. Смолистые вещества оказывают противоположное влияние - с повышением их содержания температура застывания понижается. Например, грозненская парафиновая нефть застывает при температуре $-11\text{ }^{\circ}\text{C}$, а грозненская беспарафиновая - при температуре ниже $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Вязкость - свойство жидкости (газа) оказывать сопротивление перемещению ее частиц при движении. Вязкостью определяются масштабы перемещения нефти и газа в природных условиях, ее необходимо учитывать в расчетах, связанных с добычей этих полезных ископаемых. Различают динамическую (абсолютную) вязкость нефти, кинематическую и относительную. Динамическая вязкость выражается величиной сопротивления в $\text{Па}\cdot\text{с}$ взаимному перемещению двух слоев жидкости с поверхностью 1 м^2 , отстоящих друг от друга на расстоянии 1 м , при относительной скорости перемещения 1 м/с под действием приложенной силы в 1 Н . По динамической вязкости расчетным путем определяют значения рациональных дебитов скважин. Кинематическая вязкость представляет собой отношение динамической вязкости данной жидкости к ее плотности при той же температуре. Единица кинематической вязкости в СИ - $\text{м}^2/\text{с}$. Данные о кинематической вязкости используются в технологических расчетах.

Относительная вязкость выражается отношением абсолютной вязкости нефга к вязкости воды. Относительную вязкость определяют с помощью вискозиметров. В основе методики лежит измерение времени истечения определенного объема испытуемой жидкости через калиброванный патрубок. Из различных углеводородов, составляющих нефть, наименьшей вязкостью обладают парафиновые, наибольшей - нафтеновые.

Поверхностное натяжение определяется работой, которую нужно произвести, чтобы увеличить свободную поверхность жидкости на 1 см^2 , не меняя ее температуры. Выражается в СИ в Дж/м^2 . Поверхностное натяжение является результатом действия молекулярных сил, которые у разных веществ неодинаковы. Силы сцепления молекул жидкости с молекулами твердого тела могут быть больше, чем силы сцепления между молекулами жидкости. Молекулярные силы сцепления между водой и породой больше, чем между нефтью и породой. Это может привести к вытеснению нефти водой из мелких пустот породы в более крупные, т.е. к миграции

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

Оптические свойства нефтей также неодинаковы. Одной из качественных характеристик нефти является цвет. В зависимости от ее состава он меняется от черного, темно-коричневого до красноватого, желтого и светло-желтого. Углеводороды нефти бесцветны, цвет же ее обусловлен в основном содержанием в ней смолисто-асфальтеновых соединений - чем их больше, тем темнее нефть.

Электрические свойства играют особую роль. Нефти не проводят электрический ток, поэтому для обнаружения в разрезах скважин нефтеносных пластов используют электрические методы.

Теплота сгорания нефтей исключительно высокая. Для сравнения приведем данные о теплоте сгорания угля, нефти и газа, Дж/кг: каменный уголь 33600; нефть 43250-45500; природный газ (сухой) 37700-56600.

Существуют различные классификации нефтей: химическая, геохимическая, товарная и технологическая.

Химическая классификация предусматривает выделение классов нефтей по преобладанию в них той или иной группы углеводородов. Согласно этой классификации выделяют метановые, нафтеновые и ароматические нефти, а также переходные (метано-нафтеновые, нафтенно-метановые и др.).

Геохимическая классификация учитывает не только химический состав нефтей, но и геологический возраст отложений, из которых получена нефть, глубину залегания этих отложений и другие признаки.

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

Газ

Углеводородные газы, генерируемые в осадочной оболочке земной коры, могут находиться в различных состояниях: свободном, растворенном и твердом. В свободном состоянии они образуют газовые скопления промышленного значения. Углеводородные газы хорошо растворимы в подземных водах и нефтях. При определенных условиях

они вступают в соединение с водой или переходят в твердое состояние (газо гидраты).

Химический состав. Газы газовых скоплений представлены в основном метаном (до 98,8 %) с примесью его гомологов, а также неуглеводородных компонентов: углекислого газа, азота и сероводорода. Ввиду резкого преобладания метана и небольшого (до 0,2 %) количества жидких его гомологов эти газы относят к так называемым сухим газам.

Газы, растворенные в нефтях, называются попутными нефтяными газами. Нефтяные попутные газы резко отличаются от сухих значительным содержанием этана, пропана, бутана и высших углеводородов (в сумме до 50 %), поэтому они получили название жирных или богатых газов.

В составе газов, растворенных в подземных водах, основное место занимают метан, азот и углекислый газ.

Данные по химическому составу газа используются не только при проектировании комплексной разработки газового местоскопления. Изучение химического состава газов, в том числе растворенных в подземных водах, проводится также с целью решения некоторых геологических задач, связанных с прогнозированием нефтегазоносности.

Физические свойства. Химический состав природного газа определяет его физические свойства. Основными параметрами, характеризующими физические свойства газов, являются плотность, вязкость, критические давление и температура, диффузия, растворимость и др.

Плотность газа — масса 1 м³ газа при температуре 0 °С и давлении 0,1 МПа. Единица плотности в СИ - кг/м³: Метан - 0,7166; этан - 1,3561; пропан - 2,0193; бутан - 2,6720; пентан - 3,2159; воздух - 1,2928. На практике часто пользуются относительной плотностью газа (по отношению к воздуху).

Вязкость газов очень мала и не превышает $1 \cdot 10^{-5}$ Па*с. С повышением давления она увеличивается.

Для каждого газа существует температура, выше которой он не переходит в жидкое состояние, как бы велико ни было давление. Эта температура называется *критической*. Для метана критическая температура равна -82,1 °С. В недрах земной коры уже на небольшой глубине температура выше 0 °С, поэтому в земной коре метан не может быть в жидком состоянии. Гомологи метана (этан, пропан) в усло-

виях земной коры могут находиться в жидком состоянии при давлении выше *критического*, т.е. давлении, ниже которого, как бы ни была низка температура, газ не переходит в жидкое состояние.

Диффузия — явление взаимного проникновения одного вещества в другое (при их соприкосновении), обусловленное движением молекул. Диффузия газов в осадочных толщах в естественных условиях осуществляется преимущественно через водонасыщенные поры и трещины пород. Вызывается она в основном разностью концентраций газа в смежных частях горных пород и протекает в направлении от большей концентрации к меньшей. Коэффициенты диффузии D зависят от состава диффундирующего газа, от свойств среды, через которую происходит диффузия, и от термодинамических условий (коэффициенты диффузии увеличиваются с ростом температуры). Явление диффузии газов играет существенную роль в процессах формирования и разрушения залежей газа.

Растворимость газов при небольших давлениях (приблизительно до 5 МПа) подчиняется закону Генри, согласно которому количество растворенного газа прямо пропорционально давлению и коэффициенту растворимости. Коэффициенты растворимости газа в воде зависят от температуры и минерализации воды. Зависимость растворимости от температуры при невысоких температурах - примерно до 90°C - обратная, при более высоких температурах прямая. Растворимость углеводородных газов в нефти примерно в 10 раз больше, чем в воде. Жирный газ лучше растворяется в нефти, чем сухой; более легкая нефть растворяет больше газа, чем тяжелая.

При добыче нефти из скважин вместе с нефтью поступает попутный газ - до 500 м³/ м³. Максимальный газовый фактор пластовых вод редко превышает 10 м³/м³. Считается рентабельной добыча газа из пластовых вод при газовом факторе 5 м³/м³. При уменьшении давления и повышении температуры из газонефтяного раствора выделяется газ: сначала наиболее трудно растворимые углеводороды (СН₄), а по мере уменьшения давления - последовательно более тяжелые углеводороды (С₂Н₆, С₃Н₈ и т.д.). Давление, при котором начинает выделяться газ, называется *давлением насыщения*. Газ, растворяясь в нефти, увеличивает ее объем и уменьшает плотность, вязкость и поверхностное натяжение.

2.2. Породы, содержащие нефть и природные газы. Природные резервуары и ловушки

Породы-коллекторы и породы- флюидоупоры (покрышки)

Породы-коллекторы. Горные породы, обладающие способностью вмещать нефть, газ и воду и отдавать их при разработке, называются *коллекторами*. Абсолютное большинство пород-коллекторов имеют осадочное происхождение. Коллекторами нефти и газа являются как терригенные (пески, алевриты, песчаники, алевролиты и некоторые глинистые породы), так и карбонатные (известняки, мел, доломиты) породы.

Из определения пород-коллекторов следует, что они должны обладать емкостью, т.е. системой пустот - пор (рис.2.1), трещин и каверн. Однако далеко не все породы, обладающие емкостью, являются проницаемыми для нефти и газа, т.е. коллекторами. Поэтому при изучении коллекторских свойств горных пород определяют не только их пустотность, но и проницаемость. Проницаемость горных пород зависит от поперечных (к направлению движения флюидов) размеров пустот в породе.

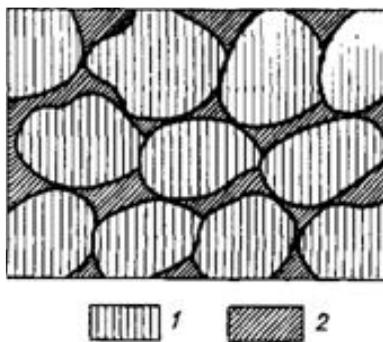


Рис. 2.1. Поровое пространство в горной породе.
1 - минеральные зерна; 2 - поровое пространство породы, занятое жидкостью или газом.

Все коллекторы по характеру пустот подразделяют на три типа: гранулярные или поровые (только обломочные горные породы), тре-

щинные (любые горные породы) и каверновые (только карбонатные породы). Емкость порового коллектора называется пористостью. Для характеристики пористости употребляется коэффициент, который показывает, какую часть от общего объема породы составляют поры.

По размерам все поры делятся на сверхкапиллярные (>508 мкм), капиллярные ($508-0,2$ мкм) и субкапиллярные ($<0,2$ мкм).

В сверхкапиллярных порах движение воды подчинено законам гидравлики. Вода, нефть и газ в них свободно перемещаются под действием гравитационных сил. В капиллярных порах движение жидкости затруднено вследствие проявления сил молекулярного сцепления. Субкапиллярные поры характерны для глинистых пород, которые являются водо-нефтегазопорными. Фильтрация воды по таким породам невозможна. Движение нефти в пласте осуществляется лишь по сообщающимся поровым каналам размером $> 0,2$ мкм.

Различают общую, открытую и эффективную пористость. Общая (полная, абсолютная) пористость - это объем всех пор в породе. Соответственно коэффициент общей пористости представляет собой отношение объема всех пор к объему образца породы.

При промышленной оценке залежей нефти и газа принимается во внимание открытая пористость - объем только тех пор, которые связаны, сообщаются между собой. Она характеризуется коэффициентом открытой пористости отношением суммарного объема открытых пор к объему образца породы. В нефтяной геологии наряду с понятиями общей и открытой пористости существует понятие эффективной пористости, которая определяется наличием таких пор, из которых нефть может быть извлечена при разработке. Неэффективными считаются субкапиллярные и изолированные поры. Коэффициент эффективной пористости нефтесодержащей породы, равен отношению объема пор через которые возможно движение нефти, воды или газа при определенных температуре и градиентах давления, к объему образца породы. Коэффициент пористости обломочных пород в идеальном случае не зависит от размеров зерен, а определяется их укладкой и однородностью по размеру. При расположении шаров по вершинам куба пористость составляет 47,64%, а по вершинам тетраэдра - 25,95%, независимо от размера шаров.

Проницаемость - важнейший показатель коллектора, характеризующий свойство породы пропускать жидкость и газ. За единицу проницаемости (1 мкм^2) принимается проницаемость такой породы, при

фильтрации через образец которой площадью 1 м^2 и длиной 1 м при перепаде давления $0,1 \text{ МПа}$ расход жидкости вязкостью $1 \text{ мПа} \cdot \text{с}$ составляет $1 \text{ м}^3/\text{с}$. Проницаемость нефтеносных песчаников изменяется в широком диапазоне - от $0,05$ до 3 мкм^2 , трещиноватых известняков - от $0,005$ до $0,02 \text{ мкм}^2$. Она зависит от размера и конфигурации пор (величины зерен), от плотности укладки и взаимного расположения частиц, от трещиноватости пород.

Коллекторские свойства нефтегазоносных пластов очень часто резко изменяются на незначительных расстояниях в одном и том же пласте. Даже в пределах небольшого образца породы размеры пор сильно различаются. Характер строения и размер пор оказывают большое влияние на движение жидкостей и газа в нефтяном пласте и на величину коэффициента извлечения нефти из недр. Практически по субкапиллярным порам жидкость не перемещается. В таких порах межмолекулярное притяжение настолько велико, что для перемещения жидкости требуется чрезмерно высокий перепад давления, отсутствующий в пластовых условиях. Благодаря межмолекулярному притяжению поверхность минеральных частиц обволакивается слоем крепко связанной воды. Эта вода почти полностью закрывает просветы субкапиллярных поровых каналов. Породы с такими порами характеризуются проницаемостью менее $0,001 \text{ мкм}^2$ и не имеют практического значения.

При разработке месторождений применяют методы искусственного увеличения пористости и проницаемости путем гидроразрыва пласта и воздействия на него соляной кислотой, что приводит к разрушению перегородок между порами и расширению трещин.

Изучение коллекторских свойств пластов проводится по образцам керн, материалам промыслово-геофизических исследований и по данным испытания скважин на приток.

Породы-флюидоупоры (покрышки). Сохранение скоплений нефти и газа в породах-коллекторах невозможно, если они не будут перекрыты непроницаемыми для флюидов (нефти, газа и воды) породами. Перекрывающие нефтяные и газовые залежи плохо проницаемые породы называют покрышками. Роль пород-нефтегазодоупоров выполняют глины, соли, гипсы, ангидриты и некоторые разновидности карбонатных пород.

Породы покрышки различаются по характеру распространения, мощности, наличию или отсутствию нарушений сплошности,

однородности сложения, плотности, проницаемости, минеральному составу.

Различают региональные, субрегиональные, зональные и локальные покрывки. Наличие трещиноватости в породах-флюидоупорах снижает их экранирующие свойства. Например, в зонах региональных разломов первоначальные пластичные свойства глин и солей утрачиваются, они становятся хрупкими, с раскрытыми трещинами и могут пропускать флюиды.

Важную роль в экранирующих свойствах покрывок играет степень их однородности: присутствие прослоев песчаников и алевролитов ухудшает их качество.

Наиболее широко распространены глинистые покрывки. Глины характеризуются пластичностью, зависящей от степени дисперсности слагающих, их минеральных частиц, химического состава и способности к ионному обмену этих частиц. Известно, например, что монтмориллонитовые глины обладают лучшими экранирующими свойствами по сравнению с каолинитовыми.

Надежным экраном является каменная соль, которая благодаря своей пластичности деформируется без нарушения сплошности.

Вместе с тем абсолютно непроницаемых для нефти и газа покрывок в природе не существует. В.П. Савченко на основе экспериментальных работ установил, что глинистая покрывка удерживает только такую залежь, избыточное давление в которой меньше перепада давлений, обуславливающего начало фильтрации флюидов сквозь эту покрывку. Чем больше мощность покрывки, тем выше ее изолирующие качества и способность удерживать залежи с большими высотами. На больших глубинах вследствие потери воды глинистые породы превращаются в хрупкие тела и могут стать породами-коллекторами.

Природные резервуары. Ловушки

В земной коре вместилищем для нефти, газа и воды служат породы-коллекторы, заключенные в плохо проницаемые породы. Природными резервуарами - естественные вместилища для нефти, газа и воды, внутри которых эти флюиды могут циркулировать и форма которых обусловлена соотношением коллектора с вмещающими его (коллектор) плохо проницаемыми породами.

Выделяются три основных типа природных резервуаров: пластовые, массивные и литологически ограниченные со всех сторон.

Пластовые резервуары представлены породами-коллекторами, значительно распространенными по площади (сотни и тысячи квадратных километров), характеризующимися небольшой мощностью (от долей метров до десятков метров). Они могут быть сложены как карбонатными, так и терригенными образованиями часто со держат отдельные линзовидные прослойки непроницаемых пород в толще основного горизонта, что делает их неоднородными по строению как в вертикальном направлении, так и в горизонтальном.

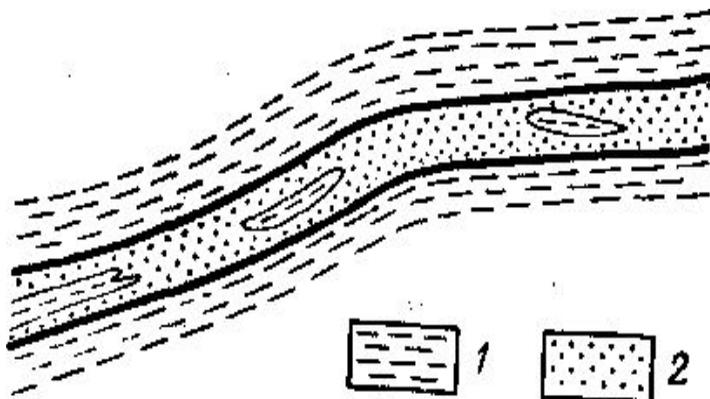


Рис. 2.2. Пластовый природный резервуар с включением линзовидных тел глинистых пород. 1 — глины; 2 — песчаники

Массивные природные резервуары представляют собой мощную (несколько сот метров) толщу пластов-коллекторов различного или одинакового литологического состава. Они бывают сложены терригенными и карбонатными породами. В толще пластов-коллекторов могут быть непроницаемые прослои, однако все пласты проницаемых пород сообщаются, представляя единый природный резервуар. Часто возраст пластов, слагающих массивный природный резервуар, бывает различным. Частным случаем массивного природного резервуара являются ископаемые рифы, представляющие собой захороненные под мощной толщей молодых отложений рифовые постройки.

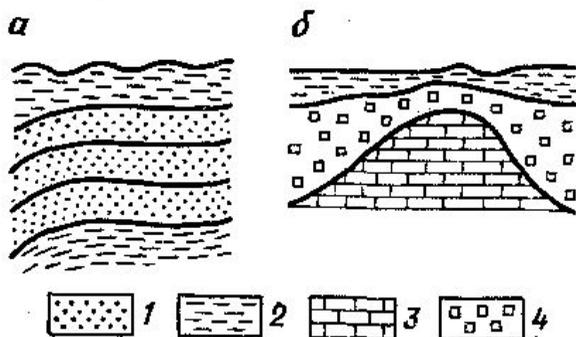


Рис. 2.3. Массивные природные резервуары, связанные с толщей пластов - песчаников (а) и с рифом (б).

1 — песчаники; 2 — глины; 3 - известняки; 4 - соль

Природные резервуары, литологически ограниченные, практически со всех сторон окружены непроницаемыми породами. Примером такого природного резервуара может служить линза песков в толще глинистых пород.

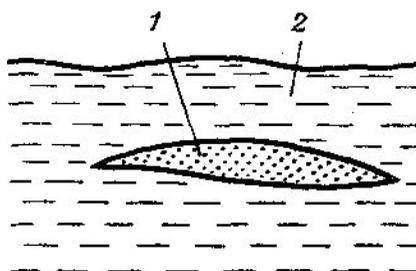


Рис. 2.4. Природный резервуар, литологически ограниченный.

Линза песков (1) в толще глин (2).

Как правило, большая часть природного резервуара заполнена водой. Нефть и газ, оказавшись в свободном состоянии в природном резервуаре, заполненном водой, стремятся занять в нем самое высшее положение. Они перемещаются вверх, отесняя воду (вследствие гравитационного эффекта), до тех пор, пока не достигнут кровли пласта-коллектора (подошвы пласта-флюидоупора). Дальнейшее их продвижение по пласту-коллектору происходит только в том случае, если

кровля пласта наклонена к горизонту. Тогда нефть и газ перемещаются преимущественно вверх по наклонному пласту-коллектору вблизи его кровли. Если на их пути встречается препятствие, то в этой части природного резервуара, перед препятствием, образуется скопление нефти и газа.

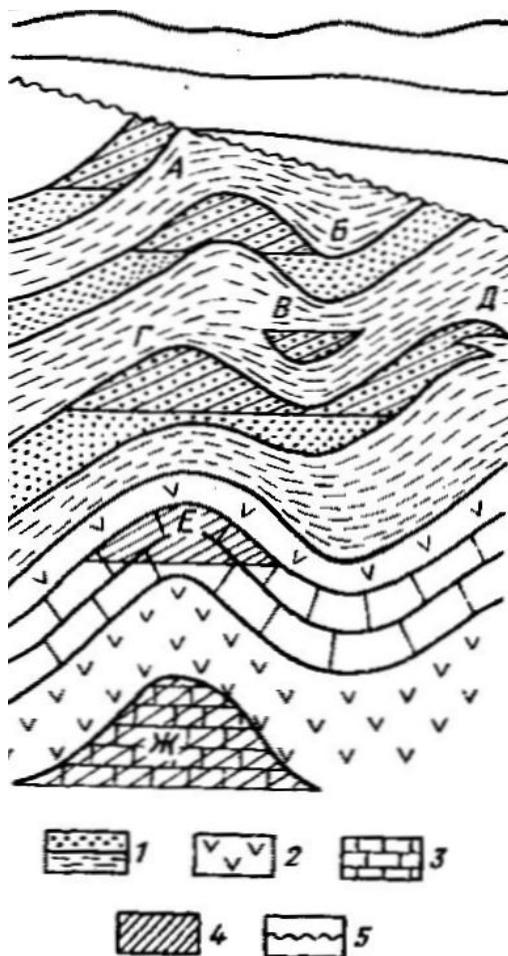


Рис. 2.5. Ловушки нефти и газа в пластовых (А, Б, Г), массивных (Е, Ж) и литологических (В, Д) природных резервуарах.

Породы: 1 - терригенные; 2 - хемогенные; 3 - карбонатные;
4 - ловушки; 5 - поверхность стратиграфического несогласия

Примеры ловушек в пластовом, массивном и литологическом природных резервуарах показаны на рисунке 2.5. В пластовых и массивных резервуарах ловушками для нефти и газа являются сводовые изгибы пласта (пластов) (*Б, Г, Е*) или верхние части рифовых массивов, имеющие, как правило, сводообразную форму (*Ж*). Литологически замкнутый природный резервуар сам является ловушкой для нефти и газа (*В*).

По происхождению различают следующие ловушки:

структурные — образованные в результате изгиба слоев (*Б, Г, Е*) и (или) разрыва их сплошности;

стратиграфические (*А*) - сформированные в результате эрозии пластов-коллекторов во время перерыва в накоплении осадков и перекрытия их затем непроницаемыми породами.

литологические - образованные в результате литологического замещения пористых проницаемых пород непроницаемыми (*В, Д*).

рифогенные - сформированные в результате отмирания организмов-рифостроителей, накопления их скелетных остатков в форме рифового тела (*Ж*) и последующего его перекрытия непроницаемыми породами.

Около 80 % залежей в мире связано с ловушками структурного класса, на долю ловушек иного происхождения приходится немного более 20 %.

2.3. Залежи нефти и газа

Локальные и региональные скопления нефти и газа

Скопления нефти и газа подразделяются на две категории: локальные и региональные. В категорию локальных скоплений им включаются залежи и местоскопления.

Залежь нефти и газа представляет собой естественное локальное (единичное) скопление нефти и газа в ловушке. Залежь образуется в той части резервуара, в которой устанавливается равновесие между силами, заставляющими нефть и газ перемещаться в природном резервуаре, и силами, которые препятствуют этому.

Местоскопление нефти и газа - это совокупность залежей нефти и газа, приуроченных к одной или нескольким естественным

ловушкам в недрах одной и той же ограниченной по размерам площади, контролируемой единым структурным элементом (рис. 2.6).

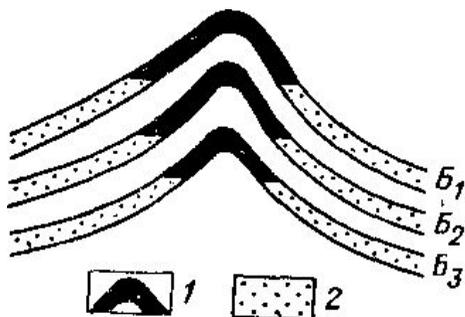


Рис. 2.6. Разрез местоскопления.

1 - нефтяные залежи в пластах Б1, Б2, Б3;

2 - пласт-коллектор за пределами нефтяной залежи, насыщенный водой

В категорию региональных скоплений углеводородов включаются зоны нефтегазонакопления, нефтегазонасыщенные области и провинции.

Элементы залежи

Газ, нефть и вода располагаются в ловушке в соответствии с их плотностью. Газ, как наиболее легкий, находится в кровельной части природного резервуара под покрывкой. Ниже поровое пространство заполняется нефтью, а еще ниже - водой. На рисунке 2.7. приведены принципиальные схемы залежи нефти с газовой шапкой.

Поверхности контактов газа и нефти, воды и нефти называются поверхностями (соответственно) газонефтяного (ГНК) и водонефтяного (ВНК) контактов. Линия пересечения поверхности ВНК (ГНК) с кровлей продуктивного пласта называется внешним контуром нефтеносности (газонасыщенности). Если поверхность контакта горизонтальная, то контур нефтеносности (газонасыщенности) в плане параллелен изогипсам кровли пласта. При наклонном положении поверхности ВНК (ГНК) контур нефтеносности (газонасыщенности) на структурной карте будет пересекать изогипсы кровли пласта, смещаясь в сторону наклона поверхности раздела (рис. 2.8).

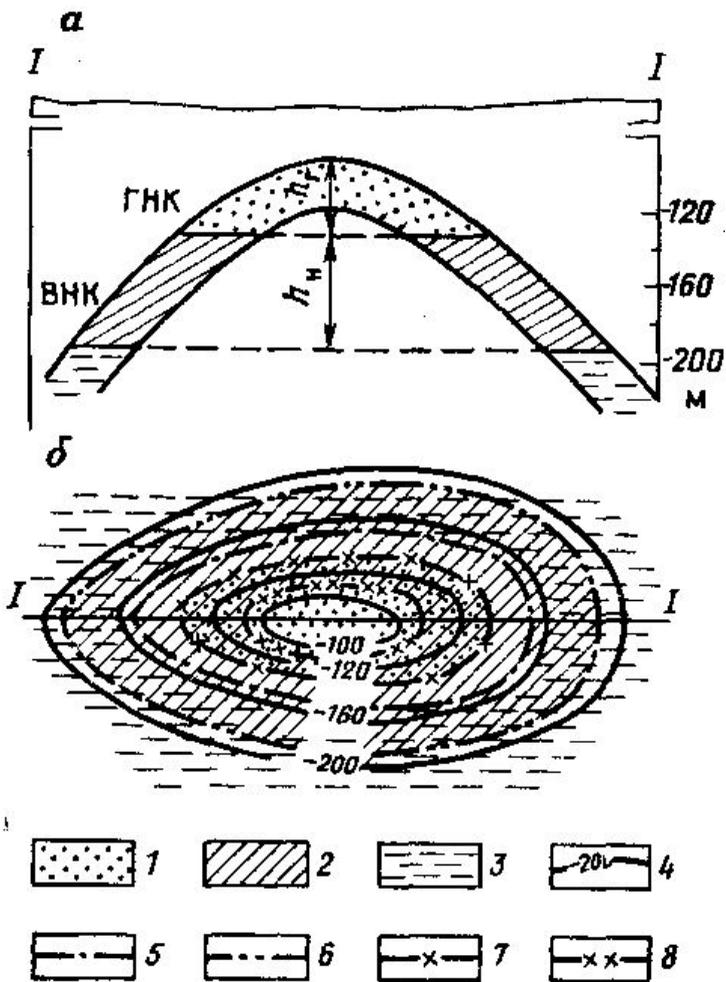


Рис. 2.7. Принципиальная схема сводовой залежи.

а - геологический разрез; б - структурная карта.
 1 - газовая шапка; 2 - нефтяная часть залежи; 3 - водоносная часть пласта; 4 — изогипсы по кровле пласта, м;
 контуры нефтеносности: 5 - внутренний; 6 - внешний;
 контуры газоносности: 7 - внешний; 8 - внутренний;
 h_2 - высота газовой шапки; h_H - высота нефтяной части залежи; $L_2 + L_H = h$ - высота залежи

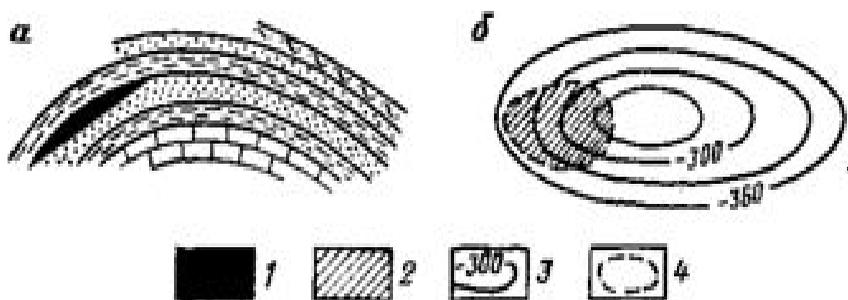


Рис. 2.8. Принципиальная схема нефтяной залежи с наклонным водонефтяным контактом.

a — геологический разрез; *б* — структурная карта.
 1, 2 — нефть соответственно на разрезе и на карте;
 3 — изогипсы, м; 4 — внешний контур нефтеносности.

Линия пересечения поверхности водонефтяного (газонефтяного) раздела с подошвой пласта называется внутренним контуром нефтеносности (газонасности).

Если в ловушке количество нефти и газа недостаточное для заполнения всей мощности пласта, то внутренние контуры газонасности и нефтеносности будут отсутствовать. У залежей в массивных резервуарах внутренние контуры отсутствуют.

Длина, ширина и площадь залежи определяются по ее проекции на горизонтальную плоскость внутри внешнего контура нефтеносности (газонасности). Высотой залежи (высота нефтяной части залежи плюс высота газовой шапки) называется вертикальное расстояние от подошвы до ее наивысшей точки.

2.4. Происхождение нефти и газа

На протяжении уже более века проблема генезиса (происхождения) нефти является объектом незатухающих споров крупнейших ученых и практиков.

Существуют два принципиально различных подхода к решению этой проблемы: одна концепция исходит из того, что исходным

материалом для образования промышленных скоплений углеводородов является органическое (биогенное) вещество биосферы, другая предполагает неорганическое (абиогенное) их происхождение. Признание той или иной концепции определяет различные направления, территории и глубины поисковых работ, разные методы и конечные оценки мировых и региональных потенциальных ресурсов углеводородов и т.д. Многие вопросы генезиса нефти и газа до сих пор окончательно не решены.

Вместе с тем геологический материал, накопленный за всю историю промышленного освоения углеводородных ресурсов, а также широкий спектр геохимических лабораторных служат убедительным доказательством биогенного происхождения нефти и углеводородных газов.

Биогенная (органическая) теория образования нефти и газа

Начало целенаправленной разработки идеи об органическом происхождении нефти было положено более двухсот лет назад М.В. Ломоносовым, предложившим гипотезу об образовании нефти в результате подземной перегонки содержащегося в породах органического вещества (уголь, торф).

В зависимости от условий, в которых накапливается органическое вещество - в основном остатки простейших животных и растительных организмов, происходит его преобразование в сторону формирования ископаемых углей, нефти или газа.

Современное представление о биогенной теории происхождения нефти и газа сводится к следующему:

Углеводороды органического вещества, накапливающегося в осадках в диффузно-рассеянном состоянии, и само органическое вещество испытывают на первой стадии действие главным образом биохимических процессов и микроорганизмов. По мере погружения осадков, с усилением действия внутренней химической энергии органических веществ и все возрастающего теплового потока земных недр процесс генерации углеводородов активизируется и они эмигрируют из нефте-продуцирующих толщ в коллекторы (вторая стадия). Под влиянием различных внутренних и внешних источников энергии углеводороды в свободном или растворенном состоянии мигрируют по коллекторам или по трещинам (третья стадия), заполняя

ловушки и образуя залежи (четвертая стадия). В зависимости от характера проявления дальнейших тектонических движений и других геологических процессов эти залежи консервируются (пятая стадия) или разрушаются (шестая стадия), рассеиваясь в литосфере или атмосфере. Так завершается полный цикл естественно-исторического процесса генерации, аккумуляции и разрушения скоплений углеводородов, который является частью жизненного цикла углерода В.И. Вернадского.

Абиогенная (неорганическая) теория происхождения нефти и газа

Гипотезы неорганического происхождения нефти и газа появились в начале XIX в.

Д.И. Менделеев сформулировал ставшую широко известной "карбидную гипотезу". Согласно этой гипотезе по трещинам в земной коре в глубинные недра проникает атмосферная вода, которая вступает в реакцию с карбидом железа и, взаимодействуя с углеродом, образует предельные и непредельные углеводороды. Эти углеводороды также по трещинам, развитым вдоль горных сооружений, поднимаются в осадочную толщу и скапливаются в виде залежей нефти.

Иное направление представлений о неорганическом происхождении нефти и газа развивалось В.Д. Соколовым, который на основании установленного им присутствия углеводородных газов и углерода в хвостах комет и водорода в космическом пространстве высказал идею о формировании углеводородов в глубинных недрах Земли еще во время ее образования.

По мнению П.Н. Кропоткина, углеводороды поступают в осадочную толщу литосферы в результате дегазации мантии.

В лабораторных условиях сейчас получают углеводороды синтезом как неорганических, так и органических соединений. То же происходит в природных условиях. Теория биогенного происхождения нефти и газа многие десятилетия служит *научной основой* поисково-разведочных работ. Отдельные ее положения, в частности о внешних и внутренних источниках образования углеводородов, о формировании и разрушении залежей, используются при развитии научных основ разработки нефтяных и газовых местоскоплений.

2.5. Миграция нефти и газа и формирование их залежей

Основные понятия о миграции

Под миграцией нефти или газа понимается перемещение их в осадочной оболочке. Пути миграции служат поры и трещины в горных породах, а также поверхности наслоений, разрывных нарушений и стратиграфических несогласий, по которым нефть и газ не только мигрируют в земной коре, но и могут выходить на поверхность.

Миграция может происходить в теле одной и той же толщи или пласта, но возможно перемещение углеводородов и из одного пласта (толщи) в другой. С этой точки зрения различают *внутрипластовую* и *межпластовую* миграцию. Первая осуществляется главным образом по порам и трещинам внутри пласта, вторая - по разрывным нарушениям и стратиграфическим несогласиям из одного природного резервуара в другой.

По отношению к нефтегазоматеринским толщам различают первичную и вторичную миграцию. Процесс перехода углеводородов из пород, в которых они образовались, в коллекторы получил название *первичной* миграции. Миграция газа и нефти вне материнских пород называется *вторичной* миграцией.

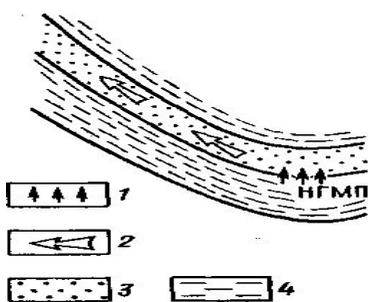


Рис. 2.9. Схема первичной и вторичной миграции.
Миграция: 1 — первичная, 2 — вторичная; 3 - коллектор; 4 — нефтегазоматеринские породы.

Проблема миграции нефти и газа включает три основных вопроса: факторы, вызывающие миграцию; состояние, в котором флюиды перемещаются; масштабы (расстояния) миграции.

Факторы миграции и физическое состояние мигрирующих углеводородов

Долгое время уязвимым местом органической теории образования нефти являлся вопрос о факторах первичной миграции.

Современные представления о факторах *первичной* миграции и состоянии мигрирующих углеводородов заключаются в следующем.

Образовавшиеся нефтяные углеводороды выжимаются вместе с водой из осадков при их уплотнении. С погружением пород они все более нагреваются. Повышение температуры обуславливает увеличение объема нефти и газа и тем самым способствует их перемещению. Движение углеводородов может активизироваться также в результате увеличения давления вследствие образования больших объемов новых веществ. При погружении пород на большие глубины усиливается генерация газа, и первичная нефть выносится им из материнских пород в виде газового раствора. Эмиграция нефтяных углеводородов в виде газового раствора доказана экспериментально.

Вторичная миграция нефти и газа может быть обусловлена гравитационным, гидравлическим и другими факторами. При вторичной миграции нефть и газ, попадая в коллектор, заполненный водой, стремятся занять наиболее высокое положение, иначе говоря, перемещаются вертикально вверх. Миграция флюидов по пластам-коллекторам в значительных масштабах становится возможной при наличии наклона пласта и перепада давления. Считается, что наклон пласта 1-2 м/км создает достаточные условия для перемещения нефти и газа под действием гравитационных сил, выражающегося во всплывании их в водонасыщенных породах. Благодаря гравитационному фактору возможно накопление нефти и газа в ловушках.

Сущность действия гидравлического фактора заключается в том, что вода при движении в пластах-коллекторах увлекает за собой пузырьки газа и капельки (пленки) нефти. Миграция нефти и газа вместе с водой может происходить и в сорбированном (водой) состоянии — это одна из наиболее распространенных форм их перемещения в хорошо проницаемых породах (внутрирезервуарная миграция). В

процессе движения воды нефть и газ могут образовывать самостоятельные фазы. Дальнейшее перемещение выделившихся из воды нефти и газа происходит за счет гравитационного фактора в виде струй по приподнятым частям валообразных поднятий. Таковы основные факторы миграции нефти и газа в коллекторах с хорошей проницаемостью.

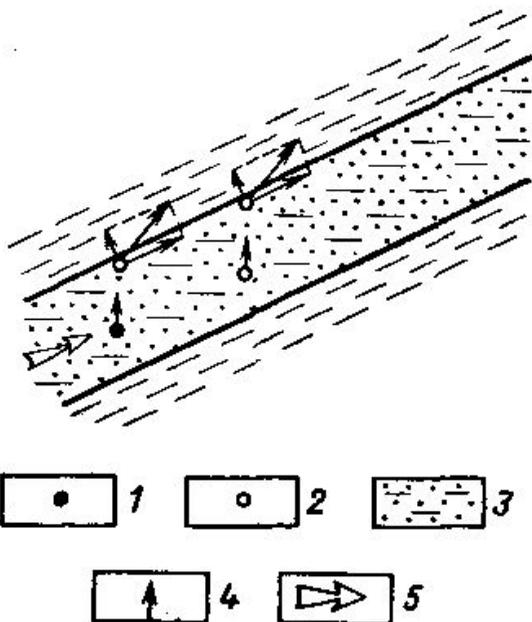


Рис. 2.10. Направления действия гравитационных и гидравлических сил на нефть и газ в водонасыщенном пласте.

1 — капля нефти; 2 — пузырек газа; 3 — насыщенный водой пласт-коллектор; направления действия сил; 4 — гравитационных, 5 — гидравлических

В плохо проницаемых породах (алевролитах и шинах) основным фактором миграции является *избыточное давление* в подстилающих газонасыщенных толщах, обуславливающее диффузию газа.

Таким образом, в различных геологических условиях вторичная миграция происходит разными способами.

Масштабы (расстояния), направления и скорости миграции

Расстояния, направления и скорости миграции углеводородов зависят от их состояния и геологической обстановки формирования залежей.

При первичной миграции вместе с отжимаемыми из глинистых материнских пород водами в пласт-коллектор перемещаются и углеводороды. Скорость миграции углеводородов в этом случае будет не меньше, чем воды. Интенсивность первичной региональной миграции газа характеризуется довольно низкими значениями, не более $n \cdot 10^{-6}$ м³/м² в год.

Вторичная миграция газа (и, возможно, нефти) в *растворенном* состоянии происходит с той же скоростью и в том же направлении, что и движение пластовых вод, в которых он растворен. Максимальные расстояния, на которые мигрирует газ вместе с пластовыми водами, соизмеримы с протяженностью артезианских бассейнов и могут достигать нескольких сот километров.

Газ и нефть в свободном состоянии мигрируют преимущественно в вертикальном направлении к кровле пласта-коллектора, а затем в направлении большего угла восстания пласта. Миграция в этом случае характеризуется наибольшими скоростями. Скорость струйной миграции газа и нефти зависит главным образом от фазовой проницаемости пород для газа и нефти и пористости пласта, а также от вязкости нефти и газа, угла наклона пласта и разности плотностей воды, нефти и газа в пластовых условиях. По расчетам А.Е. Гуревича, скорость движения газа при угле наклона 1° может составить 1 м/год, при 70° - 71 м/год.

Формирование и разрушение залежей нефти и газа

Формирование залежей нефти и газа. Нефть и газ *при миграции в свободной фазе* перемещаются в пласте-коллекторе в направлении максимального угла восстания пласта. В первой же ловушке, встреченной мигрирующими газом и нефтью, будет происходить их аккумуляция и в результате образуется залежь. Если нефти и газа достаточно для заполнения целого ряда ловушек, лежащих на пути их

миграции, то первая ловушка заполнится газом, вторая может быть заполнена нефтью и газом, третья - лишь нефтью, а все остальные, расположенные выше (рис. 2.11, а), могут оказаться пустыми (содержать воду). В этом случае происходит так называемое *дифференциальное улавливание нефти и газа*.

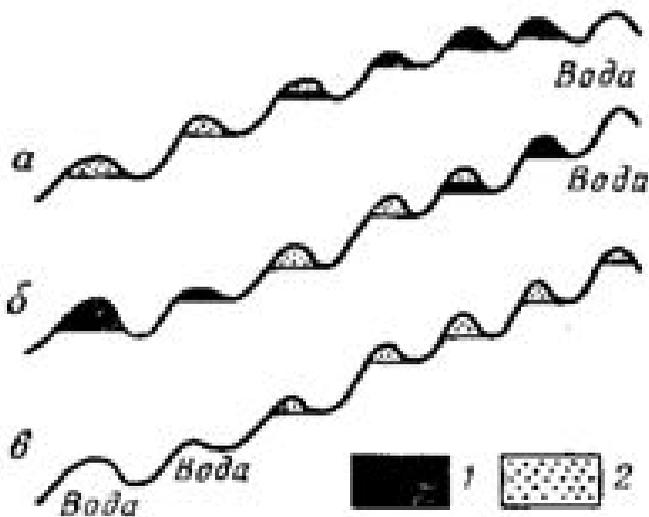


Рис. 2.11. Особенности размещения газовых, нефтяных и газонефтяных залежей в зависимости от состояния мигрирующих углеводородов. 1 — нефть, 2 — газ.

Миграция нефти и газа в свободном состоянии может осуществляться не только внутри пласта-коллектора, но и через разрывные смещения, что также приводит к формированию залежей.

Если в пласте-коллекторе происходит движение нефти с растворенным в ней газом, то на больших глубинах ловушки будут заполнены нефтью (и растворенным в ней газом). После заполнения этих ловушек нефть будет мигрировать вверх по восстанию пластов. На участке, где пластовое давление окажется ниже давления насыщения, газ будет выделяться из нефти в свободную фазу и поступать вместе с нефтью в ближайшую ловушку. В этой ловушке

может образоваться нефтяная залежь с газовой шапкой, или, если газа будет много, она заполнится газом, а нефть будет вытеснена им в следующую выше расположенную ловушку, которая будет содержать газонефтяную или нефтяную залежь. Если нефти или газа не хватит для заполнения всех ловушек, то наиболее высоко расположенные из них будут заполнены только водой (рис. 2.11, б).

Выделение газа в свободное состояние и заполнение им ловушек, расположенных выше, возможно при условии, если при перемещении пластовых вод вверх по восстанию пласта пластовое давление окажется меньше давления насыщения. В этом случае характер размещения залежей будет иной, чем в случае дифференциального улавливания. Высоко расположенные ловушки будут содержать залежи газа, а глубоко расположенные окажутся пустыми (рис. 2.11, в). Следовательно, особенности размещения залежей газа и нефти в значительной мере могут быть обусловлены и другими геологическими факторами.

Скорость накопления нефти в ловушках, определенная И.В. Высоцким, составляет от 12 до 700 т/год, а продолжительность формирования нефтяных залежей 1-12 млн. лет.

Разрушение залежей нефти и газа. Скопления нефти и газа, образованные в результате миграции и аккумуляции их в ловушках, в последующем могут быть частично или полностью разрушены под влиянием тектонических, биохимических, химических и физических процессов.

Тектонические движения могут привести к исчезновению ловушки вследствие ее наклона или образования дизъюнктивного нарушения, тогда нефть и газ из нее будут мигрировать в другую ловушку или на поверхность. Если в течение продолжительного времени крупные территории испытывают восходящие движения, то нефте-газосодержащие породы могут быть, выведены на поверхность и углеводороды рассеются.

Биохимические реакции при наличии разлагающих углеводородов бактерий и химические процессы (окиление) также могут привести к уничтожению скоплений нефти и газа. К разрушению залежей могут привести в ряде случаев и диффузионные процессы.

Изучение процессов формирования и разрушения залежей нефти и газа имеет большое значение, так как позволяет целенаправленно

вести поисково-разведочные работы на нефть и газ, разрабатывать и совершенствовать методы их поисков.

2.6 Закономерности размещения залежей нефти и газа в земной коре

Классификация нефтегазоносных территорий как основа нефтегазогеологического районирования

На земном шаре известно примерно 40000 местоскоплений нефти, газа и битумов, открытых на всех континентах Земли (кроме Антарктиды) и во многих омывающих их морях и океанах. Однако выявленные залежи углеводородов в пределах нефтегазоносных территорий распределены крайне неравномерно как по площади, так и по разрезу осадочных отложений, что является главнейшей геологической особенностью размещения нефти и газа в недрах. Например, значительные концентрации ресурсов нефти и газа установлены на Ближнем и Среднем Востоке (Саудовская Аравия, Ирак, Иран, Кувейт и др.), в Северной Африке (Ливия, Алжир), в Мексиканском заливе, Северном море, на территории России (Западная Сибирь, Урало-Поволжье) и в других регионах. В то же время известно громадное количество мелких и средних местоскоплений.

Как показывают многочисленные исследования, размещение ресурсов нефти и газа, типы локальных и региональных скоплений находятся в тесной связи с геологической историей развития определенных типов геоструктурных элементов земной коры и с особенностями строения и состава слагающих их осадочных отложений. Все известные местоскопления размещаются группами, зонами, ассоциациями, образуя различные категории региональных скоплений нефти и газа.

Классификация нефтегазоносных территорий и нефтегазогеологическое районирование являются основой выявления закономерностей размещения скоплений нефти и газа в земной коре, познание которых необходимо для научно обоснованного прогнозирования нефтегазоносности недр и выбора наиболее эффективных направлений поисково - разведочных работ.

Основываясь на тектоническом принципе, А.А. Бакиров в качестве основных единиц нефтегазогеологического районирования рекомендует выделять в платформенных и складчатых территориях нефтегазоносные провинции, области и зоны нефтегазонакопления.

Нефтегазоносная провинция - единая геологическая провинция, объединяющая ассоциацию смежных нефтегазоносных областей и характеризующаяся сходством главных черт региональной геологии, в том числе общностью стратиграфического положения основных регионально нефтегазоносных отложений в разрезе. По стратиграфическому возрасту продуктивных отложений нефтегазоносные провинции подразделяются на провинции палеозойского, мезозойского и кайнозойского нефтегазонакопления.

Нефтегазоносная область - территория, приуроченная к одному из крупных геоструктурных элементов, характеризующихся общностью геологического строения и геологической истории развития, включая палеогеографические и литолого-фациальные условия нефтегазообразования и нефтегазонакопления в течение крупных отрезков геологической истории.

Зона нефтегазонакопления - ассоциация смежных, сходных по геологическому строению местоскоплений нефти и газа, приуроченных к определенной и в целом единой группе связанных между собой локальных ловушек.

Нефтегазоносные провинции, области и зоны нефтегазонакопления относятся к региональным, а местоскопления (месторождения) и залежи к локальным скоплениям нефти и газа.

Общие закономерности в формировании и размещении залежей нефти и газа

В настоящее время можно считать доказанным, что образование углеводородов в земной коре связано с формированием осадочных толщ. Отсюда вытекают и важнейшие выводы о закономерностях размещения нефтяных и газовых скоплений в земной коре.

1. Из выявленных в земных недрах ресурсов нефти и газа более 99,9 % приурочено к осадочным образованиям. В разрезе каждой нефтегазоносной провинции содержится один или несколько литолого-стратиграфических комплексов, характеризующихся

региональной нефте-газоносностью и разделенных газонефтепроницаемыми толщами отложений-покрышек.

2. В земной коре залежи и местоскопления нефти и газа группируются в зоны нефтегазонакопления, совокупность которых в свою очередь образует нефтегазоносные области, объединяемые в крупные нефтегазоносные провинции. В геоструктурном отношении нефтегазоносные области приурочены на платформах к внутриплатформенным и краевым впадинам, сводовым и линейно вытянутым поднятиям и авлакогенам, а в переходных и складчатых регионах - к предгорным и межгорным впадинам, срединным массивам.

3. Изучение условий залегания нефти и газа показывает, что на местоскоплениях нефти и газа могут встречаться одновременно несколько типов залежей.

4. Ареалы региональной нефтегазоносности в отложениях различных стратиграфических подразделений в одних случаях совпадают, а в других - территориально смещены.

5. В размещении скоплений нефти и газа наблюдается зональность: выделяются территории преимущественно нефтеносные, преимущественно газоносные, содержащие и газ, и нефть. Зональность может быть и вертикальной.

Вертикальная и региональная зональность в размещении залежей нефти и газа

Анализ размещения запасов жидких и газообразных углеводородов показывает, что верхние части разреза (до глубины 1,2-1,5 км) содержат преимущественно скопления газа, на глубинах 1,5-3,5 км запасы газа сокращаются и увеличиваются запасы жидких углеводородов. Далее с ростом глубины (более 4-5 км) вновь происходит увеличение запасов газообразных углеводородов и уменьшение запасов нефти. Как правило, в нижней газовой зоне (на глубине более 4-5 км) наряду с газом встречается нефть, растворенная в газе (газоконденсатные залежи).

Наряду с вертикальной зональностью в размещении скоплений нефти и газа наблюдается региональная (горизонтальная) зональность.

ГЛАВА 3

ПОИСКИ И РАЗВЕДКА ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

3.1. Понятие о поисках и разведке залежей нефти и газа

Геологоразведочный процесс определяется как совокупность взаимосвязанных, применяемых в определенной последовательности производственных работ и научных исследований, которые должны обеспечить открытие, геолого-экономическую оценку и подготовку к разработке полезного ископаемого. В процессе геологоразведочных работ проводится геологическое изучение недр.

Стадийность геологоразведочных работ на нефть и газ - это оптимальная, отраженная в планировании и на практике последовательность геологического изучения недр какого-либо региона от начала его освоения до обнаружения местоскоплений и решения вопроса об экономической целесообразности передачи их в разработку.

Цель геологоразведочного процесса - открыть местоскопление нефти и газа, количественно и качественно оценить его запасы подготовить их к разработке. При проведении геологоразведочных работ на отдельных этапах и стадиях применяются различные методы исследований (геологические, геофизические, геохимические, гидрогеологические, геотермические, аэрокосмические методы, буровые работы) и обработки полученной информации.

3.2. Методы геологоразведочных работ на нефть и газ

В геологоразведочном процессе на нефть и газ применяются геологические, геохимические, геофизические и другие методы. Они позволяют картировать крупные территории и выделять на них перспективные участки. На этих участках для выявления залежей нефти и газа бурятся поисковые и разведочные скважины.

Геологические методы

К геологическим методам относят геологическую и геолого -

геоморфологические исследования, структурно-геологическую съемки, и др.

Задачами *геологической съемки*, или картирования, являются составление геологической карты, разреза и стратиграфической колонки, а также оценка перспектив нефтегазоносности. Эту задачу решают следующим образом. На территории, подлежащей картированию, проводятся визуальные наблюдения. Пункты, в которых горные породы обнажаются на земной поверхности, наносят на топографический план (карту) местности, отмечая особым знаком элементы залегания слоев, замеренные горным компасом. В пунктах наблюдения измеряют мощность слоев, отбирают из них образцы горных пород и остатки ископаемых организмов, по которым делаются заключения о литологическом составе пород и их возрасте. Эти наблюдения позволяют построить геологическую карту, стратиграфическую колонку и геологические разрезы изучаемой территории.

В процессе геологического картирования осуществляются и нефте- геологические исследования, в том числе изучение состава и условий залегания горных пород, наблюдение за естественными нефте- и газопроявлениями, отбор проб горючих ископаемых, воды и образцов из предполагаемых нефтематеринских (газоматеринских) толщ и проницаемых песчаных пластов для последующих специальных лабораторных анализов.

При *структурно-геологической* съемке с помощью геодезических инструментов осуществляется высотная привязка маркирующих, т.е. хорошо выдержанных по площади горизонтов, что позволяет выявить на глубине структуры, благоприятные для скоплений нефти и газа. В результате составляются геологические и структурные карты и разрезы.

Геоморфологическое картирование входит как обязательный элемент в комплексную геологическую съемку. Основное внимание уделяется формам рельефа. Этот метод позволяет решать задачу поиска антиклинальных структур, скрытых под молодыми отложениями.

В последние годы в комплекс регионально-геологических исследований включают изучение космических снимков, полученных с искусственных спутников Земли. По этим снимкам достаточно уверенно распознаются осадочные, метаморфические и магматические породы. Особенно четко на них прослеживаются глубинные разломы.

Космическая геология в настоящее время приобрела значение самостоятельной дисциплины.

Геохимические методы

Геохимические исследования, осуществляемые при поисках нефти и газа, по своему содержанию и назначению могут быть разделены на две группы.

Первую группу составляют региональные геохимические исследования, в результате которых оценивается степень перспективности отдельных литолого-стратиграфических комплексов в пределах крупных территорий. При этих исследованиях изучаются рассеянное органических веществ пород во всех литолого-стратиграфических комплексах, солевой состав пластовых вод и состав растворенных в них газов и органических соединений. На основе определения количества и типа захороненного органических веществ, степени его превращённости дается количественная оценка возможных ресурсов нефти и газа в недрах изучаемого региона.

Вторую группу образуют исследования, задачей которых являются поиски залежей нефти и газа путем выявления и изучения ореолов рассеяния углеводородов из залежей. В эту группу входят различные поисковые геохимические методы - газовая, газобиохимическая, битумно-люминесцентная съемки, газовый каротаж, а также изучение некоторых газогидрохимических показателей пластовых вод, указывающих на присутствие залежей нефти и газа. Перечисленные метода, основаны на регистрации и изучении явлений рассеяния углеводородов из залежи нефти или газа в покрывающие их отложения в результате диффузии или по разрывным нарушениям.

Газовая и битумно-люминесцентная съемки заключаются в отборе проб пород под почвенным слоем или в скважинах, последующей их дегазации и изучении на битумосодержание. Данные о концентрации газа или битума, главным образом метана, наносятся на карту. Аномальные участки (растворенные в грунтовых водах метан и тяжелые углеводороды, а также аномалиея развития метаноксиляющих бактерий) могут соответствовать залежам на глубине.

Поисковые геохимические методы, основанные на регистрации явлений рассеяния УВ из залежей (вследствие диффузии, движущимися водами и т.п.), относят к прямым геохимическим методам обнаружения нефтяных и газовых залежей. Разработка этих методов продолжается, чему способствуют широкие научные исследования и опытно-производственные работы по этой проблеме.

Геофизические методы

Геофизические методы поисков и разведки объединяют разные по физическим основам методы, используемые для изучения геологического строения земной коры или отдельных ее участков. Наземные, воздушные и морские измерения геофизических полей осуществляются методами полевой геофизической разведки в отличие от геофизических исследований непосредственно в скважинах.

В зависимости от используемых геофизических полей различают гравиразведку, магниторазведку, электроразведку и сейсморазведку.

При *гравиметрической разведке* с помощью специальных измерений на поверхности Земли изучают очень малые возмущения (аномалии) поля силы тяжести. Эти аномалии обусловлены различием плотности горных пород; слагающих геологические структуры.

Аномалии силы тяжести определяются как разность наблюдаемого g (приведенного к уровню моря) и нормального g_0 (теоретически рассчитанного в предположении, что Земля представляет собой геометрически правильное тело, состоящее из однородных по плотности концентрических слоев) значений силы тяжести, т.е. $\Delta g = g_H - g_0$.

Гравиметрическая съемка проводится с помощью специальных приборов (гравиметров, маятниковых приборов и гравитационных вариометров) при региональных поисковых работах, а в отдельных случаях и при подготовке площадей к глубокому бурению. По результатам гравиразведки строят карты и графики аномалий силы тяжести. При благоприятных условиях гравиразведка позволяет выявить структуры, перспективные с точки зрения поисков в них скоплений нефти и газа. Большое значение имеет и разработка методики обнаружения участков пластов-коллекторов, заполненных

нефтью или газом (прямые методы), с помощью высокоточной гравиметрической съемки.

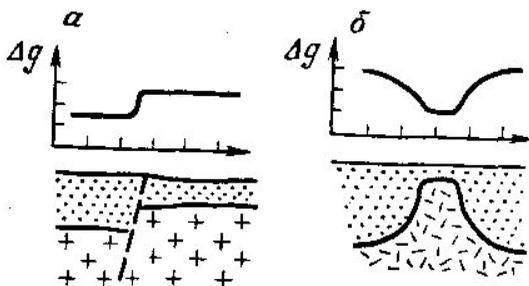


Рис. 3.1. Аномалии силы тяжести Δg над геологическими структурами.
а — сброс; б — соляной диапир

Магнитная разведка основана на различии магнитных свойств горных пород. Она включает измерения полного вектора напряженности геомагнитного поля или его элементов, построение карт магнитных аномалий и геологическое истолкование результатов измерения. При проведении магниторазведки изучают возмущения магнитного поля, обусловленные неодинаковой намагниченностью различных горных пород.

По данным магниторазведки определяют глубину залегания в земной коре геологических тел, которые служат источниками аномального магнитного поля. Осадочные породы практически немагнитны, источниками аномалий являются магматические и метаморфические породы. Поэтому магниторазведка самостоятельно, а также в комплексе с другими геофизическими и геологическими методами применяется для изучения регионального глубинного строения, главным образом для выяснения глубины залегания и петрографического состава фундамента.

Электрическая разведка широко используется в закрытых районах при поисково-разведочных работах на нефть и газ. Она объединяет большое число методов изучения геологического строения земной коры путем наблюдения особенностей распределения в ней естественных или искусственно создаваемых электромагнитных полей. Применение электрических методов разведки основано на

дифференциации горных пород (а также нефти и газа) по электрическим и магнитным свойствам. Электрическое сопротивление горных пород неодинаково. У магматических и метаморфических пород оно очень высокое и измеряется сотнями и тысячами ом на метр. Высокими сопротивлениями характеризуются некоторые осадочные горные породы - каменная соль, гипс, ангидрит, низкие сопротивления у терригенных пород.

Электроразведка постоянным электрическим током (методы вертикальных и дипольных электрических зондирований) применяется для картирования опорного электрического горизонта при небольшой (до 2 - 2,5 км) глубине его залегания. Часто таким опорным горизонтом служит кристаллический фундамент, перекрытый проводящими породами осадочного чехла, или характеризующийся высоким сопротивлением мощный горизонт в осадочной толще (соль, известняк).

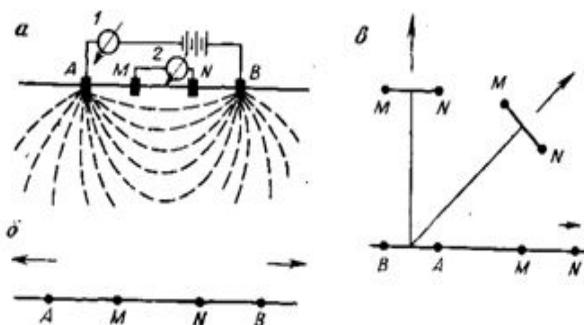


Рис. 3.2. Схемы измерения кажущегося сопротивления (а) и перемещения электродов (б) при вертикальном электрическом зондировании и возможных перемещений электродов при дипольных электрических зондированиях (в).
Приборы для измерения: 1 — силы тока в линии АВ;
2 — разности потенциалов в цепи MN

Сущность вертикальных электрических зондирований (ВЭЗ) (рис. 3.2, а,б) заключается в измерении кажущегося сопротивления, когда расстояние между питающими электродами А и В в процессе зондирования последовательно увеличивается (до нескольких километров и более). В процессе зондирования дипольными

установками (ДЭЗ) изменяют расстояние между центрами питающего и измерительного диполей (рис. 3.2, в).

Недостатком электроразведки постоянным током является ее сравнительно небольшая глубинность, которая определяется глубиной залегания первого (от поверхности) мощного высокоомного горизонта. Этому недостатка лишены методы, основанные на использовании переменных искусственных электромагнитных полей.

Сейсмическая разведка основана на изучении распространения упругих (сейсмических) волн в земной коре. Основными являются методы отраженных и преломленных волн. В основе этих методов лежит различие волновых сопротивлений (скоростей распространения упругих колебаний) в горных породах. В сейсморазведке изучают преимущественно продольные волны, скорость которых в горных породах изменяется от 1,5 - 2 до 7 - 8 км/с. Сейсморазведка с помощью измерения поперечных волн позволяет повысить эффективность изучения малоамплитудных структур.

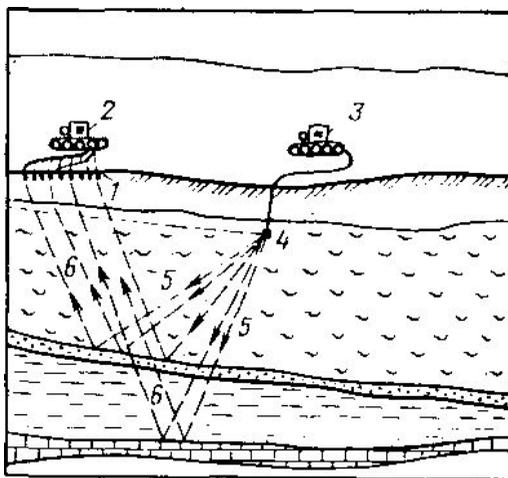


Рис. 3.3. Схема сейсморазведочных работ методом отраженных волн.

1 — сейсмодатчики; 2 — сейсморазведочная станция;

3 — взрывной пункт; 4 — место взрыва;

волны: 5 — прямые, 6 — отраженные

В Методом отраженных волн (МОВ) возбужденная взрывом или механическим воздействием сейсмическая волна, распространяясь во

все стороны от источника возбуждения, последовательно достигает нескольких отражающих границ в земной коре - поверхностей раздела пород с разным волновым сопротивлением. На каждой из них возникает отраженная волна, которая возвращается к поверхности Земли, где регистрируется приборами. МОВ позволяет изучать геологическое строение на глубинах от 0,1-0,2 до 7-10 км и определять глубины сейсмических границ с точностью до 1-2 %.

Геологическую информацию от сейсморазведки извлекают обработкой на ЭВМ, используемую при составлении геологических разрезов и структурных карт.

3.3 Буровые работы

Бурение скважин является основным и наиболее трудоемким способом изучения недр. Выявление скоплений нефти и газа невозможно без бурения скважин. В соответствии с действующей классификацией все скважины подразделяются на опорные, параметрические, структурные, поисковые, разведочные, эксплуатационные и специальные.

Опорные скважины бурятся для изучения геологического разреза крупных регионов и оценки перспектив их нефтегазоносности. Бурятся они с сплошным отбором керна и опробованием тех коллекторов, с которыми может быть связана нефтегазоносность. Опорные скважины закладываются в не изученных бурением районах, а также в относительно исследованных районах с целью вскрытия нижней, наиболее глубокой части разреза или для уточнения геологического строения и перспектив нефтегазоносности района и повышения эффективности геологоразведочных работ на нефть и газ. При бурении этих скважин проводится комплекс геолого-геофизических и лабораторных исследований.

Параметрические скважины бурятся для изучения глубинного геологического строения и сравнительной оценки перспектив нефтегазоносности возможных зон нефтегазонакопления, а также для получения необходимых сведений о геолого-геофизической характеристике разреза отложений с целью уточнения результатов сейсмических и других геофизических исследований.

Скважины этой категории закладываются в пределах локальных положительных структур или по профилям для регионального изучения тектонических зон. При бурении параметрических скважин

кern отбирается в размерах, обеспечивающих установление (или уточнение) границ стратиграфических подразделений и составление литологической характеристики вскрываемых отложений, но не менее 20 % от глубины скважин.

Структурные скважины бурят для выявления и подготовки к глубокому бурению перспективных площадей (структур). Эти скважины доводят до маркирующих горизонтов, по которым строят надежные структурные карты. Структурные скважины бурятся в случаях, когда задачу подготовки площадей (структур) к поисково-разведочному бурению нельзя решить геофизическими методами, либо в сложных геологических условиях для уточнения деталей строения площади (прослеживание нарушений, перерывов в осадконакоплении и др.) в комплексе с геофизическими методами.

Поисковые скважины бурятся на площадях, подготовленных к глубокому бурению. К глубоким относят скважины с конструкцией стволов и забоев, обеспечивающей как опробование, так и эксплуатацию залежей нефти и газа. Глубины скважин колеблются от 1000 - 1500 до 3000 - 5000 м и более в зависимости от геологических условий и задач. Бурение таких скважин осуществляется с помощью стационарных тяжелых станков. К поисковым относят первые скважины, заложенные с целью открытия новых местоскоплений или залежей нефти и газа до получения первого промышленного притока углеводородов.

В поисковых скважинах осуществляются геофизические и геохимические исследования с целью детального изучения разреза отложений, его нефтегазоносности.

Разведочные скважины бурят на площадях с установленной промышленной нефтегазоносностью с целью детального изучения открытых скоплений и подготовки залежей к разработке. При бурении разведочных скважин, помимо промыслово-геофизических исследований по всему стволу скважин, в интервалах залегания продуктивных пластов производят отбор керн в количестве, обеспечивающем достаточное освещение коллекторских свойств. Осуществляются также отбор поверхностных и глубинных проб нефти и газа, отбор проб воды, испытание нефтегазоносных и водоносных горизонтов, пробная эксплуатация продуктивных скважин.

Данный от вышеуказанных скважин являются исходными, необходимыми для составления технологических схем проектов

разработки. Они позволяют произвести количественную оценку запасов промышленных категорий.

Эксплуатационные скважины бурят для разработки залежей нефти и газа. Они подразделяются на собственно эксплуатационные (предназначенные для извлечения нефти и газа из залежи), оценочные, нагнетательные и наблюдательные. Оценочные скважины бурят с целью уточнения параметров и режима работы пласта разрабатываемой или подготавливаемой к опытной эксплуатации залежи нефти, выявления и уточнения границ обособленных продуктивных полей, а также оценки выработанности отдельных участков залежи для дополнительного обоснования рациональной разработки и эксплуатации залежей. В нагнетательных скважинах осуществляются мероприятия по воздействию на эксплуатируемый пласт. В наблюдательных скважинах производятся систематические наблюдения за изменением давления, положения водонефтяного, газовойдяного и газонефтяного контактов в процессе эксплуатации пласта.

Специальные скважины бурят для сброса промысловых вод, ликвидации открытых фонтанов нефти и газа, подготовки структур для подземных газохранилищ и закачки в них газа, разведки и добычи вод для технических нужд.

Существующие методы геологоразведочных работ позволяют решать обширный круг геологических задач. Для повышения эффективности этих работ на различных этапах и стадиях геологоразведочного процесса отдельные методы компенсируют друг с другом. Под рациональным комплексом геологоразведочных работ понимается такое сочетание и такая последовательность проведения отдельных видов геологических и геофизических исследований, а также буровых работ, которые обеспечивают надежное и быстрое решение задач геологоразведочного процесса, т.е. получение надежной геологической информации, при минимальных затратах. При проектировании геологоразведочных работ для каждого крупного региона составляются комплексные проекты, в которых помимо объемов региональных, поисковых и разведочных работ указывается рациональный комплекс методов их выполнения, установленный на основе анализа предыдущих исследований с учетом достижений науки и техники.

РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

4.1. Режим пластов, технология и показатели разработки

До развития методов воздействия на нефтяные пласты с целью извлечения из них нефти разработка месторождений осуществлялась за счет расходования природной энергии. Тогда и появилось важное понятие о режимах нефтяных пластов, которые классифицировались по характеру сил, движущих в них нефть.

Наиболее распространенными в практике разработки нефтяных месторождений режимами пластов были: упругий, растворенного газа и газонапорный, или газовой шапки.

При *упругом* режиме нефть вытесняется из пористой среды за счет упругого расширения жидкостей (нефти и воды), а также уменьшения порового объема со снижением пластового давления вследствие деформации горных пород. Если законтурная область нефтяного пласта имеет выход на дневную поверхность в горах, где пласт постоянно пополняется водой, или водоносная область нефтяной залежи весьма обширна, а пласт в ней высокопроницаем, то режим такого пласта будет *естественным упруговодонапорным*.

Извлечение нефти при режиме *растворенного газа* происходит при падении пластового давления ниже давления насыщения, выделении из нефти растворенного в ней газа в виде пузырьков и их расширении. Режим растворенного газа в чистом виде наблюдается в часто переслаивающихся пластах, где затруднена вертикальная сегрегация за счет гравитации. В большинстве же случаев выделяющийся из нефти газ всплывает под действием гравитационных сил, образуя газовую шапку (вторичную). В результате этого в пласте создается газонапорный режим, или режим газовой шапки.

Когда же оказываются истощенными и упругая энергия, и энергия выделяющегося из нефти газа, нефть из пласта под действием гравитации стекает на забой, после чего ее извлекают. Такой режим пласта называют *гравитационным*.

Однако в современной нефтяной промышленности России преобладающее значение имеет разработка нефтяных месторождений

с воздействием на пласт. В этих условиях понятие "режим пласта" не полностью характеризует процесс извлечения нефти из недр. Например, разработка некоторого месторождения осуществляется с применением закачки в пласт в течение определенного времени жидкой двуокиси углерода, а затем воды, продвигающей по пласту закачанную порцию (оторочку) двуокиси углерода. Можно, конечно, говорить, что режим пласта в этом случае искусственно водонапорный. Однако этого слишком мало для описания процесса извлечения нефти. Необходимо учитывать не только режим, но и механизм извлечения нефти из пласта, связанный с технологией его разработки.

Чтобы осуществлять разработку месторождений, необходимо обосновать и выбрать не только систему, но и технологию разработки.

Технологией разработки нефтяных месторождений называется совокупность способов, применяемых для извлечения нефти из недр. В данном выше понятии системы разработки в качестве одного из определяющих ее факторов указано наличие или отсутствие воздействия на пласт. От этого фактора зависит необходимость бурения нагнетательных скважин. Технология же разработки пласта не входит в определение системы разработки. При одних и тех же системах можно использовать различные технологии разработки месторождений. Конечно, при проектировании разработки месторождения необходимо учитывать, какая система лучше соответствует избранной технологии и при какой системе разработки могут быть наиболее легко получены заданные показатели.

Разработка каждого нефтяного месторождения характеризуется определенными показателями. Рассмотрим общие показатели, присущие всем технологиям разработки. К ним можно отнести следующие.

1. Добыча нефти из месторождения в процессе его разработки. Как уже отмечалось, процесс разработки нефтяного месторождения можно условно разделить на четыре стадии.

На *первой стадии*, когда происходят разбуривание, обустройство месторождения, ввод скважин и промысловых сооружений (ввод элементов системы разработки) в эксплуатацию, добыча нефти растет, что обусловлено в значительной степени скоростью разбуривания и обустройства месторождения которая зависит от работы буровых и промыслово-строительных подразделений.

Вторая стадия характеризуется максимальной добычей нефти. В задании на проектирование разработки месторождения часто указывают именно максимальную добычу нефти, год, в котором эта добыча должна быть достигнута, а также продолжительность второй стадии.

Третья стадия характеризуется резким падением добычи нефти и значительным ростом обводненной продукции скважин (при заводнении нефтяных пластов).

На *четвертой стадии* наблюдаются сравнительно медленное, постепенное падение добычи нефти, высокая обводненность продукции скважин и неуклонное ее нарастание. Четвертую стадию называют поздней или завершающей стадией разработки. Отметим еще раз, что описанная картина изменения добычи нефти из месторождения в процессе его разработки будет происходить естественно в том случае, когда технология разработки месторождения и, может быть, система разработки останутся неизменными во времени. В связи с развитием методов повышения нефтеотдачи пластов на какой-то стадии разработки месторождения, скорее всего, на третьей или четвертой, может быть применена новая технология извлечения нефти из недр, вследствие чего снова будет расти добыча нефти из месторождения.

2. Темп разработки месторождения, изменяющийся во времени, равный отношению текущей добычи к извлекаемым запасам месторождения. Темп разработки нефтяного месторождения можно представить также в виде отношения текущей добычи нефти к геологическим запасам нефти месторождения.

3. Добыча жидкости из месторождения. При разработке нефтяных месторождений вместе с нефтью и газом из пласта добывается вода. При этом можно рассматривать нефть вместе с растворенным в ней газом, или дегазированную нефть. Добыча жидкости - это суммарная добыча нефти и воды. Добыча жидкости всегда превышает добычу нефти. На третьей и четвертой стадиях из месторождения обычно добывается количество жидкости, в несколько раз превышающее количество добываемой нефти.

4. Нефтеотдача - отношение количества извлеченной из пласта нефти к первоначальным ее запасам в пласте. Различают текущую и конечную нефтеотдачу. Под текущей нефтеотдачей понимают отношение количества извлеченной из пласта нефти на данный момент разработки пласта к первоначальным ее запасам. Конечная

нефтеотдача - отношение количества добытой нефти к первоначальным ее запасам в конце разработки пласта. Вместо термина "нефтеотдача" употребляют также термин "коэффициент нефтеотдачи".

Уже из данного выше определения текущей нефтеотдачи следует, что она переменна во времени и возрастает по мере увеличения количества извлеченной из пласта нефти. Поэтому термин "коэффициент нефтеотдачи" можно применять по отношению к конечной нефтеотдаче. Текущую нефтеотдачу обычно представляют зависящей от различных факторов - количества закачанной в пласт воды при заводнении, отношения этого количества к объему пор пласта, отношения количества извлеченной из пласта жидкости к объему пор пласта, обводненности продукции и просто от времени.

Нефтеотдача вообще зависит от многих факторов. Обычно выделяют факторы, связанные с самим механизмом извлечения нефти из пласта, и факторы, характеризующие полноту вовлечения пласта в целом в разработку.

Конечную нефтеотдачу определяют не только возможностями технологии разработки нефтяных месторождений, но и экономическими условиями. Если даже некоторая технология позволяет достичь значительно более высокой конечной нефтеотдачи, чем существующая, это может быть невыгодно по экономическим причинам.

5. Добыча газа из нефтяного месторождения в процессе его разработки. Эта величина при разработке месторождения на естественных режимах или при воздействии на пласт зависит от содержания газа в пластовой нефти, подвижности газа относительно подвижности нефти в пласте, отношения пластового давления к давлению насыщения, системы разработки нефтяного месторождения. В процессе поддержания пластового давления выше давления насыщения путем заводнения пласта, кривая изменения добычи газа во времени будет подобна кривой добычи нефти. В случае же разработки нефтяного месторождения без воздействия на пласт, т.е. с падением пластового давления, после того как средневзвешенное пластовое давление станет меньше давления насыщения, насыщенность пласта газовой фазой существенно увеличивается и добыча газа редко возрастает.

Для характеристики добычи нефти и газа из скважин употребляют понятие о газовом факторе, т.е. отношении объема

добываемого из скважины газа, приведенного к стандартным условиям, к добыче в единицу времени дегазированной нефти. В принципе понятие о среднем газовом факторе можно использовать в качестве технологической характеристики разработки нефтяного месторождения в целом. Тогда средний газовый фактор равен отношению текущей добычи газа к текущей добыче нефти из месторождения.

6. Расход нагнетаемых в пласт веществ и их извлечение вместе с нефтью и газом. При осуществлении различных технологических процессов извлечения нефти и газа из недр в пласт закачиваются обычная вода, вода с добавками химических реагентов, горячая вода или пар, углеводородные газы, воздух, двуокись углерода и другие вещества. Расход этих веществ может изменяться в процессе разработки месторождения. Эти вещества могут добываться из пласта с нефтью, и их темп извлечения также относится к числу технологических показателей.

7. Распределение давления в пласте. В процессе разработки нефтяного месторождения давление в пласте изменяется по сравнению с первоначальным. При этом на отдельных участках пласта оно, естественно, будет различным. Так, вблизи нагнетательных скважин давление повышенное, а вблизи добывающих скважин - пониженное. Поэтому, говоря о пластовом давлении, обычно подразумевают средневзвешенное по площади или объему пластовое давление.

8. Давление на устье добывающих скважин. Это давление задается исходя из требований обеспечения сбора и транспорта по трубам добываемых из пласта нефти, газа и воды от устья скважин к нефтепромысловым установкам по сепарации газа, обезвоживанию и обессоливанию нефти.

9. Распределение скважин по способам подъема жидкости с забоя на дневную поверхность. Проницаемость нефтяных пластов вследствие их неоднородности различна на отдельных участках месторождений. Зная распределение коэффициентов продуктивности добывающих скважин, пробуренных на месторождении, и области эффективного применения различных способов эксплуатации, можно найти вероятностное статистическое распределение скважин месторождения по способам подъема жидкости из недр на дневную поверхность.

10. Пластовая температура. В процессе разработки нефтяных месторождений пластовая температура изменяется в связи с

дрессельными эффектами, наблюдающимися при движении жидкостей и газов в призабойных зонах скважин, закачкой в пласты воды с температурой, отличающейся от пластовой, вводом в пласт теплоносителей или осуществлением внутрискважинного горения. Таким образом, начальная температура пласта, являясь природным фактором, может быть изменена в процессе разработки и стать, как и пластовое давление, показателем разработки. При проектировании процессов разработки нефтяных месторождений, проведение которых связано со значительным изменением пластовой температуры, необходимо рассчитывать распределение температуры в пласте в целом или в элементе системы разработки. Важно также прогнозировать изменение температуры вблизи забоев нагнетательных и добывающих скважин, а также в других пластах, соседних с разрабатываемым.

Помимо описанных основных показателей разработки при осуществлении различных технологий извлечения нефти из недр определяют также особые показатели, свойственные данной технологии. Например, при вытеснении нефти из пластов водными растворами поверхностно-активных веществ, полимеров или двуокиси углерода необходимо количественно прогнозировать сорбцию и связанную с ней скорость движения в пласте реагентов. При использовании влажного внутрискважинного горения - определять водо-воздушное отношение, скорость продвижения по пласту фронта горения и т.д.

4.2. Разработка нефтегазовых месторождений при естественном режиме

Проявление упругого режима

Разработка нефтяного месторождения при упругом режиме - это осуществление процесса извлечения нефти из недр в условиях, когда пластовое давление превышает давление насыщения, поля давлений и скоростей продвижения нефти и воды, насыщающих пласт, а также воды в его законтурной области неустановившиеся, изменяющиеся во времени в каждой точке пласта.

Упругий режим проявляется во всех случаях, когда изменяются дебиты добывающих нефть скважин или расходы воды, закачиваемой в нагнетательные скважины. Однако даже при установившемся

режиме в пределах нефтеносной части пласта, например в процессе разработки месторождения с использованием законтурного заводнения, в законтурной области будет наблюдаться перераспределение давления за счет упругого режима. Упругий режим с точки зрения физики - расходование или пополнение упругой энергии пласта, происходящее благодаря сжимаемости пород и насыщающих их жидкостей. При пуске, например, добывающей скважины давление в ней уменьшается по сравнению с пластовым. По мере отбора нефти запас упругой энергии в призабойной зоне уменьшается, т.е. нефть и породы оказываются менее сжатыми, чем раньше. Продолжающийся отбор нефти из пласта приводит к дальнейшему расходованию запаса упругой энергии и, следовательно, к расширению воронки депрессии вокруг скважины.

С уменьшением пластового давления до значения, меньшего, чем давление насыщения, из нефти начнет выделяться растворенный в ней газ и режим пласта изменится - упругий режим сменится режимом растворенного газа или газонапорным.

Теорию упругого режима используют главным образом для решения следующих задач разработки нефтяных месторождений:

1. При определении давления на забое скважины в результате ее пуска, остановки или изменения режима эксплуатации, а также при интерпретации результатов исследования скважин с целью определения параметров пласта.

2. При расчетах перераспределения давления в пласте и соответственно изменения давления на забоях одних скважин в результате пуска, остановки или изменения режима работы других скважин, разрабатывающих пласт.

3. При расчетах изменения давления на начальном контуре нефтеносности месторождения или средневзвешенного по площади нефтеносности пластового давления при заданном во времени поступлении воды в нефтеносную часть из законтурной области месторождения.

Разработка нефтегазового месторождения при режимах растворенного газа и газонапорном

При уменьшении давления ниже давления насыщения в разрабатываемом пласте развивается режим растворенного газа. Когда

насыщенность порового пространства свободным газом, выделившимся из нефти, еще мала, газ остается в нефти в виде пузырьков. С увеличением же газонасыщенности в связи с прогрессирующим снижением пластового давления пузырьки газа всплывают под действием сил гравитации, образуя в повышенной части пласта газовое скопление - газовую шапку, если ее образованию не мешает слоистая или иная неоднородность.

В отличие от первичных газовых шапок нефтегазовых месторождений, существовавших в них до начала разработки, газовая шапка, образовавшаяся в процессе разработки, называется вторичной.

Выделяющийся из нефти газ, расширяясь со снижением давления, способствует вытеснению нефти из пласта. Режим пласта, при котором происходит такое вытеснение нефти, называют режимом растворенного газа. Если произошло отделение газа от нефти в пласте в целом и образовалась газовая шапка, режим растворенного газа сменяется газонапорным.

Опыт разработки нефтяных месторождений и теория фильтрации газонефтяной смеси с учетом сил гравитации показывают, что почти всегда режим растворенного газа довольно быстро переходит в газонапорный. Часто режим растворенного газа может существовать в нефтяном пласте в сочетании с упругим режимом в его законтурной области или даже в сочетании с водонапорным, если пластовое давление близко к давлению насыщения. Тогда вблизи добывающих скважин возникает режим растворенного газа, а вблизи нагнетательных - водонапорный. Такие режимы пластов называют смешанными.

При современном проектировании разработки месторождений в случаях возникновения указанных выше режимов используется теория, по меньшей мере, двухфазной двухкомпонентной фильтрации и соответствующие этой теории методы компьютерного счета. В случае необходимости рассмотрения извлечения из недр отдельных веществ (компонентов) применяются расчеты на основе модели многофазной фильтрации ("композиционной" модели).

Из рассмотрения основных закономерностей разработки нефтяных месторождений при естественных режимах следует, что такая разработка в большинстве случаев не может быть эффективной. Так, разработка нефтяных месторождений при упругом режиме во многих случаях приводит к значительному снижению пластового давления и, как следствие, к уменьшению перепадов давления и дебитов скважин.

Поддержание высоких темпов разработки в условиях падения пластового давления требует бурения слишком большого числа скважин. Только в особых случаях разработки месторождений при очень "активной" законтурной воде запасы месторождений могут быть выработаны при допустимом снижении пластового давления.

Разработка нефтяных месторождений при режимах растворенного газа и вторичной газовой шапки ведет к существенному росту газовых факторов скважин и месторождений в целом и в конечном счете к снижению нефтеотдачи. При режимах растворенного газа и газовой шапки вряд ли можно достичь конечной нефтеотдачи выше 35 % даже в случаях разработки месторождений нефтей вязкостью $1-5 \cdot 10^3 \text{ Па} \cdot \text{с}$. Кроме того, разработка нефтяных месторождений при этих режимах связана, как правило, с низкими дебитами скважин.

Указанные недостатки разработки нефтяных месторождений при естественных режимах стали понятны нефтяникам уже в 30-х гг. прошлого века. К концу 40-х гг. разработка подавляющего числа месторождений, особенно содержащих маловязкие нефти, стала осуществляться с воздействием на пласты, главным образом, заводнением.

4.3. Разработка нефтегазовых месторождений с применением заводнения

Заводнение нефтяных месторождений применяют с целью вытеснения нефти водой из пластов и поддержания при этом пластового давления на заданном уровне.

В настоящее время заводнение - самый распространенный в мире вид воздействия на пласты разрабатываемых месторождений. В Российской Федерации свыше 90 % всей нефти добывают из заводняемых месторождений. В США из таких месторождений также получают значительную часть добычи нефти.

Наиболее часто применяемые виды заводнения: внутриконтурное при рядных или блоково-рядных и площадных схемах расположения скважин и законтурное. Используют также очаговое и избирательное заводнение.

Технологически заводнение осуществляется следующим образом. Очищенную от примесей воду с помощью насосов высокого давления, установленных на насосной станции, закачивают в

нагнетательные скважины, располагаемые на площади нефтеносности (внутриконтурное заводнение) или вне ее (законтурное заводнение). Воду нагнетают одновременно в несколько скважин ("куст"). Поэтому и насосные станции, применяемые с целью осуществления заводнения нефтяных пластов, называют кустовыми насосными станциями. К качеству воды, закачиваемой в пласт, предъявляют следующие требования. В среднем принято, что количество взвешенных частиц в ней не должно превышать 5 мг/л для низко проницаемых и 20 мг/л для высокопроницаемых пластов.

Давление на устье нагнетательных скважин в процессе заводнения пластов поддерживают обычно на уровне 5-10 МПа, а в ряде случаев – 15-20 МПа. Так как проницаемости в призабойных зонах отдельных скважин неодинаковы при одном и том же давлении на устье, расход закачиваемой в различные скважины воды различный. Теория заводнения нефтяных пластов показывает, что расход воды, закачиваемой в Нагнетательную скважину, согласно закону Дарси, должен быть пропорциональным перепаду давления. Однако фактически, согласно опытным данным, он нелинейно зависит от перепада давления, причем при небольших его значениях зависимость близка к линейной, но при некотором перепаде давления расход начинает резко увеличиваться. Это происходит по той причине, что при определенном перепаде давления в призабойной зоне скважины раскрываются трещины и эффективная проницаемость пласта в этой зоне резко возрастает.

При разработке нефтяных месторождений с применением заводнения из добывающих скважин вначале получают практически чистую нефть, т.е. безводную продукцию, а затем, по мере роста объема закачанной в пласт воды, начинают вместе с нефтью добывать воду.

Коэффициент текущей нефтеотдачи равен произведению коэффициента извлечения нефти из недр или, в случае заводнения, коэффициента вытеснения нефти водой на коэффициент охвата пласта процессом вытеснения.

Коэффициентом вытеснения нефти водой при разработке нефтяных месторождений с применением заводнения называется отношение извлеченной из пласта нефти к ее запасам, первоначально находившимся в части пласта, подверженной воздействию заводнением. Соответственно коэффициентом охвата пласта называется отношение запасов нефти, первоначально находившихся в

части пласта, подверженной воздействию заводнением, к геологическим запасам нефти в пласте.

Рассматривая эти коэффициенты более детально, можно сказать, что коэффициент вытеснения, в процессе разработки месторождений с применением заводнения, т.е. при вытеснении нефти из пластов несмешивающейся с нефтью жидкостью - водой, зависит от следующих основных факторов:

1. минералогического состава и литологической микроструктуры пород - коллекторов нефти, распределения пор по размерам, уровня абсолютной проницаемости, относительных проницаемостей, параметров микротрещиноватости пород, т.е. размера блоков и трещин, отношения их проницаемостей и т.д.;

2. отношения вязкости нефти к вязкости воды, вытесняющей нефть;

3. структурно-механических (неньютоновских) свойств нефти и их зависимостей от температурного режима пластов;

4. смачиваемости пород водой и характера проявления капиллярных сил в породах - коллекторах с различной микроструктурой;

5. скорости вытеснения нефти водой.

Коэффициент охвата пластов воздействием при заводнении зависит главным образом от следующих факторов:

1. физических свойств и геологической неоднородности разрабатываемого нефтяного пласта в целом (макронеоднородности пласта). Здесь имеется в виду наличие газовой шапки, нефтенасыщенных зон, подстилаемых водой, т.е. водоплавающих зон, прерывистости пласта по вертикали (наличия непроницаемых пропластков) и по горизонтали (литологического выклинивания пропластков), существования дизъюнктивных разрывов и т.д.;

2. параметров системы разработки месторождения, т.е. расположения скважин в пласте, расстояний между добывающими, а также между добывающими и нагнетательными скважинами, отношения числа нагнетательных к числу добывающих скважин;

3. использования наклонно направленных (горизонтальных) скважин, скважин с разветвленными стволами, а также от применения гидравлического;

4. давления на забоях нагнетательных и добывающих скважин, применения методов воздействия на призабойную зону и совершенства вскрытия пластов;

5. применения способов и технических средств эксплуатации скважин (механизированных способов добычи, обеспечивающих необходимый отбор жидкости из скважин, методов одновременно-раздельной эксплуатации);

6. применения методов управления процессом разработки месторождения путем частичного изменения системы разработки (очагового и избирательного заводнения) или без изменения системы разработки (изменения режима работы скважин, установления оптимальных условий прекращения эксплуатации скважин, циклического заводнения и др.).

В целом можно еще раз отметить, что коэффициент вытеснения зависит от физических свойств пласта, его микронеоднородности и характеристик процесса вытеснения нефти из пористой среды, а коэффициент охвата пластов воздействием при заводнении, как и при других методах разработки, определяется степенью макронеоднородности месторождения, системой разработки и условиями эксплуатации скважин.

Чтобы прогнозировать показатели разработки нефтяного месторождения при его заводнении, необходимо, помимо модели самого пласта, во многих случаях сохраняющейся одинаковой при всех методах извлечения нефти из недр, использовать также модель процесса заводнения пласта и затем применительно к конкретной системе разработки - расчетную схему для месторождения в целом или его элемента.

Богатый и весьма многообразный опыт применения заводнения в России позволил не только вполне определенно выявить его технологические возможности, но и сформулировать проблемы, связанные с этим методом воздействия на пласты.

Первая проблема заводнения – с увеличением отношения вязкостей нефти и воды в пластовых условиях текущая нефтеотдача при одном и том же отношении объема закачанной в пласт воды к объему пор пласта снижается. Исходя из сказанного, первая проблема разработки нефтяных месторождений с применением заводнения состоит в ликвидации отрицательного влияния высокого отношения вязкостей нефти и воды, а также неньютоновских свойств нефти на текущую и конечную нефтеотдачу.

Исследования и опыт разработки привели к созданию следующих направлений решения этой проблемы: применению для закачки в пласт горячей воды и водяного пара, загущению воды полимерными

добавками и другими веществами, использованию влажного и сверхвлажного внутрислоевого горения.

Вторая проблема заводнения связана с принципиальной невозможностью достижения полного вытеснения нефти водой даже при наиболее благоприятных. Главная причина невозможности полного вытеснения нефти водой из заводненных областей пластов заключается в несмешиваемости нефти и воды. Решить проблему обеспечения полного вытеснения нефти из пластов можно, либо обеспечив смешиваемость нефти с вытесняющим ее веществом, либо применив высокотемпературное воздействие на пласт, при котором происходило бы выпаривание нефти.

Третья, может быть, наиболее обширная проблема, возникшая в результате анализа и обобщения опыта разработки заводняемых нефтяных месторождений, - проблема обеспечения более полного охвата пластов процессом заводнения.

Помимо указанных общих проблем разработки нефтяных месторождений с применением заводнения известен и целый ряд специальных. Таких, например, как создание эффективных методов разработки низкопроницаемых, сильнонеоднородных пластов, водонефтяных зон месторождений, коллекторов с высокой глинистостью, трещиновато-пористых пластов с неоднородной трещиноватостью и т.д.

Указанные проблемы могут быть решены также путем использования вместо обычного заводнения, иных методов разработки нефтяных месторождений.

4.4. Физико-химические методы разработки нефтегазовых месторождений

Вытеснение нефти из пластов растворителями и газом при высоком давлении

Главная причина невозможности достижения полного вытеснения нефти водой из пластов при их заводнении заключается в не смешиваемости вытесняемой и вытесняющей жидкостей, в результате чего образуется поверхность раздела между этими жидкостями и происходит удерживание нефти в пористой среде капиллярными силами.

Кроме того, неполное вытеснение нефти водой в охваченных заводнением областях пластов обусловлено гидрофобизацией пород-коллекторов вследствие адсорбции тяжелых компонентов нефти на поверхности зерен пород, а также различием вязкостей вытесняющей и вытесняемой жидкостей, что приводит к появлению гидродинамической неустойчивости контакта нефть - вода, обволакиванию водой в пористой среде оставленных за фронтом вытеснения скоплений нефти, образованию капель или глобул нефти.

Вследствие указанных причин нефть остается в пористой среде пластов, подвергаемых заводнению, в виде пленок на зернах пород и глобул, находящихся в тупиковых порах или местах пористой среды пластов, обойденных водой. Если бы нефть вытеснялась из пласта смешивающейся с ней жидкостью, то в результате молекулярной диффузии вещество-растворитель проникло бы в нефть, а углеводороды нефти в растворитель и с течением времени нефть была бы полностью вымыта из пласта. Однако если применять в процессе разработки нефтяных месторождений метод вытеснения нефти путем закачки в пласты одних только растворителей, то последние, вымыв из пластов нефть, останутся в недрах. Ясно, что оставляемое в пластах вещество должно быть доступным и дешевле нефти. В качестве растворителя, вытесняющего нефть из пластов, применяют спирты, эфиры, сероуглерод и др. Однако это дорогостоящие вещества. Дешевле использовать воздух, воду и в определенных условиях природный газ и двуокись углерода. При этом следует учитывать, что вода в обычных пластовых условиях не смешивается с нефтью, закачка в пласт воздуха приводит к возникновению совершенно иного процесса извлечения нефти из недр - внутрипластового горения.

В 50-х и начале 60-х гг. было предложено в качестве веществ, смешивающихся с нефтью для ее вытеснения из пластов, применять углеводородные растворители - сжиженный пропан, газовый конденсат, бензин и другие в виде пробок или оторочек, продвигаемых по пласту водой или сухим газом.

Лабораторные опыты показали, что в процессе вытеснения нефти из пластов неограниченно смешивающимися с ней веществами - растворителями коэффициент вытеснения может быть доведен до 100 %. Если использовать оторочки растворителя, продвигаемые по пласту сухим газом, коэффициент вытеснения нефти по-прежнему остается высоким, но при этом наблюдается неустойчивость контакта газ - растворитель, оторочка довольно быстро исчезает, а растворитель

частично извлекается из пласта вместе с сухим газом. Таким образом, в случае применения сухого газа в качестве вещества, проталкивающего оторочки растворителя, фактически снижается коэффициент охвата пласта процессом вытеснения.

В наклонных пластах после вытеснения нефти оторочкой растворителя, проталкиваемой сухим газом сверху вниз, прорывы его становятся не столь интенсивно, а в определенных физических условиях - до неограниченной смешиваемости. Оказалось, что с дальнейшим повышением пластового давления, опять-таки в определенных физических условиях, оторочка растворителя вообще становится излишней, так как между нефтью и газом возникает область полного смешивания сухого газа с углеводородами, выделившимися из нефти, и затем углеводородов с самой нефтью. Вытеснение нефти из пластов сухим газом в условиях полной смешиваемости его с углеводородами нефти получило название процесса вытеснения нефти из пластов газом высокого давления.

Закачка в пласт двуокиси углерода

Помимо углеводородов известны и другие простые вещества, в определенных условиях достаточно хорошо смешивающиеся с нефтью. К ним можно отнести азот и двуокись углерода. У нефтяников имеется значительный опыт по закачке в пласты двуокиси углерода с целью извлечения нефти, в то время как по использованию азота известны лишь отдельные эксперименты. Источники CO_2 - природные месторождения, содержащие часто смесь углекислого газа с углеводородами и в ряде случаев с сероводородом, отходы химических производств, дымовые газы крупных энергетических и металлургических установок. Двуокись углерода в стандартных условиях - газ.

Двуокись углерода в жидком, газообразном или закритическом состоянии может быть использована как растворитель нефти с целью ее извлечения из недр. Известны несколько разновидностей технологии разработки нефтяных месторождений с закачкой CO_2 в пласты для вытеснения из них нефти.

В одной из них двуокись углерода нагнетают в неистощенный пласт в виде оторочки, продвигаемой по пласту закачиваемой в него водой или газом, аналогично рассмотренному процессу вытеснения

нефти из пласта оторочкой углеводородного растворителя. Другую разновидность используют в истощенных пластах с низким пластовым давлением порядка 1 МПа, когда CO_2 непрерывно закачивают в пласт в газообразном состоянии.

При осуществлении такого процесса, сходного с процессом циклической закачки газа, газообразную двуокись углерода следует прокачивать через пласт в объеме, в несколько раз превышающем поровый объем пласта. Легкие углеводороды нефти при этом экстрагируются, переходя в газообразную смесь CO_2 и углеводородов. На дневной поверхности необходимо разделять CO_2 и углеводороды, т.е. регенерировать двуокись углерода и снова нагнетать ее в пласт.

Можно осуществлять воздействие на пласт и иначе. Вначале, т.е. в первой фазе процесса, в пласт интенсивно закачивают CO_2 при резком ограничении или прекращении отбора нефти. Пластовое давление при этом повышается. Если позволяют пластовые, а также технические и экономические условия, давление в пласте доводят до давления полной смешиваемости CO_2 и нефти. Конечно, и при этом в пористой среде могут выпадать смолы и асфальтены. Однако углеводородные компоненты нефти, включая тяжелые, извлекаются из пласта. При достижении заданного давления производят одновременно и закачку в пласт CO_2 , и отбор из него смеси углеводородов нефти и CO_2 .

Третья принципиальная разновидность технологии разработки нефтяных пластов с применением двуокиси углерода состоит в растворении CO_2 в воде, т.е. в получении так называемой карбонизированной воды и закачке ее в пласт для вытеснения из него нефти, как и при обычном заводнении. Вследствие большего химического "родства" нефти и CO_2 , чем воды и CO_2 , при контакте карбонизированной воды с нефтью молекулы CO_2 диффундируют, разрыхляют пленки тяжелой нефти на поверхности зерен породы, делают эти пленки подвижными, что приводит к увеличению количества извлекаемой нефти из пластов.

Из трех указанных разновидностей технологии разработки нефтяных пластов с закачкой в них двуокиси углерода первая, т.е. вытеснение нефти оторочкой CO_2 , проталкиваемой водой, имеет преимущества перед остальными, так как по сравнению со второй требует меньших затрат двуокиси углерода и в более значительной степени обеспечивает вытеснение тяжелого остатка нефти после экстракции из нее легких углеводородов. По сравнению с третьей

разновидностью первая более универсальна и позволяет извлечь большее количество нефти из пластов.

Вытеснение нефти водными растворами поверхностно-активных веществ

При вытеснении нефти из пласта смешивающимся с ней веществом кардинально решается проблема полной ликвидации поверхности раздела между нефтью и веществом вытеснителем, "исчезают" капиллярные силы, нефть растворяется в этом веществе, в результате чего можно полностью извлечь ее из области пласта, охваченной процессом вытеснения. Если добавить к закачиваемой в пласт воде поверхностно-активное вещество (ПАВ), то можно существенно снизить поверхностное натяжение на контакте нефть - вода и сделать поверхность зерен горных пород-коллекторов более смачиваемой водой, т.е. увеличить ее гидрофильность. Кроме того, если какая-то часть остаточной нефти в заводненной области пласта находится в виде глобул, застрявших в сужениях пористой среды, и под действием градиентов давления не может двигаться, то со снижением поверхностного натяжения эти глобулы будут легче деформировать свою поверхность и продвигаться через сужения пор.

Эффективность вытеснения нефти из пластов растворами ПАВ зависит от степени диспергирования нефти в заводненной области пласта, структуры порового пространства, доли нефти, оставшейся в виде пленок на зернах породы во всей остаточной нефти, характера физико-химического взаимодействия ПАВ и пород-коллекторов и т.д.

4.5. Тепловые методы разработки нефтегазовых месторождений

Температурная обстановка в пластах

Начальное значение пластовой температуры и ее распределение определяются геотермическими условиями, в которых находится месторождение. Обычно пластовая температура нефтяных месторождений соответствует среднему геометрическому градиенту в данном геологическом регионе. Однако наблюдаются и существенные

отклонения пластовой температуры от этой величины. Тогда считают, что пластовая температура повышенная или пониженная.

В процессе разработки нефтяного месторождения его пластовая температура может существенно измениться. Это происходит при закачке в пласт веществ, главным образом воды, с иной температурой, чем начальная пластовая, а также при экзотермических реакциях в пласте. В значительно меньшей степени пластовая температура изменяется за счет дросселирования извлекаемых жидкостей и газов и гидравлического трения о породы пласта фильтрующихся в нем веществ.

Распределение пластовой температуры под землей и изменение ее во времени называют температурным режимом месторождения. Изменение температуры в нефтяных пластах происходит в основном за счет теплопроводности и конвекции.

Нефтяные пласты не теплоизолированы от окружающих пород и от других пластов. Поэтому всякое изменение температуры на каком-либо участке по сравнению с другими участками влечет за собой ее перераспределение и перенос тепла за счет теплопроводности. Закачка в пласт воды с иной температурой, чем пластовая, и добыча из пласта нефти с пластовой температурой приводят к изменению содержания тепла в пласте и, следовательно, пластовой температуры. Кроме того, тепло переносится в пласте и за счет теплопроводности.

Вытеснение нефти из пластов горячей водой и паром

С повышением температуры вязкости нефти и воды уменьшаются. При этом вязкость нефти, если она в обычных пластовых условиях значительно превышала вязкость воды, снижается более существенно. Соотношение подвижностей нефти и воды изменяется в лучшую сторону. Этот экспериментально установленный факт - главная причина использования закачки в пласт воды с повышенной температурой или водяного пара для увеличения нефтеотдачи пластов, содержащих нефть повышенной вязкости. Кроме того, при закачке в пласт горячей воды или водяного пара из нефти при соответствующих условиях испаряются легкие фракции углеводородов и переносятся потоками пара и воды по пласту к забоям добывающих скважин, дополнительно способствуя увеличению извлечения нефти из недр.

Горячую воду и пар получают в парогенераторах (котлах) высокого давления и закачивают в пласт через нагнетательные скважины специальной конструкции и со специальным оборудованием, предназначенным для работы в условиях высоких температур и давлений.

Закачка теплоносителей в пласт методом тепловых оторочек

По этому методу вместо непрерывной закачки теплоносителя после проникновения его в пласт через определенное время можно нагнетать воду при пластовой температуре. При этом в пласте создается перемещающаяся в направлении процесса вытеснения нефти нагретая область, получившая название тепловой оторочки. Способ перемещения нагретой области в глубь пласта путем закачки в него холодной воды, т.е. воды с температурой, близкой к пластовой, был предложен в 50-х гг. но только в 60-х гг. по экспериментальным и теоретическим данным обосновали метод тепловых оторочек как способ разработки нефтяных месторождений. Были разработаны методики выбора оптимальных размеров тепловых оторочек при различных геолого-физических условиях пластов, темпах нагнетания в пласт теплоносителей, их параметрах и других технологических показателях разработки месторождения.

Использование тепловых оторочек позволяет получить несколько меньшую нефтеотдачу по сравнению с этим показателем при непрерывной закачке теплоносителей в пласт. Но в таком случае на подготовку горячей воды или пара значительно меньше тратится энергии.

Технология извлечения нефти с использованием внутрипластового горения

В 30-х гг. текущего века советские ученые А.Б. Шейнман и К.К. Дубровой предложили извлекать нефть методом ее подземной газификации с созданием в пласте экзотермической окислительной реакции, переходящей в горение. Ими были сделаны первые попытки инициирования внутрипластового окисления нефти на одном из месторождений Краснодарского края.

Устойчивый процесс внутрипластового горения был осуществлен в России в 1967 г. на месторождении Павлова Гора в Краснодарском крае и на месторождении Сходница на Украине. В опытах, проведенных на этих месторождениях, были получены доказательства длительного существования и перемещения в пласте области, где происходит интенсивная окислительная реакция, "очага горения", а также возможности существенного дополнительного извлечения нефти при внутрипластовом горении. В настоящее время метод внутрипластового горения на месторождениях мира распространен незначительно. Однако этот метод является перспективным и важным, так как его использование позволяет полностью добывать нефть из охваченных методом зон пласта, получая потенциально возможную нефтеотдачу.

Исследования показали, что при развитии процесса внутрипластового горения в пористой среде пласта сгорает в основном тяжелый остаток нефти, получивший название кокса, так как более легкие фракции нефти испаряются перед областью горения в результате повышенной температуры и переносятся потоком газов вперед по пласту по направлению к добывающим скважинам.

В процессе разработки нефтяного месторождения методом внутрипластового горения в качестве окислителя применяют главным образом воздух, закачиваемый в пласт через специальные воздухонагнетательные скважины. Нефть отбирается из добывающих скважин вместе с продуктами горения и водой, которую также можно закачивать в пласт в те же воздухонагнетательные или в специальные водонагнетательные скважины.

Операцию создания в пласте внутрипластового горения начинают с его возбуждения, инициирования. Для этого в нагнетательную скважину, в которой предполагают начать процесс горения, опускают нагревательное устройство (глубинную горелку или электронагреватель) и нагнетают воздух. Воздух, обладая существенно меньшей вязкостью, чем насыщающие пласт нефть и вода, проскальзывает сквозь нефть и воду, частично вытесняя их из пласта, к забоям добывающих скважин. Так осуществляется сообщаемость (сбойка) воздухонагнетательных и добывающих скважин. Затем включают глубинное нагревательное устройство и вводят тепло в пласт. В результате в нем повышается температура, скорость окисления нефти возрастает и окисление переходит в горение.

ГЛАВА 5

НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ ПРОВИНЦИИ РОССИИ И СТРАН СНГ

Промышленные месторождения нефти и газа открыты в различных частях России и стран СНГ - от побережья Северного Ледовитого океана до пустынь Средней Азии, от Предкарпатья и Прибалтики до Восточной Сибири и острова Сахалин.

В России и странах СНГ в пределах платформенных, складчатых и переходных территорий выделено 19 нефтегазоносных провинций. Почти каждая из них включает несколько нефтегазоносных областей: 1 - Предкарпатская, 2 - Прибалтийская, 3 - Днепровско-Припятская, 4- Тимано-Печорская, 5- Предуральская, 6 - Волго-Уральская, 7 – Прикаспийская, 8 - Предкавказско-Крымская, 9 – Предкавказская, 10 – Закавказская, 11 - Западно-Туркменская, 12 – Туранская, 13 - Тяньшань-Памирская, 14 - Западно-Сибирская, 15 - Енисейско-Хатангская, 16 – Предверхо-янская, 17 - Лено-Виллюйская, 18 - Ангаро-Леуская, 19 – Дальне-восточная.

Провинции переходных территорий соответствуют предгорным прогибам с установленной промышленной нефтегазоносностью.

Промышленное значение провинций также различное. Основная добыча нефти и газа страны производится из недр Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Значительное количество нефти и газа добывается в Волго-Уральской, Туранской, Прикаспийской и Тимано-Печорской нефтегазоносных провинциях. Потенциальные возможности открытия новых местоскоплений нефти и газа связываются с Ангаро-Ленской, Лено-Виллюйской, Дальневосточной провинциями, которые изучены еще недостаточно. Не исчерпаны возможности и таких старейших нефтегазоносных провинций страны, как Закавказская, Предкарпатская, Западно-Туркменская и др. Все возрастающую роль в развитии нефтегазодобывающей промышленности приобретает Прикаспийская впадина.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Бакиров Э.А. Геология нефти и газа: Учебник для вузов / Э.А. Бакиров [и др.]. - М.: Недра, 1990.
2. Бакиров А.А. Геологические основы прогнозирования нефтегазоносности недр / А.А. Бакиров. - М.: Недра, 1973.
3. Бакиров А.А. Нефтегазоносные провинции и области зарубежных стран / А.А. Бакиров [и др.]. - М.: Недра, 1971.
4. Вассоевич Н.Б. Современные представления об условиях образования нефти / Н.Б. Вассоевич. - М.: Знание, 1981.
5. Габриэлянц Г.А. Методика поисков и разведки залежей нефти и газа / Г.А. Габриэлянц [и др.]. - М.: Недра, 1985.
6. Гаврилов В.П. Общая и региональная геотектоника / В.П. Гаврилов. - М.: Недра, 1986.
7. Бакиров А.А. Геология и геохимия нефти и газа / А.А. Бакиров [и др.]. - М.: Недра, 1982.
8. Губкин И.М. Учение о нефти / И.М. Губкин. - М.: Наука, 1975.
9. Знаменский В.В. Геофизические методы разведки и исследования скважин / В.В. Знаменский [и др.]. - М.: Недра, 1981.
10. Мильничук В.С. Общая геология / В.С. Мильничук [и др.]. - М.: Недра, 1989.
11. Пермяков И.Г. Геологические основы поисков, разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений / И.Г. Пермяков [и др.]. - М.: Недра, 1976.
12. Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений / Ю.П. Желтов. - М.: Недра, 1998.