

Глава 1

ФИЗИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА

1.1. Газонефтяное месторождение

Естественное скопление нефти (газа) в недрах называется нефтяной (газовой) **залежью**. Совокупность залежей, расположенных на одном участке (районе) суши или моря, образует нефтяное (газовое) **месторождение**. Часто залежи нефти имеют газовые шапки, а газовые – нефтяные оторочки. В этих случаях тип залежи или месторождения определяется по значительности запасов одного из этих компонентов.

Существуют две теории происхождения нефти – органическая и неорганическая. Более принята теория органического образования нефти и газа, по которой остатки животных и растительности, разлагаясь в недрах Земли под действием высоких температур и давления, образовали углеводороды – составляющие нефти и газа.

Нефть (газ) совместно с водой содержится в разветвленной системе пор, пустот, поровых каналов, трещин, каверн между отдельными зернами или агрегатами зерен породы, которая называется **коллектор** нефтяной залежи. Наличие пустот в коллекторе называется **пористостью**. Значение пористости определяется **коэффициентом пористости**, т.е. отношением общего объема всех пустот в породе к геометрическому объему породы с пустотами. С увеличением глубины залегания пород пористость обычно уменьшается.

Нефтенасыщенность – отношение объема пор в залежи, заполненных нефтью, к общему объему пор.

Проницаемость горных пород характеризует их способность пропускать через себя жидкость и газ.

Абсолютная или физическая проницаемость – это проницаемость пористой среды при движении в ней какой-либо одной фазы – газа или однородной жидкости без физико-химиче-

ского взаимодействия между жидкостью и пористой средой и при условии полного заполнения пор среды газом или жидкостью.

Эффективная (фазовая) проницаемость – проницаемость пористой среды для данного газа или жидкости при содержании в порах другой фазы – жидкой или газовой.

Относительная проницаемость – отношение эффективной проницаемости к абсолютной.

Упругость горных пород – способность их к изменению своего объема с изменением давления. Она влияет на перераспределение давления в пласте в процессе эксплуатации.

Внутреннее давление в пласте в процессе добычи нефти из залежи снижается, что приводит к уменьшению объема, а следовательно, к вытеснению из него жидкости и газа.

Карбонатность горных пород – суммарное содержание в них солей угольной кислоты: соды, поташа, известняка, доломита, сидерита и др. Значение этой величины является основой для выбора средств воздействия на них. Так, например, соляная кислота растворяет карбонаты, увеличивая число пор и поровых каналов, что приводит к возрастанию проницаемости.

Для получения притока нефти и газа к забоям скважин, которые вскрыли нефтяную залежь, необходим перепад давления между пластовым давлением и давлением на забое, создаваемым столбом жидкости и газа в скважине. Этот перепад давления называется **депрессией**. Количество жидкости, поступающей в скважину в единицу времени, т.е. **дебит** скважины, зависит от пластового давления, значений всех сопротивлений движению жидкости и депрессии.

1.2. Состояние жидкостей и газов в пластовых условиях

Пластовая жидкость может двигаться к забоям скважин под действием: напора краевых (контурных) вод; напора газовой шапки; энергии сжатого газа газонефтяной смеси; упругих сил нефти, воды и вмещающей их породы; сил гравитации (тяжести) жидкости.

Забой добывающей скважины является местом, куда вследствие пониженного давления стремится краевая вода и нефть, заполняя освобожденные поры пласта.

Газ газовой шапки давит на поверхность газонефтяного кон-

такта и вытесняет нефть к забою скважины, при этом газовая шапка увеличивается в объеме.

Снижение пластового давления вызывает выделение из нефти растворенного в ней газа, последний расширяется и приводит в движение нефть в направлении забоя скважины.

По мере извлечения нефти и газа из пласта за счет упругих сил нефти, воды, газа, а также вмещающей их породы, происходит снижение пластового давления. Это приводит к сокращению объема порового пространства, что является дополнительным источником энергии движения нефти к забою скважины.

Под действием сил гравитации (тяжести) нефть перемещается из повышенных частей пласта к забою скважин, расположенных ниже.

Силами сопротивления движению нефти по пласту являются силы трения, гидравлические сопротивления, силы адгезии (прилипания) нефти к породе и капиллярные (молекулярно-поверхностные) силы, удерживающие нефть.

Основное сопротивление движению нефти создают силы трения внутри жидкости и о стенки поровых каналов. Силы трения зависят от вязкости жидкости и проницаемости породы при заданных давлениях и температуре пласта.

При двух- и трехфазном движении, т.е. при совместном движении нефти и газа или нефти, газа и воды, газ запирает (закупоривает) поры, что препятствует движению нефти.

Явление адгезии (прилипания) нефти к породе проявляется в том, что нефть при контакте с поверхностью породы остается на ее поверхности при свободном истечении ее под действием силы тяжести в виде пленки.

Капиллярные (молекулярно-поверхностные) силы проявляются на границе нефти и воды. Чтобы привести в движение нефть на контакте с водой, в пласте следует создать перепад давления, превышающий капиллярные силы, равные уравновешивающей силе тяжести.

В пластовых условиях жидкость и газ, насыщающие поровое пространство коллекторов, как и сами коллекторы, находятся под давлением, которое называется **пластовым**.

Пластовое давление в различных точках залежей переменное, поэтому его определяют как средневзвешенное значение (при одинаковой глубине) по всем скважинам данного пласта и в дальнейшем именуют приведенным. Пластовое давление рассчитывают по картам изобар.

Начальное пластовое давление обычно соответствует гидростатическому давлению столба воды в скважине до глубины за-

легания данного пласта. Если пластовое давление значительно отличается от гидростатического, то говорят об аномально высоком или аномально низком пластовом давлении.

Температура нефти или газа в пластовых условиях называется пластовой температурой. Она возрастает с увеличением глубины скважины. Повышение температуры пласта на 1°C в метрах от устья скважины (по вертикали) называется **геотермической ступенью**. Изменение температуры на каждые 100 м углубления в недра называется **геотермическим градиентом**. В среднем геотермический градиент равен 3°C .

Забойное давление – давление, поддерживаемое на забое скважины в процессе эксплуатации. Для притока продукции из пласта в скважину необходимо, чтобы забойное давление было меньше пластового.

Давление на устье скважины в насосно-компрессорных трубах (НКТ) называется **устьевым** или **буферным**.

Давление в затрубном пространстве между насосно-компрессорными трубами и эксплуатационной колонной называется **затрубным**.

Статическим уровнем называется расстояние от устья до уровня жидкости в остановленной скважине.

Уровень жидкости в затрубном пространстве при эксплуатации скважины называется **динамическим**.

Геолого-энергетическая характеристика залежи определяет режим ее дренирования. В зависимости от темпа отбора жидкости и газа можно получить эффект вытеснения нефти водой или газом или за счет расхода энергии газа, растворенного в нефти. Поэтому режим дренирования залежи можно классифицировать как режим вытеснения нефти водой или газом; режим истощения внутренней газовой энергии залежи.

1.3. Химико-физические свойства нефти, пластовой воды и газа

Плотность (удельный вес) – одна из основных характеристик нефтей. Диапазон ее изменения – $750\text{--}1000\text{ кг/м}^3$. На практике иногда используют относительную плотность, т.е. безразмерную величину отношения плотности нефти (нефтепродукта) при стандартной температуре 20°C к плотности дистиллированной воды при стандартной температуре 4°C .

Плотность обычно измеряют с помощью ареометров. Для бо-

лее точного определения плотности нефти в лабораториях пользуются весами Вестфаля и пикнометром. Плотность измеряют в пластовых и поверхностных условиях. Плотность нефти в поверхностных условиях всегда выше вследствие разгазирования.

Вязкость – свойство жидкости (газа) оказывать сопротивление перемещению одних ее частиц относительно других (внутреннее трение). Различают динамическую (абсолютную), кинематическую и условную вязкость.

Кинематическая вязкость – отношение динамической вязкости к плотности жидкости. Единицы вязкости в СИ: динамическая – $\text{Н}\cdot\text{с}/\text{м}^2 = \text{Па}\cdot\text{с}$; кинематическая – $\text{м}^2/\text{с}$. Условная вязкость – отношение времени истечения из вискозиметра определенного объема жидкости ко времени истечения такого же объема дистиллированной воды при 20°C . (Иногда встречаются устаревшие условные единицы – градусы Энглера ($^\circ\text{E}$) и Барбы ($^\circ\text{B}$), секунды Сейболта ($^\circ\text{S}$) и Редвуда ($^\circ\text{R}$).)

Вязкость является важнейшим физическим свойством нефти, определяющим ее движение в пластовых условиях и при транспортировке ее по трубопроводам. Вязкость измеряют с помощью вискозиметров. С увеличением температуры вязкость нефти уменьшается, а с повышением давления – незначительно увеличивается. Вязкость пластовых нефтей возрастает при давлении ниже давления насыщения из-за разгазирования. Обычно вязкость нефти равняется $0,5\text{--}25 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ (более $15 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ – повышенная вязкость). Вязкость разгазированных нефтей значительно выше пластовых (в $3\text{--}15$ раз). Вязкость газов заметно увеличивается с повышением давления и температуры.

Одним из физических свойств нефтей и нефтепродуктов является их **испаряемость**. Испарение – это процесс перехода жидкости у поверхности на открытом воздухе из жидкого состояния в парообразное. Это свойство нефти и нефтепродуктов необходимо учитывать в системах сбора и транспорта нефти на месторождениях.

Давление паров данной жидкости, находящихся в равновесии с ней, называют **упругостью паров жидкости**.

Важнейшим свойством нефти является **давление насыщения** нефти газом, при котором определенный объем газа находится в растворенном состоянии в нефти.

Количество газа, приходящегося на 1 т нефти, называется **газовым фактором**.

Процесс растворения газа в нефти определяет распределе-

ние компонентов нефтяного газа между жидкой и газообразной фазами в нефтяной залежи. Весовая концентрация газа, растворяющегося в жидкости, пропорциональна его абсолютному давлению (при постоянной температуре) по закону Генри

$$V_r = \alpha p V_{ж},$$

где V_r – объем поглощенного газа (приведенный к атмосферному давлению); α – **коэффициент растворимости газа**; p – абсолютное давление газа; $V_{ж}$ – объем жидкости, в которой растворяется газ.

Кривые растворимости реальных газов отличаются от кривых по закону Генри.

Количественные показатели растворимости газа зависят также и от способа дегазирования нефти – контактного и дифференциального. В первом случае весь выделившийся газ (при снижении давления) до конца процесса остается в контакте с жидкостью. Во втором – выделяющийся газ периодически удаляется из системы. В пластовых условиях при снижении давления этот процесс ближе к контактному дегазированию.

Уменьшение объема нефти при ее дегазировании в промышленной практике называется **"усадкой"** нефти. Коэффициент "усадки" нефти определяется как отношение плотности общего объема насыщенной газом нефти (отнесенной к атмосферным условиям) к плотности насыщенной газом нефти в пластовых условиях. Отношение 1 м³ нефти* в пластовых условиях к 1 м³ нефти в атмосферных условиях называется **объемным коэффициентом для нефти**.

Нефть и газ состоят из смеси различных углеводородных и неуглеводородных соединений. Углеводородные соединения – парафиновые, нафтеновые и ароматические (редко олефиновые) группы углеводородов. Неуглеводородные соединения – кислородные, сернистые и азотистые соединения.

Основными химическими элементами нефти являются углерод (82–87 % по весу) и водород (11–15 % по весу). В небольших количествах в нефти могут содержаться кислород (до 1,5 % по весу), сера (0,1–7,0 % по весу и более) и азот (до 2,2 % по весу); в еще меньших количествах присутствуют минеральные примеси – хлор, йод, бром, фосфор, мышьяк, калий, натрий, кальций, магний, ванадий, кремний, железо, никель и др.

Для характеристики нефтей и нефтепродуктов используют показатели температуры вспышки, воспламенения, самовоспламенения, плавления и застывания.

*Нормальные объемы измеряются при 0 °С и давлении 1033 ГПа.

Смесь паров нагреваемого нефтепродукта и воздуха вспыхивает при поднесении к ней огня при температуре, которая называется **температурой вспышки**. При этом вспыхнувшее пламя мгновенно затухает. Температура вспышки ниже, если легче фракция нефти. Температуры вспышки, например, бензиновых фракций составляют 40 °С, керосиновых от 28 до 60 °С, масляных от 130 до 325 °С. При температуре вспышки можно определить чистоту полученных фракций нефти и возможность образования взрывчатых смесей.

После определения температуры вспышки нефтепродукта при поднесении огня его пары вновь загораются и не гаснут в течение некоторого времени. Эта температура называется **температурой воспламенения**.

Температурой самовоспламенения называется температура, при которой нефтепродукт при контакте с воздухом самопроизвольно воспламеняется. Наиболее легко самовоспламеняются высококипящие нефтепродукты (300–350 °С).

Температурой плавления твердых нефтепродуктов (парафина и церезина) называется температура их перехода из твердого состояния в жидкое (в определенных условиях).

Температурой застывания называется температура, при которой (в определенных условиях испытания) нефтепродукт теряет подвижность. Температура застывания в основном зависит от содержания парафинов и церезинов в нефти. Они являются важным показателем при транспорте и использовании нефтепродуктов при низких температурах.

Отметим электрические свойства нефтепродуктов. Нефтепродукты плохо проводят электрический ток. Некоторые из них используются как изоляторы – парафин, трансформаторное, конденсаторное масло и др. **Электровозбудимость** – свойство нефтепродуктов удерживать электрический заряд при движении нефтепродуктов в сосудах, трубопроводах и т.п. Для снятия электрических зарядов необходимо заземлять все устройства, по которым транспортируются нефтепродукты.

Фракционный состав нефти – процентное содержание в ней различных фракций, выкипающих в определенных температурных пределах при ее перегонке. При различных температурах (температуре начала и конца кипения) определяют количество и качество составных частей нефти (фракций-дистиллятов). После обработки дистиллятов различные нефтепродукты получают в виде товарной продукции.

Товарные свойства нефтей определяются технологической классификацией. Она предусматривает показатели оценки нефтей: содержание серы в нефтепродуктах; содержание

фракций, которые вскипают до 350 °С, содержание базовых масел и их качество; содержание парафина; индекс вязкости.

В табл. 1.1 приводится принятая технологическая классификация нефтей. Подготовленная нефть должна иметь показатели, соответствующие табл. 1.2.

В поровом пространстве нефтяной залежи вместе с нефтью и газом обычно находится вода. Часть воды в процессе эксплуатации скважин остается неподвижной. Такую воду называют "связанной" (с породой), "реликтовой", "погребенной", "остаточной". Эта вода может заполнить до 20 % объема пор и более. Остальная вода может выноситься к забоям скважин и подниматься на поверхность вместе с нефтью и газом. На практике такую воду именуют "пластовой".

Пластовые воды по степени полезности делятся на соленые, слабосоленые и пресные. Минеральные вещества (растворенные соли) натрия, калия, магния, железа, йода, брома и других определяют их общую минерализацию. Из газообразных веществ в пластовые воды входят углеводородные газы и иногда значительное (до 25 %) количество сероводорода.

Относительно нефтегазоносных горизонтов пластовые воды подразделяются на следующие виды:

- контурные (краевые) – воды в пониженных участках нефтяных пластов, подпирающие нефтяную залежь со стороны контура нефтеносности;

- верхние контурные (верхние краевые) – в случае, если нефтеносная часть пласта выведена на поверхность и заполнена поверхностными водами;

- подошвенные – воды в нижней части приконтурной зоны пласта; иногда они распространены по всей структуре, включая и ее сводовую часть;

- промежуточные – воды, залегающие в пропластках нефтяных или газовых пластов;

- верхние – воды, залегающие выше данного нефтяного (газового) пласта;

- нижние – воды, залегающие ниже данного нефтяного (газового) пласта;

- смешанные – воды, залегающие выше данного нефтяного (газового) пласта и поступающие из нескольких водоносных пластов или поступающие из выше- и нижележащих водоносных пластов.

К особым видам пластовых вод можно отнести тектонические, шельфовые и технические. Тектонические воды могут поступать по тектоническим трещинам из пластов с более высоким напором. Шельфовые воды – подземные воды шельфо-

Таблица 1.1
Технологическая характеристика нефтей

Класс	По содержанию серы					По выходу светлых нефтепродуктов		По содержанию базовых масел			По индексу вязкости		По содержанию парафинов		
	Нефти	Массовая доля серы, %				Тип	Выход фракций до 350 °С, %	Группа	Массовая доля базовых масел, %		Подгруппа	Индекс вязкости базовых масел	Вид	Нефти	Массовая доля парафина нефти, %
		в нефти	в бензине (н.к. 200 °С)	в реактивном топливе (н.к. 120–240 °С)	в дизельном топливе (н.к. 240–350 °С)				на нефть	на мазут выше 350 °С					
I	Малосернистые	0,50	0,15	0,10	0,20	T ₁	45	M ₁	25	45	I ₁	85	P ₁	Малопарафинистые	До 1,50
II	Сернистые	0,51–2,0	0,15	0,25	1,0	T ₂	30–44,9	M ₂	15–25	45	I ₂	40–85	P ₂	Парафинистые	1,51–6,0
III	Высокосернистые	>2,0	0,15	0,25	1,0	T ₃	<30	M ₃	15–25	30–45	–	–	P ₃	Высокопарафинистые	>6,0
								M ₄	15	<30	–	–	–		

Примечание. н.к. – начало кипения.

Таблица 1.2
Показатели степени подготовки нефти по ГОСТ 9965–76 с изменениями на 01.01.90

Показатель	Норма для группы		
	1	2	3
Концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	100	300	900
Массовая доля воды, %, не более	0,5	1,0	1,0
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05	0,05	0,05
Давление насыщения паров, кПа (мм рт. ст.), не более	66,7 (500)	66,7 (500)	66,7 (500)

вых частей материков, т.е. прибрежных частей дна Мирового океана. Техническая вода попадает в нефтегазовые пласты (особенно с низким пластовым давлением) при бурении скважин и ремонтных работах при эксплуатации скважин.

Основные физические показатели пластовых вод: плотность, соленость, минерализация, вязкость, температура, электропроводность, сжимаемость, радиоактивность, растворимость воды в нефти и газов в воде.

Попутный нефтяной газ содержит большое количество пропана, бутана и более тяжелых углеводородов. В зависимости от этого попутные газы можно условно разделить на три категории:

бедные или сухие, содержащие до 50 г/м^3 тяжелых углеводородов (от пропана и выше);

средней жирности, содержащие от 50 до 400 г/м^3 тяжелых углеводородов;

жирные, содержащие свыше 400 г/м^3 тяжелых углеводородов.

Большинство попутных газов из категории жирных. С легкой нефтью обычно добывают более жирные газы, с тяжелыми нефтями – в основном сухие газы.

Пропан и бутан легко сжижаются при небольших давлениях. Например, давление паров пропана при температуре 20°C составляет $0,83 \text{ МПа}$. В пластовых условиях распределение каждого углеводорода между жидкой и газообразной фазами будет находиться в соответствии с давлением паров при данной температуре. Газ в пластовых условиях находится в различных состояниях в зависимости от давления насыщения – свободном, растворенном, адсорбированном. Основные физические показатели – плотность, вязкость, растворимость, сжимаемость. Плотность свободного газа по отношению к плотности воздуха называется **относительной плотностью газа**.

1.4. Физические свойства горных пород-коллекторов нефти и газа

Скопление нефти и газа наблюдается лишь в осадочных породах, которые образуются путем осаждения вещества в воде, а также из воздуха. Осаждение может быть механического, химического и биогенного типов. Поэтому осадочные породы могут быть обломочными (галечники, гравий, песчаники, глины, аргиллиты), хемогенными (каменная соль, ангидрит, гипс, доло-

миты) и биогенными (известняки-ракушечники, мел, уголь, сланцы). Поверхность земли более чем на 3/4 состоит из осадочных пород.

Наиболее распространенными коллекторами нефти и газа являются песчаники, глины и алевролиты.

Песчаник – обломочная осадочная горная порода из сцементированного песка. Он состоит в основном из зерен кварца, часто с примесью полевого шпата. Обычный диапазон размеров зерен песчаника 0,1–2 мм.

Глины кроме обломочного материала (мельчайших зерен кварца, слюидов, шпатов) содержат глинистые материалы химического разложения магматических пород и откладываются в водной среде. Обычно частицы глины размером менее 0,01 мм.

Алевролиты – осадочные породы в виде мелких обломков (0,01–0,1 мм), сцементированные в плотные горные породы. Хемогенные породы состоят из минералов того же названия. Биогенные породы образуются путем накопления органических остатков животных и растений, а также продуктов их жизнедеятельности.

Осадочная толща земной коры состоит из различных слоев горных пород (пластов). **Пласт** – геологическое тело относительно однородного состава. Поверхность, ограничивающая пласт снизу, называется подошвой, поверхность, ограничивающая его сверху, – кровлей.

Толщина пласта обычно во много раз меньше его протяженности.

В основном преобладают горизонтальные слои. В результате тектонических давлений (сдвигов) земной коры они могут быть наклонены, смяты в складки и разорваны. При этом образуются различные структурные формы (структуры). Складка слоев горных пород, обращенная вверх, называется **антиклиналью**. Типичным случаем расположения нефти и газа является антиклиналь, где в верхней части пласта располагается свободный газ (газовая шапка), внизу вода, а между ними нефть.

Поверхность, разделяющая нефть и воду или нефть и газ, называется соответственно **водонефтяным** или **газонефтяным контактом** (ВНК или ГНК).

1.5. Нефтеотдача при различных режимах эксплуатации залежей

В результате эксплуатации нефтяных скважин на поверхность извлекается только часть запасов нефти в пластах. От-

ношение извлеченного из залежи количества нефти к ее первоначальным запасам называется **коэффициентом нефтеотдачи**.

Различают текущий и конечный коэффициент нефтеотдачи. В первом случае он определяется конкретной датой (временем) разработки, а во втором – в конце периода эксплуатации. Прекращение эксплуатации или "выбытие" ("списание") скважин из эксплуатационного фонда приурочено к предельной обводненности (90–99 %) продукции или малым дебитам нефти.

Значения предельной обводненности и предельных дебитов определяются экономической целесообразностью разработки нефтяной залежи.

Коэффициент нефтеотдачи зависит от многих факторов: режима работы залежи, физических свойств пород и пластовых жидкостей, систем разработки залежи и т.д. Во многих случаях нефтеотдача определяется в первую очередь режимом работы залежи, т.е. ее геолого-промысловой характеристикой.

В случае вытеснения нефти водой (водонапорный режим) объем залежи, занимаемый нефтью, непрерывно уменьшается. Перед фронтом воды движется все время в основном одна фаза – нефть, в связи с чем эффективная проницаемость породы для нефти все время остается достаточно высокой. Это дает значительный эффект вытеснения, достигающего 70–80 %. Такого же значения нефтеотдачи можно достичь при газонапорном режиме (режим газовой шапки).

При работе залежи с газовым режимом (режим растворенного газа) снижение пластового давления ведет к выделению из нефти растворенного газа, что приводит к росту газонасыщения породы и тем самым уменьшению эффективной проницаемости ее для нефти. Поэтому процесс истощения газовой энергии малоэффективен. Так, при газонасыщенности породы более 35 % наблюдается движение только газа. В конечном итоге коэффициент нефтеотдачи при этом составляет 10–30 %.

Каждый режим характеризуется определенными показателями в процессе эксплуатации залежи. Такими показателями являются обычно пластовое давление (отнесенное к начальному контуру нефтеносности или среднее по площади) и газовый фактор. Эти показатели зависят в основном от темпов отбора и энергетической характеристики залежи. Отсюда становится ясной задача восполнения пластовой энергии путем закачки воды или газа, о чем будет указано ниже. Проекты разработки месторождения ориентируются на среднюю нефтеотдачу 40–50 %.

В настоящее время везде, где позволяют геологические условия и это целесообразно с экономической точки зрения, создается искусственный водонапорный режим. Более 80 % нефти в стране добывается из месторождений, на которых осуществляется поддержание пластового давления с применением законтурного и внутриконтурного заводнения. Но и при водонапорном режиме коэффициент нефтеотдачи далек от единицы. При естественном водонапорном режиме коэффициент нефтеотдачи составляет 50–80 %, а при искусственном – 40–60 %. Основная причина неполного извлечения нефти из недр – действие капиллярных сил, проявляющихся при наличии межфазного натяжения на контакте нефть – вытесняющая жидкость.

Передвижение границы раздела нефть – вода происходит одновременно по нескольким поровым каналам разного сечения. В гидрофобной породе капиллярные силы препятствуют продвижению мениска, поэтому контакт нефть – вода быстрее передвигается по порам большого диаметра, оставляя нефть защемленной в мелких порах. В гидрофильной породе может наблюдаться и обратная картина: за счет капиллярных сил контакт быстрее перемещается в порах малого диаметра, а защемленная нефть остается в крупных порах. Нефть может оставаться в промытой части пласта также в виде пленок на стенках поровых каналов.

К уменьшению нефтеотдачи приводит и неоднородность пласта. Вода быстрее продвигается по хорошо проницаемым зонам и пропласткам, оставляя "целики" нефти на малопроницаемых участках. Этот процесс еще более усугубляется, когда вязкость вытесняющего агента меньше вязкости нефти, и чем больше различие в вязкости, тем меньше нефтеотдача.

При заводнении продуктивных пластов стараются уменьшить вредное влияние перечисленных факторов: за счет воздействия на призабойную зону пласта с целью выравнивания профилей притока и поглощения, регулирования режима работы нагнетательных и добывающих скважин, чтобы не допустить образования языков и конусов обводнения; одновременной раздельной эксплуатации продуктивных пластов и раздельной закачки воды, форсирования отбора, циклической закачки, изменения направления фильтрационных потоков.

Эффективность перечисленных методов воздействия недостаточна для сильно неоднородных пластов, особенно на месторождениях высоковязких нефтей. Поэтому в настоящее время все более широкое распространение получают новые методы увеличения нефтеотдачи (табл. 1.3).

Большинство из представленных методов направлено на

Таблица 1.3

Условия эффективного применения методов увеличения нефтеотдачи

Метод увеличения нефтеотдачи	Текущая нефтеотдача, % к балансовым запасам	Вязкость пластовой нефти, мПа·с	Температура, °С	Толщина пласта, м	Коэффициент проницаемости, мкм ²
Воздействие на призабойную зону пласта:					
растворами полимеров	30	10–100	До 90	–	> 0,1
мицеллярными растворами водными	70	До 10	До 65	–	> 0,1
растворами ПАВ	30	До 50	До 90	2–15	> 0,015
растворами щелочей	60	До 100	–	–	> 0,1
серной кислотой	30	1–30	–	–	До 0,5
карбонизированной водой	60	До 100	До 60	> 2	> 0,05
двуокисью углерода	60	До 50	–	До 15	> 0,005
жидкими растворителями	15	До 100	До 40	До 40	–
обогащенным газом	25	До 15	–	До 300	До 0,15
сухим газом	60	До 10	–	До 15	> 0,005
высокого давления					
горячей водой	30	> 15	До 50	> 15	> 0,1
паром	30	> 50	До 50	> 6	> 0,1
Внутрипластовое горение	50	> 10	–	3–30	> 0,1
Мощные внутрипластовые взрывы	–	До 100	–	> 60	До 0,15
Вибросейсмическое воздействие (волновые методы)	30	30–200	–	2–50	> 0,1

снижение межфазного натяжения на границе нефть – вытесняющий агент. Некоторые из этих методов приводят к ликвидации границы раздела фаз (закачка оторочек жидких и газообразных растворителей, растворение нефти в сухом газе высокого давления). Часть методов обладает комплексным воздействием. Так, закачка растворов поверхностно-активных веществ и мицеллярных растворов к тому же улучшает моющие свойства вытесняющего агента, тепловые методы и использование CO₂ приводят также к понижению вязкости нефти. Условия эффективного применения методов увеличения нефтеотдачи пластов являются ориентировочными, они изменяются с развитием техники и технологии методов воздействия.