

Министерство образования Республики Беларусь

Учреждение образования
«Гомельский государственный технический
университет имени П. О. Сухого»

Кафедра «Разработка и эксплуатация нефтяных
месторождений и транспорт нефти»

Т. А. Махнач

МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕГАЗООТДАЧИ

**КУРС ЛЕКЦИЙ
по одноименной дисциплине
для студентов специальности 1-51 02 02
«Разработка и эксплуатация нефтяных
и газовых месторождений»**

Электронный аналог печатного издания

Гомель 2008

УДК 622.276(075.8)
ББК 33.361я73
М36

*Рекомендовано к изданию научно-методическим советом
машиностроительного факультета ГГТУ им. П. О. Сухого
(протокол № 6 от 26.06.2006 г.)*

Рецензенты: зам. директора БелНИПИнефть по геологии и разработке *М. Ф. Кибаш;*
зав. каф. «Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений и транспорт
нефти» ГГТУ им. П. О. Сухого *А. В. Захаров*

Махнач, Т. А.
М36 Методы повышения нефтегазоотдачи : курс лекций по одной дисциплине для студентов специальности 1-51 02 02 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» / Т. А. Махнач. – Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2008. – 134 с. – Систем. требования: PC не ниже Intel Celeron 300 МГц ; 32 Mb RAM ; свободное место на HDD 16 Mb ; Windows 98 и выше ; Adobe Acrobat Reader. – Режим доступа: <http://gstu.local/lib>. – Загл. с титул. экрана.

ISBN 978-985-420-675-2.

Рассмотрены методы разработки нефтяных месторождений, способы и технологии, направленные на улучшенную выработку запасов нефти по сравнению с традиционным методом заводнения.

Для студентов специальности 1-51 02 02 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений».

УДК 622.276(075.8)
ББК 33.361я73

ISBN 978-985-420-675-2

© Махнач Т. А., 2008
© Учреждение образования «Гомельский
государственный технический университет
имени П. О. Сухого», 2008

Оглавление

Предисловие.....	5
Введение.....	6
Тема 1. Предмет и задачи курса.....	7
1.1. Современные проблемы разработки нефтяных месторождений	7
1.2. Состояние добычи нефти методами повышения нефтеотдачи	8
1.3. Проблемы нефтегазовой ресурсологии	11
1.4. Цель и задачи дисциплины	12
Тема 2. Состояние остаточных запасов нефти.....	14
2.1. Показатели эффективности извлечения нефти из пластов при их заводнении.....	14
2.2. Основные термины и определения	17
2.3. Виды остаточных запасов нефти и ее свойства	21
2.4. Силы, удерживающие остаточную нефть, и возможности их преодоления.....	22
Тема 3. Влияние молекулярно-поверхностных сил на вытеснение нефти из пласта	23
3.1. Физические свойства пластов-коллекторов.....	24
3.2. Поверхностное натяжение	27
3.3. Смачивание твердого тела жидкостью и краевой угол, работа адгезии, теплота смачивания	31
3.4. Методы извлечения капиллярно-удержанной и пленочной нефти.....	37
Тема 4. Основные способы повышения нефтеотдачи.....	38
4.1. Современная классификация методов повышения нефтеотдачи пластов	39
4.2. Испытание методов увеличения нефтеотдачи пластов	42
Тема 5. Повышение нефтеотдачи пластов физико-химическими методами	49
5.1. Физико-химические методы регулирования охвата неоднородных пластов воздействием при заводнении	49
5.2. Полимерное заводнение	54
5.3. Мицеллярно-полимерное заводнение	63

5. 4. Применение поверхностно-активных веществ и композиций на их основе для увеличения нефтеотдачи пластов	69
5.5. Технологии увеличения нефтеотдачи пластов на основе кислотного воздействия	75
Тема 6. Добыча остаточной нефти с использованием углеводородных газов, диоксида углерода и азота	82
6.1. Общие сведения о применении газовых агентов при разработке нефтяных месторождений	83
6.2. Эффективность различных типов вытеснения нефти газом.....	86
6. 3. Сочетание газового воздействия на пласт с заводнением.....	87
Тема 7. Тепловые методы воздействия на пласт	89
7.1. Тепловые обработки призабойных зон скважин.....	91
7.2. Закачка в скважину нагретой нефти, нефтепродуктов или воды, обработанной поверхностно-активными веществами.....	92
7.3. Прогрев призабойной зоны паром	93
7.4. Обработка призабойной зоны горячей скважинной жидкостью	97
7.5. Непрерывное нагнетание в пласт горячих газов, жидкостей и пара	98
7.6. Тепловые обработки пластов с помощью процессов горения	104
Тема 8. Гидравлический разрыв пласта.....	110
8.1. Общие сведения о гидравлическом разрыве пласта	112
8. 2. Опыт применения гидроразрывов	113
8.3. Основные понятия о методе гидравлического разрыва пласта	118
8.4. Создание оптимальной технологии гидравлического разрыва пласта	120
8.5. Технология и техника проведения гидравлического разрыва пласта	125
8.6. Область применения гидравлического разрыва пласта и повышение его эффективности	131
Литература	133

ПРЕДИСЛОВИЕ

Настоящая книга представляет собой курс лекций по дисциплине «Методы повышения нефтегазоотдачи».

Острая проблема, стоящая перед отраслью в связи с разработкой трудноизвлекаемых запасов нефти и внедрением новейших технологических решений, связанных с их добычей, обуславливает актуальность учебного материала по методам повышения нефтегазоотдачи пластов и технологиям интенсификации добычи нефти с позиции современных представлений разработки нефтяных месторождений.

Первая часть данной книги включает материал по методам повышения нефтеотдачи, которые, как правило, являются комплексом принципиальных технологических решений, направленных на улучшенную выработку запасов нефти по сравнению с традиционным методом заводнения.

Вторая часть учебного издания посвящена методам воздействия на пласт и скважинным технологиям, обеспечивающим современный мировой уровень коэффициента нефтеизвлечения, куда входят гидродинамические методы повышения нефтеотдачи пластов и технологии интенсификации добычи нефти.

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время в мировой нефтедобывающей отрасли происходит непрерывное ухудшение качественного состояния ресурсной базы и небольших приростов запасов нефти за счет разведочных работ. Это один из существенных факторов высоких цен на нефть на мировом рынке. Для эффективности разработки имеющихся запасов необходимы крупные инвестиции в инфраструктуру отрасли, выражающиеся, в частности, в применении современных технологий, увеличивающих коэффициент нефтеизвлечения.

В нашей стране, как и во многих НГП, существуют объективные «природные факторы», влияющие на структуру запасов нефти. Они характеризуются вступлением крупных месторождений нефти в позднюю стадию разработки, значительной выработанностью активных запасов, приуроченных к высокопродуктивным пластам, высокой обводненностью добываемой продукции, увеличением доли трудноизвлекаемых запасов. Все перечисленные объективные причины предопределяют снижение объемов добычи нефти.

В основу прогноза основных показателей в РУП «ПО «Белоруснефть» положен принцип максимального замедления темпов падения добычи нефти в Беларуси. Для этого потребуются значительные капитальные вложения как в сейсморазведочные работы, так и в поисково-разведочное бурение.

Важным резервом в преодолении причин снижения темпов добычи нефти является проведение геолого-технических мероприятий (ГТМ), направленных на увеличение нефтеотдачи пластов и интенсификацию добычи нефти. Под ГТМ понимают различные виды ремонтных работ в скважинах, направленных на восстановление и поддержание добычи нефти, интенсификацию притока, ограничение водопритока, оптимизацию работы насосного оборудования, ввод скважин из контрольного и законсервированного фонда.

Именно в Республике Беларусь, где по причине крайней ограниченности ресурсов и большой доли трудноизвлекаемых запасов по сравнению с Россией, во главу работы нефтедобывающей отрасли ставится полнота извлечения углеводородов. РУП «ПО «Белоруснефть» активно внедряет прогрессивные методы повышения нефтеотдачи пластов, что позволяет поддерживать темпы добычи нефти на запланированном уровне.

Тема 1. ПРЕДМЕТ И ЗАДАЧИ КУРСА

1.1. Современные проблемы разработки нефтяных месторождений

Непрерывное ухудшение качественного состояния ресурсной базы и небольших приростов запасов нефти за счет разведочных работ вызывают необходимость осуществлять крупные инвестиции в нефтедобычу во всем мире. В результате старения инфраструктуры отрасли, а также небольших объемов инвестиций в нее, произошло падение объемов добычи нефти и газа в период 2000–2004 гг. и увеличение стоимости разведки и добычи почти в два раза. Прогноз 6–8%-ного ежегодного роста добычи сменился прогнозом «без роста до 2006 г.» За этот период цены на нефть и газ увеличились вдвое.

В области изучения потребления энергоресурсов установлено, что мировой спрос на нефть и природный газ будет увеличиваться в среднем на 2 % ежегодно (это при том, что на разрабатываемых в мире месторождениях дебит падает на 10 %). Это значит, что мировой экономике нужно добавлять 100 тыс. баррелей в сутки (5 млрд т в год) на протяжении 10 лет. Достижение этой цели невозможно без увеличения объемов бурения в областях разведки и добычи и больших инвестиций в инфраструктуру отрасли.

Динамика роста издержек отрасли, а следовательно, и цен на нефть определяется соотношением двух главных компонентов – «природного фактора» и научно-технического прогресса.

К числу «природных факторов» относятся изменения, которые произошли в основных характеристиках состояния нефтегазодобывающей отрасли, а именно:

1. Число вновь открываемых месторождений снижается, уменьшаются размеры открываемых месторождений.
2. Происходит ухудшение природно-географических условий размещения разведанных запасов, которые сосредоточены в глубоководных морских акваториях арктических регионов и районах вечной мерзлоты.
3. Наблюдается усложнение горно-геологического строения залежей и снижение продуктивности пластов.
4. Увеличивается доля трудноизвлекаемых запасов нефти.
5. Большинство уникальных и крупных месторождений нефти характеризуется высокой выработанностью.

В связи со сложившимися объективными причинами в отрасли, *увеличение нефтеотдачи пластов приобретает стратегическое значение*. Только внедрение в отрасли новых методов и технологий разработки позволит поддерживать необходимый уровень добычи нефти для обеспечения энергетической безопасности страны и ее экономического роста. Эра дешевой нефти уходит, на смену приходит научно-технический прогресс и высокий профессионализм работников топливно-энергетического комплекса.

1.2. Состояние добычи нефти методами повышения нефтеотдачи

В настоящее время 96 стран мира являются нефтедобывающими и в них разведано 162 млрд м³ доказанных запасов нефти. Распределение их по странам и континентам далеко не равномерно. Десять стран мира сосредоточивают 85 % всех запасов нефти в мире (Саудовская Аравия, Ирак, Кувейт, Иран, Абу Даби, Венесуэла, Мексика, Россия, Китай, США), причем первые пять стран владеют 63,7 % запасов и расположены в одной зоне – в юго-западной Азии (Средний Восток).

Современные геологические запасы нефти на всех известных месторождениях мира оцениваются более чем в 500 млрд т, из которых более 300 млрд т относятся к категории неизвлекаемых. В настоящее время из этой категории запасов возможно извлечь нефть в среднем 10–15 % или 30–40 млрд т современными методами увеличения нефтеотдачи пластов.

Запасы тяжелых нефтей и природных битумов в несколько раз превышают запасы средних и легких нефтей и достигают 1 трлн т. Мировая наука и ООН считают их основным сырьем энергетики XXI века. Передовые страны мира (США, Венесуэла, Канада, Китай, Индонезия и в последнее время Россия) уделяют большое внимание их освоению и вводу в промышленную эксплуатацию. Годовая добыча тяжелых нефтей и природных битумов оценивается более чем в 500 млн т.

Такие нефти добываются с помощью третичных методов повышения нефтеотдачи, основными из которых являются:

1. *Термические* (пароциклическая обработка скважин, паровытеснение, вытеснение горячей водой, внутрислоевого горения, электромагнитный прогрев).

2. *Газовые* (режимы: смешивающееся и несмешивающееся вытеснение – закачка УВ газов, CO₂, азота, дымовых газов).

3. *Химические* (закачка полимеров, пен, микробиологических продуктов).

Если мировые ресурсы тяжелых нефтей и природных битумов оцениваются примерно в 1 трлн т, а извлекаемые запасы – в 67 млрд т, то на долю Венесуэлы приходится примерно 65 %, Кувейта – 10 %, США – 3 %.

Извлекаемые запасы природных битумов оцениваются приблизительно в 55,6 млрд т, из них – 75 % расположены в Канаде, 22 % – в России. Это огромный потенциал на фоне истощения запасов легкой и средней нефти и громадные ресурсы, вызывающие необходимость развития технологий для их добычи и переработки.

Так, на примере Венесуэлы, где запасы тяжелых нефтей и природных битумов являются преобладающими, технологическая стратегия идет в направлении оптимизации термических методов, заканчивания скважин, искусственного подъемника для различных типов сырой нефти, подготовки и транспорта нефти. Важным вкладом в развитие инфраструктуры и уменьшение себестоимости являются следующие технические направления – горизонтальные и наклонно направленные скважины, скважины малого диаметра, увеличение степени извлечения сырой нефти с применением сольвантных и пенных агентов. Применяется новое насосное оборудование, позволяющее осуществлять измерение и управление качеством эмульсии, выявлять отложения асфальтенов. Осуществляются следующие проекты повышения нефтеотдачи и добычи тяжелых нефтей и природных битумов (ПБ):

- подготовка и переработка тяжелых нефтей и ПБ в пласте с помощью методов пропановой экстракции, реверсионного и циклического внутрислоевого горения;

- создан механизм нефтеизвлечения с помощью вспенивания сырой нефти;

- технологии с использованием микробов, которые уменьшают питательную среду для сульфатобразующих бактерий и способствуют образованию биопервоверхностных активных веществ, жирных кислот и газов, увеличивающих подвижность сырой нефти.

В России успешно реализовываются промышленные проекты по разработке месторождений тяжелых нефтей. Впервые технологии паротеплового воздействия и пароциклических обработок призабойных

зон в добывающих скважинах были осуществлены на месторождении Зыбза – Глубокий Яр в 1963 г., а процесс внутрислоевого горения – на месторождении Павлова Гора в 1966 г. (Краснодарский край). На базе НПО «Союзтермнефть» созданы крупномасштабные промыслы по добыче высоковязких нефтей термическими методами – Каражанбас, Кенкияк, Усинское и Гремихинское.

Учитывая складывающуюся тенденцию – возрастание в структуре остаточных запасов тяжелых и высоковязких нефтей, развитие и промышленное внедрение методов повышения нефтеотдачи экономически выгоднее, чем открытие и разведка новых месторождений. Запасы тяжелых нефтей России составляют 9 млрд т. Основной объем остаточных запасов тяжелых нефтей промышленных категорий сосредоточен в следующих шести нефтедобывающих районах России: Тюменская область – 42,2 %, Республика Татарстан – 19,1 %, Республика Коми – 13,7 %, Архангельская область – 6,85 %, Пермская область – 3,97 %, Республика Удмуртия – 3,96 %.

Основной объем остаточных балансовых запасов промышленных категорий (95 %) приурочен к залежам, расположенным на глубинах до 1500 м, а на глубинах до 1200 м, наиболее благоприятных для применения тепловых методов добычи, содержится 72,3 % запасов.

Запасы высоковязких нефтей (ВВН) в Припятской НГО составляют около 3 % от остаточных извлекаемых запасов и сосредоточены в основном в межслоевых залежах В. Дроздовского, С. Домановичского, С. Припятского и Ю. Вишанского месторождений.

Физико-химические свойства ВВН Беларуси характеризуются высокими значениями плотности (853–974 кг/м³), эффективной вязкости (60–98 000 мПа · с), температуры застывания (+8...+20 °С), содержания смол (5,7–31 %), асфальтенов (1,3–11,9 %), парафинов (2,0–5,8 %). В настоящее время в нефтепромысловой практике такая нефть транспортируется с использованием разбавления и депрессаторов, либо с применением тепловых методов. Новый метод добычи ВВН с использованием растворителя (гексановая фракция БГПЗ) внедрен на С. Домановичском и В. Дроздовском месторождениях. Растворитель с помощью дозирующих насосов подается в затрубное пространство скважин, где перемешивается с добываемой продукцией и извлекается на поверхность.

Извлечение остаточных запасов нефти с измененной качественной структурой в сторону утяжеления, как показывает мировая практика использования методов повышения нефтеотдачи, происходит с помощью термических методов, затем газовых, несравненно меньше применение химических и других методов.

1.3. Проблемы нефтегазовой ресурсологии

Качественное изменение структуры запасов наряду с отставанием новых мощностей и внедрением современных технологий является главной причиной снижения уровня добычи нефти. Однако есть огромный резерв для развития сырьевой базы нефтедобычи – это начальные суммарные ресурсы (НСР) нефти России, которые разведаны только на 40 %. По объему неразведанных ресурсов нефти Российская Федерация богаче любой отдельно взятой страны.

Основные объемы неразведанных ресурсов сосредоточены:

- на Западно-Сибирской плите (54 %);
- в бассейнах пассивных окраин арктических морей и активных окраин дальневосточных морей (20 %);
- на Сибирской платформе (16 %);
- скромно оцениваются остаточные неразведанные ресурсы нефти «старых» нефтедобывающих районов – Волго-Уральской, Тимано-Печорской, Северо-Кавказской провинций – 8 %.

Имея высокую количественную оценку неразведанных ресурсов, их качественная характеристика ниже, чем остаточных запасов промышленных категорий. Например, в Западной Сибири негативными чертами качества ресурсов являются:

- высокая степень разведанности;
- уменьшение размеров открываемых месторождений;
- низкая продуктивность пластов;
- растущая роль подгазовых запасов нефти.

Появилось понятие «трудноизвлекаемые» запасы (ТИЗ) нефти, которые характеризуются как запасы с низкими темпами отбора: в 2–5 раз ниже по сравнению с обычными «активными» запасами при стандартных технологиях разработки. Определены критерии выделения ТИЗ [7]:

- 1 – повышенная вязкость нефти (> 30 мПа · с);
- 2 – низкая проницаемость коллектора ($< 0,005$ мкм²);
- 3 – малая мощность нефтяного пласта.

Разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами невозможна без использования методов повышения нефтеотдачи. А снижение эффективности геолого-разведочных работ закономерно требует не только увеличения объемов разведочного бурения, сейсморазведки, но и научных исследований, направленных на разработку методов повышения нефтеотдачи.

Россия обладает самыми крупными разведанными запасами газа (35 % мировых) и самыми крупными НСР, превышающими 50 % ми-

ровых. Разведанность НСР газа составляет 25 % (против 40 % по нефти). Запасы промышленных категорий газа сосредоточены в уникальных и крупнейших месторождениях (почти 75 % текущих разведанных запасов сосредоточены в месторождениях с запасами более 500 млрд м³). Ведущим регионом по содержанию разведанных запасов газа является Западная Сибирь.

Неразведанные ресурсы газа России сосредоточены:

- на шельфах северных морей – 33 %;
- в Западной Сибири – 30 %;
- в Восточной Сибири – 21 %.

Газовая отрасль более молодая, чем нефтяная, поэтому степень выработанности разведанных запасов и степень разведанности НСР газа существенно ниже, чем нефти.

Реальная картина состояния нефтедобывающей отрасли во всех странах мира свидетельствует о качественном изменении ресурсов нефти и условий их добычи и делает необходимым внедрение новых прогрессивных технологий. Эра дешевой нефти как материального и интеллектуального продукта уходит, на смену приходит научно-технический прогресс и высокие затраты в отрасли.

1.4. Цель и задачи дисциплины

Дисциплина «Методы повышения нефтегазоотдачи» является одной из специальных и имеет своей целью дать основы технологий промышленно применяемых методов увеличения нефтегазоотдачи пластов, а также перспективных направлений в этой области, направленных на интенсификацию притока, уменьшение остаточных запасов нефти и извлечение экономически рентабельной их части.

Вступление крупных месторождений нефти Республики Беларусь в позднюю стадию разработки, значительная выработанность активных запасов, приуроченных к высокопродуктивным пластам, высокая обводненность добываемой продукции, увеличение доли трудноосваиваемых запасов предопределяет снижение объемов добычи. Одним из важных резервов в преодолении объективных причин снижения добычи нефти является проведение геолого-технических мероприятий, направленных на увеличение нефтеотдачи пластов и интенсификацию добычи нефти.

Одним из важных резервов стабилизации добычи нефти является проведение геолого-технических мероприятий по интенсификации при-

тока и увеличению нефтеотдачи пластов-коллекторов. Основной задачей, которая ставится на всех этапах планирования и реализации программы геолого-технические мероприятий (ГТМ), является получение максимальной успешности и повышение дебитов нефти при минимальных затратах по обоснованным технологическим схемам работ.

Сложные горно-геологические условия залегания, фильтрационно-емкостная неоднородность пластов-коллекторов, разнообразие физико-химических свойств нефтей и пластовых вод ограничивают возможность эффективного применения многих известных методов увеличения нефтеотдачи (МУН) пластов. Так, применение физико-химических МУН (применение двуокиси углерода, растворов поверхностно-активных веществ (ПАВ), серной кислоты, мицеллярного и полимерного заводнения) ограничивается высокой минерализацией пластовых вод и температурой пласта, фильтрационной неоднородностью продуктивных отложений, обусловленных развитой системой трещиноватости и высокой расчлененностью, карбонатным типом коллектора и др. Применение тепловых и газовых методов ограничивается глубиной залегания залежей нефти. Естественно, кроме природных факторов сдерживающим моментом применения методов воздействия на пласт являются, большие капитальные вложения и эксплуатационные расходы на реализацию этих мероприятий.

В течение ряда последних лет в РУП «ПО «Белоруснефть» испытывались и внедрялись самые разнообразные физико-химические, физические методы воздействия на пласт и призабойную зону скважин с целью интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи пластов. Применялись следующие методы повышения нефтеотдачи и технологии.

Физико-химические методы (наименование технологий):

1. Увеличение охвата пластов заводнением.
2. Комплексное воздействие с закачкой многообъемных оторочек ПАВ.
3. Электровоздействие.

Гидроразрыв пласта (наименование технологий):

1. Гидравлический разрыв.
2. Гидрокислотный разрыв.

Физико-химические методы интенсификации притока (наименование технологий):

1. Кислотная обработка различными типами ПАВ.
2. Направленная кислотная обработка.
3. Комплексное воздействие с УКОП.

4. Воздействие растворами глиноукислоты.

5. Сульфаминокислотная обработка.

Физические методы (наименование технологий):

1. Электровоздействие.

2. Гидроволновое воздействие.

3. Ультразвуковое воздействие.

Физико-химические методы ограничения водопритока (наименование технологий):

1. Водоизоляционные работы с реагентом «Лигнопол».

2. Водоизоляционные работы с отсечением обводненных интервалов.

Поэтому на базе изучения общетеоретических вопросов дисциплины студент в свете современных проблем, стоящих перед отраслью, должен решать следующие задачи:

– правильно оценивать перспективы использования современных технологий, направленных на увеличение коэффициента нефтеотдачи;

– объективно оценивать геолого-физические особенности разработки нефтяных месторождений, возможность применения методов повышения нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти на различных этапах разработки нефтяных месторождений;

– знать механизм воздействия методов повышения нефтеотдачи пластов и технологий интенсификации притока нефти, их технико-экономические особенности применения.

Тема 2. СОСТОЯНИЕ ОСТАТОЧНЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ

2.1. Показатели эффективности извлечения нефти из пластов при их заводнении

Многолетняя практика разработки нефтяных месторождений насчитывает большое количество методов и технологических приемов, увеличивающих отбор нефти из недр. Эффективность применяемых методов и технологий зависит от реальной оценки состояния остаточных запасов нефти, распределения нефтенасыщенности и свойств нефти в залежи.

Для нашей страны, больше других применяющей при разработке заводнение нефтяных месторождений (до 72 %), важное значение приобретает проблема извлечения остаточных запасов нефти из заводненных пластов. Это наиболее трудная категория остаточных за-

пасов, особенно на месторождениях с высокой эффективностью заводнения, когда конечная нефтеотдача пластов превышает 60 %. В таких условиях нефть рассредоточена и рассеяна бессистемно по пласту, а высокая водонасыщенность мешает вступить в контакт с нефтью любому рабочему агенту.

Для этой категории запасов, из известных и промышленно освоенных методов увеличения нефтеотдачи пластов, могут быть применены следующие методы:

- водогазовые;
- физико-химические;
- микробиологические;
- волновые.

Для заводненных пластов проблема эффективности извлечения нефти приобретает еще большее значение в связи с тем, что нефть и вода в пластах, как несмешивающиеся жидкости по разному взаимодействуют с породой, с активными рабочими агентами и между собой в зависимости от насыщенности, компонентного состава нефти, гидрохимического состава воды, минералогического состава пород и структуры пористой среды.

Заводнение нефтяных залежей при разработке может быть *естественным*, когда извлекаемая из пластов нефть замещается пластовой водой – контурной или подошвенной, и *искусственным*, когда нефть из пластов вытесняют водой, нагнетаемой через специальные скважины. Различие между этими видами заводнения нефтяных залежей могут быть очень большими, но выражаются они одними показателями:

- коэффициентом дренирования залежей ($\eta_{др}$);
- коэффициентом охвата пластов заводнением ($\eta_{охв}$);
- коэффициентом вытеснения нефти водой из пористой среды ($\eta_{выт}$).

Этих трех показателей достаточно для полной характеристики эффективности заводнения нефтеносного пласта, и в целом – для оценки нефтеотдачи пласта как произведения трех указанных коэффициентов. В каждый коэффициент вкладывается следующий физический и гидродинамический смысл.

Коэффициент дренирования залежей ($\eta_{др}$) – определяет долю общего нефтенасыщенного объема, в котором обеспечена фильтрация жидкостей данной системой скважин и выражается отношением

$$\eta_{др} = \frac{V_{дрен}}{V_{зал}}$$

Коэффициент охвата пластов заводнением ($\eta_{\text{охв}}$) – определяет долю объема дренируемого нефтенасыщенного пласта, охваченного (занятого) водой ($V_{\text{зав}}$) и выражается отношением

$$\eta_{\text{охв}} = \frac{V_{\text{зав}}}{V_{\text{др}}}.$$

Коэффициент вытеснения нефти водой из пористой среды ($\eta_{\text{выт}}$) – определяет степень замещения нефти водой в пористой среде и выражается отношением

$$\eta_{\text{выт}} = \frac{1 - \sigma_{\text{св}} - \sigma_{\text{н.ост}}}{\sigma_{\text{св}}},$$

где $\sigma_{\text{св}}$ – начальная насыщенность пористой среды водой; $\sigma_{\text{н.ост}}$ – остаточная нефтенасыщенность пористой среды в зоне, занятой водой.

На показатели эффективности извлечения нефти из пластов при их заводнении влияют нижеприведенные факторы.

На коэффициент дренирования залежей влияют:

- 1) расчленность, прерывистость, сбросы пластов;
- 2) условия залегания нефти, газа и воды в пластах;
- 3) размещение добывающих и нагнетательных скважин;
- 4) состояние призабойных зон пластов, как следствие качества вскрытия и изменения при эксплуатации.

На коэффициент охвата пластов заводнением влияют:

- 1) макронеоднородность пластов (слоистость, зональная изменчивость свойств);
- 2) трещиноватость, кавернозность (тип коллектора);
- 3) соотношение вязкостей нефти и вытесняющего рабочего агента.

На коэффициент вытеснения нефти водой влияют:

- 1) микронеоднородность пористой среды по размеру пор и каналов (средняя проницаемость);
- 2) смачиваемость поверхности пор, степень гидрофильности и гидрофобности среды;
- 3) межфазное натяжение между нефтью и вытесняющей водой.

Знание перечисленных факторов и их влияния на эффективность заводнения месторождений необходимо для обоснования методов повышения нефтеотдачи, систем размещения скважин и технологий извлечения остаточных запасов нефти.

Для успешного применения конкретной технологии извлечения остаточных запасов нефти следует точно знать, за счет какого показателя эффективности заводнения и факторов, влияющих на них, снизилась эффективность извлечения нефти из пластов.

Большинство из перечисленных факторов относится к категории управляемых:

- размещение добывающих и нагнетательных скважин относительно границ выклинивания;
- состояние призабойных зон пластов вследствие качества вскрытия и изменения при эксплуатации;
- трещиноватость пластов;
- соотношение вязкостей нефтей и вытесняющей воды;
- межфазное натяжение между нефтью и вытесняющей водой;
- смачиваемость поверхности пор (гидрофильность, гидрофобность).

К неуправляемым факторам, влияющим на показатели эффективности заводнения, относятся:

- расчлененность, прерывистость, сбросы пластов;
- условия залегания нефти, газа и воды в пластах;
- макронеоднородность пластов (слоистость, зональная изменчивость свойств);
- тип коллектора;
- микронеоднородность пористой среды по размеру пор и каналов, средняя проницаемость.

Из анализа перечисленных факторов можно сделать вывод, что методы повышения нефтеотдачи представляют собой усовершенствование обычных процессов разработки с использованием различных механизмов воздействий:

- на состояние призабойных зон пластов;
- на соотношение вязкостей нефти и вытесняющего агента;
- на смачиваемости поверхности пор;
- на межфазное натяжение между нефтью и вытесняющей водой;
- на трещиноватость пластов.

2.2. Основные термины и определения

Эффективность использования геологических запасов нефти залежи характеризуется *коэффициентом нефтеотдачи* – отношение извлекаемого из залежи количества нефти $Q_{н.и}$ к начальным балансовым запасам $Q_{н.б}$:

$$\beta = \frac{Q_{н.и}}{Q_{н.б}}$$

Коэффициент нефтеотдачи – это относительная величина, показывающая, какой объем нефти от начальных балансовых запасов извлекается или может быть извлечен из выработанной или предположительно выработанной залежи до предела экономической рентабельности эксплуатации, и является показателем заверщенного процесса разработки или который предполагается завершить в определенных условиях.

Коэффициент нефтеотдачи можно вычислить, пользуясь отношением разности начальной S_n и остаточной S_o нефтенасыщенности пород к начальной нефтенасыщенности, т. е.

$$\beta = \frac{(S_n - S_o)}{S_n}$$

Из определения коэффициента нефтеотдачи следует, что он не характеризует физически возможную предельную полноту нефтеизвлечения, а показывает только ту долю нефти, которая может быть извлечена из залежи при разработке ее до экономически целесообразного предела. Таким образом, понятие «коэффициент нефтеотдачи» является, по существу, условным и показывает только ту часть балансовых запасов, извлечение которых экономически целесообразно. Физически возможная добыча нефти из залежей может быть несколько больше.

Коэффициент физической нефтеотдачи $\beta_{физ}$ – это относительная величина, показывающая, какая часть балансовых запасов нефти может быть извлечена из пласта, независимо от себестоимости добычи нефти, т. е. ценой любых затрат:

$$\beta = \frac{(Q_{н.и} + \Delta Q)}{Q_{н.б}},$$

где ΔQ – количество нефти, добываемой из залежи после достижения экономически рентабельного предела до физически возможного извлечения нефти.

При современном уровне развития методов и технологий нефтедобычи физически возможный коэффициент нефтеотдачи значительно ниже 1. Даже в том случае, если сетка расположения скважин плотная, а водные факторы значительные, нефтеотдача редко достигает 0,7–0,8.

Нефтеотдача зависит от вида используемой энергии. Наибольшее ее значение отмечается в условиях вытеснения нефти водой, что связано обычно с большими запасами энергии краевых вод, а также большой эффективностью промывки пор водой в силу благоприятных соотношений вязкости нефти и воды.

При анализе разработки нефтяных месторождений нередко возникает необходимость в оценке степени использования запасов в частично выработанных зонах залежи. Для такой оценки в общем случае, т. е. независимо от метода воздействия на залежь или отсутствия искусственного воздействия на залежь, используют *коэффициент использования запасов*, который в отличие от коэффициента нефтеотдачи характеризует незавершенный, продолжающийся процесс разработки залежи.

Коэффициентом использования запасов называется относительная величина, показывающая, какая доля балансовых запасов нефти извлечена из залежи, не выработанной до предела экономической рентабельности разработки:

$$\beta_{\text{исп}} = \frac{Q_{\text{T}}}{Q_{\text{H}}},$$

где Q_{T} – суммарная добыча нефти из залежи с начала разработки до какого-то определенного момента; Q_{H} – начальные балансовые запасы.

При вытеснении нефти из пласта водой или другими агентами для оценки степени использования запасов нефти в частично выработанной залежи или в отдельных ее зонах можно пользоваться *коэффициентом выработки*, который также характеризует незавершенный процесс разработки залежи.

Коэффициент выработки $\beta_{\text{в}}$ – это относительная величина, показывающая, какая доля балансовых запасов нефти извлекается из залежи (или части ее), не выработанной до предела экономической рентабельности разработки при вытеснении нефти различными агентами (водой, газом, взаимно смешивающимися жидкостями и т. д.):

$$\beta_{\text{в}} = \frac{Q_{\text{T}}}{Q_{\text{H.бв}}},$$

где $Q_{\text{H.бв}}$ – начальные балансовые запасы нефти в объеме пласта, охваченном воздействием к данному моменту времени.

Коэффициенты использования и выработки запасов характеризуют незавершенный процесс нефтеизвлечения и определяют на той или иной стадии разработки залежи полноту извлечения нефти из

недр. Разница между данными коэффициентами заключается в том, что первый из них указывает степень использования запасов любой залежи, а второй – только тех, где используется вытеснение нефти водой, газом, взаимно смешивающимися агентами и т. д. По мере выработки запасов нефти, увеличения охвата залежи вытесняющим агентом коэффициенты *использования* и *выработки* запасов растут и, приближаясь постепенно к коэффициенту нефтеотдачи, сравниваются с ним в конце разработки залежи.

Из приведенных выше формул и определений следует, что понятие «нефтеотдача» непосредственно связано с «потерей» нефти, а именно с ее частью, оставленной в недрах. Оставленную в залежах нефть не всегда можно считать безвозвратно потерянной. В ряде случаев эта нефть может быть извлечена благодаря новым, более прогрессивным методам воздействия на залежи.

Анализ показателей методов разработки с помощью заводнения месторождений показывает, что в среднем конечная нефтеотдача пластов на 60–70 % определяется геолого-физическими условиями, на 25–30 % применяемой системой разработки и на 5–10 % технологиями и условиями бурения и эксплуатации добывающих и нагнетательных скважин [9].

Таблица 2.1

Влияние геолого-физических факторов на нефтеотдачу пластов

Признак месторождения	Конечная нефтеотдача, %
1. Терригенные коллекторы	43
2. Чисто нефтяная залежь. Проницаемость пластов более 0,05 мкм ²	50
3. Нефтяная залежь. Проницаемость пластов менее 0,05 мкм ²	32
4. Вязкость менее 30 мПа · с	
В том числе: нефтегазовая залежь, проницаемость пластов менее 0,05 мкм ²	35
Вязкость более 30 мПа · с	22
5. Карбонатные коллекторы	
В том числе: трещиноватые	54
трещиновато-кавернозно-пористые	31

2.3. Виды остаточных запасов нефти и ее свойства

Во всем мире исследования в области увеличения нефтеотдачи пластов направлены на уменьшение остаточных запасов нефти, на извлечение экономически рентабельной их части.

По состоянию на 01.01.2004 г. остаточные промышленные запасы нефти Припятской нефтегазоносной области разделяются на активные – 44 % и трудноизвлекаемые – 56 %, из них: 43 % – малопроницаемые коллектора, подгазовые и высоковязкие нефти, 12 % – высокообводненные (обводненность более 80 %) и 1 % – забалансовые. Доля трудноизвлекаемых запасов нефти с течением времени увеличивается, а активных – уменьшается.

Успех применения различных методов повышения нефтеотдачи в конечном счете зависит от правильных представлений о состоянии остаточной нефтенасыщенности, а также от того, как остаточная нефть рассредоточена в пласте и каковы ее свойства.

По данным экспертных оценок [9] остаточные запасы нефти (100 %) по видам количественно распределяются следующим образом:

- 1) нефть, оставшаяся в слабопроницаемых пропластках и участках, не охваченных водой – 27 %;
- 2) нефть в застойных зонах однородных пластов – 19 %;
- 3) нефть, оставшаяся в линзах и у непроницаемых экранов, не вскрытых скважинами – 24 %;
- 4) капиллярно-удержанная и пленочная нефть – 30 %.

Часть остаточной нефти (п. 1, 2 и 3), которая не охвачена процессом заводнения вследствие высокой макронеоднородности разрабатываемых пластов и застойных зон, образуемых потоками жидкости в пластах, составляет 70 % всех остаточных запасов и представляет основной резерв для увеличения нефтеотдачи. Повысить нефтеотдачу пласта за счет этой части нефти можно в результате совершенствования существующих систем и технологий разработки и так называемых гидродинамических методов увеличения нефтеотдачи пластов.

Остальная часть нефти (п. 4) остается в обводненных коллекторах вследствие их микронеоднородности и может извлекаться только в результате воздействия на нее различных физических и физико-химических процессов и явлений.

Остаточная нефть в естественных условиях в обводненных зонах пласта может находиться одновременно в различных состояниях. Характер распределения остаточной нефти в зонах пласта после за-

воднения зависит от структуры порового пространства и физико-химических свойств соприкасающихся фаз.

Если поверхность твердой фазы явно гидрофильная (угол смачивания меньше 30°), нефть остается преимущественно в виде капель (глобул), рассеянных в поровом пространстве. Если пористая среда обладает частичной гидрофобностью, то остаточная нефть может оставаться в порах на гидрофобных участках в виде пленки [21].

Изменение свойств нефти в процессе разработки может происходить как в сторону утяжеления, так и на отдельных участках в сторону облегчения добываемой нефти. Опыт разработки нефтяных месторождений свидетельствует о том, что наиболее характерный случай, а именно утяжеление нефтей в процессе разработки может быть связано с уменьшением пластового давления в процессе разработки и потерей легких фракций нефти при дегазации, а также с окислением нефти при взаимодействии ее с закачиваемыми или пластовыми водами. Возможно также появление более тяжелых нефтей из периферийных зон. Более тяжелая остаточная нефть может быть обусловлена и так называемым эффектом гидродинамической хроматографии – разделением нефти на легкие и тяжелые фракции и отстаиванием последних при движении.

Большое влияние на изменение свойств пластовой нефти может оказать закачиваемая в пласт вода. Поэтому свойства остаточной нефти в обводненных зонах заметно отличаются от свойств нефти, добываемой из пласта в безводный период, прежде всего, за счет окисления нефти кислородом, содержащимся в воде, а также вследствие явления так называемой гидродинамической хроматографии (разделение на фракции), причем ухудшение свойств остаточной нефти в этом случае зависит от длительности промывки водой рассматриваемой зоны.

Таким образом, можно считать, что свойства остаточной нефти существенно отличаются от свойств добываемой нефти.

2.4. Силы, удерживающие остаточную нефть, и возможности их преодоления

Главные силы, удерживающие нефть в пласте, насыщенном двумя или более подвижными фазами, – *поверхностные, вязкостные, гравитационные и упругие силы*. Поверхностные, или капиллярные силы создают на границе жидких фаз в пористой среде (на менисках) давление порядка 0,01–0,3 МПа. Направление действия и величины

поверхностных сил определяются преимущественной смачиваемостью породы одной из насыщающихся фаз и микронеоднородностью пористой среды, размером пор и поровых каналов. Поэтому *смачиваемость и микронеоднородность пласта* – важнейшие характеристики, влияющие на количество, распределение и условия перемещения остаточной нефти.

Вязкостные силы (гидродинамическое сопротивление) пропорциональны вязкости нефти и поэтому возможно образование застойных зон.

Гравитационные силы создают постоянно действующий градиент давления, численно равный разности плотностей нефти, газа и воды. Величина этого градиента может составлять 0,1–10 МПа/м. Его действие приводит к всплыванию нефти в воде или газа в нефти.

Упругие силы пластов, проявляющиеся при снижении пластового давления, вызывают уменьшение размеров пор, смыкание трещин и, следовательно, также способствуют увеличению остаточной нефтенасыщенности.

Для консолидации рассеянной нефти требуется предварительное многократное или длительное непрерывное устранение капиллярных сил в заводненных пластах и активизация гравитационных процессов. Во ВНИИ совместно с Институтом физики Земли АН СССР и Горным отделом СО АН СССР с 1985 г. ведутся исследования одного из перспективных методов переформирования и консолидации остаточной нефтенасыщенности – вибросейсмического воздействия. Этот вид воздействия на пласты испытывается на истощенных месторождениях. Идея о возможности сейсмоакустического воздействия на нефтяные пласты в целом впервые была высказана академиками М. А. Садовским и А. П. Крыловым в середине семидесятых годов в связи с обнаруженной корреляцией между землетрясениями и уровнем добычи нефти и воды из расположенных поблизости месторождений [3].

Тема 3. ВЛИЯНИЕ МОЛЕКУЛЯРНО-ПОВЕРХНОСТНЫХ СИЛ НА ВЫТЕСНЕНИЕ НЕФТИ ИЗ ПЛАСТА

Вытеснение нефти водой из пористой среды играет важную роль при добыче нефти. Этот процесс является основным и наиболее эффективным как при естественном водонапорном режиме, так и при методах поддержания пластового давления – законтурном и внутриконтурном заводнении. Однако теорией и практикой разработки нефтяных месторождений, а также лабораторными исследованиями уста-

новлено, что под влиянием молекулярно-поверхностных сил нефть полностью не вытесняется водой. Полнота вытеснения нефти из пористой среды зависит от целого комплекса физических и физико-химических явлений.

3.1. Физические свойства пластов-коллекторов

Особенности вытеснения нефти водой обуславливаются микроскопическим распределением жидкостей в пористой среде. Это распределение полностью зависит от геометрии порового пространства, состояния в нем жидкостей и газов, а также смачивающей характеристики пористой среды.

Нефтяные пласты неоднородны по проницаемости, пористости, гранулометрическому составу пород и т. д. В большинстве случаев осадочные породы, содержащие нефть и газ, состоят из минеральных частиц, сцементированных различными веществами (кремнезем, кальцит, доломит, глинистые минералы и др.). Размеры минеральных частиц или зерен колеблются в очень широких пределах – от 1 до 0,01 мм и менее. Таким образом, породы нефтяных и газовых залежей представляют собой полидисперсную пористую среду.

Различная величина частиц породы и неоднородная их форма, а также различная степень и характер цементации обуславливают наличие пор самых разнообразных размеров, конфигурации, протяженности и пространственной ориентации. Размеры поперечного сечения основной массы пор в нефтесодержащих породах колеблются в довольно узких пределах – 1–10 мкм. В общем случае поровое пространство коллектора состоит из относительно широких пустот, связанных между собой сужениями. Количество сужений более чем в два раза превосходит число пустот [6].

Разработка залежей нефти сопровождается проявлением молекулярных и гидродинамических сил, воздействующих на пористую среду и насыщающие ее флюиды – нефть, газ и воду. Молекулярное взаимодействие проявляется в виде капиллярных сил и определяет соотношения между фазами, насыщающими пористую среду.

Среди различных факторов, препятствующих полному извлечению нефти, значительна роль капиллярных и адгезионных сил, под действием которых некоторая часть нефти удерживается в порах пласта. Нефтеносный коллектор представляет собой тело с огромным скоплением капиллярных каналов и трещин, поверхность которых очень велика. Иногда поверхность поровых каналов в 1 м³ нефтесо-

державших пород составляет несколько гектаров. Физико-химические свойства поверхностей раздела различных фаз и закономерности их взаимодействия характеризуются рядом показателей – поверхностным натяжением границы раздела фаз, явлениями смачиваемости и растекания, работой адгезии и теплотой смачиваемости. Адгезия измеряется работой, которую надо затратить, чтобы оторвать твердое тело от жидкости в направлении к поверхности раздела. Поры, соединяясь между собой, образуют каналы, которые по величине диаметра делятся на сверхкапиллярные, капиллярные и субкапиллярные.

Сверхкапиллярные каналы имеют диаметр больше 0,5 мм. Капиллярные силы здесь большой роли не играют, и жидкость движется в этих каналах, подчиняясь в основном законам гидравлики.

Капиллярные каналы имеют диаметр от 0,5 до 0,0002 мм. При движении в них жидкости наряду с другими проявляются поверхностные силы: поверхностное натяжение, капиллярные силы, силы прилипания и сцепления (адгезии) и т. п. Эти силы препятствуют свободному движению жидкости через капиллярные каналы, поэтому непрерывное движение в них возможно только под действием добавочных сил, достаточных для преодоления поверхностных сил.

Субкапиллярные каналы – диаметр их меньше 0,0002 мм. Поверхностные силы в таких микроскопических каналах так велики, что обычно имеющейся в пластовых условиях энергии недостаточно для их преодоления; поэтому движение жидкости в субкапиллярных каналах практически отсутствует. Жидкость впитывается в породу, имеющую субкапиллярную структуру, и переходит в связанное с породой состояние, после чего движение прекращается.

Молекулярная природа поверхности минеральных частиц, слагающих нефтяной пласт, различна. Поверхность частиц горных пород может смачиваться водой избирательно лучше, чем нефтью, и в этом случае порода называется *гидрофильной*. Если же поверхность частиц горных пород смачивается нефтью избирательно лучше, чем водой, тогда порода называется *гидрофобной*. В большинстве случаев порода оказывается частично гидрофильной и частично гидрофобной.

Если порода гидрофобна, на поверхности ее зерен действуют силы сцепления и прилипания между горной породой и нефтью. Частицы породы, смоченные нефтью, удерживают часть ее на своей поверхности в виде пленки. Толщина пленки может быть различной в зависимости от вязкости нефти, шероховатости минерала и других факторов. Пленочная нефть прочно связана с гидрофобной поверхно-

стью зерен и может быть удалена введением в пористую среду жидкостей, которые избирательно лучше, чем нефть, смачивают породу. Это может быть достигнуто, например, при вытеснении нефти щелочной водой или водой, обработанной ПАВ, повышающими смачиваемость породы водой.

Экспериментальными исследованиями установлено, что нефтеотдача гидрофильного пласта выше, чем гидрофобного. Это превышение может быть весьма значительным – более чем в 2 раза. При этом смачивающая способность воды в процессе движения зависит не только от физико-химических факторов, но также и от скорости движения водонефтяного контакта в поровых каналах и от структуры самих поровых каналов.

В гидрофобной пористой среде вследствие преобладания капиллярных сил водонефтяной контакт движется гораздо быстрее через пустоты по сравнению с сужениями. И наоборот, в гидрофильной среде водонефтяной контакт в сужениях движется быстрее, чем в пустотах.

Пустоты в пористой среде могут быть частично заполнены жидкостью, частично – газом. Они могут быть заполнены двумя несмешивающимися флюидами. В любом из этих случаев, а также в самом общем случае, когда три несмешивающиеся фазы совместно заполняют пустоты, важное значение приобретает вопрос о том, какую часть пустот занимает каждая фаза, т. е. вопрос о насыщенности данной фазы.

Насыщенностью S пористой среды данной жидкостью называют относительную часть объема пустот породы, занятой этой жидкостью:

$$S = \frac{\text{Объем пустот породы, занятой данной жидкостью}}{\text{Общий объем пустот в породе}}.$$

Экспериментальными исследованиями установлено, что движение в пористой среде двух несмешивающихся фаз вызывают следующие три режима насыщения пористой среды этими фазами.

1. *Насыщенный режим*, при котором пористая среда насыщена одной фазой.

2. *«Подвешенный» режим*, при котором пористая среда имеет минимально возможное насыщение одной фазой. Эта фаза находится в пористой среде в виде «подвешенных» образований, которые не соприкасаются друг с другом, в результате чего течение одной фазы невозможно.

3. *Шнурковый режим*, при котором пористая среда имеет промежуточное насыщение обеими фазами. При внедрении соответствующей жидкости подвешенные образования увеличиваются и, в конце концов, приходят в соприкосновение друг с другом и сливаются. В результате создается непрерывное переплетение обеих фаз через пористую среду. При этом возможно одновременное течение обеих фаз по очень извилистым (шнурковым) путям.

В общем случае пористую среду (породу) одновременно могут заполнять нефть, газ и вода. Таким образом, нефтяные и газовые месторождения представляют собой различные многофазные системы с границами раздела: *нефть – вода*, *вода – порода* и т. д. Вследствие малого размера частиц и поровых каналов в породах поверхностные явления, происходящие на границах раздела, играют существенную роль в процессе разработки нефтяных и газовых месторождений.

При неустановившемся движении в пористой среде трехфазной смеси значительную роль играют такие физико-химические факторы, как капиллярные явления, адсорбция, растворимость [19].

Нефть может находиться в пористой среде в виде свободных линз, окруженных водой, или линз, обволакивающих отдельные агрегаты, в виде капель, прилипших к твердой поверхности зерен породы, или капель, взвешенных в воде, а также в виде тонкой пленки, покрывающей поверхность зерен породы (пленочная нефть). В одной и той же залежи возможно одновременное существование нефти во всех перечисленных состояниях.

3.2. Поверхностное натяжение

Даже в самых благоприятных условиях нефть не может быть полностью извлечена из пласта. Силы, удерживающие нефть в пласте, представлены молекулярным притяжением, поверхностным натяжением, силами прилипания и сцепления. Нефтяной пласт представляет собой систему многочисленных капиллярных и субкапиллярных поровых каналов, способных как губка впитывать и удерживать нефть. Породы нефтегазовых коллекторов имеют огромную удельную поверхность, которая контактирует с одним из насыщающих пласт веществ – водой, нефтью или газом. Суммарная поверхность пор, трещин коллекторов, которая находится в контакте с водой и нефтью, очень велика. Поэтому на процессы разработки нефтяных и газовых залежей большое влияние оказывают поверхностные явления, происходящие в пласте на границах разделов твердой поверхности породы с жидкостями и газами.

С ростом дисперсности системы (поверхность капиллярных каналов и трещин) явления, происходящие в поверхностном слое контакта нефти, газа и воды с породой, оказывают все большее влияние на движение нефти, газа и воды в нефтяных и газовых коллекторах.

Степень гидрофобизации поверхности поровых каналов нефтью, строение газонефтяного и водонефтяного контактов, взаимное расположение жидкостей и газов в пористой среде, количественное соотношение остаточной воды и нефти обусловлены поверхностными и капиллярными явлениями, происходящими в пласте.

Важнейшую проблему увеличения нефтеотдачи пластов нельзя решить без детального изучения процессов, происходящих на поверхности контакта минералов с пластовыми жидкостями.

Физико-химические свойства поверхностей раздела различных фаз характеризуются следующими показателями: *поверхностным натяжением границы раздела фаз, явлениями смачиваемости, работой адгезии.*

По поверхностному натяжению пластовых жидкостей на различных поверхностях раздела можно судить о свойствах соприкасающихся фаз, о закономерностях взаимодействия жидких и твердых тел, о процессах адсорбции, о количественном и качественном составе полярных компонентов в жидкости, об интенсивности проявления капиллярных сил и т. д. Влияние температуры и давления на поверхностное натяжение жидкостей можно установить из молекулярного механизма возникновения свободной поверхностной энергии и энергетической сущности поверхностного натяжения.

Поскольку между молекулами в жидкости существуют силы взаимного сцепления, они находятся в равновесном состоянии (рис. 3.1) и свободно могут передвигаться в том или ином направлении. Силы же, действующие на молекулы, расположенные в поверхностном слое (AB) или на поверхности раздела двух несмешивающихся жидкостей, направлены внутрь жидкости и вдоль поверхности раздела. Молекулы, находящиеся на поверхности раздела двух фаз, обладают избытком энергии по сравнению с энергией молекул, находящихся во внутренних слоях жидкости. В результате поверхностный слой жидкости оказывает очень большое давление, называемое *молекулярным давлением.*

Давление поверхностного слоя вызывает появление сил реакции, которые противодействуют молекулярному давлению, и называются силами *поверхностного натяжения.*

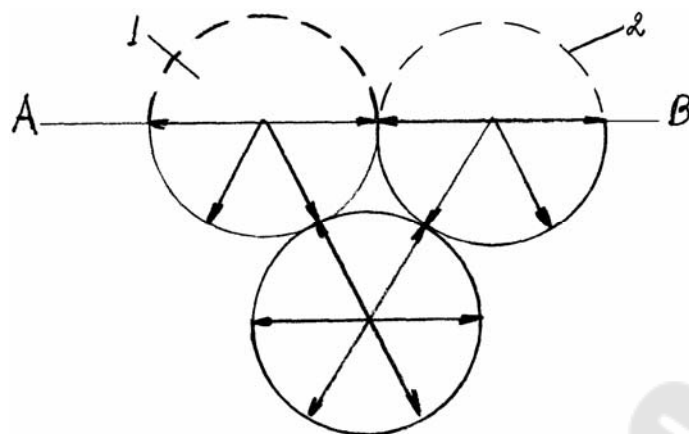


Рис. 3.1. Схема возникновения молекулярного давления:
1 – молекула; 2 – среда молекулярного натяжения

Для создания новой поверхности (S) требуется затратить некоторую работу (A), которая пропорциональна величине этой поверхности. Следовательно, поверхностное натяжение (σ) можно определить как работу, необходимую для образования новой поверхности:

$$\sigma = \frac{A}{S}. \text{ Если } S = 1 \text{ м}^2, \text{ то } \sigma = A.$$

Эту работу измеряют в эргах и относят к 1 см^2 , т. е. размерность $[\sigma] = \text{эрг}/\text{см}^2$. Зная, что $[\text{эрг}] = [\text{дин} \cdot \text{см}]$, мы можем написать: $[\sigma] = [\text{дин} \cdot \text{см}]$, или в единицах системы СИ $[\sigma] = [\text{мН}/\text{м}]$ и трактовать (σ) как силу, действующую на единицу длины контура поверхности раздела.

Поверхностное натяжение жидкости чаще всего определяется на границе раздела с воздухом или с другой, несмешивающейся с ней жидкостью.

Для каждого индивидуального вещества поверхностное натяжение является его физической характеристикой для определенной границы раздела. Так, поверхностное натяжение воды на границе раздела с воздухом составляет $72,3 \text{ мН}/\text{м}$, а на границе с бензолом – $28,8 \text{ мН}/\text{м}$. Для ртути σ на границе с воздухом (при $t 20 \text{ }^\circ\text{C}$) = $436 \text{ мН}/\text{м}$, для нефти – $24\text{--}28 \text{ мН}/\text{м}$.

Поверхностное натяжение жидкости зависит от величины межмолекулярных сил. У жидкостей, молекулы которых полярны и силы межмолекулярного взаимодействия велики, поверхностное натяжение высокое (например, у воды). У жидкостей, молекулы которых менее полярны или неполярны (например, у индивидуальных УВ и нефтей),

поверхностное натяжение существенно ниже. Чем больше разность полярностей жидкостей, образующих границу раздела, тем больше поверхностное натяжение. Например, молекула бутилового спирта, так же как и молекула воды, полярны, соответственно величина σ на границе их раздела небольшая – 1,6 мН/м. Молекулы УВ неполярны, поэтому σ на границе раздела их с водой – велико. Содержание в нефтях таких веществ, как смол, асфальтенов, нафтеновых кислот и др., молекулы которых полярны, делают поверхностное натяжение в два раза меньше по сравнению с чистыми нефтями на границе раздела с водой.

Поверхностное натяжение всегда изменяется на границе раздела двух фаз и зависит от следующих физико-химических явлений:

1. Количество ПАВ, содержащихся в нефти (нафтеновых кислот, асфальто-смолистых веществ, меркаптанов, тиофенов и т. д.). Эти вещества способны адсорбироваться на поверхностях раздела и снижать поверхностное натяжение. При небольшом количестве ПАВ нефть на границе с водой имеет максимальное поверхностное натяжение, при большом содержании ПАВ – величина поверхностного натяжения незначительна. Природные УВ являются неполярными жидкостями, а присутствие сложных органических соединений делает их полярными с большой адсорбционной поверхностью. Адсорбируясь на стенках породы, полярные компоненты гидрофобизируют коллекторы нефти.

2. Свойств поверхности породы, граничащей с нефтью.

3. Свойств, удельного веса и состава нефти. На границе нефти с воздухом при увеличении удельного веса нефти поверхностное натяжение увеличивается, а на границе с водой – уменьшается.

4. Температуры и давления:

- 4.1) с повышением температуры уменьшается поверхностное натяжение чистой жидкости на границе с паром, что связано с ослаблением межмолекулярных сил с ростом температуры:

$$\sigma_t = \sigma_0 \cdot (1 - \gamma_t),$$

где σ_t и σ_0 – поверхностное натяжение системы (мН/м) при температурах t и 0 °С; γ – температурный коэффициент поверхностного натяжения, сохраняющий свойства константы при температурах, далеких от критической точки, 1/°С;

4.2) с увеличением давления поверхностное натяжение жидкости на границе с газом понижается. Это связано с уменьшением свободной поверхностной энергии вследствие сжатия газа и его растворения в жидкости.

5. От химического состава пластовых и закачиваемых вод. Именно химический состав вод в процессах вытеснения влияет на величину поверхностного натяжения на границе *вода – нефть*. Наибольшее поверхностное натяжение имеют жесткие воды и неактивные нефти (содержание органических кислот до 0,06 %), наименьшее – щелочные воды и высокоактивные нефти (содержание органических кислот от 1 до 2,5 %). Нафтеновые и жирные кислоты при контакте со щелочными водами образуют соли, растворы которых в воде представляют собой ПАВ, снижающие поверхностное натяжение до 7 мН/м.

3.3. Смачивание твердого тела жидкостью и краевой угол, работа адгезии, теплота смачивания

Величину поверхностного натяжения твердого тела непосредственно измерить трудно. Поэтому для исследования процессов взаимодействия твердых тел с жидкостями и газом пользуются косвенными методами изучения поверхностных явлений, протекающих на контактах между твердыми и жидкими телами. К таким методам относятся измерение работы адгезии, углов избирательного смачивания и т. д.

Под *смачиваемостью* понимают способность жидкости растекаться по поверхности твердого тела под влиянием поверхностно-молекулярных сил. Контур капли на поверхности твердого тела, по которому происходит соприкосновение трех фаз – твердой, жидкой и газообразной, называется *периметром смачивания*.

Мерой смачивания твердого тела жидкостью служит краевой угол смачивания θ , образованный поверхностью твердого тела и касательной к поверхности капли в точке ее соприкосновения с телом (рис. 3.2). Если краевой угол $\theta < 90^\circ$, считают, что жидкость смачивает твердую поверхность; если угол $\theta > 90^\circ$ – жидкость не смачивает твердую поверхность; если $\theta = 90^\circ$ – жидкость находится в промежуточном состоянии.

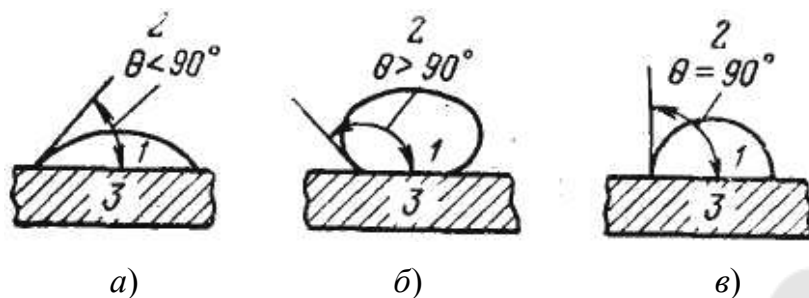


Рис. 3.2. Различные случаи смачивания твердого тела жидкостью:
a – жидкость смачивает твердое тело; *б* – жидкость не смачивает
 твердое тело; *в* – промежуточное состояние;
 1 – жидкость; 2 – воздух; 3 – твердое тело

Условие равновесия сил может быть записано следующим образом:

$$\sigma_{2,3} - \sigma_{1,3} - \sigma_{1,2} \cdot \cos \theta = 0, \text{ откуда } \cos \theta = \frac{\sigma_{2,3} - \sigma_{1,3}}{\sigma_{1,2}}.$$

Краевой угол избирательного смачивания θ может изменяться в пределах от 0 до 180° , и в зависимости от величины θ твердые тела подразделяются на два класса:

1. *Гидрофильные, или олеофобные* – тела, лучше смачиваемые водой на границе с УВ жидкостью. Для них $0^\circ < \theta < 90^\circ$. Краевой угол смачивания принято измерять в сторону водной среды. В таких условиях нефть остается в виде капель (глобул).

2. *Гидрофобные, или олеофильные* – тела, лучше смачиваемые УВ жидкостью на границе с водой. Для них $90^\circ < \theta < 180^\circ$. В таких условиях нефть находится в виде пленки.

Измерение краевого угла смачивания позволяет количественно характеризовать степень гидрофильности или гидрофобности поверхности породы, а также оценивать влияние на взаимовытеснение УВ жидкостей, воды и газа в пористой среде.

Величина θ , если исключить влияние силы тяжести, не зависит от размеров капли и определяется лишь молекулярными свойствами поверхности твердого тела и соприкасающихся фаз. Исходя из теории поверхностных явлений, можно установить связь краевого угла смачивания θ с поверхностным натяжением между твердым телом и жидкостью. Поверхность должна лучше смачиваться той жидкостью, которая обладает меньшей разностью полярностей между твердым телом и жидкостью, т. е. меньшей величиной поверхностного натяжения на их разделе.

Высокополярные жидкости – жидкости с высоким поверхностным натяжением, хуже смачивают твердую поверхность, чем жидкости малополярные, обладающие меньшим поверхностным натяжением. Например, ртуть (высокополярная жидкость) смачивает только некоторые металлы, вода – менее полярна, чем ртуть, поэтому кроме металлов смачивает многие минералы и кристаллические соли, *малополярные масла* смачивают на границе с воздухом все известные твердые тела.

Смачивание является результатом проявления молекулярных сил, действующих на разделе трех фаз: твердой – 3, газообразной – 2 и жидкой – 1. Поэтому по способности жидкости смачивать породу судят о величине поверхностного натяжения в системе *порода – жидкость – газ* или *порода – жидкость – УВ жидкость*.

По величине избирательного угла смачивания, образующегося на контакте вода, нефть и порода, можно судить о качестве вод, их отмывающей и нефтеотмывающей способности. Лучше отмывает нефть вода, хорошо смачивающая породу.

Адсорбция полярных молекул на поверхности горных пород имеет большое значение для избирательного смачивания их водой и нефтью. Кварц, известняк и другие минералы, которыми в основном представлены коллекторы, по своей природе гидрофильны. Смачиваемость пород зависит от того, какая жидкость первой соприкасалась с породой. Это, в частности, подтверждается тем, что большинство нефтяных коллекторов гидрофильны. Однако карбонатные частицы породы смачиваются нефтью в большей степени, чем кварцевые зерна. Поэтому с увеличением карбонатности коллекторов возрастает количество прилипаемых частиц нефти к твердой поверхности и степень гидрофобизации таких коллекторов увеличивается. То же происходит с гидрофильной поверхностью кварцевых частиц, если концентрация полярных компонентов в нефти высокая. Поэтому многие нефтесодержащие породы в значительной степени гидрофобизованы нефтью и часто очень плохо смачиваются водой, обладая устойчивой гидрофобной поверхностью.

В природе, очевидно, не существует идеально гидрофильных ($\theta = 0^\circ$, $\cos \theta = 1$) и гидрофобных ($\theta = 180^\circ$, $\cos \theta = -1$) коллекторов нефти. Если угол смачивания $\theta = 90^\circ$ ($\cos \theta = 0$), то вытесняющая и вытесняемая жидкости смачивают породу в одинаковой степени.

Величина краевого угла смачивания зависит от способа образования капли на твердой поверхности (рис. 3.3). Если к капле (рис. 3.3, а)

добавить некоторое количество жидкости для увеличения ее размера до капли (рис. 3.3, б), или же отобрать некоторое количество жидкости, уменьшив ее размер до капли (рис. 3.3, в), то периметр смачивания капли увеличится или уменьшится, но не сразу. Вначале капля станет более выпуклой (рис. 3.3, б) или более плоской (рис. 3.3, в) – и в том и другом случае первоначальный краевой угол смачивания изменится, но не изменится посадочная площадь капли. Эти углы отличаются от равновесного угла смачивания. Угол, образующийся при расширении периметра смачивания, называется *углом наступления*, а угол, образующийся при уменьшении периметра смачивания, называется *углом отступления*.

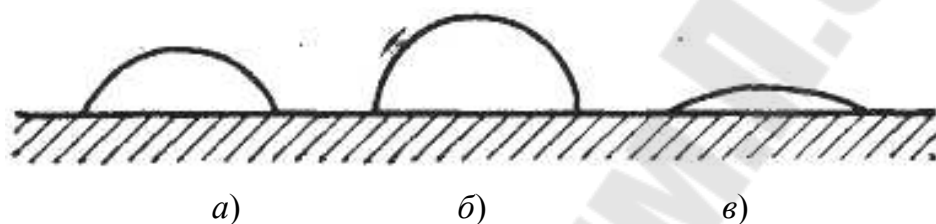


Рис. 3.3. Гистерезис краевого угла смачивания

С течением времени эти углы будут изменяться, стремясь к равновесному значению угла смачивания. Однако практически во всех системах равновесные углы смачивания не достигаются, и различия между углами наступления и отступления остаются существенными. Явление задержки в установлении равновесного угла смачивания называется *гистерезисом смачивания*. Гистерезис смачивания вызван силами, препятствующими перемещению периметра смачивания по поверхности твердого тела. Мерой гистерезиса смачивания является величина разности углов наступления и отступления.

Гистерезис смачивания вызывается шероховатостью твердой поверхности, ее загрязнением, а также адсорбцией на ней газов. Чем чище поверхность твердого тела, чем лучше она отшлифована, тем ближе величина краевого угла смачивания к равновесному значению, тем меньше гистерезис смачивания.

Изучая процессы вытеснения нефти водой и газом из пористых сред, прежде всего исследуют движение границы раздела *нефть – газ* или *нефть – вода* вдоль твердой поверхности в капиллярах переменного сечения. Для простоты рассмотрим движение границы раздела *нефть – вода* в цилиндрическом капилляре (рис. 3.4).

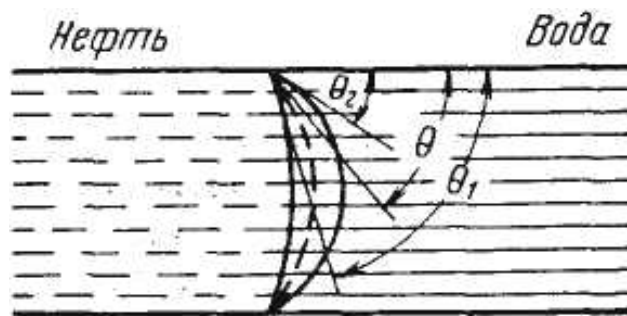


Рис. 3.4. Краевые углы смачивания при движении водонефтяного мениска в цилиндрическом канале с гидрофильной поверхностью

В пластовых условиях чаще всего возникает передвигающийся трехфазный периметр смачивания, и, следовательно, наблюдаются неустановившиеся процессы, происходящие на поверхности раздела фаз. *Кинетическим гистерезисом смачивания* принято называть изменение угла смачивания в результате передвижения по твердой поверхности трехфазного периметра смачивания. Изучение кинетического гистерезиса смачивания позволило установить следующие общие закономерности:

1. Величина гистерезиса зависит от направления движения периметра смачивания, т. е. от того, происходит ли вытеснение с твердой поверхности воды нефтью или нефти водой (рис. 3.4). Угол, образующийся при вытеснении нефти водой (θ_1), принято называть *наступающим*, а угол, образующийся при вытеснении воды нефтью (θ_2) – *отступающим*. Углы – отступающий θ_2 , наступающий θ_1 и статический θ – почти всегда находятся в соотношении $\theta_1 > \theta > \theta_2$.

2. Величина гистерезиса смачивания зависит от скорости перемещения трехфазной границы раздела фаз на твердой поверхности, от адсорбции на ней веществ и от шероховатости твердого тела.

Причиной гистерезиса можно считать его молекулярную природу. Гистерезис зависит от прочности сцепления с твердой поверхностью молекул соприкасающихся фаз. Когда вода вытесняет нефть из пор, ей приходится удалять с твердой поверхности адсорбированные молекулы полярных компонентов нефти, поэтому возникает дополнительное сопротивление растеканию воды на поверхности. В зависимости от порядка смачивания величина этих сил сопротивления неодинакова, чем и обусловлено отличие отступающих и наступающих углов.

Свойства кривой поверхности раздела между двумя несмешивающимися жидкостями таковы, что с вогнутой стороны поверхности

раздела фаз (смачивающая фаза) давление всегда больше, чем с выпуклой (несмачивающая фаза). В результате возникает градиент капиллярного давления. Под влиянием этого градиента смачивающая фаза, например, вода, вытесняет нефть из гидрофильных песчаников, изменяет насыщенность коллектора.

Вода лучше смачивает стекло, чем нефть. На границе раздела нефти с водой мениск в капилляре будет выпуклым в сторону воды. Угол θ – статический равновесный краевой угол смачивания является характерным для неподвижной системы. Когда вода вытесняет нефть, в зависимости от скорости движения, кривизна мениска будет уменьшаться, а краевой угол смачивания – угол наступления θ_1 – увеличиваться. Соответственно, когда нефть вытесняет воду, кривизна мениска будет увеличиваться, а краевой угол смачивания – угол отступления θ_2 – уменьшаться.

По величине угла избирательного смачивания, образующегося при контакте воды, нефти и породы, можно судить о качестве вод, их отмывающей и нефтывытесняющей способности. Лучше отмывают нефть воды, хорошо смачивающие породу. Поэтому явления смачиваемости тщательно изучаются.

Кроме измерения углов смачивания, взаимодействие жидких и твердых тел может быть исследовано путем изучения работы адгезии и теплоты смачивания. Адгезия измеряется работой, которую необходимо затратить, чтобы оторвать твердое тело от жидкости в направлении нормали к поверхности раздела.

Работа адгезии по уравнению Дюпре-Юнга равна

$$W = \sigma_{1,2}(1 + \cos \theta) \quad (3.1)$$

для капли воды на твердой поверхности в присутствии нефти.

Из соотношения:

$$\sigma_{2,3} - \sigma_{1,3} = \sigma_{1,2} \cdot \cos \theta$$

следует, что при смачивании свободная энергия единицы поверхности твердого тела уменьшается на $\sigma_{1,2} \cdot \cos \theta$. Величину $\sigma_{1,2} \cdot \cos \theta$ принято называть *натяжением смачивания*.

Из уравнения (3.1) следует, что на отрыв жидкости от поверхности твердого тела при полном смачивании, когда ($\theta = 0$) $\cos \theta = 1$, затрачивается работа $W = 2\sigma_{1,2}$, необходимая для образования двух жидких поверхностей. Это значит, что при полном смачивании жид-

кость отрывается не от поверхности твердого тела, а происходит разрыв самой жидкости.

Для гидрофобных поверхностей характерно соотношение $\sigma_{1,2} > \sigma_{1,3}$ ($\theta = 180^\circ$, $\cos \theta = -1$), в этих условиях жидкость может отрываться от поверхности. Когда $\theta = 180^\circ$, т.е. происходит полная несмачиваемость жидкостью поверхности твердого тела, работа адгезии равна нулю. Следовательно, работа адгезии может служить показателем смачиваемости или прилипаемости жидкостей к поверхности твердого тела.

Установлено, что когда твердое тело смачивается жидкостью, наблюдается выделение тепла. Для пористых и порошкообразных тел теплота смачивания зависит от степени дисперсности твердого тела и от полярности жидкости. Теплота смачивания характеризует степень дисперсности твердого тела и природу его поверхности. Большее количество тепла выделяется при смачивании той жидкостью, которая лучше смачивает твердую поверхность. Поэтому отношение теплот смачивания жидкости может служить термической характеристикой смачиваемости этой поверхности. Более определенно степень гидрофильности или гидрофобности поверхности горных пород оценивают путем сравнения теплоты смачивания керна водой с теплотой смачивания полностью гидрофобизованной и гидрофилизованной породы. Теплота смачиваемости оценивается в калориметрах высокой точности.

3.4. Методы извлечения капиллярно-удержанной и пленочной нефти

Наличие капиллярных сил в пористой среде в большой степени способствует сохранению значительного количества остаточной нефти. Рассмотренное выше отрицательное влияние молекулярно-поверхностных сил на нефтеотдачу может быть полностью или частично устранено. Значительные усилия во всем мире затрачены на поиск способов преодоления неблагоприятного влияния капиллярных сил на процесс добычи нефти. Исследования показали, что один из наиболее важных методов преодоления действия капиллярных сил – закачка в пласт агентов, в той или иной степени смешивающихся с нефтью. Дороговизна таких агентов вынуждает закачивать в пласт лишь ограниченные их количества. Нагнетаемые в пласт оторочки растворителей вытесняются более дешевыми агентами, в первую очередь водой. Наиболее эффективно вытеснение нефти будет происходить при закачке в пласт агентов, сводящих к нулю поверхностные

силы как при их контакте с нефтью, так и с пластовой и закачиваемой в пласт водой. Такими свойствами обладают некоторые спирты. Вытеснение нефти спиртами в чистом виде практически не осуществляется. В основном спирты применяются при создании композиций ПАВ и мицеллярных растворов.

Для извлечения капиллярно-удержанной и пленочной нефти используются следующие методы извлечения нефти:

1. Вытеснение нефти сухим газом высокого давления (при давлении выше 210 ат.).

2. Вытеснение нефти жирным попутным или обогащенным газом (при давлении выше 140 ат.).

3. Вытеснение нефти оторочкой сжиженных газов, проталкиваемой сухим газом (при давлениях, начиная от 80 ат.).

4. Комбинированные методы вытеснения (сжиженный газ, сухой газ, вода).

5. Извлечение пленочной и капиллярно-удержанной нефти путем создания циркуляции газа высокого давления через пласт.

Первые четыре метода основаны на создании в пласте условий, при которых вытесняющая фаза (газ, растворитель) смешивается с вытесняемой фазой (нефтью) без образования границы раздела между ними. Пятый метод основан на извлечении остаточной нефти путем ее обратного испарения – растворения в циркулирующем газе. Он применяется как самостоятельный на сильно истощенных месторождениях, а также в комбинации с подземным хранением газа.

Тема 4. ОСНОВНЫЕ СПОСОБЫ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ

Методы разработки нефтяных месторождений по исторически сложившимся представлениям принято делить на *традиционные* (естественные режимы, заводнение, искусственное поддержание пластового давления закачкой воды или газа) и *методы увеличения нефтеотдачи пластов*, которые в разное время называли новыми методами разработки, или третичными. Нетрадиционные методы разработки нефтяных месторождений, называемые в дальнейшем методами увеличения нефтеотдачи пластов, делят в зависимости от того, каким образом достигаются эффекты, обеспечивающие улучшение условий вытеснения нефти на четыре группы:

- 1) физико-химические;
- 2) газовые;

- 3) тепловые;
- 4) другие, основанные на использовании неординарных технических явлений и сложных рабочих агентов.

Если рассматривать методы повышения нефтеотдачи (МПН) с точки зрения их применения в определенных условиях разработки нефтяных месторождений, то можно сказать, что МПН представляют собой усовершенствование обычных процессов разработки, а их теория – развитие и обобщение основных представлений теории двухфазной фильтрации.

4.1. Современная классификация методов повышения нефтеотдачи пластов

Существует большое количество классификаций и терминов, связанных с методами увеличения нефтеотдачи, поэтому в каждом случае необходимо разъяснить сущность и смысл публикуемых анализов и обобщений. Прежде всего это касается методов воздействия на призабойную зону скважин, которые во многих случаях необоснованно включаются в отчетность по МПН. Технологии ГРП, проводки горизонтальных скважин, зарезки вторых стволов, ОПЗ и селективной водоизоляции не могут автоматически включаться в технологии повышения нефтеотдачи пластов (ПНП), что соответствует принятым подходам в мировой практике. Они могут быть или основным, или составляющим элементом специализированных проектов ПНП для конкретных геолого-физических условий на отдельном участке, объекте или месторождении в целом.

Проект ПНП подразумевает наличие выбранного участка воздействия и представляет собой поэтапную реализацию нетиповых технологических решений, имеющих научно-исследовательский и рисковый характер для условий отдельных блоков, зон, объектов и целых месторождений.

Важнейшим и обязательным показателем всех проектов, методов и технологий, претендующих на роль «ПНП» должен быть ожидаемый (фактический) прирост извлекаемых запасов нефти, т. е. сравнительная оценка конечного коэффициента извлечения нефти (КИН) с ГТМ и без ГТМ. Следует отметить недопустимость имеющейся практики, когда дополнительную добычу нефти за какой-то период времени после ГТМ, определенную по характеристикам вытеснения за счет замедления темпов обводнения безосновательно относят к показателю «прирост нефтеотдачи». Иначе говоря, часто достигается

только интенсификация выработки запасов нефти с изменением динамики обводнения при неизменном конечном КИН [12].

В связи с вышеизложенным все геологические мероприятия (без учета ремонтных работ) делятся на две большие группы.

1. Методы повышения нефтеотдачи пластов.

1.1. Тепловые методы:

- паротепловое воздействие на пласт;
- внутрипластовое горение;
- вытеснение нефти горячей водой;
- пароциклические обработки скважин;
- комбинированное воздействие.

1.2. Газовые методы:

- воздействие на пласт углеводородным газом;
- воздействие на пласт диоксидом углерода (смешивающееся/несмешивающееся) вытеснение;
- воздействие на пласт азотом;
- воздействие на пласт дымовыми газами;
- водогазовое воздействие (включая двухфазные пенные системы);
- комбинированное воздействие.

1.3. Физико-химические методы, основанные на создании внутрипластовых оторочек химических композиций (суммарный объем воздействия более 1 % порового объема участка элемента):

- вытеснение нефти растворами ПАВ;
- вытеснение нефти растворами полимеров и другими загущающими агентами;
- вытеснение растворами, включая мицеллярные растворы;
- вытеснение нефти щелочными растворами (включая ПАВ – щелочь);
- вытеснение нефти кислотами;
- комбинированное воздействие;
- регулирование внутрипластовых фильтрационных потоков (включая многообъемные осадкогелеобразующие композиции).

1.4. Опытно-экспериментальные методы, включая микробиологическое, волновое, электрическое площадное воздействие на пласт и др.

2. Методы воздействия на пласт и скважинные технологии, обеспечивающие современный мировой уровень коэффициента нефтеизвлечения.

2.1. Методы разработки месторождения, основанные на проектном массовом применении гидроразрыва пластов, горизонтальных и многозабойных скважин.

2.2. Технологии регулирования режимов работы действующей системы разработки месторождений:

- технологии нестационарного заводнения;
- гидроразрыв пласта;
- выравнивание (регулирование) профилей приемистости;
- водогазоизоляционные работы по отключению отдельных интервалов и пластов, включая ограничение притока подошвенных вод и блокирование газовых конусов;
- обработка призабойной зоны скважин различными методами (сейсмоакустическое, электрическое, кислотное, ПАВ, растворители и др.), включая системное воздействие на пласт.

2.3. Технологии и методы улучшения (трансформирования) действующей системы разработки месторождения:

- изменение системы заводнения (перенос фронта заводнения, организация очагов, разрезающих рядов, барьерного заводнения и др.);
- уплотнение сетки скважин и бурение дополнительных скважин, включая вторые стволы и горизонтальные скважины;
- разукрупнение объектов разработки или их приобщение.

Методы повышения нефтеотдачи (методы первой группы в приведенной классификации) являются комплексом принципиальных технологических решений, направленных на улучшенную выработку запасов нефти по сравнению с традиционными методами заводнения. В результате применения МПН обеспечивается изменение структуры дренируемого объекта пласта (увеличение коэффициента вытеснения нефти, масштабное увеличение охвата пласта воздействием, изменение реофизических характеристик системы *коллектор – пластовые флюиды – вытесняющий агент*). Отличительной чертой этих методов является необходимость существенных научно-исследовательских проработок в каждом конкретном случае, а также их затратный характер, повышенный технологический и экономический риск.

Методы второй группы, включая гидродинамические методы ПНП, являются в большей мере способами и технологиями, успешно апробированными современной наукой и практикой, использующие типовые задачи и решения на основе разработанных программно-имитационных моделей. Сами эти методы часто представляют собой необходимую часть проектов первой группы методов.

4.2. Испытание методов увеличения нефтеотдачи пластов

В отечественной нефтедобывающей отрасли методы увеличения нефтеотдачи пластов применялись на 176 месторождениях, включая объекты разработки с начальными балансовыми запасами в 2,6 млрд т нефти [9]. Более половины охваченных воздействием начальных запасов приходились на физико-химические и газовые методы. Объемы применения термических методов обеспечивались в основном закачкой горячей воды на месторождении Узень. Удельный вес методов вытеснения нефти паром и внутрипластового горения незначителен – 3,5 и 1,5 % соответственно от всех методов. Пропорции объемов промышленных работ и темпы роста масштабов применения МПН не отражают приоритетности методов, обусловленных их потенциальной эффективностью (табл. 4.1).

Таблица 4.1

Соотношение масштабов и эффективность применения методов увеличения нефтеотдачи пластов на отечественных месторождениях (по состоянию на 1990 г.)

Метод вытеснения нефти	Охваченные воздействием балансовые запасы, доли единицы от суммарных	Добыча нефти за счет метода, доли единицы от суммарных
1. Горячей водой	0,42	0,16
2. Паром	0,03	0,29
3. Внутрипластовым горением	0,02	0,05
4. Растворами ПАВ	0,20	0,08
5. Серной кислотой	0,16	0,11
6. Растворами полимеров	0,03	0,17
7. Мицеллярными, щелочными растворами и CO ₂ , а также другими химреагентами	0,07	0,04
8. Углеводородным газом	0,07	0,09
<i>Всего</i>	1	1

Зарубежный опыт США промышленного применения методов повышения нефтеотдачи отличается от отечественного, вследствие специфики геолого-физических, технических и организационных условий.

**Соотношение масштабов и эффективность применения методов
увеличения нефтеотдачи на месторождениях США
(по состоянию на 1990 г.)**

Метод вытеснения нефти	Охваченная воздействием площадь объектов, доли единицы от суммарной	Добыча нефти за счет метода, доли единицы от суммарных
1. Паром (паровытеснение и парообработки)	0,07	0,71
2. Внутрипластовое горение	0,006	0,01
3. Горячей водой	0,001	0,006
4. Мицеллярными растворами	0,002	0,004
5. Полимерными растворами	0,31	0,03
6. Щелочными растворами	0,001	0
7. Диоксидом углерода	0,37	0,11
8. Углеводородным газом	0,11	0,04
9. Азотом	0,1	0,03
10. Дымовыми газами	0,03	0,06
<i>Всего</i>	1	1

Рассматривая масштабы промышленных испытаний методов за рубежом, можно выделить основные особенности:

1) ориентация на методы воздействия на пласт, отличающиеся высокой потенциальной и доказанной эффективностью;

2) подтверждаемая практическим опытом необходимость проведения маломасштабных (пилотных) экспериментов перед внедрением метода на конкретном месторождении.

Известные методы увеличения нефтеотдачи основаны на следующих изменениях характеристик вытеснения и условий нахождения нефти в пласте (рис. 4.1):

– снижение межфазного натяжения на границе *нефть – вытесняющий агент*;

– снижение отношения подвижностей вытесняемого и вытесняющего флюидов (за счет уменьшения вязкости нефти или подвижности вытесняющего агента);

– перераспределение находящихся в пласте нефти, воды и газа с целью консолидации запасов нефти.

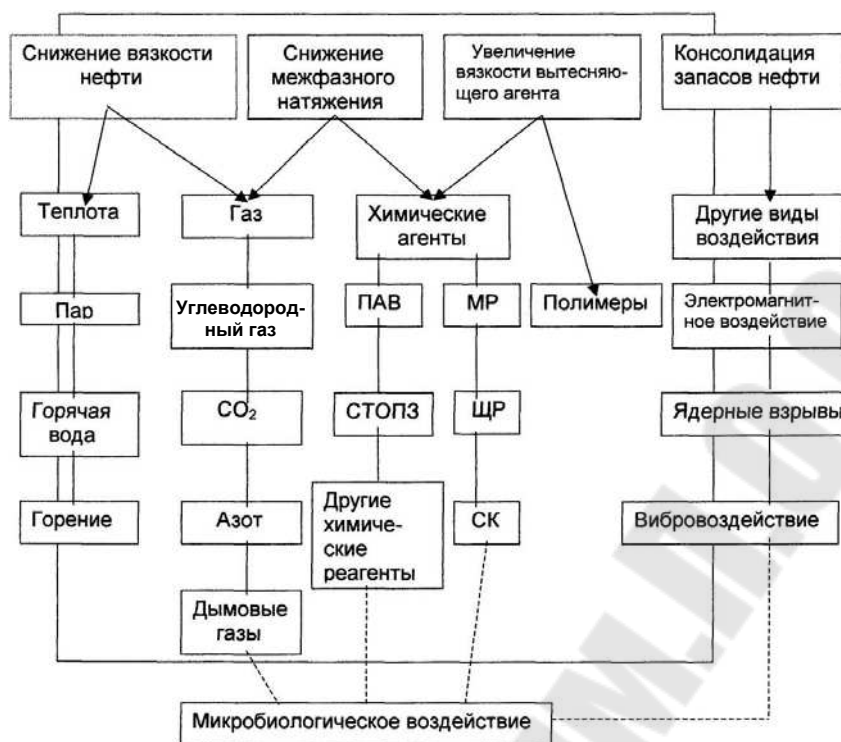


Рис. 4.1. Классификация методов увеличения нефтеотдачи пластов по видам воздействия ПАВ – поверхностно-активные вещества; СТОПЗ – системная технология обработки призабойных зон скважин; МР – мицеллярно-полимерное заводнение; ЩР – щелочное заводнение; СК – закачка серной кислоты

Критерии применения МПН определяют диапазон благоприятных свойств флюидов и пласта, когда возможно эффективное применение метода и получение наилучших технико-экономических показателей разработки.

Эффективность методов увеличения нефтеотдачи пластов определяется:

1) геолого-физическими критериями, куда относятся свойства пластовых жидкостей, глубина залегания и толщины нефтенасыщенного пласта, параметры и особенности нефтесодержащего коллектора – насыщенность порового пространства пластовыми жидкостями, условия залегания и др.;

2) технологическими критериями – размер оторочки, концентрация агентов в растворе, размещение скважин, давление нагнетания и т. д.;

3) материально-техническими критериями – обеспеченность оборудованием, химическими реагентами и др.

В табл. 4.3 приведено влияние свойств коллектора и флюидов на эффективность применения основных методов вытеснения нефти.

Таблица 4.3

Геолого-физические условия применения методов увеличения нефтеотдачи пластов при заводнении

Методы	Пластовая нефть		Вода		Коллектор			Условия залегания		
	вяз- кость, мПа · с	состав	насы- щенность, %	минера- лизация, г/м ³	неодно- родность	проницае- мость	тип и химико- физические свойства	давление пласта, МПа	темпера- тура, °С	толщи- нам, м
Заводнение с ПАВ*	До 50	Наличие асфальтенов и смол	До 30	До 0,2	Неоднородный, отсутствие трещин	10 и более	Глинис- тость не более 5–10 %	–	Менее 90	До 15
Полимерное заводнение*	От 10 до 100	–	До 30	Ограни- ченное содержа- ние ионов Ca ²⁺ , Mg ²⁺	Неодно- родный, отсут- ствие трещин	Более 100	Глинис- тость не более 5–10 %	–	Менее 90	–
Мицеллярное заводнение*	До 10	–	До 70	Ограни- ченное содержа- ние ионов Ca ²⁺ , Mg ²⁺	Однород- ный	Более 100	Ограни- ченное содержа- ние карбо- натов	–	Менее 65–90	–

Методы	Пластовая нефть		Вода		Коллектор			Условия залегания		
	вязкость, мПа · с	состав	насыщенность, %	минерализация, г/м ³	неоднородность	проницаемость	тип и химико-физические свойства	давление пласта, МПа	температура, °С	толщинам, м
Щелочное заводнение	До 100	Наличие органических кислот	До 60	Содержание ионов Ca ²⁺ до 0,000025	Неоднородный, отсутствие трещин	Более 100	Глинистость не более 5–10 %	–	–	–
Сернокислотное заводнение*. Применение CO ₂ *	1–30	Наличие ароматических соединений	До 30	–	Умеренно-однородный	Менее 500	Терригенный с содержанием карбонатов 1–2 %	–	–	–
Применение CO ₂ *: оторочки	До 50	Ограниченное содержание асфальтенов и смол	До 60	Ограниченное содержание ионов Ca ²⁺ Mg ²⁺	Неоднородный	5 и более	–	Выше давления насыщения	–	До 15 при пологом залегании, при крутом – не огр.

Методы	Пластовая нефть		Вода		Коллектор			Условия залегания		
	вязкость, мПа · с	состав	насыщенность, %	минерализация, г/м ³	неоднородность	проницаемость	тип и химико-физические свойства	давление пласта, МПа	температура, °С	толщина, м
Применение CO ₂ в сочетании с заводнением	До 50	Ограниченное содержание асфальтенов и смол	До 60	–	Неоднородный, отсутствие трещин	Более 50	–	Выше давления насыщения	–	–
Применение УВ газа*. Газ высокого давления	До 10	–	До 60	–	Однородный	5 и более	–	Выше давления насыщения	–	До 15 при пологом залегании, при крутом – не огр.
Водогазовая смесь	До 50	–	До 60	–	Неоднородный, отсутствие трещин	Более 50	–	То же	–	–

Методы	Пластовая нефть		Вода		Коллектор			Условия залегания		
	вяз- кость, мПа · с	состав	насы- щенность, %	минера- лизация, г/м ³	неодно- родность	проницае- мость	тип и химико- физические свойства	давление пласта, МПа	темпера- тура, °С	толщи- нам, м
Внутрипла- стовое горение*	До 100	Огра- ничен- ное со- держа- ние серы	До 50	–	Отсут- ствие трещин	Более 100	–	–	–	Более 3
Закачка в пласт пара	Более 50	Нали- чие лёгких компо- нентов	–	–	Умеренно- одно- родный	Более 100	–	–	–	Более 6

*Неблагоприятным фактором применения метода является трещиноватость пласта.

Тема 5. ПОВЫШЕНИЕ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИМИ МЕТОДАМИ

Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи могут быть использованы для повышения эффективности заводнения и для извлечения остаточной нефти из промытых водой пластов. В первом случае физико-химические методы воздействия основаны на изменении соотношения подвижностей нефти и вытесняющей ее воды, в результате чего увеличивается коэффициент охвата пластов заводнением. Наибольший эффект наблюдается на ранней стадии разработки месторождений, а также на месторождениях с высокой обводненностью и низкой нефтеотдачей. Во втором случае для извлечения остаточной нефти, в зонах пласта, охваченных воздействием, необходимы условия значительного снижения межфазного поверхностного натяжения между нефтью и вытесняющим агентом. В данном случае применение физико-химических методов целесообразно на поздней стадии разработки нефтяных месторождений.

К физико-химическим видам воздействия относят заводнение с применением мицеллярных, щелочных и полимерных растворов, растворов ПАВ, серной и соляной кислот, а также других реагентов. В зарубежной практике к физико-химическим методам воздействия относят первые три группы – полимерное, щелочное и мицеллярное заводнение.

5.1. Физико-химические методы регулирования охвата неоднородных пластов воздействием при заводнении

В процессе заводнения вытеснение нефти происходит преимущественно из трещин, каверн и крупных пор, в то время как разности пород со сниженной проницаемостью остаются неохваченными вытеснением. В этих условиях доизвлечение остаточных запасов нефти невозможно без применения специальных технологий воздействия на продуктивные пласты.

Для повышения охвата менее проницаемой части продуктивного пласта воздействием в условиях прогрессирующего обводнения необходимо ограничить фильтрацию нефтевытесняющего агента по промытым участкам продуктивного пласта и поступление его в добывающие скважины. Для решения этой задачи обычных способов изоляции вод в добывающих скважинах недостаточно в силу ограниченности объемов обрабатываемого пласта лишь призабойной зоной.

Поэтому необходимы способы, которые позволяют закачивать большие объемы водоизолирующих масс в удаленные, неохваченные воздействием зоны, на основе использования дешевых и доступных материалов.

Известно большое количество *методов увеличения коэффициента охвата пластов воздействием*: закачка загущенной полимерами воды, пены, периодическая закачка в пласт реагентов, понижающих проницаемость отдельных высокопроницаемых промытых вытесняющим агентом пропластков, силикатно-щелочных растворов (СЩР), полимердисперсных систем (ПДС), а также различных гелеобразующих в пластовых условиях композиций химреагентов. Циклическое заводнение, увеличение давления закачки агентов для ППД, применение тепловых методов воздействия на залежи высоковязких нефтей также позволяют регулировать степень охвата пласта воздействием [16], [22].

К методам, избирательно понижающим проницаемость породы, можно отнести: периодическую закачку газа (воздуха) или активных компонентов нефти в процессе заводнения. Для выравнивания проницаемостей неоднородных пластов применяют закачку суспензии гашеной извести.

На нефтяных залежах месторождений Республики Беларусь проводят мероприятия по регулированию охвата пластов заводнением с целью доизвлечения остаточных запасов нефти. В условиях сниженной проницаемости пород, неохваченных воздействием, применяют обработку высокопроницаемых каналов реагентами, которые при контакте с высокоминерализованной пластовой водой образуют осадки и гели, способные создавать дополнительные фильтрационные сопротивления и тем самым снижать проводимость этих каналов для вытесняющего агента. В результате происходит перераспределение фильтрационных потоков, меняется их направление и скорость, а также объемы пласта, охваченные вытеснением. Включаются в работу низкопроницаемые разности пород-коллекторов, снижается обводненность добываемой продукции. В качестве осадкогелеобразующих реагентов применяются каустическая сода, кальцинированная сода, жидкое стекло, гипан, ренивол, лигнопол. Механизм действия перечисленных реагентов заключается во взаимодействии их с ионами Ca^{2+} и Mg^{2+} , содержание которых в пластовых водах достигает 70–80 г/л, в результате чего происходит образование осадков и гелей, значительно снижающих проницаемость высокопроницаемых каналов.

В качестве загущенной воды, для целей регулирования охвата пластов заводнением, в пласт можно закачивать водные растворы различных полимеров, например, полиакриламида (ПАА). Молекулярная масса этого водорастворимого полимера составляет более 500000, а вязкость его водных растворов прямо пропорциональна молекулярной массе. В зависимости от свойств полимера вязкость воды может быть увеличена в десятки раз. В результате закачки в пласт растворов полиакриламида увеличивается коэффициент охвата залежи воздействием за счет выравнивания вязкости нефти и вытесняющей жидкости. Одновременно происходит некоторое уменьшение средней приемистости нагнетательных скважин из-за повышения вязкости закачиваемой воды.

Анализ эффективности полимерного заводнения свидетельствует, что область его применения ограничивается:

- обводненностью добываемой жидкости, равной 60–70 %, обусловленной образованием в продуктивном пласте промытых высокопроницаемых зон. В этих условиях фильтрационное сопротивление пористой среды при обработке полимером практически не изменяется. Поэтому полимерное заводнение более эффективно на ранней стадии разработки нефтяных месторождений;

- температурой пласта, с повышением температуры пласта более 70 °С происходит разрушение молекул полимера и снижение эффективности его применения;

- проницаемостью пласта, если проницаемость пласта менее 0,1 мкм², процесс полимерного заводнения трудно реализуем, так как размеры молекул раствора больше размеров пор, в результате чего происходит либо его кольматация в призабойной зоне, либо механическое разрушение молекул полимера;

- минерализацией пластовых вод. В условиях повышенной солености пластовых вод и содержания солей кальция и магния водные растворы наиболее доступных полимеров становятся неустойчивыми, нарушается их структура и пропадает эффект загущения воды;

- стоимостью исходного материала. Полимеры являются дефицитными и дорогостоящими продуктами.

С точки зрения уменьшения затрат на проведение мероприятий по увеличению нефтеотдачи интерес представляют методы, основанные на использовании более дешевых и недефицитных химических продуктов. Сюда относится *закачка пены*.

Преимущества данного метода заключаются в следующем:

- кажущаяся вязкость пены превышает вязкость воды в 5–10 раз;
- для получения пены расходуется всего от 0,2 до 1 % пенообразующих ПАВ, сравнительно дешевых и доступных;
- важным свойством пены является то, что ее кажущаяся вязкость зависит от проницаемости пористой среды. Чем выше проницаемость пласта, тем выше кажущаяся вязкость фильтрующейся пены. Благодаря этому свойству пены, при закачке ее в пласт, будет происходить увеличение охвата залежи воздействием не только за счет сближения вязкостей нефти и вытесняющего агента, но и уменьшения степени неоднородности пласта по подвижности нефти.

Одним из способов увеличения коэффициента охвата пласта воздействием и выравнивания приемистостей неоднородных пластов является периодическая закачка *водной суспензии гашеной извести*. Механизм действия метода заключается в том, что частицы извести, содержащиеся в закачиваемой воде, проникают прежде в пропластки с высокой проницаемостью и за счет частичной закупорки поровых каналов снижают их проницаемость. Малопроницаемые пропластки сохраняют прежнюю приемистость, или даже увеличивают ее за счет перераспределения закачиваемой воды. В результате происходит выравнивание профиля приемистости и, в конечном счете, снижение обводненности добываемой продукции, а также увеличение коэффициента охвата пласта воздействием. Эффективность закачки суспензии гашеной извести в качестве закупоривающего агента заключается также в низкой ее стоимости и простоте практического применения. Гашеная известь представляет собой порошкообразный продукт гидратации негашеной извести, в основном состоящий из гидратов оксидов кальция и магния. В воде 1 кг гашеной извести занимает объем, равный 1,25–1,67 л. Результаты промысловых работ показали перспективность применения гашеной извести в качестве материала, способного уменьшить проницаемость высокопроницаемого промытого пропластка с целью увеличения охвата пласта воздействием, а следовательно, и конечной нефтеотдачи.

Из осадкообразующих составов широко применяются силикатно-щелочные составы (СЩС), щелочно-полимерные растворы (ЩПР), аммиачная вода, метилцеллюлоза, которые, взаимодействуя с пластовой водой, образуют нерастворимый осадок.

На месторождениях Западной Сибири одним из первых методов физико-химического воздействия на пласт было *щелочное заводнение*.

Способ воздействия применялся с 1976 г. Полученные положительные результаты, как резкое снижение обводненности добываемой продукции за счет изменения охвата пласта воздействием благодаря подключению в работу ранее не охваченных заводнением пропластков, свидетельствуют, что технология эффективна для средне- и низкопроницаемых пластов небольшой (до 10 м) толщины. Опыты по изменению смачиваемости показывают, что 1%-ный раствор щелочи повышает гидрофильность терригенных пород и не меняет смачиваемость в известняках, а расход щелочи и количество осадка увеличиваются при повышении минерализации воды и концентрации щелочи. Нефтевытесняющие свойства растворов щелочи выражаются в увеличении коэффициента вытеснения до 4 %.

Все рассмотренные выше технологии могут быть направлены лишь на регулирование проницаемости пласта и не могут эффективно блокировать избирательно обводненные зоны пласта.

Проблема охвата пласта воздействием остается актуальной и не до конца решенной, даже если использовать такие маловязкие высокоэффективные агенты, как растворители нефти в различных модификациях: газ, газообразные оторочки, углекислота и др.

Анализ результатов исследований эффективности применения методов увеличения нефтеотдачи с применением ПАВ, полимеров и других химических реагентов показывает, что наиболее высокие результаты достигаются при использовании химреагентов, которые наряду с улучшением нефтевытеснения за счет отмыва нефти обеспечивают увеличение охвата пласта воздействием.

Однако полный охват пласта воздействием не достигается и современными методами регулирования разработки заводнением – циклическим воздействием, изменением фильтрационных потоков, повышением давления нагнетания и форсированным отбором жидкости, а также методами повышения нефтеотдачи заканчиванием различными агентами. Поэтому на поздних стадиях разработки нефтяных месторождений, ограничение движения вод в промытых пластах и зонах является одной из наиболее важных технических проблем повышения нефтеотдачи обводненных нефтесодержащих пластов.

Одним из удачных решений задачи ограничения движения пластовых вод в промытых пропластках неоднородного пласта является метод закачки в обводненные пропластки *полидисперсных систем*. Основными компонентами этой системы являются ионогенные полимеры с флокулирующими свойствами и дисперсные частицы глины.

Путем выбора концентрации полимера и глины в глинистой суспензии создаются условия для полного связывания полимера (флокуляции), в результате чего образуются глинисто-полимерные комплексы с новыми физическими свойствами, устойчивыми к размыву потоком. Механизм взаимодействия полимера с породами и дисперсными частицами в пластовых условиях при закачке ПДС заключается в следующем. Движущийся впереди суспензии полимерный раствор модифицирует поверхность породы вследствие адсорбции и механического удержания макромолекул полимера, снижая тем самым концентрацию раствора. Частицы глины, поступающие в виде суспензии, вступают во взаимодействие с макромолекулами полимера, которые адсорбированы на породе и находятся во взвешенном состоянии. Вследствие этого, с одной стороны, снижается проникновение в мелкие поры, с другой – происходит прочное удержание дисперсных частиц и полное связывание полимера. Образующиеся полимер-дисперсные агрегаты создают объемную, устойчивую в динамическом потоке массу. Эксперименты показывают, что подвижность воды после обработки полимердисперсной системой снижается в 2–4 раза по сравнению с закачкой только раствора полимера или глинистой суспензии, остаточный фактор сопротивления увеличивается с повышением коэффициента проницаемости породы. Это является одним из важных факторов, который способствует получению высокого эффекта.

Для улучшения отмывающих свойств пласта закачивают водные растворы различных химреагентов, которые часто поглощаются высокопроницаемыми пропластками, а малопроницаемые прослои практически не подвергаются воздействию нефтевытесняющих жидкостей. В связи с этим предложено использовать ПДС для предварительной обработки пласта перед закачкой водных растворов ПАВ, мицеллярных растворов, микроэмульсий, растворителей и др.

5.2. Полимерное заводнение

На эффективность заводнения, по мере разработки месторождения, отрицательное влияние оказывает неоднородность пород-коллекторов. В результате замещения нефти фильтрационное сопротивление будет уменьшаться, а расход воды – возрастать. Поэтому без применения соответствующих технологий, создающих для воды повышенное сопротивление, вновь пробуренные скважины могут иметь высокое обводнение.

В условиях резкого ухудшения структуры запасов нефти одним из способов увеличения нефтеотдачи является *оптимизация параметров нефтевытесняющего агента* (закачиваемой в пласт жидкости), а именно – изменение его реологических свойств. Оптимальными могут считаться составы, вязкость которых в обычных условиях имеет низкие значения, они хорошо фильтруются в пористой среде. В пластовых условиях реологические свойства композиций должны измениться, вязкость должна увеличиться многократно. Другим существенным требованием является селективность. Для достижения положительных результатов по изменению профилей приемистости необходимо обеспечить проникновение композиции в высокопроницаемые, высокообводненные пропластки. Такими свойствами обладают полимеры, которые обеспечивают высокую технологическую эффективность полимерного заводнения [8], [17].

Рассмотрим механизм вытеснения нефти растворами полимеров. Одним из основных факторов, определяющих нефтеотдачу пластов, является *соотношение вязкостей пластовой нефти и закачиваемой воды*. В процессе вытеснения нефти водой в неоднородных по разрезу пластах происходит преждевременный прорыв воды к добывающим скважинам. Вытеснение высоковязкой нефти сопровождается вязкостной неустойчивостью, которая особенно сильно проявляется в неоднородных пластах.

Одной из основных причин низкой эффективности вытеснения нефти из коллектора является неоднородность его физических свойств, в результате которой охват пласта заводнением оказывается невысоким. Увеличение вязкости нефти сопровождается снижением охвата пласта вытесняющим агентом. Идея использования полимеров для повышения эффективности процесса заводнения основана на способности их водных растворов, даже при низкой концентрации полимера, значительно снижать соотношения вязкости нефти и воды и уменьшать подвижность воды в высокопроницаемых пропластках, выравнивая продвижение ВНК. В качестве добавок к воде (загустителей) используют полиакриламид (ПАА) и другие полимеры с массовой долей, равной 0,05–0,7 %. Эти вещества представляют собой высокомолекулярные соединения со сложным строением молекул в виде длинных цепочек, клубков и спиралей. Вообще для полимерного заводнения применяют высокомолекулярные полимеры трех видов – на основе акриламида (особенно гидролизованные полиакриламиды), полиэтиленоксиды и полисахариды.

Высокая рентабельность полимерного заводнения определяется свойствами, проявляемыми полимером в пористой среде, особенно его реологическими характеристиками. Кажущаяся вязкость полимера $\mu_{\text{п}}$ намного больше вязкости закачиваемой воды. Получается, что полимерный раствор обладает свойствами неньютоновских жидкостей. Пропускная способность пористой среды для полимерного раствора уменьшается гораздо сильнее, чем увеличивается его вязкость по сравнению с водой. Это явление получило название «*фактора сопротивления*». Аналитический фактор сопротивления R описывается отношением коэффициента подвижности для воды к коэффициенту подвижности для полимерного раствора:

$$R = \frac{K_{\text{в}}}{\mu_{\text{в}}} / \frac{K_{\text{п}}}{\mu_{\text{п}}},$$

где $K_{\text{в}}$, $K_{\text{п}}$ – коэффициент проницаемости пористой среды для воды и раствора полимера соответственно, мкм²; $\mu_{\text{в}}$, $\mu_{\text{п}}$ – соответственно вязкость воды и кажущаяся вязкость раствора полимера в пористой среде, мПа · с.

Другой важный показатель полимера – *остаточный фактор сопротивления*. При фильтрации раствора адсорбция полимера в пористой среде вызывает снижение проницаемости пористых сред по воде даже после полного вытеснения из них раствора полимера. Остаточный фактор сопротивления определяется как отношение коэффициента подвижности для воды до и после фильтрации раствора полимера в пористой среде:

$$R_0 = \frac{K_{\text{в}}}{\mu_{\text{в}}} / \frac{K_{\text{п.в}}}{\mu_{\text{п.в}}},$$

где $K_{\text{в}}$, $K_{\text{п.в}}$ – соответственно коэффициент проницаемости пористой среды для воды до и после фильтрации раствора полимера, фильтрующейся вслед за раствором полимера; $\mu_{\text{в}}$, $\mu_{\text{п.в}}$ – соответственно вязкости для воды до и после фильтрации раствора полимера, фильтрующейся вслед за раствором полимера.

Адсорбция полимера в пористой среде приводит к уменьшению ее проницаемости. Количественная адсорбция полимера в пористой среде оценивается фактором остаточного сопротивления. Количество адсорбированного полимера зависит от структуры пористой среды, ее вещественного состава, а также от состава и свойств насыщающих

пористую среду жидкостей. Установлено, что увеличение концентрации хлористого натрия в растворе приводит к усилению адсорбции полимера. Добавка к раствору полимера хлористого кальция или других электролитов приводит к еще большей адсорбции полимера.

Адсорбция зависит также от породы продуктивного пласта. Так, адсорбция на известняке значительно выше, чем на кварцевом песчанике. Поэтому потери полимера за счет адсорбции определяются вещественным составом породы, минерализацией пластовых вод и самого растворителя, температурой и скоростью фильтрации раствора полимера. Анализ результатов лабораторных исследований показал неоднозначность требований к адсорбции полимера из раствора в пористой среде. С одной стороны, адсорбция полимера отрицательно сказывается на самом растворе, обедняя раствор и уменьшая его кажущуюся вязкость, а следовательно, и эффективность процесса. С другой стороны, адсорбция полимера определяет фактор остаточного сопротивления, способствующий повышению нефтеотдачи пластов за счет относительного выравнивания профилей приемистости и отдачи скважин.

Особенности вытеснения нефти из неоднородных пластов с помощью полимерных растворов заключаются в том, что полимерные растворы обладают свойством снижать фазовую проницаемость для воды и сохранять ее для нефти. Водный раствор полимера поступает преимущественно в высокопроницаемые пропластки, причем чем выше проницаемость пропластка, тем больше поступает в него полимера, и тем значительней повышается фильтрационное сопротивление высокопроницаемых слоев. Это свойство растворов полимеров широко используется для выравнивания профилей приемистости и отдачи при разработке нефтяных месторождений на любой стадии.

Необходимая концентрация полимерного раствора выбирается на основании лабораторных исследований, где устанавливается способность полимерного раствора определенной концентрации обеспечивать различные факторы сопротивления в зависимости от проницаемости коллектора. Экспериментальные исследования показывают, что содержание полимера должно быть не ниже 0,075 %. Окончательное определение концентрации необходимо уточнять по соотношению подвижностей полимерного раствора и нефти при пластовых условиях. Подвижность нефти не должна превышать подвижности полимера более чем в 2 раза, так как только в этом случае исключается возможность прорыва полимерного раствора и характер вытеснения нефти близок к поршневому.

Зная проницаемость пропластков и определив экспериментально факторы сопротивления в каждом пропластке, можно определить количество полимера, необходимое для выравнивания профиля приемистости:

$$G_{\text{паа}} = C_o \cdot V_{\text{паа}}$$

где $G_{\text{паа}}$ – количество полимера; C_o – концентрация раствора полимера, т/м³; $V_{\text{паа}}$ – объем оторочки раствора полимера, необходимый для закачки, м³.

Объем оторочки $V_{\text{паа}}$ определяется из следующего соотношения:

$$V_{\text{паа}} = \pi r_n^2 \frac{R_n^2}{k_n^2} \sum_{i=1}^n \frac{k_i^2}{R_i^2} h_i m_i,$$

где $i = 1, 2, \dots, n$ – номера пропластков в порядке возрастания проницаемостей; r_n – радиус (глубина) высокопроницаемого слоя, принимается равным толщине пласта, м; R_i, R_n – фактор сопротивления i -го и n -го прослоев соответственно; k_i, k_n – проницаемость i -го и n -го слоев соответственно, мкм²; h_i – толщина i -го прослоя, м; m_i – пористость i -го прослоя, доли единицы.

Общеизвестно, что при заводнении слоисто-неоднородных пластов закачиваемая вода в первую очередь обводняет высокопроницаемые прослои, резко уменьшая коэффициент охвата пласта заводнением, и, следовательно, уменьшает текущий и конечный коэффициенты нефтеотдачи. Один из самых эффективных методов увеличения охвата пластов заводнением – закачка в пласт полимерного раствора. Существует три условных времени начала закачки полимерного раствора: 1) с самого начала разработки месторождения; 2) на конечной стадии разработки месторождения при обводненности продукции скважин на 95–100 %; 3) на промежуточной стадии разработки после прекращения безводного дебита.

Технологическая и экономическая целесообразность применения полимерного заводнения на любой стадии разработки месторождения несомненна. Однако наилучшие показатели разработки слоисто-неоднородных пластов достигаются в тех случаях, когда работы по выравниванию профилей приемистости и отдачи раствором полимера выполняются на начальной стадии разработки месторождения.

Полимерное заводнение успешно сочетается с другими технологиями. Методы нефтеотдачи пластов: тепловые (закачка пара и горячей воды, внутрислоевое горение), газовые (закачка углеводород-

ных, углекислого и дымовых газов) и физико-химические (закачка ПАВ, щелочей, кислот, мицеллярных растворов и др.), способствуют заметному технологическому эффекту. Однако главный недостаток этих технологий – низкий охват пластов их воздействием по разрезу и площади пласта. Поэтому возникает необходимость использовать данные технологии в направлении улучшения охвата пластов воздействием с последующим заводнением пластов.

Идеальный метод увеличения охвата пласта воздействием агентами – сочетание их с полимерным заводнением. В результате возникают еще и дополнительные эффекты, заметно улучшающие процесс вытеснения нефти. Рассмотрим наиболее эффективные комбинированные технологии разработки нефтяных месторождений с применением полимеров.

Сшивание полимерного раствора. Расширение использования полимерного заводнения связано с применением сшитых полимеров, способных образовывать вязкий гель в порах пласта и отклонять нагнетаемую воду в непромытые ранее нефтенасыщенные зоны пласта. Это позволяет выравнивать проницаемость отдельных пропластков, выравнивая тем самым фронт вытеснения и, следовательно, повышать нефтеотдачу пласта в целом. Наиболее эффективная технология сшивки полимера осуществляется непосредственно в пласте в результате последовательной закачки полимера и сшивателя. В качестве сшивателей применяются бихромат калия, треххлористый хром, гидрат алюминия и др. В других случаях сшивание полимера производят перед закачкой раствора в пласт.

Находит применение технология закачки раствора акриламида и катализаторов с тем, чтобы образование полиакриламида происходило непосредственно в самом пласте. Содержание полимера в закачиваемом растворе варьирует от 4 до 10 %, вязкость раствора близка к вязкости воды, что и облегчает его проникновение в поры пласта. Последующая полимеризация приводит к увеличению вязкости реагента, закупорке каналов и отклонению флюида в низкопроницаемые зоны пласта.

Термополимерное заводнение. Сущность термополимерного заводнения состоит в том, что в пласт закачивается подогретый горячий раствор полимера, за счет чего и создается горячая оторочка полимерного раствора. Горячий раствор полимера с малой эффективной вязкостью проникает в пласт. В результате увеличивается приемистость нагнетательных скважин и снижается вязкость нефти в пласте. По мере остывания полимера увеличивается его кажущаяся вязкость, а, следова-

тельно, увеличиваются фактор сопротивления и фактор остаточного сопротивления. В связи с этим увеличивается охват пласта воздействием закачиваемого агента. Основным недостатком данной модификации термополимерного заводнения – термическое разложение полиакриламида (термическая деструкция) при температуре 60–110 °С.

Применение щелочных растворов в сочетании с водорастворимыми полимерами. Одно из перспективных направлений улучшения метода щелочного заводнения – применение щелочных растворов в сочетании с водорастворимыми полимерами. Механизм вытеснения нефти щелочно-полимерными растворами условно можно описать следующим образом. Щелочь, взаимодействуя с кислотными компонентами нефти, приводит к снижению межфазного натяжения на границе *нефть – раствор щелочи*. В результате происходит эмульгирование нефти (в зависимости от активности нефти) и улучшение смачиваемости породы, т. е. происходит гидрофилизация системы. Кроме того, добавка щелочи улучшает фильтрационные свойства полимера. С увеличением рН раствора резко уменьшается адсорбция полимера, а сам полимер, как известно, позволяет увеличить охват пласта воздействием.

Добавление щелочи в раствор полимера улучшает процесс вытеснения нефти. Текущие и конечные показатели процесса вытеснения нефти улучшаются для однородного и особенно для неоднородного пластов. О преимуществах щелочно-полимерного заводнения перед заводнением с применением в отдельности растворов щелочи и полимера сообщается во многих зарубежных публикациях. Оптимальная технология применения метода щелочно-полимерного заводнения должна обосновываться лабораторными и теоретическими исследованиями в каждом отдельном случае применительно к условиям конкретного месторождения.

Применение биополимеров для полимерного заводнения. Полимеры-полиакриламиды обладают некоторыми недостатками. Взаимодействие полиакриламидов с высокоминерализованными водами сопровождается механической, а также окислительной и биологической деструкцией полимеров и снижением эффективности процесса полимерного заводнения. Этих недостатков лишены полимеры-полисахариды. Среди полисахаридов широкое применение в нефтяной промышленности получил *ксантан*, который производится микробиологическим путем из глюкозы при помощи бактерий.

Основное назначение ксантана при заводнении, так же как и полиакриламида, – повышение вязкости воды или гелеобразование в порах пласта в сшитом состоянии. Как модификаторы вязкости эти полимеры могут применяться совместно с другими химреагентами в различных комбинациях. Применение ксантана ограничено температурой 75 °С. Однако для повышения термостабильности ксантан можно химически модифицировать, а также применять в сочетании с алифатическими спиртами и карбонатами щелочно-земельных металлов, увеличивая термостабильность до 125 °С.

Биотехнологические методы обеспечивают возможность получения комплекса полисахаридов с самыми разнообразными физическими характеристиками. Так, французская фирма «Элф опитен» разработала полисахарид «Склероглюкан» при помощи бактерий, культивируемых на углеводородном субстрате. Другой полисахарид «Эмульсан» вырабатывается фирмой «Петроферм» (США). Продукт обладает высокой эмульгирующей способностью для макроэмульсионного метода повышения нефтеотдачи. В Российской Федерации разработана технология получения полисахарида под названием «Симусан», который производится на основе искусственных спиртов. Применительно к условиям месторождений Западной Сибири разработаны базовые составы на основе биополимера ПРОДУКТ БП-92.

Эффективность применения биополимерных композиций может быть очень высокой (до 100 % прироста добычи) на ранних стадиях разработки, когда происходит опережающее обводнение продукции за счет прорывов нагнетаемой в пласт воды по высокопроницаемым пропласткам. Использование биополимерных композиций на поздней стадии выработки запасов позволяет существенно замедлить темп падения добычи, существенно продлить срок разработки и повысить нефтеотдачу пластов. Мировая и отечественная практика разработки нефтяных месторождений в режиме заводнения свидетельствует о том, что все многообразие факторов, влияющих на конечную нефтеотдачу, сводится к двум параметрам:

- темп выработки запасов;
- удлинение сроков безводной (или маловодной) добычи.

В связи с этим особого внимания заслуживает применение биополимерных технологий, которые продлевают безводный период эксплуатации нефтяных скважин.

На основании многочисленных разработок в области применения полимерного заводнения можно привести критерии эффективного применения метода.

1. Вязкость пластовой нефти должна находиться в пределах от 3 до 125 мПа · с. Хотя применение полимерного заводнения возможно на месторождениях нефти с вязкостью более 100 мПа · с (вплоть до 250 мПа · с). В этом случае требуется повышенное содержание полимера.

2. Положительные результаты при испытании полимерного заводнения получены при значениях проницаемостей пластов от 0,02 до 2,3 мкм². Однако наиболее эффективные результаты получаются, когда продуктивные пласты представлены породами проницаемостью 0,2–1 мкм². Породы пластов могут быть представлены песчаниками и известняками. Правда, в карбонатных породах эффективность ниже, чем в песчаниках вследствие высокой адсорбции полимера.

3. Глубина залегания пластов сама по себе не служит лимитирующим фактором. Однако применение полимерного заводнения в пластах глубиной меньше 600 м может привести при закачке агентов к гидроразрыву пласта и необоснованному расходу полимера.

В пластах на больших глубинах полимерное заводнение может не применяться только из-за высокой температуры. Термостабильность полимера-полиакриламида часто не превышает 60–90 °С. Биополимеры могут применяться и при более высоких температурах в пласте – до 150 °С.

4. Вода для приготовления раствора полимера должна быть пресной или слабоминерализованной (солей не более 10–20 г/л). В случае закачки сточной или пластовой воды фактор остаточного сопротивления может «исчезнуть», что сильно снизит эффективность закачки раствора полимера в пласт.

5. Наибольший эффект полимерного заводнения можно получить, если его использовать с самого начала разработки месторождения. В этом случае получается более высокая безводная и конечная нефтеотдача, а технологическая и экономическая эффективность процесса резко возрастает. Применение полимерного заводнения в однородных пластах на поздней стадии разработки при обводненности продукции скважин выше 90–95 % сопряжено с риском получить отрицательный эффект.

6. Для более эффективного использования оторочки раствора полимера и поддержания высокого уровня добычи нефти и воды проектируются активные системы разработки: площадные, однорядные и трехрядные при внутриконтурном заводнении. Законтурная закачка раствора нежелательна ввиду непроизводительных затрат полимера.

В случае применения многорядных систем возможен отбор раствора полимера первыми рядами добывающих скважин.

Для конкретных месторождений применимость полимерного заводнения обосновывается технико-экономическими расчетами.

5.3. Мицеллярно-полимерное заводнение

Метод мицеллярно-полимерного заводнения основан на последовательной закачке мицеллярного и полимерного растворов, продвигаемых по пласту водой. *Мицеллярные растворы* – это особые коллоидные системы, основными компонентами которых являются углеводородная жидкость и вода, стабилизированные смесью масло- и водорастворимых ПАВ. Эти системы способны практически полностью вытеснить из пористой среды нефть благодаря крайне низкому межфазному натяжению на границе *нефть – мицеллярный раствор*. Возможность значительного увеличения нефтеотдачи заводненных пластов за счет применения мицеллярных растворов связана с тем, что вытесняющее действие их не зависит от текущего значения нефтенасыщенности пористой среды. Обладая повышенной и регулируемой вязкостью, эти системы способствуют также увеличению охвата пластов воздействием за счет сближения значений подвижностей нефти и вытесняющего ее флюида. Закачка полимерного раствора вслед за оторочкой мицеллярной композиции служит для создания буфера, предохраняющего оторочку от вязкостного разрушения проталкивающей водой.

Лабораторные исследования и промысловые испытания метода проводятся за рубежом с начала 60-х годов. Энергетический кризис, при постоянно возрастающей цене на нефть, послужил причиной возросшего интереса к разработке и испытанию методов повышения нефтеотдачи заводненных пластов, и в том числе технологий, использующих мицеллярные растворы.

В нашей стране систематическое изучение метода мицеллярно-полимерного заводнения было начато в 1972–1973 гг., а в 1978–1986 гг. проведены промысловые испытания. Результатами проведенных исследований и опытных работ была доказана возможность извлечения остаточной нефти из заводненных пластов при помощи мицеллярных растворов.

Перед широким внедрением метода стоят проблемы, которые необходимо решить:

– снижение затрат на его реализацию за счет удешевления применяемых рабочих агентов при разработке мицеллярных систем;

– разработка мицеллярных систем, эффективно вытесняющих нефть в условиях повышенных температур и минерализации пластовых вод;

– углубление научных представлений о механизме явлений, происходящих при продвижении мицеллярных и полимерных систем в реальной нефтеводонасыщенной пористой среде;

– совершенствование метода проектирования, контроля и регулирования процесса.

Состав и основные физико-химические свойства мицеллярных растворов. Под термином «мицеллярные растворы», или «мицеллярные системы», «микроэмульсии» понимают высокодисперсные коллоидные композиции, устойчивые в определенном диапазоне условий. Их компонентами являются основные и вспомогательные ПАВ, вода (раствор электролитов) и углеводородная жидкость. Содержание компонентов может изменяться в широких пределах:

– основные ПАВ – от 4 до 15 %;

– вспомогательные ПАВ – от 0,01 до 20 %;

– углеводороды – от 2 до 80 %;

– вода – от 10 до 95 %.

Ввиду того что для воздействия на пласт даже небольшой нефтяной залежи требуются огромные объемы нефтевытесняющего агента, которые сопоставимы с объемом порового пространства, то по экономическим соображениям мицеллярные растворы не должны быть слишком дорогостоящими. В связи с этим разработаны композиции, содержащие более 90 % водного компонента при соответствующем снижении доли, приходящейся на смесь ПАВ и углеводородов.

В качестве основного ПАВ для приготовления мицеллярных растворов в настоящее время наибольшее применение нашли *анионоактивные ПАВ – сульфонаты*. Содержание их до 5–7 % позволяют получать системы с необходимыми свойствами в известном диапазоне условий. Сульфонаты выгодно отличаются своей относительно невысокой стоимостью и возможностью производства в количествах, необходимых для воздействия на нефтеносные пласты. В зависимости от типа углеводородного сырья, подвергаемого сульфированию, различают нефтяные и синтетические сульфонаты.

Нефтяные сульфонаты, молекулярная масса которых изменяется в широком диапазоне, получают сульфированием, т. е. введением сульфогруппы ($-SO_3H$) в органические соединения с образованием связи S–C, либо определенных фракций нефти, либо отдельных аро-

матических продуктов, например, масляных экстрактов или газойля. *Синтетические сульфонаты* обычно представляют собой синтетические алкил- или алкилариловые сульфонаты с более узким молекулярно-массовым распределением.

Растворимость сульфонатов в воде или нефти, так же как и межфазное натяжение получаемых на их основе мицеллярных растворов, зависит от значения их средней эквивалентной молекулярной массы. Низкомолекулярные сульфонаты растворимы предпочтительно в воде, высокомолекулярные – в углеводородной жидкости.

По *фазовому состоянию* на контакте с пластовыми жидкостями мицеллярные растворы могут относиться к трем типам систем, содержащих ПАВ (классификация Винзора).

Первый тип – *водные*, или *нижнефазные мицеллярные растворы*, имеющие границу раздела на контакте с находящейся с ними в равновесном состоянии избыточной углеводородной фазой.

Второй тип – *углеводородные* или *верхнефазные мицеллярные растворы*, равновесные с избыточной водной фазой.

Третий тип – *среднефазные композиции*, не смешивающиеся ни с водой, ни с углеводородами, которые существуют в самостоятельном виде и занимают в соответствии с плотностью промежуточное положение (рис. 5.1).

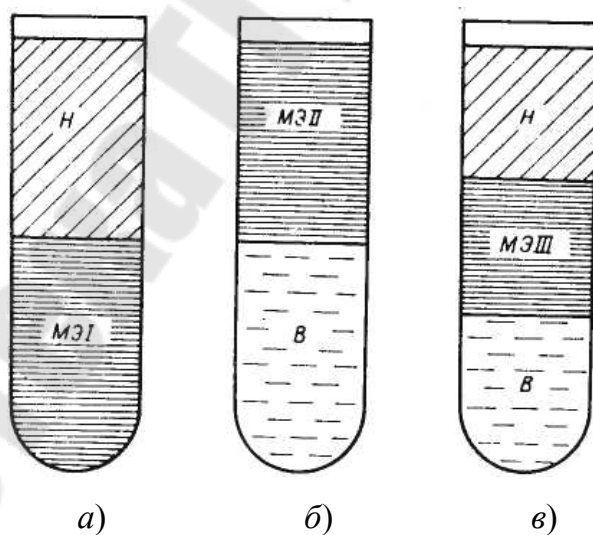


Рис. 5.1. Классификация микроэмульсионных систем, содержащих ПАВ (по Винзору). Тип системы: а – 1; б – 11; в – 111; МЭ – микроэмульсия; Н – нефть; В – вода

Образование мицеллярной системы того или иного типа зависит от свойств нефти, типа и свойств используемых ПАВ, солёности воды

и температуры. В пласте, в процессе вытеснения нефти, на фазовое состояние системы влияет минеральный состав породы-коллектора.

Наиболее важное свойство мицеллярных растворов как агентов для повышения нефтеотдачи пластов – величина межфазного натяжения на границах с нефтью и водой. Исследование механизма процессов, происходящих при вытеснении нефти из нефтеводонасыщенной пористой среды показало, что при закачке относительно небольшой порции мицеллярного раствора добиться длительного сохранения высоких нефтевытесняющих свойств можно лишь при отсутствии его смешивания с пластовыми жидкостями. Иначе говоря, мицеллярный раствор должен существовать в пористой среде в виде самостоятельной жидкой фазы, имеющей крайне низкое межфазное натяжение на границе как с нефтью, так и с водой (III типа по Винзору). Последнее свойство мицеллярного раствора связано с особенностью его применения в виде оторочки, продвигаемой загущенной водой [9].

С точки зрения вытеснения из пористой среды, определяющим является большее по величине из двух межфазных натяжений мицеллярного раствора – на границах с водой или нефтью. Его называют *критическим*. Очевидно, что чем ниже критическое межфазное натяжение, тем выше эффективность процесса. Для полного вытеснения остаточной нефти из пласта необходимо, чтобы оно не превышало сотых долей мН/м.

Механизм мицеллярно-полимерного заводнения упрощенно можно представить следующим образом. Продвижение оторочки мицеллярного раствора, сопровождаемой буферной оторочкой, приводит к образованию в нефтеводонасыщенной пористой среде следующих характерных зон (рис. 5.2).

На рис. 5.2, б можно выделить три характерные зоны, образующиеся в результате мицеллярно-полимерного заводнения. Все зоны располагаются в направлении, противоположном процессу фильтрации. Первая – «невозмущенная» зона характеризуется продолжающимся процессом фильтрации, который предшествовал закачке мицеллярного раствора (в заводненном пласте движется вода в присутствии остаточной нефти, а в незаводненном – нефть при связанной водонасыщенности). Вторая зона представлена водонефтяным валом, образованным вытесняемой оторочкой. Третья зона состоит из оторочки мицеллярного раствора, буферной оторочки, которые движутся в пористой среде, отмытой от первоначально насыщавших ее воды и нефти. Четвертая зона представлена однофазной фильтрацией закачиваемой воды, которая продвигает оторочки рабочих агентов и вытесняемые пластовые жидкости.

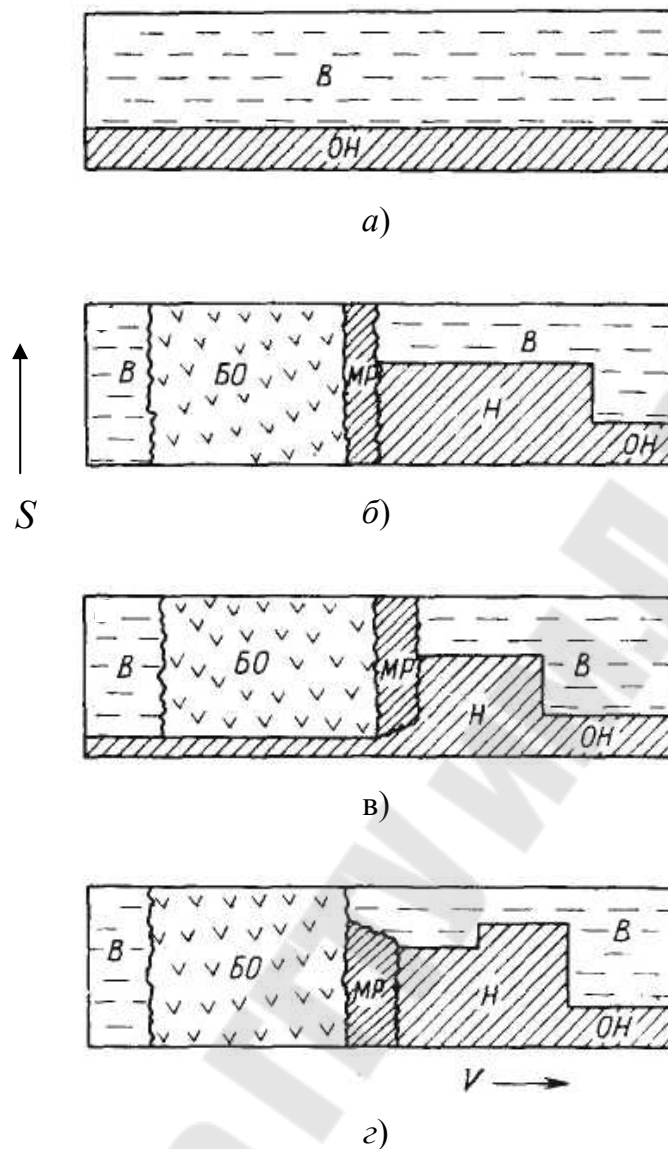


Рис. 5.2. Схемы механизма мицеллярно-полимерного заводнения:
 а – заводненный пласт с остаточной нефтью (исходное состояние);
 б – мицеллярный раствор полностью вытесняет нефть и воду;
 в – мицеллярный раствор не полностью вытесняет нефть;
 г – мицеллярный раствор не полностью вытесняет воду;
 S – шкала насыщенностей; V – направление фильтрации;
 В – вода; Н – нефть; ОН – остаточная нефть;
 МР – мицеллярный раствор; БО – буферная оторочка

В данном случае предполагается, что пласт однороден по коллекторским свойствам, фильтрация – линейная или радиальная. Мицеллярный раствор обладает достаточно низкими межфазными натяжениями с водой и нефтью и необходимой вязкостью, которые обеспечивают полное вытеснение. Оторочка мицеллярного раствора имеет объем, достаточный для ее сохранения с момента закачки в

пласт до завершения процесса. Вытеснение мицеллярного раствора буферной оторочкой полное и устойчивое.

В том случае, если по той или иной причине межфазное натяжение мицеллярного раствора недостаточно низкое для полного вытеснения нефти, часть ее остается «безвозвратно» удержанной в пласте (рис. 5.2, в). Более сложная картина наблюдается, если недостаточно низко натяжение с вытесняемой водой. В этом случае она частично вытесняется оторочкой мицеллярного раствора, а частично остается в пористой среде до подхода фронта буферной оторочки, где в силу смесимости вытеснение воды полное. Это приводит к формированию перед фронтом буферной оторочки вторичного вала вытесняемой воды, объем которого возрастает по мере развития процесса (рис. 5.2, г).

Обычно буферную оторочку составляют из последовательных порций полимерного раствора со ступенчато-убывающей к тыльной части концентрацией. Это обеспечивает плавный переход от пониженной подвижности вблизи границы *мицеллярный раствор – буферная жидкость* к подвижности воды, позволяет экономить полимер-загуститель и поддерживать темп разработки на более высоком уровне по сравнению со случаем, если бы полимерная оторочка имела постоянную концентрацию.

С момента начала опытно-промышленных работ по мицеллярно-полимерному заводнению прошло около 25 лет. Накоплен определенный опыт работы как за рубежом, так и в нашей стране. Однако этот метод находится в стадии широкого промышленного испытания. Отработка технологии метода для конкретного объекта вслед за стадией лабораторного и теоретического изучения требует проведения серии испытаний на участках различного масштаба, начиная с отдельных скважин или небольших элементов и кончая опытными полями с промышленной сеткой скважин. На осуществление такой серии уходит не менее 10–15 лет. В итоге подобной работы мицеллярно-полимерное заводнение может обеспечить добычу из пластов до половины запасов нефти, не извлекаемой при обычном заводнении.

Существует ряд отрицательных факторов, ограничивающих область эффективного применения метода. Метод мицеллярно-полимерного заводнения является одним из самых сложных физико-химических методов повышения нефтеотдачи. Механизм процессов, происходящих при мицеллярно-полимерном заводнении нефтеводонасыщенной пористой среды, значительно усложняется при переходе от условий лабораторных экспериментов к реальным пластовым условиям. Многие естественные факторы оказывают отрицательное

влияние на процессы вытеснения нефти, характер продвижения по пласту, свойства оторочек рабочих агентов и, в конечном итоге, на эффективность применения метода. К основным факторам, неблагоприятно влияющим на эффективность мицеллярно-полимерного заводнения, следует отнести:

- потери ПАВ из мицеллярной оторочки или снижение их активности в процессе ее продвижения по пласту, которые приводят к неполному вытеснению нефти из пористой среды;

- гидродинамическое разрушение оторочек рабочих агентов, связанное с неоднородностью реального пласта, что снижает охват пласта воздействием;

- заземление (удерживание) мицеллярной системы в пористой среде;

- неодинаковая адсорбция активных компонентов (основных ПАВ – сульфонатов и вспомогательных спиртов) приводит к потере мицеллярной оторочкой оптимальных свойств;

- высокая стоимость и дефицитность реагентов, используемых для приготовления рабочих агентов метода.

5.4. Применение поверхностно-активных веществ и композиций на их основе для увеличения нефтеотдачи пластов

Первые результаты экспериментальных и промысловых исследований заводнения нефтяных пластов с добавкой ПАВ были опубликованы в США в 40–50-х годах. В нашей стране эта проблема изучается более 30 лет.

Поверхностно-активными веществами называются вещества, способные концентрироваться на границе раздела фаз с изменением ее поверхностных свойств – снижением поверхностного натяжения, изменением смачиваемости поверхности твердого тела. Обычно ПАВ представляют собой органические вещества, содержащие в молекуле углеводородный радикал (неполярную часть) и одну или несколько полярных групп. Для проявления поверхностно-активных свойств молекула вещества должна быть ассиметрично построена и состоять из полярной – гидрофильной группы и неполярной – гидрофобной части. При растворении такого ПАВ в воде или УВ жидкости его молекулы в поверхностном слое ориентируются в зависимости от полярности групп. Полярные группы направлены в сторону более полярной фазы – воды или гидрофильной твердой поверхности.

Неполярные группы обращаются в сторону менее полярной фазы – в сторону газа, УВ жидкости или гидрофобной твердой поверхности.

Полярными группами в молекулах синтетических ПАВ служат одна или несколько гидроксильных (ОН-), карбоксильных (СООН-) групп, сульфогруппы (-SO₃H), аминогруппы (NH₂-), оксиэтиленовая цепь. Неполярная часть молекулы образуется углеводородными радикалами. Наличие полярной группы делает возможным растворение ПАВ в воде. Если в молекулу ПАВ входит углеводородный радикал с большим числом атомов углерода и малое число полярных групп, то такое ПАВ нерастворимо в воде, зато растворимо в УВ жидкостях. В соответствии с этим различают водорастворимые и маслорастворимые ПАВ.

По своему составу и химическим свойствам синтетические ПАВ делятся на два класса – *неионогенные* и *ионогенные*. Как следует из определения, молекулы неионогенных ПАВ в растворе не диссоциируют на ионы, молекулы ионогенных ПАВ образуют в растворе ионы.

Область применения неионогенных ПАВ весьма обширна: от использования для деэмульсации при подготовке нефтей к транспорту и переработке до процессов добычи нефти.

В зависимости от того, какие ионы обуславливают поверхностную активность ионогенных веществ, их принято подразделять: на *анионоактивные* (АПАВ); *катионо-активные* (КПАВ); *амфолитные*. Анионные ПАВ более активны в щелочных растворах, катионные – в кислых, амфолитные – в тех и других.

Из ПАВ анионоактивной группы наиболее распространены сульфонаты. Они хорошо растворимы в воде, обладают большой поверхностной активностью и высокой пенообразующей способностью.

Катионоактивные ПАВ являются сильными гидрофобизаторами, обладают бактерицидными свойствами. Используются как флотационные реагенты и ингибиторы коррозии.

По растворимости в воде и маслах ПАВ подразделяются на три группы: водо-, водомасло- и маслорастворимые. *Водорастворимые* ПАВ состоят из гидрофобных углеводородных радикалов и гидрофильных полярных групп, обеспечивающих растворимость всего соединения в воде. Характерная особенность этих ПАВ – их поверхностная активность на границе раздела *вода – воздух*.

Водомаслорастворимые ПАВ применяют в основном в системах *нефть – вода*. Гидрофильные группы в молекулах таких веществ обеспечивают их растворимость в воде, а длинные УВ радикалы – растворимость в углеводородах.

Маслорастворимые ПАВ не растворяются и не диссоциируют в водных растворах. Они имеют разветвленную углеводородную часть и значительную молекулярную массу, обеспечивающую растворимость в УВ.

Широкое применение в технологиях повышения нефтеотдачи пластов нашли неионогенные (НПАВ). Этот вид ПАВ насчитывает более 50 веществ различных групп, среди которых наибольшее распространение получили оксиэтилированные изононилфенолы типов ОП-10, АФ9-4, АФ9-6 и др. Преимущество НПАВ заключается в их совместимости с водами высокой минерализации.

Многочисленными экспериментальными и промышленными исследованиями было установлено, что метод использования ПАВ для целей повышения нефтеотдачи пластов может эффективно использоваться в строго определенных геолого-физических условиях. Об этом свидетельствует многолетний опыт (с 1971 г.) применения ПАВ в Татарии для повышения нефтеотдачи пластов залежей терригенного девона. Только на Ромашкинском месторождении за счет закачки ПАВ добыто более 3 млн т нефти.

Механизм вытеснения нефти из пористой среды с применением ПАВ. В процессе вытеснения нефти ПАВ оказывают влияние на следующие факторы:

- межфазное натяжение на границах раздела *нефть – вода, вода – порода* и *нефть – порода*;
- избирательное смачивание поверхности породы водой и нефтью, разрыв и отмывание с поверхности пород пленки нефти;
- стабилизацию дисперсии нефти в воде;
- прирост коэффициентов вытеснения нефти водной фазой;
- повышение относительных фазовых проницаемостей пористых сред.

Рассмотрим условия межфазного натяжения. Пленочная нефть покрывает гидрофобную часть поверхности пор пласта в виде тонкого слоя, либо в виде прилипших капель, удерживаемых силами адгезии W . Работа силы адгезии, необходимая для удаления пленочной нефти с единицы поверхности пор в водную фазу, определяется уравнением Дюпре:

$$W_a = \sigma + \sigma_{в.п} - \sigma_{н.п},$$

где σ , $\sigma_{в.п}$, $\sigma_{н.п}$ – свободная поверхностная энергия границ раздела фаз *нефть – вода, вода – порода* и *нефть – порода* соответственно.

Добавка к воде ПАВ приводит к изменению соотношения значений свободной поверхностной энергии, как правило, в сторону уменьшения благодаря адсорбционным процессам ПАВ на межфазных границах раздела.

Адсорбция ПАВ на гидрофобных участках поверхности пор приводит к снижению $\sigma_{в.п}$ и увеличению $\sigma_{н.п}$ в соответствии с правилом ориентации дифильных молекул, что способствует отделению нефти от поверхности.

На гидрофильных участках поверхности пор адсорбция ПАВ наоборот приводит к увеличению $\sigma_{в.п}$ и снижению $\sigma_{н.п}$, что вызывает непроизводительные потери ПАВ и способствует прилипанию капель нефти к этим участкам.

Таким образом, для гидрофобных поверхностей ПАВ должны проявлять высокую поверхностную активность на границе раздела *нефть – вода* и *вода – порода* и ограничивать адсорбцию на гидрофильных участках поверхности пород. Основным механизмом процесса добычи нефти с применением ПАВ заключается в снижении поверхностного натяжения на границе раздела вытесняющей и вытесняемой жидкостей до очень низких значений, при которых капиллярно-удерживаемая нефть становится подвижной.

Явления смачиваемости поверхности породы на процесс вытеснения нефти ПАВ заключаются в следующем. Смачивающая способность ПАВ оценивается значением краевого угла избирательного смачивания. Более строгим критерием смачивающей способности ПАВ является энергия взаимодействия нефти с поверхностью породы, определяемая как работа адгезии нефти, которая выражается уравнением Дюпре–Юнга для капли нефти на твердой поверхности в присутствии воды:

$$W = \sigma(1 - \cos \theta),$$

где σ – межфазное натяжение на границе раздела *нефть – водная фаза*; θ – краевой угол избирательного смачивания.

Чем меньше краевой угол избирательной смачиваемости, тем выше работа адгезии нефти и, следовательно, лучше смачивающая способность ПАВ. Изменение смачиваемости зависит от химического состава породы, первоначального состояния ее поверхности и от ионной характеристики ПАВ. По характеристике смачиваемости карбонатные породы более гидрофобны, чем терригенные, что связано с ионным типом связей в кристаллической решетке минералов, спо-

собствующих активному взаимодействию полярных компонентов нефти с породой и ее гидрофобизации. Изменение смачиваемости твердой поверхности с гидрофобной на гидрофильную для карбонатных пород способствует улучшению отрыва пленок и капель нефти, увеличению их подвижности.

Стабилизация дисперсии нефти происходит в процессе вытеснения нефти растворами ПАВ в результате их диффундирования в нефть. Высокоактивные нефти, в состав которых входят парафины и различные комплексные соединения – смолы, асфальтены, имеют непостоянную вязкость и являются аномальными. Установлено, что аномалии вязкости нефти уменьшают нефтеотдачу пластов, способствуют образованию застойных зон и зон малоподвижной нефти. После контакта нефтей с водными растворами ПАВ происходит существенное улучшение реологических и фильтрационных характеристик нефти, вплоть до полного исчезновения аномалий вязкости. Разрушение структуры нефти облегчает продвижение капель нефти через поры пласта, что способствует возрастанию нефтеотдачи. Таким образом, ПАВ, используемые для улучшения нефтевытесняющей способности воды, должны обладать способностью ослаблять структурно-механические свойства нефтей. Такими свойствами обладают неионогенные ПАВ (НПАВ).

Возможность эффективного применения ПАВ для повышения нефтеотдачи пластов связывают с созданием на их основе композиций с необходимым комплексом свойств, подбираемых к конкретным геолого-физическим условиям месторождений. Главные направления поиска: сочетание водорастворимых ПАВ и составов щелочей со щелочными буферными компонентами типа ИХП, кислотами, осадкообразующими веществами и т. д.

Правильный подбор ПАВ для условий конкретного месторождения требует проведения трудоемких лабораторных исследований. Наряду с испытанием совместимости ПАВ с пластовыми и закачиваемыми водами, необходимо определить условия, когда обеспечивается достижение композиционной системой сверхнизкого межфазного натяжения. В результате исследований с гомологическими рядами ПАВ было установлено, что область сверхнизких натяжений существует в весьма узком диапазоне минерализации воды, состава нефти, особенностей химического строения ПАВ.

В США с целью правильного выбора ПАВ разработана концепция эквивалентных алкановых углеводородных чисел (ЭАУЧ). Со-

гласно этой концепции, разработанной на основании более 100 тыс. измерений, каждой нефти должно быть прописано свое ЭАУЧ, т. е. ее поведение при измерении межфазного натяжения может быть точно смоделировано чистым нормальным углеводородом, длина углеводородной цепи которого и есть ЭАУЧ для данной нефти. Таким образом, если ЭАУЧ данной нефти известно, то при подборе ПАВ можно ограничиться результатами измерений межфазного натяжения их растворов на границе с углеводородом, моделирующим нефть.

В последнее десятилетие за рубежом преобладающей является технология применения НПАВ в виде микроэмульсий, которая предусматривает получение «среднефазных» систем, способных существовать в виде самостоятельной фазы при контакте с нефтью и водой, имея в то же время достаточно низкое межфазное натяжение на границе с этими фазами.

Техника, технология и организация закачки ПАВ достаточно просты. При внедрении ПАВ на первом этапе заводнения подготовительные работы на промысле сводятся к некоторой модернизации процесса освоения нагнетательных скважин, связанной с использованием в этом процессе водного раствора ПАВ. Водовод и скважина промываются слабоконцентрированным раствором ПАВ с расходом 1000–1200 м³/сутки до постоянной концентрации ПАВ и взвешенных частиц в выходящем из скважины потоке. Если ПАВ внедряется не с начала заводнения, то подготовительные работы более трудоемки. Внутренняя поверхность водоводов и нагнетательных скважин к моменту закачки ПАВ обычно бывает покрыта солями и продуктами коррозии металла, которые могут быть смыты раствором ПАВ. Для того чтобы предотвратить связанное с этим явлением снижение приемистости нагнетательных скважин, водоводы и скважина промывают вначале слабоконцентрированным раствором соляной кислоты, а затем 0,1%-ным раствором ПАВ.

Перед переходом на закачку с ПАВ целесообразно провести необходимые исследования на скважинах. С целью оценки эффективности и регулирования процесса заводнения с ПАВ проводят комплекс исследований в течение всего времени подачи ПАВ – измерение устьевых давлений, приемистости по скважине. Исследования с целью построения профиля приемистости, кривых восстановления давления и индикаторных диаграмм проводятся с периодичностью, принятой при обычном заводнении.

Основные технологические операции (смешение, дозировка, закачка) могут быть проведены в двух вариантах: применительно к методу долговременной подачи слабоконцентрированного раствора ПАВ и к методу импульсной закачки растворов ПАВ высокой концентрации. Схема долговременной подачи раствора ПАВ слабой концентрации приведена на рис. 5.3.

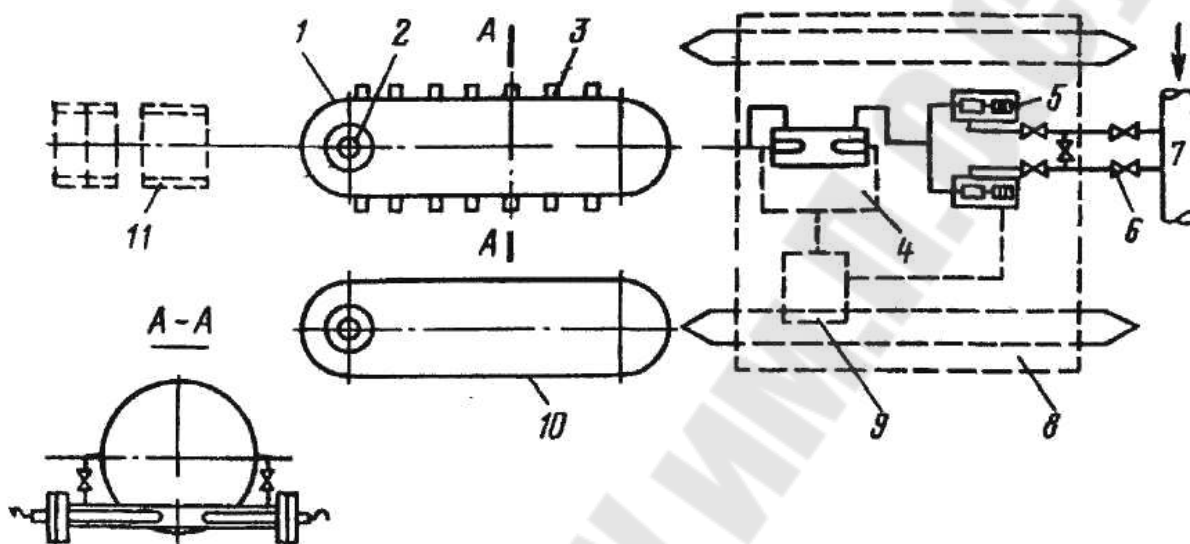


Рис. 5.3. Технологическая схема подготовки закачки слабоконцентрированного раствора ПАВ:

- 1 – рабочая емкость для ПАВ; 2 – загрузочный люк;
- 3 – электронагреватели; 4 – электронагреватели в блочной дозирующей установке; 5 – дозировочные насосы;
- 6 – запорно-регулирующая арматура; 7 – напорный коллектор от КНС (БКНС); 8 – основание блочной установки; 9 – станция управления; 10 – резервная емкость; 11 – эстакада для слива ПАВ

Раствор ПАВ по этой технологии закачивается непрерывно в количестве до 1–1,1 объема порового пространства нефтенасыщенной части пласта.

5.5. Технологии увеличения нефтеотдачи пластов на основе кислотного воздействия

Кислотные обработки скважин – один из эффективных и широко используемых методов воздействия на призабойные зоны пластов. Метод кислотного воздействия основан на реакции водного раствора кислот с минералами, образующими породу коллектора, и привнесенными твердыми минеральными веществами, блокирующими призабойную зону.

Кислотное воздействие впервые было применено для увеличения дебитов нефтяных скважин на месторождениях с карбонатными коллекторами. Для проведения кислотной обработки использовалась соляная кислота, поэтому метод получил название *солянокислотной обработки*. Сущность кислотных обработок скважин заключается в том, что в призабойную зону пластов с помощью насосных агрегатов закачивают кислотные растворы, которые, вступая в реакцию с растворимыми включениями пород пласта, расширяют существующие в них поры и трещины или вновь создают разветвленную сеть фильтрационных каналов. Кислотное воздействие используется в следующих направлениях:

- обработки призабойной зоны в нефтедобывающих и водонагнетательных скважинах в период их освоения или ввода в эксплуатацию;
- обработки призабойной зоны этих скважин для повышения их производительности (интенсификации);
- очистки фильтра и призабойной зоны скважин от образований, возникших в результате процессов добычи нефти и закачки воды;
- очистки фильтра в призабойной зоне скважин от образований, возникших в результате ремонта скважин;
- удаление образований на обсадных колоннах и в подземном оборудовании, возникших в результате процессов эксплуатации скважин.

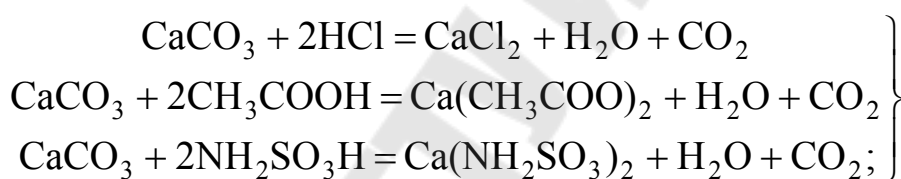
К базовым реагентам, для проведения кислотного воздействия, относятся соляная (хлористоводородная HCl) и плавиковая (фтороводородная HF) кислоты. В период освоения скважин и интенсификации притока применяют также другие органические и неорганические кислоты и их смеси: уксусную CH_3COOH , сульфаминовую $\text{NH}_2\text{SO}_3\text{H}$, серную H_2SO_4 , глинокислоту ($\text{HCl} + \text{HF}$) и др.

Карбонатные коллекторы, не содержащие в своем составе осадкообразующих включений (сульфаты, соединения железа), предпочтительно обрабатывать соляной кислотой. Вместе с тем соляная кислота без добавок используется сравнительно редко, и на практике применяют композиции кислотных растворов специальными присадками. Рабочую концентрацию солянокислотного состава определяют с учетом растворяющей способности и скоростей растворения породы и нейтрализации кислоты в составе, коррозионной активности, способности образовывать осадки при смешивании с пластовой водой и величины пластового давления.

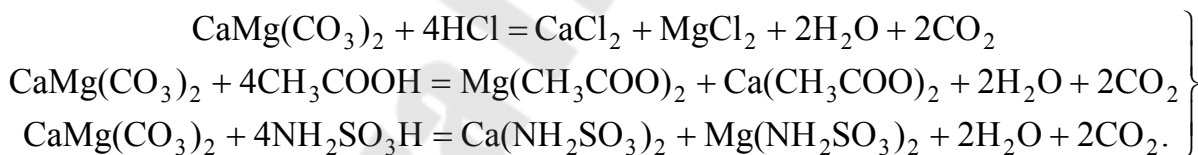
С увеличением концентрации соляной кислоты растворяющая способность ее повышается, в то же время скорость растворения при концентрации более 22 % снижается. Увеличение концентрации кислоты способствует возрастанию ее коррозионной активности и проявлению эмульгирующих свойств, а также повышает вероятность выпадения солей (в виде осадка) при смешивании кислоты с пластовой водой. Оптимальная концентрация соляной кислоты принимается равной 10–16 %. Использование кислотного раствора большей концентрации вызывает интенсивную коррозию труб и оборудования. Однако с появлением эффективных ингибиторов коррозии, специального высокопроизводительного оборудования с хорошей противокислотной защитой в настоящее время стали использовать кислотные растворы более высокой концентрации (25–28 %).

Реакции взаимодействия соляной, уксусной и сульфаминовой кислот с основными разностями карбонатного коллектора происходят по следующим схемам:

1) с известняками:



2) с доломитами:



Растворы кислот, воздействуя на призабойную зону пластов, способствуют растворению карбонатных разностей пород. В результате образованные растворимые соли легко удаляются из призабойной зоны пласта при пуске скважины в эксплуатацию. Углекислый газ в условиях высоких пластовых давлений полностью растворяется как в воде, так и в нефти и выносится на поверхность.

Нередко под действием кислотного раствора образуются длинные дренажные каналы, которые соединяются с высокопроницаемыми участками пласта, и производительность скважин увеличивается в десятки и даже в сотни раз по сравнению с первоначальной.

Глубина проникновения кислотного раствора в пласт и эффективность обработки зависят от пластовых температур и давления,

концентрации кислотного раствора и химического состава пород, а также от объема кислотного раствора и скорости закачки его в пласт. Если температура пласта выше 20 °С, то основная масса известняка растворяется сразу же в течение 5–20 мин. С повышением давления скорость растворения пород кислотой замедляется.

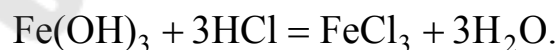
Выбор кислотного состава определяется химическим составом пород. Так, *сульфат- и железосодержащие карбонатные коллекторы* следует обрабатывать уксусной и сульфаминовой кислотами. Если сульфатсодержащие карбонатные коллекторы обрабатываются растворами соляной кислоты, то в ее состав вводят присадки хлористого кальция или поваренной соли, а также сульфатов калия и магния. Эти присадки снижают скорость растворения сульфатсодержащих пород-коллекторов и предупреждают выпадение в осадок гипса или безводного сернокислого кальция. Массовое содержание присадок в растворе соответственно составляет:

- поваренная соль 6–7 %;
- хлористый кальций 5–10 %;
- сульфат калия или магния 3 – 4 %.

Для приготовления вышеуказанных составов следует использовать пластовую воду хлоркальциевого типа плотностью не менее 1,18 г/см³, разбавляя ее концентрированную соляную кислоту до принятой концентрации.

Обрабатывая железосодержащие карбонатные коллекторы растворами соляной кислоты, осадкообразование предупреждают добавлением в раствор уксусной или лимонной кислот, массовая доля которых соответственно составляет 3–5 % и 2–3 %.

Обрабатывая раствором соляной кислоты нагнетательные скважины, с целью восстановления их приемистости, кислота реагирует с гидроокисью железа:



Растворимая соль хлорида железа FeCl₃ может быть выброшена на поверхность изливаемой водой, или закачана вглубь пласта при спуске скважины в эксплуатацию. Если призабойная зона нагнетательных скважин закупорена одновременно смесью коррозионных отложений, ила и высокомолекулярных компонентов нефти, то в результате кислотной обработки удастся растворить продукты железа и диспергировать взвеси ила и нефтепродуктов, вынести их на поверхность изливом.

Фтористоводородную (плавиковую) кислоту применяют для увеличения проницаемости призабойной зоны пластов, представленных терригенными породами, путем растворения песчано-глинистых включений пород пласта, а также для удаления с фильтрующей поверхности глинистой корки, отложившейся во время бурения.

Процесс взаимодействия смеси соляной и плавиковой кислот с силикатными породами очень сложен [4]. Реакция фтористоводородной кислоты с силикатными материалами происходит по схеме:

$\text{SiO}_2 + 4\text{HF} = \text{SiF}_4 + 2\text{H}_2\text{O}$ – реакция с кварцем происходит медленно,

$\text{H}_4\text{Al}_2\text{Si}_2\text{O}_9 + 14\text{HF} = 2\text{AlF}_3 + 2\text{SiF}_4 + 9\text{H}_2\text{O}$ – реакция с алюмосиликатами.

Вторая реакция с алюмосиликатами является наиболее важной для обработки скважин и протекает довольно быстро. Образующийся в результате реакции четырехфтористый кремний (SiF_4) гидролизуется водой с образованием кремневой и кремнефтористоводородной кислот:



Если в породах пласта содержатся карбонаты Ca и Mg, в процессе их реакции с плавиковой кислотой образуются труднорастворимые фториды CaF_2 , MgF_2 . Поэтому для обработки скважин применяется смесь соляной кислоты с плавиковой, которая называется *глинокислотой*, или *грязевой кислотой*.

Взаимодействие плавиковой кислоты с цементирующими материалами и породой иногда сопровождается пескопроявлениями, т. е. разрушением структуры призабойной зоны. Разрушение терригенного коллектора в зоне обработки глинокислотой предупреждается подбором концентраций HF в смеси кислот. Оптимальным считают содержание в смеси 3–5 % HF и 8–10 % HCl. Удельный объем для первичных обработок глинокислотой ограничивается 0,3–0,4 м³ на 1 м обрабатываемой толщины пласта.

В настоящее время в связи с запретом на ввоз плавиковой кислоты на территорию Республики Беларусь и сложностью получения на ее лицензию (по причине экологической опасности) возникла проблема замены глинокислотных составов на альтернативные. В 2004 г. в отделе ТТВНП и ЦЛАИ БелНИПИнефть начаты работы по исследованию новых кислотных реагентов. Одним из таких реагентов является *кремнефтороводородная кислота* H_2SiF_6 – раствор SiF_4 в воде или

плавиковой кислоте. Водные растворы кремнефтороводородной кислоты (приблизительно 20%-ной концентрации), а также их смеси с соляной, фосфорной и другими кислотами имеют перспективы применения для обработки ПЗП добывающих и нагнетательных скважин с терригенными коллекторами. Последние не должны содержать значительных количеств соединений калия и натрия, так как с ними кремнефтороводородная кислота образует нерастворимые фторсиликаты, что может быть причиной вторичного осадкообразования и снижения проницаемости коллектора. Для предотвращения контакта H_2SiF_6 с пластовой водой и удаления карбонатных включений в пласт следует предварительно закачивать солянокислотный буфер [9], [17].

Тип коллектора и гидродинамические характеристики скважин в призабойной и удаленной зонах определяют требования к реологическим характеристикам и проникающей способности рабочих жидкостей. В трещиноватых и трещиновато-пористых коллекторах следует использовать вязкие и вязкоупругие системы – *кислотные эмульсии и пены, загущенные кислотные составы*. Применение этих реагентов повышает охват пласта по простиранию и по толщине, вследствие значительных сопротивлений, которые создаются в результате их продвижения по трещинам. Рост давления способствует проникновению кислот в поры и микротрещины, повышая тем самым, охват пласта по простиранию и по толщине.

Наибольший эффект замедления скорости нейтрализации кислот обеспечивают *кислотные эмульсии* с регулируемым сроком стабильности, в которых кислота представляет дисперсную фазу, а дисперсионную среду – нефть или нефтепродукты. Нефтепродукты обволакивают капли кислоты и предотвращают взаимодействие кислоты с породой и металлом нефтепромыслового оборудования на период стабильности. Эмульсии, являясь вязкоупругими составами, повышают и охват воздействием по толщине пласта. Область применения эмульсий, вследствие повышенной вязкости, ограничивается трещиноватыми и трещиновато-пористыми коллекторами. Рассматриваемые эмульсии имеют следующий состав: 50–70 % кислотного раствора и 30–50 % нефтепродуктов. В эмульсии добавляют присадки – эмульгаторы, деэмульгаторы и другие ПАВ, регулирующие их стабильность, дисперсность и сроки разрушения.

Для достижения замедленной реакции кислотного раствора с породами и увеличения радиуса действия применяют *пенокислотную обработку* скважин.

Пенокислота состоит из кислотного раствора, поверхностно-активного вещества (пенообразователя) и воздуха (газа). Раствор кислоты находится в межпузырьковом пространстве и удерживается там вследствие гидратации молекул ПАВ. Замедление взаимодействия кислоты с карбонатной породой в пенах обусловлено прилипанием газовых или воздушных пузырьков в поверхности породы. Прилипшие пузырьки уменьшают доступ кислоты к породе, вследствие чего снижается скорость ее нейтрализации и увеличивается охват обрабатываемой зоны. Поверхностно-активные вещества адсорбируются на породе и создают тем самым условия для прилипания к породе пузырьков пены с кислотой. После реакции нейтрализации ПАВ снижают межфазное натяжение, чем способствуют улучшенному выносу отработанного раствора и продуктов реакции из зоны обработки. Пены, являясь структурированными упругими системами, повышают охват воздействием по толщине пласта.

Применение кислотных пен ограничивается температурным режимом пласта и содержанием хлоридов в пластовых водах. Устойчивость пен является низкой, если в воде содержание ионов хлора более 5 %, а температура пласта более 60–85 °С. В силу указанных причин пены желательно применять в трещиноватых и трещиновато-пористых коллекторах с невысоким пластовым давлением и в водонагнетательных скважинах.

Существенное преимущество пенокислоты по сравнению с обычным кислотным раствором заключается в ее способности кратно увеличивать охват обрабатываемого пласта. Это объясняется малой плотностью пен (400–800 кг/м³), повышенной вязкостью, селективностью проникновения пены в более крупные трещины и способностью временно их закупоривать. Вследствие прилипания пузырьков пены к стенкам трещин создаются благоприятные условия для воздействия кислоты на трещины и поры меньших размеров.

После пенокислотной обработки обычно происходит более полное удаление из призабойной зоны пласта продуктов реакции кислоты с породами. Это объясняется тем, что обработанная ПАВ жидкая фаза обладает лучшей смачиваемостью поверхностей пород и вместе с высокодисперсными пузырьками воздуха проникает между пленками нефти, ее высокомолекулярными отложениями, стенками пор и трещин, где происходит реакция с растворимыми породами. Вследствие снижения давления в условиях депрессии пузырьки воздуха расширяются, происходит отлипание отложений парафинов, асфаль-

то-смолистых веществ и разрыв пленок нефти. Дальнейшее понижение давления способствует еще большему расширению пузырьков воздуха, что приводит к кавитации и увеличению скоростей фильтрационных потоков.

Применение *загущенных кислотных составов* достигается с помощью кислоты, загущенной 0,3–0,5 % карбоксилметилцеллюлозой (КМЦ), вязкость становится до 20 мПа · с. Повышенная вязкость кислотного состава, а также способность КМЦ адсорбироваться на стенках породы, уменьшают площадь контакта кислоты с породой и снижают скорость ее нейтрализации. В результате происходит увеличение глубины обработок, а создаваемые сопротивления загущенной кислоты способствуют увеличению охвата пласта по толщине.

Как было отмечено выше, с увеличением концентрации кислоты и температуры коррозионная активность кислот возрастает. Для защиты металла наземного и подземного оборудования, фильтра скважин, обсадных и насосно-компрессорных труб от кислотной коррозии используют ингибиторы. Так, для соляной и глиноуксусной кислоты ингибиторами служат формалин, катапин, уротропин, уникол, ингибиторы В-1, В-2 и др.

Тема 6. ДОБЫЧА ОСТАТОЧНОЙ НЕФТИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ГАЗОВ, ДИОКСИДА УГЛЕРОДА И АЗОТА

Мы знаем, что наличие капиллярных сил на фоне микронеоднородности поровых каналов породы пластов способствует сохранению значительного количества остаточной нефти в заводненном пласте после разработки нефтяных месторождений. Именно поэтому значительные усилия во всем мире затрачены на поиск способов преодоления неблагоприятного влияния капиллярных сил на процесс добычи нефти. Исследования показали, что один из наиболее важных методов преодоления действия капиллярных сил – закачка в пласт агентов, в той или иной степени смешивающихся с нефтью.

Наиболее эффективно вытеснение нефти происходит при закачке в пласт агентов, сводящих к нулю поверхностные силы как при их контакте с нефтью, так и с пластовой и закачиваемой в пласт водой. Такими свойствами обладают некоторые спирты. В настоящее время вытеснение нефти спиртами в чистом виде не применяется. В основном спирты применяются при создании композиций ПАВ и мицеллярных растворов.

В пределах нефтегазовых провинций нашей страны до середины прошлого столетия искусственное поддержание пластового давления и вытеснение нефти начиналось с закачки газа. Но вскоре было обнаружено, что вытеснение нефти закачиваемой водой эффективнее, чем газом, не только потому, что проще, безопаснее и дешевле, но и потому, что обеспечивает более высокий коэффициент нефтеотдачи пластов.

Соединить положительные качества воды, способствующей увеличению коэффициента охвата и свойств газа, когда в результате высокого давления пропадает граница между жидким и газообразным состоянием вещества и газ высокого давления в состоянии смесимости с нефтью может полностью вытеснить ее из пористой среды – вот главная задача создания оптимальных технологий увеличения нефтеотдачи пластов.

6.1. Общие сведения о применении газовых агентов при разработке нефтяных месторождений

Рассмотрим методы, предусматривающие нагнетание в пласт углеводородных и неуглеводородных газов. Закачка в пласт воздуха и газа применялись начиная с 1917 г. В 1949 г. была предложена технология разработки, основанная на закачке газа высокого давления, которая положила начало серии способов вытеснения нефти смешивающимися с ней агентами. Примерно к тому же времени относятся первые упоминания о возможности применения в целях увеличения нефтеотдачи диоксида углерода.

Следует отметить, что сравнительно дешевые газы – метан и азот недостаточно хорошо смешиваются с нефтью, поэтому их применение в чистом виде оправдано лишь в глубокозалегающих нефтяных пластах, где пластовое давление высоко и условия смешиваемости газов с нефтью существенно лучше, чем при низких давлениях. Применение обогащенного газа, который позволяет достигать полного смешивания со многими нефтями при сравнительно небольших пластовых давлениях (10–20 МПа), ограничено его сравнительной дороговизной.

Одна из главных проблем вытеснения нефти газами – гравитационная и вязкостная неустойчивость, возникающая при вытеснении нефти значительно более легкими маловязкими газами. В связи с этим закачку газов часто проводят небольшими порциями попере-

менно с водой, либо совместно с водой в виде газовой смеси, кроме того применяют пенообразующие агенты, загустители и т. п.

В основном для повышения нефтеотдачи используют диоксид углерода. Диоксид углерода (углекислый газ, угольный ангидрид, CO_2) имеет молекулярную массу 44,01. В воде диоксид углерода растворяется значительно лучше, чем углеводородные газы, причем его растворимость увеличивается с ростом давления и уменьшением температуры. С ростом минерализации воды растворимость в ней диоксида углерода уменьшается в несколько раз. На процесс извлечения нефти с использованием диоксида углерода положительно влияют следующие факторы:

– *снижение поверхностного натяжения на границе нефть – вода.* Это способствует более полному отмыву нефти карбонизированной водой (раствором CO_2 в воде). В результате растворения диоксида углерода в нефти также снижается поверхностное натяжение на границе жидкой и твердой фаз, что способствует отмыву и отрыву пленок нефти от поверхности пористой среды [14];

– *повышение проницаемости карбонатных пород и снижение набухаемости глинистых частиц нефтесодержащих пород.* Диоксид углерода, растворяясь в воде, образует угольную кислоту H_2CO_3 , которая в свою очередь растворяет некоторые виды цемента и карбонатные породы, что приводит к увеличению проницаемости песчаников на 5–15 %, а доломитов – на 6–75 %. Набухаемость глинистых частиц снижается на 20–50 % [9]. Способность диоксида углерода образовывать в пласте жидкую углекислотную фазу имеет существенный недостаток – этот раствор коррозионно активен. Эти особенности диоксида углерода накладывают заметный отпечаток на технологии его применения в целях повышения нефтеотдачи. Наиболее эффективно диоксид углерода применяется на поздних стадиях разработки нефтяных месторождений.

Растворимость CO_2 в пластовых нефтях зависит от их состава и определяется отдельно для каждого конкретного случая. Для приближенного определения растворимости CO_2 в нефти можно использовать обобщенные корреляционные формулы, предложенные И. И. Дунюшкиным [21].

Общие закономерности растворения CO_2 в нефти заключаются в следующем:

– в нефти диоксид углерода растворяется значительно лучше, чем метан и азот;

- растворимость CO_2 в нефти тем выше, чем выше давление, ниже молекулярная масса нефти и содержание в ней метана и азота;
- в парафиновых углеводородах диоксид углерода растворяется лучше, чем в нафтеновых, а тем более в ароматических;
- в результате растворения в нефти диоксида углерода происходит увеличение ее объема, что в свою очередь способствует увеличению подвижности нефти. Этот фактор играет большую роль при вытеснении маловязких нефтей.

Изменение фазового состояния смесей нефти с диоксидом углерода довольно сложный процесс. Возможность существования в пласте при нагнетании диоксида углерода трех и более фаз, следует учитывать, проектируя разработку. С одной стороны, существование многофазных областей может способствовать выравниванию неоднородностей фильтрационного потока, а с другой – выпадение твердого осадка может привести к закупориванию малопроницаемых слоев и снижению приемистости нагнетательных скважин.

Азот (воздух) и дымовые газы были использованы первыми, среди других газов, для увеличения нефтеотдачи пластов. В силу низкой растворимости азота в нефти к его применению для улучшения нефтеизвлечения относились скептически. В легкой нефти растворимость азота составляет $35\text{--}45 \text{ м}^3/\text{м}^3$, а в тяжелой – $15\text{--}25 \text{ м}^3/\text{м}^3$. Азот легко смешивается с метаном и низкомолекулярными углеводородами. Достижение условий смешиваемости азота с реальными нефтями происходит, если пластовое давление превышает 35 МПа, а нефть содержит значительное количество легких углеводородов. Дымовые газы, кроме азота содержат 10–15 % диоксида углерода и смешиваются с нефтью немногим лучше азота. Плохая смешиваемость указанных газов с нефтью обуславливает низкую технологическую эффективность применения азота и дымовых газов, по сравнению с другими газовыми методами. В то же время нагнетание в пласт азота и дымовых газов обладает рядом достоинств, главное из которых – дешевизна и доступность этих агентов. Со стоимостью азота может сравниться лишь наиболее дешевый диоксид углерода из природных месторождений, расположенных рядом с нефтяной залежью. Следует отметить, что азот не коррозионно активен, а закачка в пласт дымовых газов способствует их утилизации и уменьшению загрязнения окружающей среды. В последнее время азот и дымовые газы применяются на глубоких ($h > 4000 \text{ м}$) и сверхглубоких ($h > 7500 \text{ м}$) месторождениях. Эти месторождения обычно содержат легкие маловязкие нефти

и характеризуются высокими давлениями (30–56 МПа) и температурами (68–125 °С). В США азот и дымовые газы применяются в широких масштабах. Уже сейчас этими методами охвачена большая площадь, чем нагнетание CO₂.

6.2. Эффективность различных типов вытеснения нефти газом

Различают два типа вытеснения нефти газом – смешивающееся (одноконтактное и многоконтактное) и несмешивающееся.

Реальные нефти являются многокомпонентными системами. Поэтому на практике 100%-ный коэффициент вытеснения нефти агентами может быть достигнут только при одноконтактном смешивающимся вытеснении при условии, что нефть содержит небольшое количество тяжелых асфальто-смолистых веществ. В опытах с реальными нефтями эти высокомолекулярные компоненты осаждаются на породе пласта в виде твердой фазы, и коэффициент вытеснения не превышает 95–97 %.

Одноконтактное смешивающееся вытеснение в большинстве случаев может быть осуществлено либо при значительном содержании в нагнетаемом агенте промежуточных компонентов, либо при повышенных давлениях нагнетания. Это приводит к значительному удорожанию вытесняющего агента либо к повышенным расходам на его нагнетание. Для уменьшения затрат закачивается оторочка обогащенного газа либо смеси CO₂ с обогащенным газом. Эта оторочка будет образовывать смешивающуюся переходную зону, когда давление будет 8–20 МПа. Затем оторочка проталкивается водой или более дешевыми газами – метаном, азотом. Большие затраты на приобретение вытесняющих агентов, а в некоторых случаях и на реализацию процесса разработки, обуславливают сравнительно небольшое применение одноконтактного смешивающегося вытеснения для повышения нефтеотдачи пластов.

Многоконтактное (динамическое) смешивающееся вытеснение возникает в определенных условиях смешивания в результате массообмена между фазами. Этот тип вытеснения может осуществляться в результате нагнетания в пласт диоксида углерода или обогащенного газа. В итоге коэффициент вытеснения достигает 92–95 %. Данный тип вытеснения на практике применяется чаще, чем первый. Его реализация предъявляет меньшие требования к составу нефти и газа. Однако в большинстве случаев этот тип вытеснения следует сочетать с заводнением.

При реализации в пласте несмешивающегося вытеснения коэффициент вытеснения значительно ниже, чем в других типах процесса. В реальных неоднородных пластах из-за крайне неблагоприятного соотношения подвижностей газовой и нефтяной фаз коэффициент охвата низок. Вследствие этого чисто газовые воздействия применяются только в случае вертикального вытеснения нефти, либо в малопроницаемых пластах, где заводнение невозможно. В остальных случаях газовое воздействие следует сочетать с заводнением.

Анализ промыслового опыта свидетельствует, что в большинстве случаев наиболее эффективное вытеснение нефти газом происходит в условиях смешивающегося режима.

6.3. Сочетание газового воздействия на пласт с заводнением

Общий недостаток всех видов газового воздействия на пласт – малый коэффициент охвата вследствие крайне неблагоприятного соотношения подвижностей газовой и нефтяной фаз. Сочетание закачки в пласт газа и воды приводит к уменьшению неоднородности фильтрационного потока, во-первых, из-за более высокой вязкости воды по сравнению с газом, а во-вторых, из-за образования в пласте зон трехфазной фильтрации, обладающих повышенным фильтрационным сопротивлением. С другой стороны, массообмен между газовой и нефтяной фазами, приводящий к увеличению подвижности нефтяной фазы при растворении в ней газовых компонентов, а также переход отдельных фракций нефти в газовую фазу, обеспечивают повышение эффективности водогазового воздействия по сравнению с обычным заводнением.

С точки зрения добычи остаточной нефти применение газового воздействия на пласт в большинстве случаев следует рассматривать как метод, применяемый на поздних стадиях обычного заводнения. В некоторых случаях третичным методом может оказаться и заводнение.

Для того чтобы рассмотреть механизм, приводящий к увеличению добычи нефти при сочетании закачки в пласт газа и воды, следует напомнить некоторые представления о влиянии смачиваемости породы пласта на процесс вытеснения.

В гидрофильных пористых средах капиллярные силы способствуют проникновению воды в мелкие поры, где часть воды остается в виде рассеянных капель. В гидрофобных коллекторах капиллярные силы тем больше препятствуют проникновению воды в поры, чем

меньше их диаметр. Остаточная нефть в гидрофобном коллекторе сосредоточена преимущественно в мелких порах, а также в виде пленочной нефти. Основные породы, слагающие пласт, по своей природе являются гидрофильными. Ввиду этого мелкие поры коллекторов заняты в основном связанной водой. С другой стороны, ПАВ пластовой нефти, содержащейся в более крупных порах, взаимодействуют с породой этих пор и происходит частичная адсорбция этих веществ на породе коллектора. Эти явления приводят к частичной гидрофобизации крупных пор, в то время как мелкие поры остаются гидрофильными. В результате нефть в крупных порах содержится не только в виде рассеянных капель, но и в виде пленочной нефти.

Сочетание закачки в пласт воды с газом, который смачивает породу пласта в меньшей степени, чем вода и нефть, приводит к более полному отмыву нефти. Газ преимущественно вытесняет нефть из крупных пор. Последующая закачка воды приводит к пропитке более мелких каналов и вытеснению из них нефти в более крупные. Газ, находившийся в этих крупных каналах, как наиболее несмачиваемая фаза, остается в виде рассеянных капель у сужений крупных пор, занимая то место, где находилась бы нефть при отсутствии газа. В итоге вода более полно вытесняет нефть из крупных пор.

В предварительно заводненных пластах нефть содержится в более крупных порах, откуда и вытесняется затем газом, кроме того, происходит частичное испарение в газ пленочной нефти, находящейся на стенках крупных пор.

Снижение эффективности газовых методов разработки вследствие неблагоприятного соотношения подвижностей газовой и нефтяной фаз можно несколько устранить путем совместного нагнетания в пласт газа и воды. Совместная или попеременная закачка газа и воды весьма эффективна в неоднородных коллекторах. Водогазовая смесь обладает более низкой подвижностью, чем газ или вода в отдельности. В результате совместной или попеременной закачки газа и воды, подобно закачке загустителей, происходит выравнивание фронта вытеснения в неоднородных пластах.

Вследствие малой вязкости и плотности газов при их нагнетании в пласт возникает вязкостная и гравитационная неустойчивость, приводящая к преждевременным прорывам газа к добывающим скважинам, уменьшению охвата пласта воздействием. Поэтому можно использовать способы регулирования подвижности газовых агентов в пористой среде. В некоторой степени неустойчивость процесса

фильтрации уменьшается в результате попеременной закачки газа и воды. Необходимое снижение подвижности газа достигается при закачке в пласт регулирующих агентов. Наиболее перспективно применение ПАВ, способствующих образованию в пласте двухфазной пены. Основным требованием к агенту, который регулирует процессы газового и водогазового воздействия на пласт, является снижение подвижности газа в проницаемые участки пласта, а также снижение подвижности при большой газонасыщенности пористой среды. Двухфазные пены удовлетворяют этим требованиям, присутствие пены в пористой среде снижает газопроницаемость среды на два-три порядка [22].

В последнее время изучается возможность применения полимеров, растворимых в жидком диоксиде углерода. Использование прямых загустителей может позволить отказаться от попеременной закачки воды и CO_2 , что должно улучшить текущие показатели разработки и уменьшить проблемы коррозии.

Тема 7. ТЕПЛОВЫЕ МЕТОДЫ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ

Запасы тяжелых нефтей (ТН) плотностью $> 0,900 \text{ г/см}^3$ и вязкостью $> 1500 \text{ мПа} \cdot \text{с}$ и природных битумов достигают 1 трлн т. Они являются основным энергетическим сырьем XXI века.

Для повышения эффективности эксплуатации месторождений, содержащих тяжелые парафинистые и смолистые нефти, применяют тепловые методы [5]:

- закачку нагретой нефти, нефтепродуктов (конденсата, керосина, дизельного топлива) или воды, обработанной ПАВ;
- закачку пара посредством передвижных парогенераторов;
- электротепловую обработку с помощью специальных самоходных установок;
- непрерывное нагнетание в пласт горючих газов, жидкостей и пара;
- тепловые обработки пластов с помощью процессов горения;
- термокислотные обработки скважин.

Тепловые (термические) методы воздействия на нефтяные пласты весьма перспективны, особенно при разработке залежей с малой проницаемостью пород, содержащих тяжелые, вязкие нефти. Применение этих методов позволяет достигать высоких коэффициентов нефтеотдачи, а также извлекать нефть из залежей, разработка которых обычными методами невозможна или экономически нецелесообразна.

В результате термического воздействия на пласт происходят сложные физико-химические процессы как в самой нефти, так и в нефтенасыщенных породах. Под действием температуры могут происходить химические превращения углеводородов, называемые пиролизом, в результате которого протекают реакции трех видов: дегидрогенизации, крекинга и конденсации. В пласте также может происходить высоко- и низкотемпературное окисление, термическое расширение, дистилляция, испарение и другие процессы [2]. Породы, образующие коллектор, не являются инертными по отношению к жидким средам, заполняющим поры, и поэтому активно участвуют в процессах термического воздействия на пласт. Порода и отдельные компоненты нефти могут проявлять каталитические свойства, которые способствуют изменению скоростей окислительных реакций при вытеснении нефти методом внутрипластового горения. От состава продуктивных пород и особенно наличия в цементирующем материале монтмориллонитовых глин зависит степень их набухания при соприкосновении с конденсатом паровой фазы, а следовательно, происходит снижение проницаемости пород и эффективности термического процесса. От состава и свойств пород и насыщающих ее жидкостей зависит ход термического воздействия на нефтяные пласты. Главная особенность механизма нефтеотдачи пластов в результате термического воздействия – отставание теплового фронта от гидродинамического. В результате большая часть тепла остается неиспользованной для извлечения нефти.

В зависимости от параметров закачки рабочих агентов, сетки скважин и физико-геологических характеристик продуктивных пластов по истечении времени наступает динамическое равновесие между вводом в пласт и рассеиванием тепловой энергии в окружающие породы. Движение теплового фронта резко замедляется, в пласте остается значительное количество тепловой энергии, которую нельзя использовать. Поэтому главной задачей проектирования разработки нефтяных месторождений термическими методами является эффективное использование вводимой в пласт или генерируемой непосредственно в пласте тепловой энергии в конкретных геолого-физических условиях.

В рамках данной книги остановимся на тепловых методах обработки призабойных зон скважин для целей интенсификации притока нефти и тепловых обработках пластов с помощью процессов горения и непрерывного нагнетания в пласт горячих жидкостей и пара, способствующих увеличению конечного коэффициента нефтеизвлечения.

7.1. Тепловые обработки призабойных зон скважин

Снижение дебита скважин в процессе эксплуатации в ряде случаев происходит из-за выпадения из нефти парафина и запарафинирования колонны труб, выделения и осаждения в породе асфальтеновых и смолистых веществ, содержащихся в большинстве нефтей, что ведет к понижению проницаемости пород призабойной зоны.

Многие факторы, ухудшающие проницаемость коллекторов, вызывают большую трудность и в освоении нагнетательных скважин, расположенных в нефтяной зоне пласта. Вода, нагнетаемая при температуре 7–12 °С (ниже температуры пласта), вызывает охлаждение пород призабойной зоны, способствует более интенсивному выпадению тяжелых компонентов нефти, в результате чего наиболее мелкие поры пласта оказываются закупоренными. Поэтому для предупреждения снижения проницаемости в целях увеличения дебита эксплуатационных и приемистости нагнетательных скважин и для повышения эффективности эксплуатации месторождений, содержащих тяжелые парафинистые и смолистые нефти, рекомендуется проводить тепловую обработку призабойной зоны скважин.

Осуществляя прогрев тем или иным способом, скважины и призабойной зоны, отложившиеся в них, парафин и смолистые вещества расплавляются и выносятся вместе с нефтью на поверхность. Обычно после прогрева скважины восстанавливают свой дебит.

В промысловой практике широко распространены следующие методы прогрева призабойной зоны скважин:

- 1) закачка в скважины нагретой нефти, нефтепродуктов или воды, обработанной ПАВ;
- 2) закачка пара в эксплуатационные скважины, подаваемого с передвижных парогенераторов или стационарных паровых установок;
- 3) электротепловая обработка скважин при помощи специальных самоходных установок;
- 4) термохимическая обработка призабойной зоны путем закачки в скважины соляной кислоты с магнием;
- 5) огневой прогрев специальной горелкой, работающей на газе или дизельном топливе.

Перед тепловой обработкой необходимо обследовать скважину и определить:

- содержание в нефти парафиновых и асфальто-смолистых компонентов;

- пластовую температуру и давление;
- содержание механических примесей;
- количество и состав воды в продукции скважины;
- глубину залегания и мощность нефтеносного пласта;
- текущий дебит скважины и другие параметры.

С помощью этих показателей определяют продолжительность и температуру прогрева, расход тепла, требуемого для обработки, и т. д.

7.2. Закачка в скважину нагретой нефти, нефтепродуктов или воды, обработанной поверхностно-активными веществами

Этот метод широко внедрен на многих нефтяных промыслах благодаря простоте технологии и применяемого оборудования. Обычно для закачки в скважину используют нагретую сырую нефть, конденсат (газолин), керосин и дизельное топливо.

Практически установлено, что для эффективного прогрева призабойной зоны скважины требуется от 15 до 30 м³ горячих нефтепродуктов (газолина) или сырой нефти, нагретых до 90–95 °С. Нефть или воду нагревают на устье скважины с помощью передвижных установок или электронагревателей.

Прогрев осуществляют созданием циркуляции (горячей промывкой) или продавливанием жидкости в пласт.

Применяют два варианта прогрева:

- 1) создание циркуляции (горячая промывка);
- 2) продавливание горячей жидкости в призабойную зону.

Осуществляя горячую промывку, нагретые нефть или нефтепродукты закачивают через затрубное пространство, не останавливая работы скважины по подъемным (насосно-компрессорным) трубам. Горячий теплоноситель вытесняет «холодную» жидкость из затрубного пространства до башмака подъемных труб или приема насоса, частично растворяя парафин, отложившийся на стенках эксплуатационной колонны, а также вымывая парафино-смолистые вещества в призабойной зоне скважин. Этот способ прост, так как не требует остановки скважины. Однако недостатком его является незначительное тепловое воздействие на призабойную зону.

Продавливание горячей жидкости в призабойную зону пласта эффективнее, но требует извлечения скважинного подземного оборудования и спуска насосно-компрессорных труб с пакером. Горячий нефтепродукт или нефть под давлением через насосно-компрессорные трубы

продавливают в пласт. После этого поднимают трубы с пакерами, спускают глубинный насос и вводят скважину в эксплуатацию. Горячий нефтепродукт в призабойной зоне растворяет парафино-смолистые вещества, которые при откачке выносятся вместе с нефтью на поверхность. Недостатком этого способа является необходимость остановки скважины для подъема, спуска насоса и установки пакера. Однако закачка горячих нефтепродуктов по этому варианту более эффективна, чем по первому.

На отдельных нефтяных месторождениях применяют комбинированный метод интенсификации: обработка призабойной зоны горячей нефтью с добавкой различных ПАВ. В скважине, намеченной к обработке, вначале производят депарафинизацию (очистку) насосно-компрессорных труб путем закачки горячей нефти в затрубное пространство (при работающей скважине). После этого скважину останавливают и извлекают насосные штанги с конусом насоса. Через насосно-компрессорные трубы закачивают 10–12 м³ горячей нефти ($t = 85\text{--}95\text{ }^{\circ}\text{C}$) с добавкой 80–100 кг ПАВ. По истечении 6–7 часов после обработки спускают штанги с конусом и вводят скважину в эксплуатацию. Практика показала, что обработка скважин горячей нефтью с ПАВ дает большую эффективность.

Во многих нефтяных районах для прогрева призабойной зоны используют пластовую воду. Воду в объеме 70–80 м³ нагревают до 90–95 °С, добавляют в нее ПАВ (0,5–1,0 % объема воды) и под давлением закачивают в пласт. Технология закачки такой воды аналогична технологии закачки нефтепродуктов.

7.3. Прогрев призабойной зоны паром

Прогрев призабойной зоны паром является самым эффективным методом теплового воздействия на призабойную зону скважин и осуществляется путем нагнетания в скважину перегретого водяного пара под давлением 8–15 МПа.

Сущность метода заключается в следующем. В течение 7–14 суток в скважину закачивают пар с расходом 1,5–2,5 т/ч при температуре 150–250 °С. После этого скважину закрывают еще на 2–7 суток для остывания устьевого арматуры, а также для дальнейшего проникновения тепла вглубь пласта и более равномерного прогрева его по мощности. По истечении указанного срока эксплуатацию скважины возобновляют.

Относительно более высокая по сравнению с другими методами прогрева эффективность паротепловой обработки призабойной зоны нефтяных скважин объясняется тем, что вследствие высокой теплоемкости пара в результате его нагнетания, призабойная зона скважины, при прочих равных условиях, прогревается на значительно большую глубину (5–10 м). Кроме того, пар под давлением проникает в трещины и каналы, имеющиеся в пласте, снижает вязкость нефти в прогретой зоне и способствует удалению с ее фильтрационной поверхности парафино-смолистых и асфальтеновых отложений.

Нагнетаемый в пласт пар, отдавая свое тепло, конденсируется, и образовавшийся конденсат частично откачивается на поверхность вместе с добываемой нефтью. В связи с этим возможно некоторое увеличение содержания воды в продукции скважины в начальный период после возобновления ее эксплуатации. По мере остывания прогретой зоны пласта в процессе эксплуатации скважины и повторного отложения парафино-смолистых веществ дебит скважины постепенно уменьшается. Когда дебит снижается до первоначального (т. е. до его значения перед последней обработкой), паротепловую обработку повторяют.

Опыт применения данной технологии имеет следующие ограничения:

- глубина продуктивного пласта не более 1200 м;
- толщина пласта, сложенного песчаниками и глинами не менее 15 м;
- вязкость нефти в пластовых условиях выше $50 \text{ мПа} \cdot \text{с}$;
- остаточная нефтенасыщенность пласта не менее 50 %;
- плотность нефти в пластовых условиях не менее $900\text{--}930 \text{ кг/м}^3$.

Не рекомендуется проведение паротепловой обработки на заводненных участках в связи с большим расходом тепла. Перед закачкой пара проводят исследование скважин:

- замер дебита нефти;
- замер дебита газа;
- замер дебита воды;
- замер пластового давления;
- замер температуры;
- замер статического уровня.

Наиболее благоприятными в период паротепловых обработок являются режимы растворенного газа в залежи. После изучения характеристик скважины с помощью шаблона проверяют эксплуатаци-

онную колонну и промывают ее для удаления песчаной пробки, если она имеется, и спускают насосно-компрессорные трубы с термостойким пакером и компенсирующим устройством.

Термостойкий пакер изолирует фильтровую зону от эксплуатационной колонны и предохраняет ее от воздействия высокой температуры нагнетаемого в скважину пара. В целях уменьшения потерь тепла необходимо после установки пакера с помощью компрессора удалить из затрубного пространства жидкость и заполнить межтрубное пространство азотом (воздухом) под давлением. Как показала практика, целесообразно использовать термостойкие пакеры с упором на забой.

Вследствие высоких температур (150–250 °С) нагнетаемого в нефтяной пласт пара быстро нагреваются крепления скважины. В результате этого опасно удлиняются обсадные и насосно-компрессорные трубы, что может вызвать разрушение цементного кольца и нарушить герметичность арматуры. Для устранения опасного удлинения труб применяют специальное оборудование. Оборудование состоит из колонной головки, арматуры устья скважины, лубрикатора и скважинного компенсатора.

Пар для теплового прогрева скважин обычно получают от передвижных паровых установок типа ППУ-3, монтируемых на шасси автомобиля высокой проходимости. Эти паропередвижные установки в основном предназначены для депарафинизации скважин, нефтепроводов и имеют небольшую производительность (до 1 т пара в час).

Созданы парогенераторные установки типа ПГУ-1 и ПСП-1, производительность которых составляет соответственно 3–4 и 5,5 т пара в час, максимальное давление 6–9 и 10 МПа и максимальная температура пара 255–299 и 315 °С. Установка может работать на жидком и газовом топливе. К воде, используемой для выработки нагнетаемого в пласт пара, предъявляются повышенные требования. Во избежание отложений накипи на поверхностях нагрева сырую воду перед подачей в котел химически обрабатывают, т. е. осветляют и обессоливают с помощью специальных фильтров.

Производя паротепловую обработку скважин, паропередвижную установку соединяют трубопроводами высокого давления с устьем скважины. Пар, поступающий из парогенераторной установки под давлением, вытесняет нефть из насосно-компрессорных труб и проникает в пласт.

Процесс циклической закачки пара условно можно разбить на четыре периода.

Первый период – нагнетание пара по насосно-компрессорным трубам, конденсация пара, распространение тепла по пласту, уменьшение вязкости нефти, увеличение объема нефти, уменьшение прилипаемости и сил капиллярного сцепления, увеличение проницаемости пород.

Второй период – нагнетание пара по насосно-компрессорным трубам, образование жидкостной зоны в пласте и в радиусе забоя, дальнейшее уменьшение вязкости и увеличение объема нефти, уменьшение прилипаемости и сил капиллярного сцепления, начало эффекта пропитки.

Третий период – перераспределение температур в пласте и вытеснение нефти из капилляров, эффект прочистки, откачка жидкости.

Четвертый период – дальнейшее вытеснение нефти из капилляров (эффект пропитки), откачка нефти.

Результаты использования метода нагнетания водяного пара в призабойную зону скважин, с целью увеличения нефтеотдачи пластов, позволяют сделать следующие выводы:

1. Метод является эффективным средством увеличения дебитов скважин. При благоприятных условиях он обеспечивает 5–10-кратное увеличение дебитов скважин, что свидетельствует о его рентабельности.

2. Пар, воздействуя на призабойную зону скважин, очищает фильтрационную поверхность и поровые каналы от парафина и других закупоривающих материалов, благодаря чему восстанавливается проницаемость пород. Вместе с тем могут усилиться процессы разрушения призабойной зоны скважины и образования песчаных пробок. Поэтому после обработки паром необходимо очистить забой скважины от расплавленных парафино-смолистых отложений, а возможно, и от песчаной пробки.

3. Для уменьшения потерь тепла нагнетаемого пара его необходимо подавать при максимально возможной производительности парогенератора, через колонну насосно-компрессорных труб.

4. Нагнетаемый пар, отдавая свое тепло призабойной зоне скважины, конденсируется, образуя водонефтяную эмульсию. Вследствие этого в продукции скважины, при возобновлении ее эксплуатации после обработки паром, будет содержаться водонефтяная эмульсия даже в том случае, если до обработки скважина давала безводную нефть.

5. Вода для производства пара требует тщательной обработки для удаления из нее солей, а также механических примесей.

6. Успешное применение метода пароподогрева призабойной зоны скважин требует тщательного изучения геолого-промысловых характеристик месторождения.

7.4. Обработка призабойной зоны горячей скважинной жидкостью

Для обработки призабойных зон скважин, в нефтях которых содержится парафиноасфальтеносмолистые вещества, рекомендуется использовать горячую скважинную жидкость, нагретую электронагревателем и продавливаемую в пласт воздухом.

Последовательность и характер операций по использованию горячей скважинной жидкости следующий: извлекают глубинный насос из скважины, обследуют состояние забоя, эксплуатационной колонны и замеряют статический уровень жидкости в скважине. Если необходимо, то чистят колонну или скважину, промывают для удаления песчаной пробки, после чего оставляют ее в покое до восстановления статического уровня.

В процессе восстановления уровня замеряют пластовое давление и температуру жидкости в скважине. Устье скважины оборудуют специальным герметизирующим устройством. Для нагрева жидкости используют глубинный электропогружной нагреватель с платиновым термометром. Монтируется термометр сопротивления на расстоянии 20–25 см ниже концевой части нагревательного элемента. Контактные выводы термометра соединяют с контрольно-сигнальными жилами кабель-троса. Собранный таким образом электронагревательную установку спускают в скважину и устанавливают на 2–3 м ниже верхних дыр эксплуатационной колонны.

После герметизации устья скважины и соответствующей обвязки его с воздушной линией компрессорной установки включается в работу глубинный нагреватель. При нагреве скважинной жидкости до температуры на 1–2 °С выше температуры плавления парафинов и асфальтенов нагреватель отключается и нагретая жидкость в скважине продавливается воздухом (или газом) в пласт при избыточном давлении не менее 0,1 МПа.

Для полного теплообмена коллектор-теплоноситель скважину оставляют под давлением в течение 3–4 часов.

Число циклов прогрева и продавки в пласт нагретой скважинной жидкости ограничивается временем восстановления статического уровня жидкости в скважине.

После нагрева и продавки в пласт горячей скважинной жидкости извлекают глубинный нагреватель, проверяют исправность эксплуатационной колонны, спускают на первоначальную глубину насосно-компрессорные трубы и вводят скважину в эксплуатацию.

В промысловых условиях электротепловая обработка скважин осуществляется периодически и стационарно с помощью специальных установок и глубинных нагревателей, спускаемых в скважину на кабель-тресе.

7.5. Непрерывное нагнетание в пласт горячих газов, жидкостей и пара

Рассмотренные выше методы тепловых обработок призабойных зон скважин осуществляют прогрев ПЗС, распространяются на незначительные расстояния, ограничиваясь зоной пласта вокруг ствола скважины, и способствуют интенсификации притока нефти. Для повышения нефтеотдачи целесообразно увеличивать температуру всего нефтяного пласта. Поэтому для более глубокого прогрева пласта через нагнетательные скважины вводят горячий агент (газ, воду, пар), который вытесняет нефть к забоям эксплуатационных скважин.

Вода – наиболее часто используемый агент для вытеснения жидкости, обладает замечательным свойством переносить гораздо большее количество тепла, приходящегося на единицу массы, чем любая другая жидкость в том же агрегатном состоянии. В промысловых условиях неоднократно ставились эксперименты по вытеснению нефти какой-либо нагретой жидкостью, водяным паром или непосредственно водой. В результате непрерывного нагнетания теплоносителя (система нагнетательная – добывающая скважина) не вся подводимая тепловая энергия расходуется на увеличение нефтеотдачи. Достаточно заметная ее часть теряется из-за тепловых потерь:

- когда теплоноситель проходит по участку обсадной трубы скважины, находящейся в верхних слоях грунта;
- в кровлю и подошву нефтяного пласта непосредственно в ходе нагнетания в пласт;
- когда повышается температура нефтяного пласта.

Для того чтобы снизить отрицательное влияние перечисленных факторов на тепловую эффективность данного метода, используют

только одну скважину попеременно в качестве нагнетательной и эксплуатационной, что позволяет лучше использовать подводимую к месторождению тепловую энергию. Такой метод теплового воздействия называется *циклическим*. Как и при непрерывном нагнетании, в этом процессе теплоносителем обычно служит водяной пар.

Термическое воздействие на нефтяной пласт с помощью теплоносителя способствует выделению нескольких зон по профилю температур или по водонефтенасыщенности, где действуют различные физические механизмы.

Вытеснение нефти нагретой водой. Нагнетаемая в пласт вода охлаждается, контактируя с породой и имеющимися в пласте жидкостями. Различают две основные рабочие зоны, когда процесс вытеснения нефти горячей водой считается достаточно установившимся. Нумерацию зон принято начинать от начала течения в направлении его развития. Однако для лучшего понимания начнем их описание в обратном порядке (рис. 7.1).

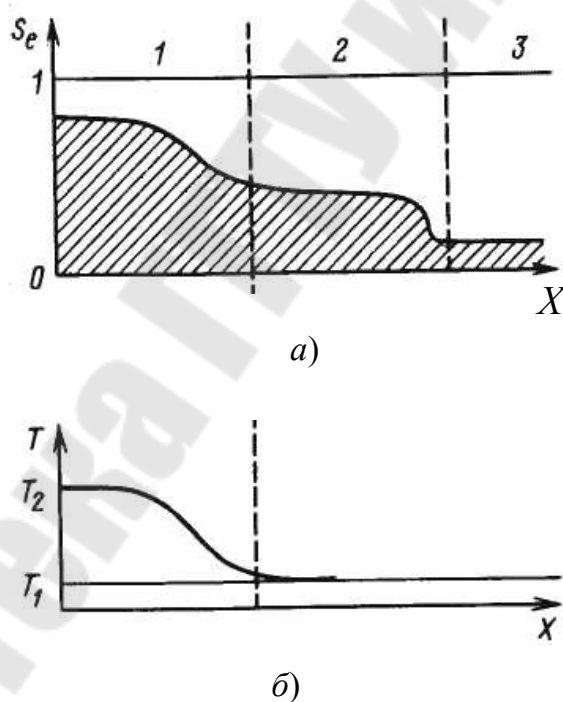


Рис. 7.1. Профили водонасыщенности (а) и температуры (б) при одномерном вытеснении нефти горячей водой в отсутствие испарения легких фракций нефти

В зоне 2 нефть вытесняется водой, температура которой равна температуре пласта. Нефтенасыщенность в заданной точке снижается с течением времени и при определенных условиях может достигнуть величины остаточного насыщения, зависящей от температуры в зоне 2.

В каждой точке зоны 1 температура непрерывно растет, что обычно приводит к снижению остаточной нефтенасыщенности. Кроме того, расширение породы-коллектора и заполняющей его жидкости приводит к снижению (при неизменном насыщении) массы нефти, содержащейся в порах. Если нефть содержит легколетучие углеводороды, они могут быть вытеснены при помощи последовательных процессов испарения и конденсации. В этом случае в сравнительно узкой зоне может существовать состояние насыщения газовой фазы углеводородами.

Вытеснение нефти насыщенным водяным паром. Различают три основные зоны, пронумерованные в направлении течения теплоносителя (рис. 7.2).

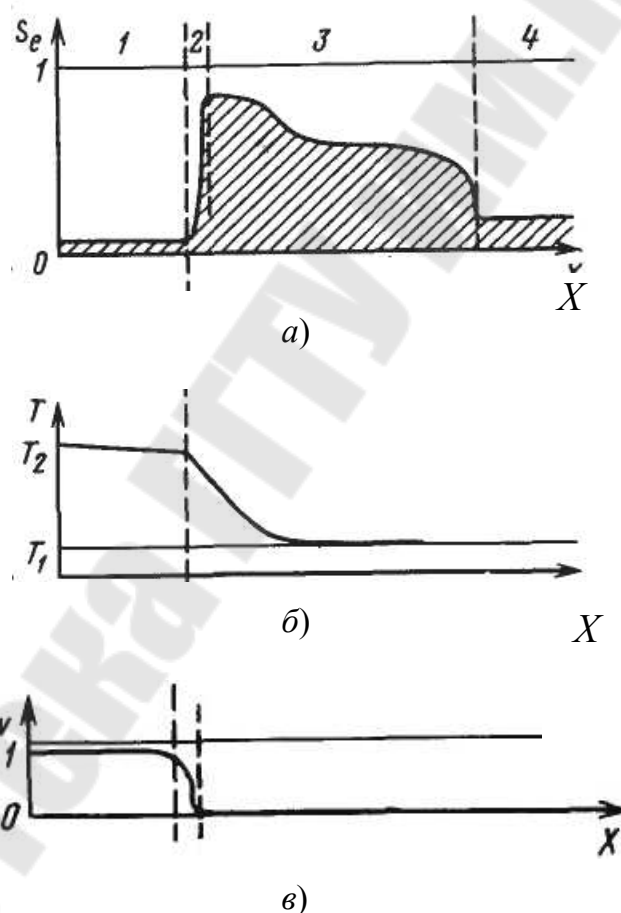


Рис. 7.2. Профиль водонасыщенности (а), температуры (б) и паронасыщенности (в) и при одномерном вытеснении нефти водяным паром

Зона 1. В начале зоны конденсации сосуществуют три фазы: вода, смесь жидких углеводородов и газ. Температура, близкая к постоянной, медленно снижается при удалении от границы ввода пара в со-

ответствии с зависимостью температуры насыщения от давления. Нефтенасыщенность также изменяется за счет гидродинамического вытеснения нефти из этой зоны или вследствие испарения легколетучих компонентов.

Зона 2 (конденсация). В этой зоне пары воды и углеводородные фракции конденсируются при их контакте с холодным коллектором. Локальные температуры коллектора и наполняющих его фракций сильно отличаются, поэтому здесь нельзя пользоваться понятием эффективной теплопроводности. Это локальное нарушение теплового равновесия было обнаружено в результате экспериментального исследования вытеснения воды водяным паром [2]. В ходе эксперимента наблюдался переход воды в пар, хотя локальная средняя температура, измеренная термопарой, была заметно ниже температуры насыщения при поддерживаемом в эксперименте давлении (рис. 7.3). Эта средняя температура является промежуточной между температурами твердого пористого тела и заполняющих его флюидов.

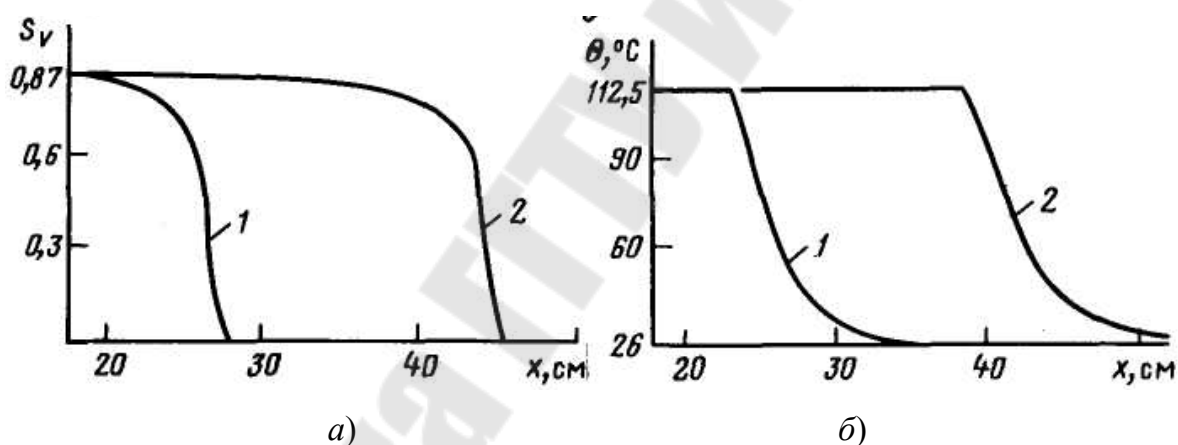


Рис. 7.3. Профили паронасыщенности (а) и температуры (б), наблюдаемые при вытеснении воды водяным паром:
1 – $t = 1$ ч; 2 – $t = 2$ ч

Зона 3. Процессы в этой зоне аналогичны процессам, происходящим при вытеснении горячей водой. Однако объем, занимаемый единицей массы пара, гораздо больше, чем объем единицы массы воды, а так как объем зоны 1 (зоны пара) в ходе вытеснения возрастает, скорость воды в зоне 3 в данном случае значительно выше, чем при нагнетании внутрь залежи воды той же температуры и с тем же расходом.

Пароциклическое воздействие на скважину. Этот метод включает три последовательные фазы, образующие цикл, который может быть повторен (рис. 7.4).

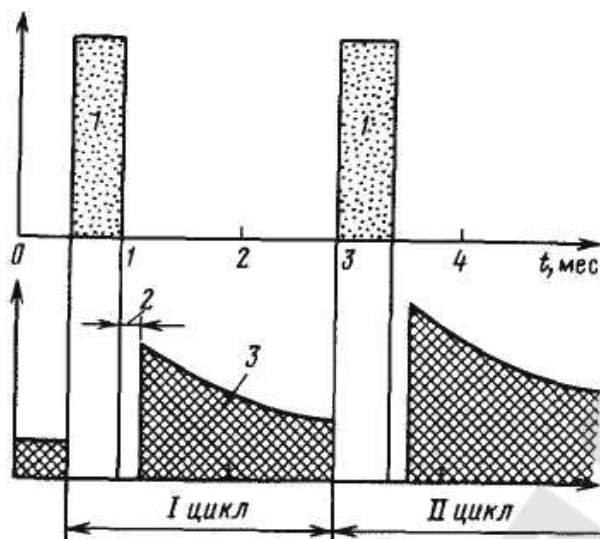


Рис. 7.4. Схема двух циклов паротеплового воздействия на скважину: 1 – нагнетание пара; 2 – время ожидания; 3 – добыча нефти

Фаза нагнетания. Развитие процесса в этой фазе, когда пар нагнетают в область залегания нефтяного пласта, идентично развитию процесса вытеснения.

Фаза ожидания. В течение этой фазы скважина закрыта. Привнесенная тепловая энергия переходит в пласт, пар конденсируется, отдавая свое тепло коллектору и нефти, находящейся в зоне нагнетания.

Фаза извлечения нефти. Уровень добычи нефти после откачки части сконденсировавшейся воды заметно превышает уровень ее добычи до нагнетания пара. В этот период (в отличие от процесса непрерывного вытеснения нефти) все текучие вещества – сначала сконденсировавшаяся вода, а затем нефть – нагреваются по мере приближения к нефтяной скважине. Часть поступившего к месторождению тепла возвращается обратно. Эффективность процесса зависит от существования в этой зоне повышенной температуры, максимум которой достигается в непосредственной близости от скважины, т. е. в области, где тепловые потери при нагнетании пара наиболее существенны.

Таким образом, в условиях одинакового давления на забое скважины уровень добычи (вследствие снижения вязкости добываемой нефти) после пароциклического воздействия превышает уровень добычи до него. По отношению к другим составляющим энергетического баланса можно отметить полное преобразование механической энергии, подведенной к месторождению вместе с паром в процессе конденсации, в тепловую.

Повторение пароциклического воздействия вызывает возрастание добычи нефти от цикла к циклу, прежде всего вследствие постепенного повышения средней температуры вокруг скважины. Уровень добычи нефти начинает снижаться в результате истощения месторождения.

Повышение температуры продуктивных пластов путем нагнетания в них горячего рабочего агента – один из эффективных методов вытеснения нефти и увеличения нефтеотдачи пластов, содержащих нефти повышенной вязкости. Механизм извлечения нефти из залежи при нагнетании в нее горячего рабочего агента основан на изменении свойств пластовых флюидов в результате повышения температуры пласта. Повышение температуры нефти, воды и породы влечет за собой:

- снижение вязкости жидкостей;
- тепловое расширение твердого тела и жидкостей;
- изменение межфазного взаимодействия на границе *нефть – вода*, степени десорбции веществ, осаждающихся при определенных условиях на стенках коллектора;
- изменение смачиваемости.

Как при изотермическом вытеснении нефти водой в пористой среде, так и при различных температурах нефти и воды, влияние температуры на движение фронта и теплообмен заключается:

- в снижении вязкостей и изменении отношения подвижностей нефти и воды;
- в изменении остаточной нефтенасыщенности и относительной проницаемости;
- в тепловом расширении коллектора и заполняющих его жидкостей.

Вязкость, плотность и межфазное натяжение нефти и воды с повышением температуры понижаются, а упругость паров повышается. Также установлено, что вязкость у нефти уменьшается на значительно большую величину, чем у воды, поэтому соотношение их оказывается более благоприятным для нефтеотдачи. Снижение вязкости нефти приводит к увеличению коэффициента подвижности нефти, что в свою очередь вызывает повышение коэффициента охвата пластов вытесняющим агентом, как по мощности, так и по площади.

С ростом температуры количество остаточной нефти в пласте уменьшается в результате ее теплового расширения. Повышение температуры может привести к испарению некоторой части нефти и воды в пласте. В этом случае пары нефти будут легко перемещаться к эксплуатационным скважинам. Достигнув не нагретой зоны пласта, они

будут конденсироваться, в результате чего при дальнейшем их движении по пласту создается эффект вытеснения.

Таким образом, увеличение нефтеотдачи пласта при его нагревании достигается вследствие:

- улучшения коэффициента подвижности нефти;
- повышения объемного коэффициента охвата пласта вытесняющим агентом;
- теплового расширения нефти, ее дистилляции;
- предотвращения выпадения парафина и перевода выпавшего парафина в растворенное состояние. В качестве рабочего агента для вытеснения нефти могут быть использованы как газы, так и жидкости.

7.6. Тепловые обработки пластов с помощью процессов горения

Существуют следующие технологии тепловых обработок пластов:

- вытеснение нефти с применением внутрипластового горения;
- термогазохимическое воздействие на призабойную зону пласта;
- огневой прогрев с помощью специальной горелки;
- термокислотная обработка скважин.

Вытеснение нефти с применением внутрипластового горения заключается в воспламенении нефти в пласте, последующем поддержании горения и передвижении созданного очага горения по пласту. В отличие от рассмотренных выше термических методов он основан на использовании подземных источников энергии. При этом тепло для воздействия на нефтяной пласт образуется за счет сжигания части пластовой нефти.

Метод основан на способности углеводородов (в данном случае нефти) вступать в реакции с кислородом, сопровождающиеся выделением больших количеств тепла. Генерирование тепла непосредственно в пласте является основной отличительной особенностью методов повышения нефтеотдачи с применением внутреннего горения. Эти методы позволяют устранить технические проблемы и потери тепла, которые возникают при генерировании его на поверхности и доставке к пласту путем нагнетания в него теплоносителей.

Вызов горения осуществляется у скважины-зажигательницы. Эта важная операция заключается в нагнетании в скважину окислителя (обычно воздуха) при одновременном разогреве призабойной зоны пласта с помощью забойного электронагревателя, газовой горелки, зажигательных химических смесей и т. д. Вследствие этого ускоряются экзо-

термические реакции окисления нефти, которые в конечном итоге приводят к созданию процесса горения в призабойной зоне пласта.

После инициирования горения непрерывное нагнетание воздуха обеспечивает как поддержание процесса внутрислоевого горения, так и перемещение зоны горения по пласту. Ввиду небольшого размера зоны горения по сравнению с расстояниями между скважинами, ее также называют *фронтом горения*. Когда воздух для поддержания горения подается в скважину-зажигательницу, то фронт горения перемещается в направлении от нагнетательной скважины к добывающей, т. е. в направлении движения нагнетаемого воздуха. Такой процесс называется *прямоточным* в отличие от противоточного, когда фронт горения движется в направлении от добывающей (скважины-зажигательницы) к нагнетательной, т. е. против движения нагнетаемого воздуха. Противоточное горение пока не получило заметного применения, поэтому дальнейшее описание процесса относится только к прямоточному горению.

Перемещение фронта горения вызывается расходом топлива, которое представлено частью нефти, оставшейся в пласте после вытеснения ее газами горения, водяным паром, водой, испарившимися фракциями нефти впереди фронта горения, в результате сложных физико-химических процессов (дистилляции, крекинга и др.). В итоге сгорают наиболее тяжелые фракции нефти – кокс. Различные геолого-промышленные условия способствуют концентрации кокса 10–40 кг на 1 м³ пласта. Этот важный параметр горения определяют экспериментально в лабораторных условиях. Когда плотность и вязкость нефти увеличиваются, концентрация кокса также увеличивается, а с увеличением проницаемости породы – уменьшается. Установлено, что в случае поддержания внутрислоевого горения путем нагнетания в пласт только газообразного окислителя (воздуха), потеря тепла с нагретой в результате горения породы происходит медленно вследствие низкой теплоемкости потока воздуха, чем при нагревании породы перемещающимся фронтом горения. В результате *сухого внутрислоевого горения* (так называется процесс, когда для поддержания горения закачивается только воздух) основная доля генерируемого в пласте тепла (более 80 %) остается в области позади фронта горения и постепенно рассеивается в окружающие пласт породы. Это тепло оказывает положительное влияние на процесс вытеснения из неохваченных горением смежных частей пласта. Возможна переброска тепла в область впереди фронта горения, что может привести к приближению генерируемого в пласте тепла к зонам, где происходит

вытеснение нефти из пласта. Такой перенос тепла связан с ускорением теплопереноса в пласте вследствие добавления воды к нагнетаемому воздуху. В этой связи создается метод, сочетающий внутрипластовое горение и заводнение, который приведет к ускорению теплопереноса и переброске тепла в область впереди фронта горения.

В мировой практике все большее признание получает *метод влажного горения*. Сущность метода заключается в том, что закачиваемая наряду с воздухом в определенных количествах вода испаряется в окрестности фронта горения, переносит генерируемое тепло в область впереди него, в результате чего в этой области развиваются обширные зоны прогрева, выраженные в основном зонами насыщенного пара и сконденсированной горячей воды (рис. 7.5). Процесс внутрипластового парогенерирования – одна из важнейших особенностей процесса влажного горения, определяющая механизм вытеснения нефти из пластов.

Температурная обстановка в пласте при влажном горении схематично изображена на рис. 7.5.

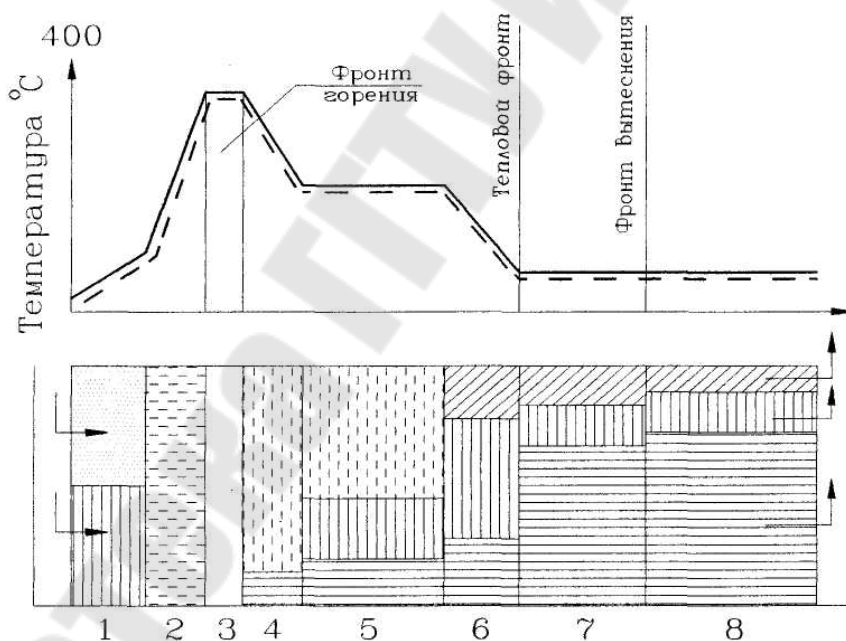


Рис. 7.5. Схема процесса влажного горения:

- 1 – зона фильтрации закачиваемой воды и воздуха;
- 2, 4 – зоны перегретого пара; 3 – зона фронта горения;
- 5 – зона насыщенного пара; 6 – зона вытеснения нефти горячей водой; 7 – зона вытеснения нефти водой при пластовой температуре; 8 – зона фильтрации нефти при начальных условиях;

– воздух;
 – вода;
 – смесь пара и воздуха;
 – нефть;
 – смесь пара и газов горения;
 – газы горения

Наиболее высокой температурой характеризуется фронт горения – здесь она достигает 370 °С и выше. Передача тепла в область впереди фронта горения осуществляется путем конвективного переноса потоками испарившейся нагнетаемой воды и продуктами горения, а также путем теплопроводности. В результате впереди фронта горения образуется несколько температурных зон. Непосредственно к фронту горения примыкает зона перегретого пара, в пределах которой температура падает от температуры фронта горения до температуры конденсации (испарения) пара. Размеры этой зоны относительно невелики. Основная доля тепла, перебрасываемого в область впереди фронта горения, концентрируется в зоне насыщенного пара – зоне парового плато, где потери тепла в окружающие породы сопровождаются конденсацией пара, а не падением его температуры, а также в переходной температурной зоне – зоне горячей воды, образующейся в результате полной конденсации насыщенного пара.

Впереди переходной зоны располагается область, неохваченная тепловым воздействием и характеризующаяся начальными температурными условиями.

Величина области прогрева пласта впереди фронта горения определяется темпом генерации тепла на фронте горения (темпом нагнетания воздуха) и водовоздушным фактором. С увеличением последнего размер области прогрева пласта увеличивается. Если процесс влажного горения осуществляется при максимально возможном значении водовоздушного фактора или близком к нему, то практически все накопленное в пласте тепло будет располагаться в области впереди фронта горения, а размеры этой области будут максимальны.

Картина температурного поля при влажном горении обуславливается в основном генерированием пара на фронте горения и нагреванием этим паром области пласта впереди фронта горения. Не случайно поэтому при влажном горении температурная обстановка впереди фронта горения во многом аналогична нагнетанию в пласт пара (рис. 7.6).

В процессе влажного горения реализуются те же механизмы вытеснения нефти, что и при нагнетании в пласт пара, а именно механизм вытеснения нефти паром и горячей водой, механизм смешивающегося вытеснения испарившимися в зоне пара легкими фракциями нефти. Кроме того, поскольку для реализации внутривластного горения в пласт нагнетаются воздух и вода, проявляется также и механизм вытеснения нефти водогазовыми смесями. В процессе

горения образуется значительное количество углекислого газа, что создает условия для проявления механизма вытеснения нефти углекислым газом. Этот механизм может существенно усилиться в случае осуществления процесса внутрипластового горения в коллекторах карбонатного типа в связи с появлением дополнительных количеств углекислого газа вследствие термического и химического разложения карбонатов. Углекислый газ вместе с нефтью может образовывать пену, которая оказывает положительное влияние на процесс вытеснения нефти. В процессе горения образуются также ПАВ, альдегиды, кетоны, спирты, что может вызвать проявление механизма вытеснения нефти эмульсиями.

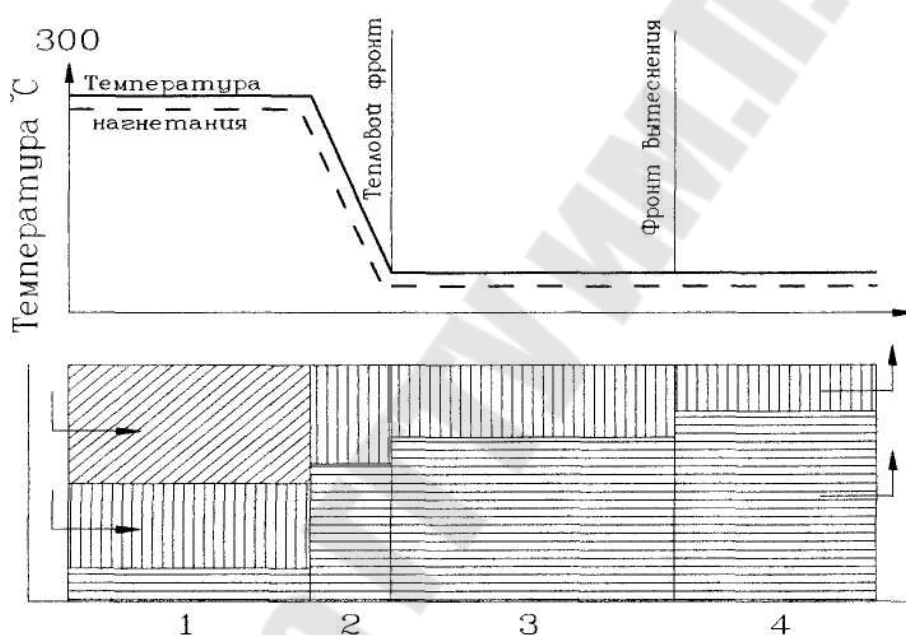


Рис. 7.6. Схема вытеснения нефти паром:

1 – зона насыщенного пара; 2 – зона вытеснение нефти горячей водой; 3 – зона вытеснения нефти водой при пластовой температуре; 4 – зона фильтрации нефти при начальных условиях;

▨ – пар; ▤ – вода; ▧ – нефть

Метод влажного горения возможно осуществить на объектах со значительным изменением геолого-физических условий. Возможна разработка месторождений нефти средней и малой вязкости, в том числе после заводнения.

К основным недостаткам методов вытеснения нефти с применением внутрипластового горения относятся:

– необходимость использования мер по охране окружающей среды и утилизации продуктов горения;

- осуществление мер по предотвращению коррозии оборудования;
- возможность проявления гравитационных эффектов и снижение вследствие этого охвата пласта тепловым воздействием.

Сущность термогазохимического воздействия (ТГХВ) заключается в том, что в скважину на кабеле спускают устройство с порохowymi зарядами типа АДС – аккумуляторы давления скважин – и производят «медленный взрыв» против продуктивного пласта. В зависимости от скорости горения порохового заряда образуется определенное количество газа на 1 кг пороха и выделяется тепло. В скважине могут развиваться давления 30–100 МПа и более, при которых раскрываются трещины или создаются новые трещины в пласте. Когда сжигают пороховой заряд, наблюдается импульсный характер выделения тепловой энергии. Перенос тепла совмещается с интенсивным движением нагретых жидкостей и газообразных продуктов горения по порам и трещинам вглубь продуктивного пласта, которые и расплавляют отложения парафина и асфальто-смолистых веществ. Пороховые газы в основном состоят из хлористого водорода и углекислого газа. Проникая в поры и трещины пласта, хлористый водород, соединяясь с пластовой водой, образует раствор соляной кислоты 5%-ной концентрации, которая, взаимодействуя с карбонатными породами и солями железа, увеличивает пористость, расширяет трещины. Углекислый газ, образующийся при реакции раствора соляной кислоты и содержащихся в составе пороховых газов, растворяется в нефти, снижая ее вязкость и поверхностное натяжение на границе с водой.

Обработку скважин этим методом обычно совмещают с проведением подземного или капитального ремонта.

Огневой прогрев с помощью специальной горелки (открытым огнем) проводят на месторождениях с парафинистыми высокосмолистыми нефтями, в которых наблюдается снижение пластового давления и резкое уменьшение коэффициента проницаемости. Установка для тепловых обработок состоит из компрессора для подачи воздуха, дозировочного насоса для подачи дизельного топлива, однолифтового забойного нагревателя, состоящего из камеры сгорания, форкамеры и запального устройства.

Контроль за процессом горения в нагревателе осуществляется по процентному содержанию CO_2 и O_2 в дымовых газах, отбираемых из затрубного пространства. В зависимости от уровня жидкости в скважине продолжительность обработки составляет 15–30 ч.

Термокислотная обработка скважин. Во многих случаях взаимодействию кислоты с породой мешают имеющиеся на забое скважины отложения в виде парафина, смол и асфальтенов. Если забой скважины предварительно прогреть, то парафин и смолы расплавляются, и кислотная обработка проходит более эффективно. Для этих целей скважину предварительно промывают горячей нефтью или вместо обычной обработки применяют *термокислотную*. Сущность термокислотной обработки заключается в том, что в скважину вводят вещество, которое при соприкосновении с соляной кислотой вступает с ней в химическую реакцию. В результате выделяется большое количество тепла.

Наиболее активным веществом, выделяющим большое количество тепла, является металлический магний. Магний применяют в чистом виде или в виде его сплавов с другими металлами, например с алюминием. Такие сплавы называют *электронами*. Однако эффективность электронов значительно ниже, чем чистого магния.

Наиболее часто применяют магний в виде прутков диаметром 2–4 см и длиной до 60 см, а в некоторых случаях – в виде стружки. Между соляной кислотой и магнием происходит следующая экзотермическая реакция с выделением теплоты:



Термокислотную обработку скважин в настоящее время проводят с применением пруткового или гранулированного магния по двум технологическим процессам:

- проведение реакции магния с кислотным раствором против продуктивного пласта в специальном термореакторе;
- проведение реакции магния с кислотным раствором в трещинах призабойной зоны пласта.

Тема 8. ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАЗРЫВ ПЛАСТА

Впервые в нефтяной практике гидравлический разрыв был произведен в 1947 г. в США. Технология и теоретические представления о процессе гидравлического разрыва пласта (ГРП) были описаны в работе Ж. Кларка в 1948 г., после чего эта технология быстро приобрела широкое распространение. В конце 1955 г. в США было проведено более 100000 ГРП. По мере совершенствования теоретических знаний о процессе и улучшения технических характеристик оборудования, жидкостей разрыва и расклинивающих материалов успешность

операций достигла 90 %. К 1968 г. в мире было произведено более миллиона операций.

В отечественной нефтедобыче ГРП начали применять с 1952 г. Общее число ГРП в СССР в период с 1958 по 1962 г. превышало 1500 операций в год, и они имели высокие технико-экономические показатели. К этому времени относятся теоретические и промыслово-экспериментальные исследования по изучению механизма гидроразрыва и его влияния на дебит скважин. В последующий период число проводимых операций по ГРП снизилось и стабилизировалось на уровне около 100 операций в год. Основные центры по проведению ГРП были сосредоточены на месторождениях Краснодарского края, Волго-Уральского региона, Татарии (Ромашкинское и Туймазинское месторождения), Туркмении и др.

Гидроразрыв производился в основном для освоения нагнетательных скважин в период внедрения внутриконтурного заводнения. Когда промыслы были оснащены более мощной техникой для закачки воды, необходимость в проведении ГРП отпала, а после ввода в разработку высокодебитных месторождений Западной Сибири интерес к гидроразрыву в отрасли практически исчез. Возрождение отечественного ГРП началось в конце 80-х годов в связи с существенным изменением структуры запасов нефти и газа.

В нефтедобыче России большое внимание уделяют перспективам применения метода ГРП, что обусловлено тенденцией роста в структуре запасов нефти, доли запасов в низкопроницаемых коллекторах. Более 40 % извлекаемых запасов отрасли находится в коллекторах с проницаемостью менее $5-10^{-2}$ мкм², из них около 80 % в Западной Сибири. Рост таких запасов нефти с каждым годом будет расти. Эффективная разработка таких малопродуктивных залежей нефти может быть осуществлена двумя путями:

- 1) уплотнением сетки скважин, что вызовет увеличение капитальных вложений и рост себестоимости нефти;
- 2) повышением дебита каждой скважины, т. е. интенсификацией использования как запасов нефти, так и самих скважин.

Мировой опыт нефтедобычи показывает, что одним из эффективных методов интенсификации разработки низкопроницаемых коллекторов является метод ГРП. Высокопроводящие трещины гидроразрыва позволяют увеличить продуктивность скважин в 2–3 раза. Применение ГРП как элемента системы разработки способствует созданию гидродинамической системы скважин с трещинами гидрораз-

рыва, что дает увеличение темпа отбора извлекаемых запасов, повышение нефтеотдачи за счет вовлечения в активную разработку слабодренируемых зон и пропластков и увеличению охвата заводнением.

8.1. Общие сведения о гидравлическом разрыве пласта

В настоящее время в разработку вовлекаются трудноизвлекаемые запасы нефти, приуроченные к низкопроницаемым, слабодренируемым, неоднородным и расчлененным коллекторам. Одним из методов повышения продуктивности скважин, вскрывающих такие пласты, и увеличения темпов отбора нефти является ГРП.

Гидравлический разрыв может быть определен как механический метод воздействия на продуктивный пласт, когда порода разрывается по плоскостям минимальной прочности в результате воздействия на пласт давления, превышающего пластовое давление. Флюиды, посредством которых с поверхности на забой скважины передается энергия, необходимая для разрыва, называются *жидкостями разрыва*. После разрыва под воздействием давления жидкости, трещина увеличивается, возникает ее связь с системой естественных трещин, не вскрытых скважиной, с зонами повышенной проницаемости. Таким образом расширяется область пласта, дренируемая скважиной.

Для предупреждения смыкания образовавшихся в пласте трещин и сохранения их в раскрытом состоянии после снижения давления ниже давления разрыва в образовавшиеся трещины нагнетают вместе с жидкостью *расклинивающий материал – проппант*. Он может быть представлен отсортированным крупнозернистым кварцевым песком, керамическими шариками и др. Назначение этого материала – удержать созданную трещину в раскрытом состоянии после сброса давления жидкости. Так создается новый, просторный канал притока, который объединяет существующие природные трещины и создает дополнительную площадь дренирования скважины.

В результате ГРП кратно повышается дебит добывающих или приемистость нагнетательных скважин за счет снижения гидравлических сопротивлений в призабойной зоне и увеличения фильтрационной поверхности скважин. Может быть увеличен коэффициент нефтеотдачи за счет приобщения к выработке слабодренируемых зон и пропластков.

Метод ГРП может иметь различные технологические решения, обусловленные особенностями конкретного объекта обработки и по-

ставленной целью. Технологии ГРП различаются по объемам закачки технологических жидкостей и пропантов и соответственно по размерам создаваемых трещин. Рассмотрим основные виды ГРП.

Наиболее широкое распространение получил *локальный гидроразрыв* как эффективный способ воздействия на призабойную зону скважин. В этом случае достаточным бывает создание трещин длиной 10–20 м с закачкой десятков кубических метров жидкости и единиц тонн пропанта. В этом случае дебит скважин увеличивается в 2–3 раза.

В последние годы интенсивно развиваются технологии создания высокопроводящих трещин относительно небольшой протяженности в средне- и высокопроницаемых пластах, что позволяет снизить сопротивление призабойной зоны и увеличить эффективный радиус скважины.

Проведение *гидроразрыва с образованием протяженных трещин* приводит к увеличению не только проницаемости призабойной зоны, но и охвата пласта воздействием. В разработку вовлекаются дополнительные запасы нефти, повышается нефтеизвлечение в целом, возможно также снижение текущей обводненности добываемой продукции. Оптимальная длина закрепленной трещины, когда проницаемость пласта равна 0,01–0,05 мкм², обычно составляет 40–60 м, а объем закачки – от десятков до сотен кубических метров жидкости и от единиц до десятков тонн пропанта.

Применяется также *селективный гидроразрыв*, который позволяет вовлечь в разработку и повысить продуктивность низкопроницаемых слоев.

Для вовлечения в промышленную разработку газовых коллекторов со сверхнизкой проницаемостью (менее 10–4 мкм²) в США, Канаде и странах Западной Европы успешно применяют технологию *маскированного ГРП*. В результате создаются трещины протяженностью 1000 м и более с закачкой до тысяч кубических метров жидкости и от сотен до тысяч тонн пропанта.

8.2. Опыт применения гидроразрывов

Технология применения ГРП в первую очередь основана на знании механизма возникновения и распространения трещин, что позволяет прогнозировать геометрию трещины и оптимизировать ее параметры. Первые достаточно простые модели, определяющие связь между давлением жидкости разрыва, пластической деформацией породы и в результате получающейся длиной и раскрытием трещины,

отвечали потребностям практики до тех пор, пока операции ГРП не требовали вложения больших средств. Внедрение глубокопроникающего и массивированного ГРП с большим расходом жидкостей разрыва и проппанта привело к необходимости создания более совершенных двух- и трехмерных моделей трещинообразования, которые позволяют более достоверно прогнозировать результаты обработки.

Другим важнейшим фактором успешности процедуры ГРП является качество жидкости разрыва и проппанта. Главное назначение жидкости разрыва – передача с поверхности на забой скважины энергии, необходимой для раскрытия трещин, и транспортировка проппанта вдоль всей трещины. Основными характеристиками системы *жидкость разрыва – проппант* являются:

- реологические свойства «чистой» жидкости и жидкости, содержащей проппант;

- инфильтрационные свойства жидкости, определяющие ее утечки в пласт в ходе гидроразрыва и при переносе проппанта вдоль трещины;

- способность жидкости обеспечить перенос проппанта к концам трещины во взвешенном состоянии без его преждевременного осаждения;

- возможность легкого и быстрого выноса жидкости разрыва для обеспечения минимального загрязнения упаковки проппанта и окружающего пласта;

- совместимость жидкости разрыва с различными добавками, предусмотренными технологией, возможными примесями и пластовыми жидкостями;

- физические свойства проппанта.

Технологические жидкости гидроразрыва должны обладать следующими необходимыми свойствами:

- 1) достаточной динамической вязкостью для создания трещин высокой проводимости за счет их большого раскрытия и эффективного заполнения проппантом;

- 2) иметь низкие фильтрационные утечки для получения трещин необходимых размеров и минимальное использование жидкости (минимальных затратах);

- 3) обеспечивать минимальное снижение проницаемости зоны пласта, контактирующей с жидкостью разрыва;

- 4) обеспечивать низкие потери давления в трубах;

5) иметь достаточную для обрабатываемого пласта термостабильность и устойчивость структуры жидкости при сдвиге;

б) легко выноситься из пласта и трещины гидроразрыва после обработки.

Первые жидкости разрыва были приготовлены на нефтяной основе. С конца 50-х годов начали применять жидкости на водной основе, наиболее распространенные из которых гуаровая смола и гидроксипропилгуар. В США в настоящее время более 70 % всех ГРП производится с использованием этих жидкостей. Гели на нефтяной основе используются в 5 % случаев, пены со сжатым газом применяются в 25 % всех ГРП. Для повышения эффективности гидроразрыва в жидкости разрыва добавляют различные присадки, в основном это антифильтрационные агенты и агенты снижения трения.

Современные материалы, используемые для закрепления трещин в раскрытом состоянии, – проппанты, можно разделить на два вида – кварцевые пески и синтетические проппанты средней и высокой прочности. К физическим характеристикам проппантов, которые влияют на проводимость трещины, относятся следующие параметры: прочность, размер гранул и гранулометрический состав, качество (наличие примесей, растворимость в кислотах), форма гранул и прочность.

Широко используемым материалом для закрепления трещин являются пески, плотность которых составляет приблизительно $2,65 \text{ г/см}^2$. Пески обычно используются при гидроразрыве пластов, в которых напряжение сжатия не превышает 40 МПа. Среднепрочными являются керамические проппанты плотностью $2,7\text{--}3,3 \text{ г/см}^3$, которые используются при напряжении сжатия до 69 МПа. Сверхпрочные проппанты – спеченный боксит и окись циркония используются в тех случаях, когда напряжение сжатия составляет до 100 МПа, плотность этих материалов равняется $3,2\text{--}3,8 \text{ г/см}^3$. Использование сверхпрочных проппантов ограничивается их высокой стоимостью.

Кроме того, в США применяется так называемый суперпесок – кварцевый песок, зерна которого покрыты специальными смолами, повышающими прочность и препятствующими выносу частиц раскрошившегося проппанта из трещины. Плотность суперпеска составляет $2,55 \text{ г/см}^3$.

Прочность является основным критерием для подбора проппантов для конкретных пластовых условий с целью обеспечения длительной проводимости трещины на глубине залегания пласта. В глубоких скважинах минимальное напряжение – горизонтальное, поэтому образуются

преимущественно вертикальные трещины. С глубиной минимальное горизонтальное напряжение возрастает приблизительно на 19 МПа/км. Поэтому по глубине проппанты имеют следующие области применения:

- кварцевые пески – до 2500 м;
- проппанты средней прочности – до 3500 м;
- проппанты высокой прочности – свыше 3500 м.

Следующим критерием выбора проппанта является размер зерен проппанта, который определяется целым комплексом факторов. Чем крупнее гранулы, тем большей проницаемостью обладает упаковка проппанта в трещине. Однако использование проппанта крупной фракции сопряжено с дополнительными проблемами при его переносе вдоль трещины. Прочность проппанта снижается с увеличением размеров гранул.

От формы проппанта – округлости и сферичности гранул – зависят плотность его упаковки в трещине, ее фильтрационное сопротивление, а также степень разрушения гранул под действием горного давления. Плотность проппанта определяет перенос и расположение проппанта вдоль трещины. В последние годы зарубежные фирмы стали выпускать облегченные проппанты с пониженной плотностью.

В настоящее время в мире накоплен огромный опыт по проведению ГРП, который свидетельствует об особой тщательности подготовки каждой операции. Важнейший элемент подготовки – сбор и анализ первичной информации. Данные, необходимые для подготовки ГРП, можно подразделить на три группы:

1) геолого-физические свойства пласта (проницаемость, пористость, насыщенность, пластовое давление, положение газонефтяного и водонефтяного контактов, петрография пород);

2) характеристика геометрии и ориентация трещины (минимальное горизонтальное напряжение, модуль Юнга, вязкость и плотность жидкости разрыва, коэффициент Пуассона, сжимаемость породы и др.);

3) свойства жидкости разрыва и проппанта.

Основными источниками информации являются геологические, геофизические и петрофизические исследования, лабораторный анализ керн, результаты промыслового эксперимента, заключающегося в проведении микро- и минигидроразрывов.

После анализа первичной информации необходимо разработать технологию комплексного подхода к проектированию ГРП, которая базируется на учете таких факторов, как проводимость пласта, систе-

ма расстановки скважин, механика трещины, характеристики жидкости разрыва и проппанта, технологические и экономические ограничения. В целом процедура оптимизации гидроразрыва должна включать следующие этапы:

- расчет количества жидкости разрыва и проппанта, необходимых для создания трещины определенных размеров и проводимости;
- определение оптимальных параметров нагнетания с учетом характеристик проппанта и технологических операций;
- комплексный алгоритм для получения параметров геометрии и проводимости трещины с учетом продуктивности пласта и системы расстановки скважин, обеспечивающий баланс между фильтрационными характеристиками пласта и трещины, основанный на получении максимальной прибыли от обработки скважины.

С точки зрения экономической эффективности проведения ГРП, необходимо придерживаться следующих критериев, а именно обеспечить:

- оптимизацию выработки запасов месторождения;
- максимальную глубину проникновения проппанта в трещину;
- оптимизацию параметров нагнетания жидкости разрыва и проппанта;
- минимальную стоимость обработки;
- получение максимальной прибыли за счет дополнительной добычи нефти и газа.

В соответствии с рассмотренными выше критериями, необходимыми для успешного проведения ГРП, можно выделить этапы оптимизации технологии ГРП на конкретном объекте:

Этап 1. Выбор скважин для обработки с учетом существующей или проектируемой системы разработки, обеспечивающий максимальную добычу нефти и газа при минимальных затратах.

Этап 2. Определение оптимальной геометрии трещины – длины и проводимости с учетом проницаемости пласта, системы расстановки скважин, удаленности скважин от газо- или водонефтяного контакта.

Этап 3. Выбор модели распространения трещины на основе анализа механических свойств породы, распределения напряжений в пласте и предварительных экспериментов.

Этап 4. Подбор проппанта с соответствующими прочностными свойствами, расчет объема и концентрации проппанта, необходимых для получения трещины с заданными свойствами.

Этап 5. Подбор жидкости разрыва с подходящими реологическими свойствами с учетом характеристики пласта, проппанта и геометрии трещины.

Этап 6. Расчет необходимого количества жидкости разрыва и определение оптимальных параметров нагнетания с учетом характеристик жидкости и проппанта, а также технологических ограничений.

Этап 7. Расчет экономической эффективности.

8.3. Основные понятия о методе гидравлического разрыва пласта

Проведение технологий ГРП относится к механическим методам воздействия и имеет своей целью повысить продуктивность пласта путем увеличения эффективного радиуса дренирования скважины и создать канал притока в пристволенной зоне нарушенной проницаемости.

Нарушение проницаемости продуктивного пласта является важным понятием в силу того, что тип и масштаб процесса разрыва проектируется именно с целью исправления этого нарушения. Если есть возможность создать проходящую сквозь зону повреждения трещину, заполненную проппантом, и привести падение давления до нормальной величины градиента гидродинамического давления, то продуктивность скважины возрастет.

Обычно нарушение проницаемости продуктивного пласта отождествляется со «скиновым повреждением», т. е. с нарушением проницаемости призабойной зоны. Понятие скин-фактора ввели Ван-Эвердинген и Херст в 1953 г. Исследования влияния зональной неоднородности пласта по проницаемости и послеэксплуатационного притока жидкости в ствол скважины проводили В. Н. Щелкачев (1951), Ю. П. Желтов (1958) и др. Концепция скин-фактора S характеризует дополнительные потери напора в пласте, которые вызваны различными факторами (зональной неоднородностью пласта по проницаемости в призабойной зоне пласта, условиями вскрытия и вторичного вскрытия, искривлением линий тока, нарушением закона Дарси и др.). Нарушение проницаемости призабойной зоны не всегда можно определить через измерение или расчета «скина». Обычно принимают скин-фактор (коэффициент, определяющий степень нарушения коллекторских свойств пласта) равным нулю, чтобы указать, что нарушения проницаемости пласта нет, однако это фактически не означает, что повреждения нет.

Цель изучения скин-эффекта заключается в качественной и количественной оценке продуктивных характеристик добывающих скважин и приемистости нагнетательных. Если скин-эффект выражает дополнительные потери давления в очень тонкой (пленочной, бесконечно тонкой) скин-зоне на поверхности фильтрации, на стенке скважины в призабойной зоне пласта, то он может быть численно выражен со знаком «+» ($S > 0$ и $k > k_s$) или «-» ($S < 0$ и $k < k_s$). Указанные выражения характеризуют ухудшение (S «+») или улучшение (S «-») проницаемости в скин-зоне и степень ее улучшения или ухудшения. Если скин-фактор ($S = 0$), то он характеризует однородный по проницаемости пласт, т. е. отсутствие дополнительных фильтрационных потоков в ПЗС.

Для того чтобы повысить продуктивность пласта с помощью гидравлического разрыва пласта, необходимо решить следующие задачи:

- создать трещину;
- удержать трещину в раскрытом состоянии;
- удалить жидкость разрыва.

Первая задача – создание трещины – решается путем закачки жидкостей подходящего состава в пласт со скоростью, превышающей ее поглощения пластом. Давление жидкости должно возрастать, пока не будут превзойдены внутренние напряжения в породе. Таким образом, в породе образуется трещина.

Удержание трещины в раскрытом состоянии происходит следующим образом: как только развитие трещины началось, в жидкость добавляется расклинивающий материал – проппант (обычно песок), переносимый жидкостью в трещину. После завершения процесса гидроразрыва и сброса давления проппант удерживает трещину открытой и, следовательно, проницаемой для пластовых жидкостей.

Прежде чем начать добычу из скважины, следует удалить жидкость разрыва. Сложность ее удаления зависит от характера применяемой жидкости, давления в пласте и относительной проницаемости пласта по жидкости разрыва. Удаление жидкости разрыва является обязательным процессом, так как она, понижая относительную проницаемость, может создавать препятствия на пути притока жидкостей.

До начала проектирования процесса ГРП следует провести анализ его экономической целесообразности.

8.4. Создание оптимальной технологии гидравлического разрыва пласта

Гидравлическим разрывом называется процесс, когда давление жидкости воздействует непосредственно на породу пласта вплоть до ее разрушения и возникновения трещины. В результате проведения ГРП создается дополнительная площадь дренирования скважины, что способствует повышению эффективности разработки месторождения [10], [15].

Механизм гидравлического разрыва пласта, т. е. механизм образования в нем трещин, может быть представлен следующим образом. Все породы, слагающие тот или иной пласт, имеют естественные микротрещины, которые находятся в сжатом состоянии под влиянием веса вышележащей толщи пород или, как это принято называть, горного давления. Проницаемость таких трещин небольшая. Все породы обладают некоторой прочностью. Поэтому для образования в пласте новых трещин и расширения существующих необходимо снять в породах пласта напряжения, создаваемые горным давлением, и преодолеть прочность пород на разрыв.

Давление разрыва даже в пределах одного пласта непостоянно и может изменяться в широких пределах. Для осуществления ГРП необходимо преодолеть напряжения в призабойной зоне продуктивного пласта, создаваемые горным давлением и прочностью самих пород:

$$P_p = Pr + C \quad \text{или} \quad P_p = H\rho ng + C,$$

где P_p – давление разрыва, МПа; Pr – горное давление, МПа; C – давление, необходимое для преодоления сопротивления самих горных пород разрушению, МПа; H – глубина залегания продуктивного пласта, м; ρn – средняя плотность вышележащих горных пород, кг/м³; g – ускорение свободного падения, м/с².

Если принять среднюю плотность вышележащих горных пород $\rho n = 2400\text{--}2600$ кг/м³, градиент разрывного давления должен быть не меньше 0,024–0,026 МПа/м. Однако при первых же опытах ГРП наблюдалось расслоение пород пласта и при значительно меньших давлениях по сравнению с горным. Учеными это объясняется наличием в продуктивных пластах микро- и макротрещин и разгрузкой напряжений в призабойной зоне пласта в результате пластических деформаций вышележащих глин и глинистых пород при бурении и их выдавливании в ствол скважины. Величина и радиус разгрузки зависят от пластичности глин, радиуса трещин и каверн, а также глубины залегания пласта. Замечено, что с увеличением глубины залегания про-

дуктивного пласта разрывной градиент давления уменьшается, что обуславливается увеличением числа глинистых пластов и пропластков, находящихся над продуктивным пластом. Практикой подтверждено, что в большинстве случаев давление разрыва P_p на забое скважины ниже горного давления.

Для *малопроницаемых пород* давление разрыва может быть достигнуто при закачке маловязких жидкостей разрыва с ограниченными скоростями закачки. Если *породы высокопроницаемые*, требуется большая скорость нагнетания, а при ограниченной скорости нагнетания необходимо использовать жидкости повышенной вязкости. Для достижения давления разрыва в случае *особо высокой проницаемости пород пласта* следует применять еще большие скорости закачки высоковязких жидкостей.

Процесс гидравлического разрыва пласта состоит из следующих последовательно проводимых операций (рис. 8.1):

- 1) закачка в пласт жидкости разрыва для образования трещин в пласте;
- 2) закачка жидкости-песконосителя с песком, предназначенным для закрепления трещин;
- 3) закачка продавочной жидкости для продавливания песка в трещины.

Для проведения этих операций заранее устанавливают качество и объем рабочей и продавочной жидкостей, количество песка и его концентрацию в рабочей жидкости [15].

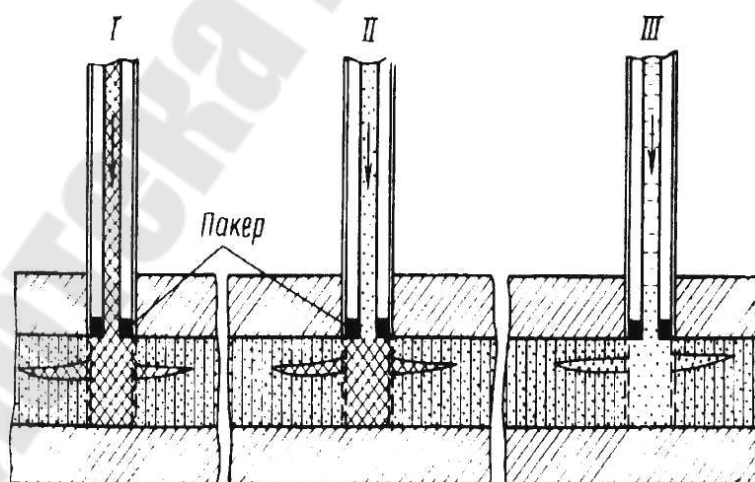


Рис. 8.1. Схема гидравлического разрыва пласта:

I – нагнетание жидкости разрыва; II – нагнетание жидкости – песконосителя; III – нагнетание продавочной жидкости:

▨ – глины; ▤ – нефтяной пласт

Обычно в качестве жидкости разрыва и жидкости-песконосителя применяют одну и ту же жидкость, поэтому их объединяют под одним названием – *жидкость разрыва*. Для гидравлического разрыва пласта применяют различные рабочие жидкости, которые по физико-химическим свойствам можно разделить на две группы: жидкости на углеводородной основе и жидкости на водной основе. Рабочие жидкости, нагнетаемые в пласт, должны обладать следующими свойствами: они не должны уменьшать ни абсолютную, ни фазовую проницаемость пород пласта, не должны содержать в своем составе посторонних механических примесей и при соединении с пластовыми жидкостями и породами давать нерастворимых осадков, не должны вызывать набухания глинистых включений пород пласта.

Поэтому, проводя ГРП на нефтяных и газовых скважинах, применяют жидкости на углеводородной основе: нефть повышенной вязкости, мазут, дизельное топливо или керосин, загущенные нафтенами.

К растворам, применяемым в нагнетательных скважинах, относятся жидкости на водной основе: водный раствор сульфит спиртовой барды, раствора соляной кислоты, вода, загущенная различными реагентами, а также загущенные растворы соляной кислоты.

Процесс разрыва в большой степени зависит от физических свойств жидкости разрыва и, в частности, от вязкости, фильтруемости и способности удерживать зерна песка во взвешенном состоянии.

При очень *низкой вязкости жидкости разрыва* для достижения разрыва требуется закачка в пласт большого объема жидкости, что связано с необходимостью использовать одновременно несколько работающих насосных агрегатов.

При *высокой вязкости жидкости разрыва* для образования трещин необходимы высокие давления. В зависимости от проницаемости пород пласта на практике применяют жидкости разрыва вязкостью 0,05–0,5 Па · с и больше.

Жидкость-песконоситель используется для транспортирования песка по НКТ до забоя с последующим его переносом по трещинам вглубь пласта. Поэтому она должна обладать высокой пескоудерживающей способностью. Для этого скорость закачки жидкости-песконосителя должна быть несколько выше скорости выпадения песка из этой жидкости.

Для переноса песка по трещинам жидкость-песконоситель должна обладать меньшей фильтрационной способностью, что также достигается за счет увеличения ее вязкости. Повышение вязкости, как

и уменьшение фильтрационной способности жидкостей, применяемых при ГРП, достигается введением в них соответствующих загустителей. Такими загустителями для углеводородных жидкостей являются соли органических кислот, высокомолекулярные и коллоидные соединения нефтей (например, нефтяной гудрон) и другие отходы нефтепереработки. Значительной вязкостью обладают нефтекислотные, солянокислотные эмульсии, которые применяют для ГРП на скважинах месторождений с карбонатными коллекторами.

Для проведения ГРП на нагнетательных скважинах широкое применение получили водные или солянокислотные растворы ССБ (сульфит-спиртовая барда) широкого диапазона вязкости от 0,05 до 0,5 Па · с и более, которые хорошо вымываются из пористой части пласта с восстановлением его проницаемости до 90 %.

Для проведения ГРП на высокотемпературных скважинах широкое применение получили воды, загущенные КМЦ-500, КМЦ-600 (карбоксиметилцеллюлоза) или ПАА (полиакриламид) 1,5–2,5 %, вязкостью от 0,04 до 0,1 Па · с, которая остается практически стабильной от устья до забоя скважины.

Продавочная жидкость должна обладать наименьшими вязкостью и плотностью, что снижает потери напора при прокачке и облегчает освоение скважины после ГРП. Обычно в нефтяных и газовых скважинах в качестве продавочной жидкости применяют нефть, а в нагнетательных – воду.

Для сохранения трещин гидроразрыва в открытом состоянии после снятия нагрузки их заполняют крупнозернистым песком, который должен обладать достаточной механической прочностью, чтобы не разрушаться в трещинах под действием массы вышележащих пород и сохранять высокую проницаемость. Этим требованиям отвечает кварцевый песок следующих фракций: 0,3–0,8 мм; 0,8–1 мм, 1–2 мм. Наиболее приемлемой фракцией является 0,3–1 мм. Цель заполнения трещин песком – предупреждение их смыкания и сохранение в открытом состоянии после снятия давления ниже величины давления разрыва.

Эффективность гидравлического разрыва пласта определяется диаметром и протяженностью созданных трещин и, следовательно, повышенной проницаемостью. Чем больше радиус распространения трещин по простиранию, тем наиболее вероятно соединение ствола скважины с более высокопроницаемыми частями пласта. Протяжен-

ность трещин ГРП зависит от давления нагнетания и объемов закачанного в трещины песка. На практике для этой цели применяют 2–20 т и более песка.

Для проведения ГРП предпочтение отдается скважинам, удовлетворяющим определенным критериям. Критерии сгруппированы в зависимости от начальной проницаемости пласта и состояния призабойной зоны. Критерии выбора скважин для проведения ГРП:

1. *Коллектора низкопроницаемые.* Здесь ГРП обеспечивает увеличение фильтрационной поверхности:

1.1. Эффективная толщина пласта не менее 5 м.

1.2. Отсутствие в продукции скважин газа и газовой шапки, а также закачиваемой или законтурной воды.

1.3. Продуктивный пласт, подвергаемый ГРП, отделен от других проницаемых пластов непроницаемыми разделами, толщиной более 8–10 м.

1.4. Удаленность скважины от ГНК и ВНК должна превышать расстояние между добывающими скважинами.

1.5. Накопленный отбор нефти из скважины не должен превышать 20 % от удельных извлекаемых запасов.

1.6. Расчлененность продуктивного интервала должна быть не более 3–5.

1.7. Скважина должна быть технически исправна, состояние эксплуатационной колонны, сцепление цементного камня с колонной и породой должно быть удовлетворительным в интервале выше и ниже фильтра на 50 м.

1.8. Проницаемость пласта должна составлять не более 30 мкм при вязкости нефти в пластовых условиях не более 50 мПа · с.

2. *Коллектора средней и низкой проницаемости.* Здесь ГРП обеспечивает интенсификацию добычи нефти за счет ликвидации повышенных фильтрационных сопротивлений в призабойной зоне:

2.1. Начальная продуктивность скважины значительно ниже продуктивности окружающих скважин.

2.2. Наличие скин-эффекта на КВД.

2.3. Обводненность продукции скважины не должна превышать 20 %;

2.4. Продуктивность скважины должна быть ниже или незначительно отличаться от проектно-базовой.

8.5. Технология и техника проведения гидроразрыва пласта

Для гидроразрыва пласта в первую очередь выбирают скважины с низкой продуктивностью, обусловленной естественной малой проницаемостью пород, или скважины, фильтрационная способность призабойной зоны которых ухудшилась при вскрытии пласта.

До разрыва пород скважину исследуют на приток и определяют ее поглотительную способность и давление поглощения. С этой целью одним агрегатом закачивают нефть до получения на устье некоторого избыточного давления, при котором скважина начинает принимать жидкость. В течение 10–20 мин замеряют расход при постоянном давлении нагнетания. После подключения второго агрегата и увеличения количества закачиваемой жидкости поднимают давление на 2–3 МПа и вновь определяют расход [15]. Процесс увеличения расхода жидкости и давления повторяют несколько раз, в конце исследования создают максимально возможное давление и вновь замеряют расход. По полученным данным строят кривую зависимости приемистости скважины от давления нагнетания. По данным о поглотительной способности скважины до и после разрыва определяют количество жидкости и давление, необходимое для проведения разрыва, а также судят о качестве проведенного разрыва и об изменениях проницаемости пластов призабойной зоны после разрыва. За давление разрыва пласта условно принимают давление, при котором коэффициент приемистости скважины увеличивается в 3–4 раза по сравнению с начальным.

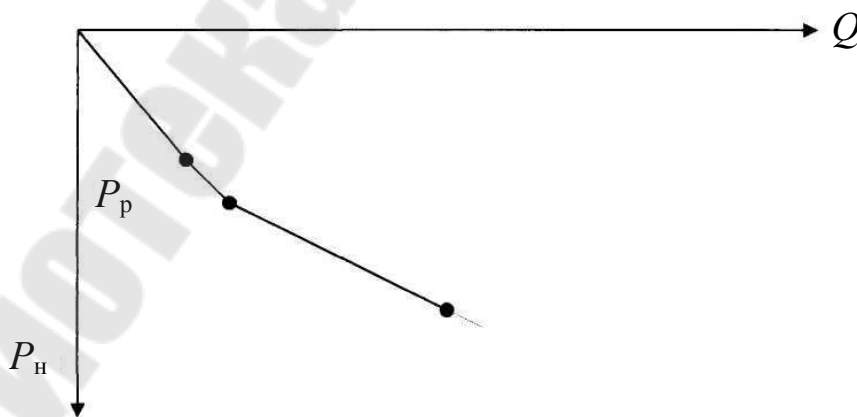


Рис. 8.2. График зависимости приемистости скважины от давления нагнетания насосных агрегатов

Перед началом работ скважину очищают дренированием и промывают, чтобы улучшить фильтрационные свойства призабойной зоны, обрабатывают соляной кислотой или глинокислотой, а также проводят дополнительную перфорацию в тех интервалах, куда больше всего проникают фильтрат и глинистый раствор.

В промытую очищенную скважину после проверки шаблоном спускают насосные трубы диаметром 73 или 102 мм, по которым жидкость разрыва доставляется на забой. Для предохранения обсадной колонны от воздействия высокого давления над интервалом перфорации устанавливается пакер, который разобщает фильтровую зону пласта от ее вышележащей части. Благодаря этому давление, создаваемое насосами, передается только на фильтровую зону и на нижнюю поверхность пакера. Чтобы пакер не сдвигался по колонне при повышенном давлении, на трубах устанавливают гидравлический якорь (рис. 8.3).

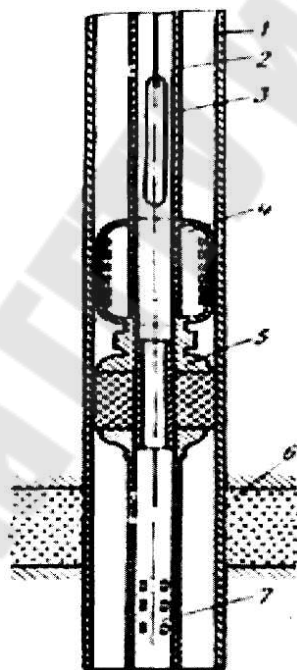


Рис. 8.3. Расположение подземного оборудования при гидравлическом разрыве пласта:

- 1 – обсадная колонна; 2 – насосно-компрессорные трубы;
- 3 – скважинные манометры; 4 – гидравлический якорь; 5 – пакер;
- 6 – продуктивный пласт; 7 – хвостовик для опоры на забой

На устье скважины устанавливают устьевую арматуру, к которой подключают агрегаты для нагнетания жидкостей. Разрыв пласта осуществляется нагнетанием в НКТ жидкости разрыва в таких объе-

мах, чтобы создать на забое давление, достаточное для разрыва пласта. Момент разрыва на поверхности отмечается резким увеличением расхода жидкости при одном и том же давлении на устье или резким уменьшением давления на устье при одном и том же расходе. О моменте разрыва можно судить по условному коэффициенту K_y :

$$K_y = \frac{Q}{P_y},$$

где Q – расход жидкости, м³/с; P_y – давление на устье, МПа.

Резкое увеличение K_y в процессе закачки жидкости разрыва сопровождается гидроразрывом пласта.

После разрыва пласта, не снижая давления, в скважину нагнетают жидкость-песконоситель. Наибольший эффект дает закачка жидкости-песконосителя при больших скоростях и высоких давлениях нагнетания, так как при этом шире открываются образовавшиеся трещины. Жидкость-песконоситель продавливают в пласт в объеме труб путем нагнетания в скважину продавочной жидкости, в качестве которой используют нефть для нефтяных скважин и воду для нагнетательных. После этого устье скважины закрывают и оставляют ее в покое до тех пор, пока давление на устье не спадет. Затем скважину промывают, очищают от песка и приступают к ее освоению.

Гидравлический разрыв проводят в пластах с различной проницаемостью в случае падения дебита или приемистости нагнетательных скважин.

Для проведения ГРП применяют три технологические схемы.

Однократный разрыв пласта, когда под давлением закачиваемой жидкости оказываются все вскрытые перфорацией пласты одновременно.

Многократный гидроразрыв пласта, когда последовательно гидроразрыву подвергаются два или более пластов или пропластков, вскрытых скважиной.

Поинтервальный (направленный) гидроразрыв пласта, когда гидроразрыву подвергается один заранее определенный пласт или пропласток, имеющий, например, заниженную продуктивность.

Практические результаты показывают, что применение технологии однократного гидроразрыва малоэффективно, особенно в скважинах, вскрывших два и более пластов. Поэтому одним из направлений повышения эффективности гидроразрыва является разработка и практическое внедрение технологических схем ГРП для многопластовых за-

лежей, когда трещины должны создаваться в заранее заданных пластах, т. е. гидроразрыв должен быть многократным и поинтервальным.

Многократный разрыв пласта можно проводить двумя способами.

Зоны продуктивной толщи разобщаются внутри скважины (пакерами или отсекателями), где осуществляется разрыв в каждой отдельной зоне.

Образованную при однократном разрыве пласта трещину закупоривают специальными веществами, после чего в скважине создают повышенное давление путем закачки жидкости разрыва.

Технология многократного разрыва пласта заключается в следующем. Сначала определяют профиль притока или закачки до разрыва пласта. Затем проводят гидроразрыв по обычной технологии. Интервал гидроразрыва отсекают пакером или временно блокирующим материалом типа нафталина, а затем операцию повторяют.

После проведения промывки скважины рекомендуется скважину испытать на приемистость при двух-трех практически установившихся режимах закачки рабочей жидкости в пределах допустимых давлений. Эта операция позволяет определить величину критического давления раскрытия трещин (P_p), выбрать необходимый объем рабочей жидкости, а также решить вопрос о необходимости проведения ГРП с пакером или без него. На основе этих исследований строят график зависимости (рис. 8.2) приемистости скважины (Q) от давления нагнетания (P_n). Если в пласте произошло раскрытие трещин, то на этой скважине можно проводить процесс ГРП без пакера. В противном случае ГРП проводят с пакером. Пакер устанавливают над интервалом перфорации для защиты обсадных труб от воздействия высоких давлений, возникающих при разрыве пласта и закачке песка в трещины. Для предупреждения осевого перемещения пакера в процессе пульсирующей закачки рабочих жидкостей поршневыми насосами над пакером устанавливают гидравлический якорь.

После спуска в скважину НКТ с пакером ее устье оборудуют специальной продавочной устьевой головкой высокого давления, к которой посредством труб высокого давления с помощью муфт подсоединяют насосное оборудование.

На рис. 8.4 показана последовательность многократного поинтервального ГРП в скважине, в которой планируется одновременная эксплуатация трех пропластков одним общим фильтром. В этом случае:

– применяют избирательную перфорацию нижнего пропластка в узком интервале, затем после установления пакера осуществляют гидроразрыв этого пропластка (рис. 8.4, а);

– применяют избирательную перфорацию среднего пропластка в узком интервале;

– засыпают песком скважину в интервале нижнего пропластка и проводят гидроразрыв среднего пропластка (рис. 8.4, б);

– применяют избирательную перфорацию верхнего пропластка в узком интервале, засыпают песком средний пропласток и проводят гидроразрыв верхнего пропластка (рис. 8.4, в).

После всех проведенных выше операций скважину промывают до забоя:

– применяют избирательную перфорацию всех интервалов с охватом полной толщины их продуктивной части (рис. 8.4, г).

Когда все операции завершены, скважину пускают в эксплуатацию.

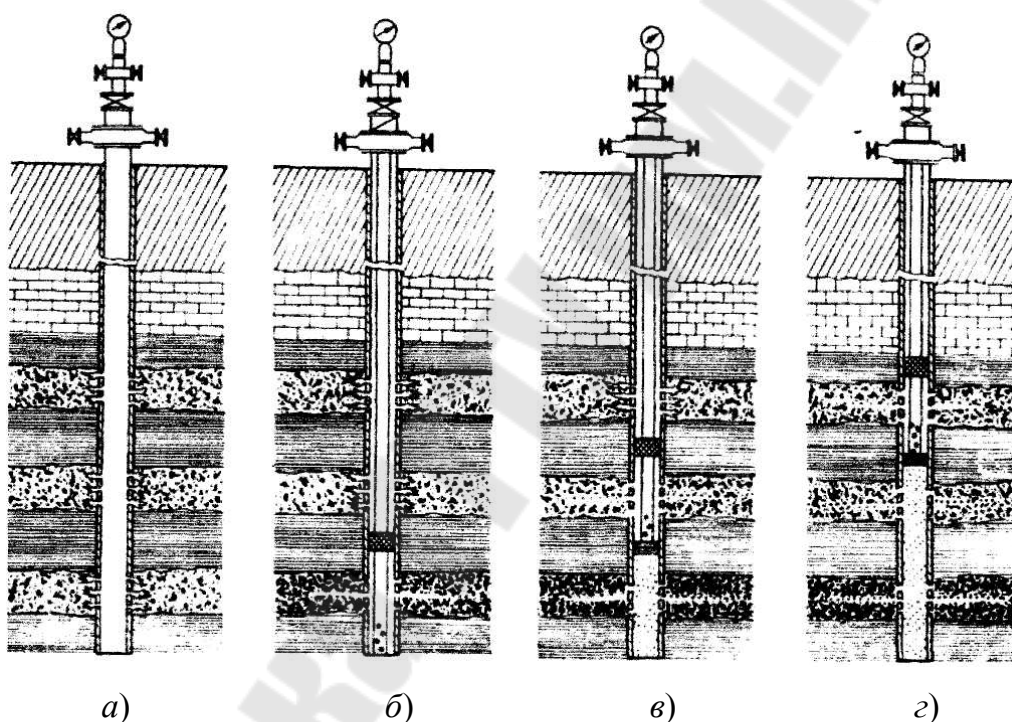


Рис. 8.4. Последовательность проведения операций гидравлического разрыва пласта с избирательной перфорацией

Процесс ГРП проводят в следующей последовательности:

1. Закрывают центральную задвижку на устьевом оборудовании и проводят опрессовку всей системы обвязки оборудования на полуторакратное ожидаемое давление.

2. Опробуют скважину на приемистость при различных скоростях насосных агрегатов, а также при их последовательном включении. Путем построения индикаторной диаграммы или сравнения коэффициентов приемистости устанавливают возможность образования трещин в пласте. Одновременно с опробованием скважины опреде-

ляют герметичность разобщения межтрубного пространства от забоя скважины с применением пакера (при работе насосных агрегатов давление в этом пространстве должно оставаться постоянным).

3. Не сбавляя темпа закачки с применением одного из насосных агрегатов с помощью пескосмесительного агрегата и жидкости-песконосителя, из емкости в скважину закачивают заданный объем песка. Песок подается в один из агрегатов высокого давления и направляется в скважину через НКТ.

4. После окончания закачки заданного объема песка в скважину, не сбавляя темпа, закачивают продавочную жидкость. Объем продавочной жидкости должен быть равен емкости НКТ. При закачке излишнего количества продавочной жидкости может произойти оттеснение песка вглубь пласта. Это приведет к тому, что после снятия давления трещины в непосредственной близости от стенки скважины снова сомкнутся и эффективность ГРП снизится до нуля. *С целью предупреждения оседания песка на забое и образования песчаной пробки нельзя сбавлять темпа или останавливать закачку песка в скважину.* Поэтому, проводя ГРП, в схеме необходимо иметь не менее одного запасного продавочного агрегата высокого давления.

5. Останавливают процесс продавки и наблюдают за снижением устьевого давления. Удаление оставшегося песка из скважины, а также восстановление циркуляции в скважине после срыва пакера необходимо проводить при достижении первоначального давления на устье скважины. Если после ГРП не происходит снижения давления, то его снимают очень плавно с тем, чтобы введенный в пласт песок вместе с оттоком жидкости при большой скорости не вышел обратно в скважину.

6. На устье устанавливают арматуру для дальнейшей эксплуатации скважины и пускают ее в работу. При пуске нагнетательной скважины под закачку нельзя повышать давление нагнетания выше максимального давления ГРП.

7. Спустя 10–15 дней пробной эксплуатации скважины проводят комплекс гидродинамических исследований скважины на приток и их данные сравнивают с данными, полученными перед проведением ГРП. Число трещин и их ориентацию определяют исследованием профилей приемистости или продуктивности скважин с применением расходомеров и дебитомеров.

Извлечение пакера из скважины рекомендуется проводить после убеждения в эффективности проведенной операции ГРП. В противном случае ГРП необходимо повторить.

8.6. Область применения гидравлического разрыва пласта и повышение его эффективности

Гидравлический разрыв пласта – один из самых распространенных и эффективных методов увеличения продуктивности нефтяных, газовых и приемистости нагнетательных скважин на месторождениях как с терригенными, так и с карбонатными коллекторами с любой их проницаемостью. Проводят ГРП для изоляции притоков пластовых вод путем установки водонепроницаемых экранов, ликвидации пробкообразования и т. д. Нередко ГРП проводят и для глушения открытых газовых и нефтяных фонтанов путем закачки глинистого или цементного раствора в аварийную скважину через трещины призабойной зоны рядом пробуренной скважины. Широко применяют ГРП и в других отраслях народного хозяйства, например, при добыче каменной соли, природной серы, для нагревания воды с использованием внутреннего тепла земли, в шахтах для отвода газов и т. д.

Эффективность метода ГРП можно повысить путем достижения направленного действия высоких давлений на пласт и комплексирования с другими методами обработки скважины.

Для проведения направленного ГРП проводят уплотненную кумулятивную перфорацию в узком интервале продуктивного пласта или на этом интервале проводят кольцевую гидропескоструйную перфорацию. В результате, когда давление нагнетания повышается, трещины получатся именно на этом ослабленном интервале пласта.

Перед проведением ГРП полезно проводить кислотную обработку скважины, для увеличения размеров пор и трещин или их освобождения от закупоривающего материала.

Последние достижения в области стратегии применения перфорирования, оптимального для коллектора и заканчивания скважины, заключаются в трех основных видах заканчивания скважины: естественное (в основном эффективно глубокое перфорирование), стимулированное (гидроразрыв и кислотная обработка) и заканчивание с контролем за пескопроявлением.

Для увеличения притока скважины применяют две процедуры стимуляции: кислотную обработку и гидроразрыв (заканчивание с интенсификацией притока). Иногда две процедуры объединяются в одну, в результате повышается производительность скважины. Успех стимуляции зависит в значительной степени от того, в какой степени перфорация позволяет произвести доставку агрессивных жидко-

стей и давления для гидроразрыва в коллектор. Ввиду того что воздействие агрессивных жидкостей и давления должны углубить отверстия, фазировка выстрела, плотность и диаметр отверстия более важны, чем глубина проникновения. Часто используют перфорацию на депрессии, так как более чистые отверстия дают жидкостям более свободный доступ в коллектор. Перфорация играет ключевую роль в успехе гидроразрыва. Гидроразрыв проводят в две стадии: создание разрыва подачей давления и закачивание жидкости с расклинивающим агентом, который не позволяет трещинам закрыться и обеспечивает эксплуатацию скважины.

Технологическая эффективность применения методов увеличения нефтеотдачи характеризуется следующими критериями:

- дополнительной добычей нефти за счет повышения нефтеотдачи пласта;
- текущей дополнительной добычей нефти за счет интенсификации отбора жидкости из пласта;
- сокращением объема попутно добываемой воды.

Проведение метода ГРП позволяет решать следующие задачи:

- 1) повышение продуктивности (приемистости) скважины, с нарушенной проницаемостью ПЗС или низкой проницаемостью коллектора;
- 2) расширение интервала притока (поглощения) при многопластовом строении объекта;
- 3) интенсификация притока, изоляция притока воды, регулирование профиля приемистости.

ЛИТЕРАТУРА

1. Бурдынь, Т. А. Химия нефти, газа и пластовых вод / Т. А. Бурдынь, Ю. Б. Закс. – Москва : Недра, 1975. – 216 с.
2. Бурже, Ж. Термические методы повышения нефтеотдачи пластов / Ж. Бурже, П. Сурно, М. Комбарну ; пер. с фр. – Москва : Недра, 1989. – 422 с.
3. Вахитов, Г. Г. Использование физических полей для извлечения нефти из пластов / Г. Г. Вахитов, Э. М. Симкин. – Москва : Недра, 1985.
4. Временная инструкция по интенсификации притока нефти в пластах с терригенным коллектором: РД 39-18-99/РУП «ПО «Белоруснефть», БелНИПИнефть. – Гомель, 2000. – 45 с.
5. Горбунов, А. Т. Разработка аномальных нефтяных месторождений / А. Т. Горбунов. – Москва : Недра, 1981.
6. Изучение физических свойств пористых сред / Н. С. Гудок [и др.]. – Ленинград : Недра, 1970. – 208 с.
7. Крылов, Н. А. Проблемы нефтегазовой ресурсологии / Н. А. Крылов // Геология нефти и газа. – 1998. – № 10. – С. 37–41.
8. Кудинов, В. И. Новые технологии повышения добычи нефти / В. И. Кудинов, Б. М. Сучков. – Самара : Книж. изд-во, 1998. – 368 с.
9. Методы извлечения остаточной нефти / М. Л. Сургучев [и др.]. – Москва : Недра, 1991. – 347 с.
10. Мишин, Е. В. Гидравлический разрыв пласта / Е. В. Мишин // Нефтяное хоз-во. – 1996. – № 12. – С. 5–10.
11. Овтанатов, С. Т. Нефтеотдача при разработке нефтяных месторождений / С. Т. Овтанатов, К. А. Карапетов – Ленинград : Недра, 1970. – 336 с.
12. Поддубный, Ю. А. О классификации методов увеличения нефтеотдачи пластов / Ю. А. Поддубный, С. А. Жданов // Нефтяное хоз-во. – 2003. – № 4. – С. 19.
13. Применение полимеров в добыче нефти / Г. И. Григоращенко [и др.]. – Москва : Недра, 1978.
14. Применение углекислого газа в добыче нефти / В. Балинт [и др.]. – Москва : Недра, 1977.
15. Пуставойтенко, Н. М. Проектирование гидроразрыва пласта / Н. М. Пуставойтенко. – Москва : Недра, 1993.
16. Разработка и совершенствование технических средств, технологий и композиций химреагентов для воздействия на пласт : отчет

- и НИР – дог. 2003.71.2003 (заключ.) / РУП «ПО «Белоруснефть», БелНИПИнефть ; рук. темы Н. А. Демяненко. – Гомель, 2003. – 183 с. – № ГР 2003253; Инв. № 1694.
17. Современные методы увеличения нефтеотдачи пластов : сб. ст. – Москва : Наука, 1992. – 136 с.
 18. Сургучев, М. Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов / М. Л. Сургучев. – Москва : Недра, 1985.
 19. Сургучев, М. Л. Физико-химические микропроцессы в нефтегазовых пластах / М. Л. Сургучев, Ю.В. Желтов, Э. М. Симкин. – Москва : Недра, 1984.
 20. Бескопильный, В. Н. Учеб. пособие по курсу «Физика пласта» / В. Н. Бескопильный. – Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 1999. – 128 с.
 21. Гиматудинов, Ш. К. Физика нефтяного и газового пласта : учебник / Ш. К. Гиматудинов. – Москва : Недра, 1971. – 312 с.
 22. Хисамов, Р. С. Увеличение охвата продуктивных пластов воздействием Р. С. Хисамов, А. А. Газизов, А. Ш. Газизов. – Москва : ОАО «ВНИИОЭНГ», 2003. – 568 с.
 23. Южанинов, П. М. Взаимодействие кремнефтористоводородной кислоты с терригенными породами / П. М. Южанинов, В. П. Шалинов, В. Н. Виллисов // Нефтяное хоз-во. – 1984. – № 7. – С. 64–67.

Учебное электронное издание комбинированного распространения

Учебное издание

Махнач Татьяна Анатольевна

МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕГАЗООТДАЧИ

**Курс лекций
по одноименной дисциплине
для студентов специальности 1-51 02 02
«Разработка и эксплуатация нефтяных
и газовых месторождений»**

Электронный аналог печатного издания

Редактор *Н. Г. Мансурова*
Компьютерная верстка *Н. Б. Козловская*

Подписано в печать 30.04.08.

Формат 60x84/16. Бумага офсетная. Гарнитура «Таймс».

Ризография. Усл. печ. л. 7,90. Уч.-изд. л. 8,29.

Изд. № 135.

E-mail: ic@gstu.gomel.by

<http://www.gstu.gomel.by>

Издатель и полиграфическое исполнение:
Издательский центр учреждения образования
«Гомельский государственный технический университет
имени П. О. Сухого».

ЛИ № 02330/0131916 от 30.04.2004 г.

246746, г. Гомель, пр. Октября, 48.