

Министерство науки и высшего образования РФ
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Иркутский национальный исследовательский технический университет»

Методы интенсификации притока нефти

Методические указания
по выполнению самостоятельных работ

Издательство
Иркутского национального исследовательского технического университета
2018

УДК 622.276.6

Рекомендовано к изданию редакционно-издательским советом ИРНИТУ

Рецензент

канд. техн. наук, доцент кафедры нефтегазового дела ФГБОУ ВО «ИРНИТУ» *Н.А. Буглов*

Методы интенсификации притока нефти: метод. указания по выполнению самостоятельных работ / сост.: В.Г. Заливин. – Иркутск: Изд-во ИРНИТУ, 2018. – 81 с.

Соответствуют требованиям ФГОС ВО по направлению подготовки «Нефтегазовое дело».

Предлагается методика проведения исследований, теоретический материал, раскрывающий принцип основных работ по интенсификации притока нефти к скважине.

Предназначены для студентов 4-го курса Института недропользования ФГБОУ ВО «ИРНИТУ», изучающих дисциплину «Методы интенсификации притока нефти» в рамках подготовки бакалавров.

Учебное издание

Методы интенсификации притока нефти

Методические указания
по самостоятельной работе

Составитель:
Заливин Владимир Григорьевич

В авторской редакции

Таблица 1 - Объем дисциплины

Вид учебной работы	Трудоемкость в академических часах (Один академический час соответствует 45 минутам астрономического часа)	
	Всего	Семестр №8
Общая трудоемкость дисциплины	144	144
Аудиторные занятия, в том числе:	52	52
лекции	13	13
лабораторные работы	-	-
практические/семинарские занятия	39	39
Самостоятельная работа (в т.ч. курсовое проектирование)	56	56
Трудоемкость промежуточной аттестации	36	36
Вид промежуточной аттестации (итогового контроля по дисциплине)	Экзамен, Курсовой проект	Экзамен, Курсовой проект

Таблица 2 - Объем практических (семинарских занятий), семестр №8

№ п/п	Вид СРС	Кол-во акад. часов
1	Подготовка к практическим занятиям	39
2	Написание курсового проекта	10
3	Проработка отдельных разделов теоретического курса	7
	Итого	56
1	Подготовка к экзамену	36

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ. ПРЕДМЕТ И ЗАДАЧИ КУРСА.....	7
Раздел 1. Классификация методов повышения нефтеотдачи.....	10
1.1. Тепловые методы.....	10
1.1.1. Вытеснение нефти с применением внутрислоевого горения.....	11
1.1.2. Вытеснение нефти паром.....	12
1.1.3. Циклическое нагнетание пара.....	14
1.1.4. Технология пароциклического воздействия.....	14
1.1.5. Тепловые методы воздействия на пласт.....	14
1.2. Газовые методы.....	19
1.2.1. Использование диоксида углерода для повышения нефтеотдачи пласта.....	20
1.2.2. Механизм вытеснения.....	20
1.2.3. Способы закачки.....	21
1.2.4. Свойства диоксида углерода.....	22
1.2.5. Гидратообразование.....	22
1.2.6. Коррозия.....	23
1.2.7. Системы разработки.....	23
1.2.8. Технология CO ₂ для ПНО.....	24
1.2.9. Основные источники CO ₂	24
1.2.10. Схема получения CO ₂ из продукции газовых месторождений.....	25
1.2.11. Системы транспортировки и закачки CO ₂	26
1.3. Химические методы.....	27
1.3.1. Заводнение с ПАВ.....	27
1.3.2. Полимерное заводнение.....	33
1.3.3. Применение биополимеров для увеличения нефтеотдачи.....	35
1.3.4. Щелочное заводнение.....	38
1.3.5. Воздействие на пласт мицеллярными растворами.....	39
1.3.6. Воздействие на пласты гелеобразующих композиций химреагентов.....	40
1.3.7. Организация безопасного применения химреагентов.....	42
1.4. Гидродинамические методы.....	45
1.4.1. Разработка месторождений с использованием заводнения.....	45
1.4.2. Циклическое воздействие при заводнении пластов.....	47
1.4.3. Размещение скважин.....	48
1.4.4. Потребности в воде для заводнения нефтяных залежей.....	49
1.4.5. Контроль за заводнением.....	49
1.4.6. Методы борьбы с обводнением.....	50
1.4.7. Классификация изоляционных работ и методов изоляции.....	50
1.4.8. Нарушения обсадных колонн и цементного кольца.....	52
1.4.9. Отключение отдельных пластов.....	52
1.4.10. Ограничение притока воды в трещиноватых и трещиновато-пористых пластах.....	53

1.4.11. Регулирование профиля приемистости воды в нагнетательных скважинах	53
1.5. Группа комбинированных методов	54
1.5.1. Комбинация теплового воздействия с закачкой растворителя.....	54
1.5.2. Комбинированные технологии теплового воздействия на пласт с закачкой газа	56
1.5.3. Закачка в пласт пара с пенообразующими добавками	56
1.5.4. Комбинированные технологии теплового воздействия с внутри-пластовой генерацией химических реагентов.....	58
1.5.5. Характеристика азотсодержащих соединений, используемых в экспериментах.....	59
1.5.6. Лабораторные исследования вытеснения нефти растворами азотсодержащих.....	61
соединений	61
1.5.7. Комбинированные технологии теплового воздействия на пласт с закачкой	66
гелеобразующих составов	66
Раздел 2. Методы увеличения дебита скважины	67
2.1. Электромагнитное воздействие.....	67
2.2. Волновое воздействие на пласт.....	69
2.2.1. Импульсно-ударное и вибрационное воздействие	69
2.3. Плазменное воздействие (ПИВ).....	70
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	78

ВВЕДЕНИЕ. ПРЕДМЕТ И ЗАДАЧИ КУРСА

Одной из проблем нефтедобывающей промышленности на протяжении многих лет является увеличение объема извлекаемой нефти из продуктивных пластов и темпов разработки нефтяных залежей.

Эффективность работы добывающих и нагнетательных скважин во многом определяют характер процесса выработки нефтяных пластов. Качественная и бесперебойная эксплуатация скважин зависит от геологических и технологических факторов. Под этим понимается эксплуатация их с дебитами нефти, равными потенциальным возможностям пласта при полном охвате его процессом фильтрации. Фактические дебиты нефти обычно бывают ниже потенциальных из-за снижения абсолютной и фазовой проницаемости пород призабойной зоны под влиянием технологических факторов.

В настоящее время в разработке находится большое количество месторождений, представленных низкопроницаемыми коллекторами или коллекторами разной проницаемости. Нагнетаемая в пласт вода прорывается к добывающим скважинам по высокопроницаемым прослоям и зонам, оставляя не вытесненной нефть в малопроницаемых слоях и зонах.

В условиях прогрессирующего увеличения обводненности добываемой продукции и высокой выработки запасов все большее значение приобретают методы повышения нефтеотдачи пластов. За последние годы на месторождениях нефтяных компаний Западной Сибири было испытано более 40 технологий и их модификаций с целью воздействия на пласт и призабойную зону скважины. С каждым годом возрастает количество скважиноопераций, направленных на повышение нефтеотдачи пластов, результатом чего является увеличение дополнительно добытых объемов нефти.

Удельная технологическая эффективность методов повышения нефтеотдачи пласта в ООО «Лукойл – Западная Сибирь» (тыс. тонн на 1 скважино-обработку)

Таблица 1

Предприятие	Методы					Средняя удельная эффективность
	Гидро-разрыв пласта	Физические	Химические	Гидродинамические	ОПЗ	
ТПП «Ленгепанснефтегаз»	4.055	3.121	1.196	0.636	1.669	1.498
ТПП «Урайнефтегаз»	3.145	3.009	2.372	1.018	0.39	1.458
ТПП «Когалымнефтегаз»	18.044	10.864	3.024	1.993	0.64	3.188

ООО «Лукойл- Западная Сибирь»	7.898	6.043	2.058	1.039	0.83 1	2.1 68
--	-------	-------	-------	-------	-----------	-----------

Геологические запасы нефти известных месторождений мира достигают более 500 млрд.т., из них более 300 млрд.т. относятся к категории неизвлекаемых современными методами разработки. Дополнительное извлечение из остаточных запасов нефти 10-15% в среднем, или 30-40 млрд.т., возможно даже применяемыми в настоящее время методами увеличения нефтеотдачи пластов. Поэтому остаточные запасы нефти на разрабатываемых месторождениях представляют собой резерв для увеличения извлекаемых ресурсов и важную цель для применения методов увеличения нефтеотдачи пластов.

Для нашей страны, больше других применяющей при разработке метод заводнения нефтяных месторождений (до 72%), важное значение приобретает проблема извлечения остаточных запасов из обводненных пластов. Остаточные запасы нефти на месторождениях, находящихся на самой поздней стадии разработки (обводненность продукции выше 90%), значительны. Снизить обводненность продукции, повысить или хотя бы стабилизировать добычу на этой стадии – задача номер один для нефтедобывающей отрасли.

Методы повышения нефтеотдачи пластов представляют собой усовершенствование обычных процессов разработки, а их теория – развитие и обобщение основных представлений теории многофазной фильтрации.

- Разработку нефтяных месторождений с использованием заводнения.
- Газовые методы воздействия для повышения нефтеотдачи пластов.
- Физико-химические методы воздействия.
- Воздействие на пласт физическими полями.
- Механические методы воздействия.

Воздействие на призабойную зону скважин с целью повышения нефтеотдачи различными методами.

Все эти методы извлечения остаточных после заводнения запасов нефти могут применяться в виде различных модификаций. Они сопровождаются сложнейшими физико-химическими, газодинамическими, микробиологическими, гравитационно-сейсмическими процессами, что требуют широких всесторонних исследований методов и их промысловых испытаний, прежде чем их промышленно применять.

Извлекаемые запасы нефти и газа можно увеличить за счет расстановки скважин на залежи с учетом геологического строения пластов. Хорошие результаты получают при регулировании процесса стягивания контуров нефтеносности с целью повышения равномерности выработки различных частей залежи. Эффективность эксплуатации залежи улучшается при воздействиях на

забой скважин с целью увеличения дебита и выравнивания профиля притока флюида.

Разработка каждого нефтяного месторождения характеризуется определенными показателями. Рассмотрим общие показатели, присущие всем технологиям разработки.

Добыча нефти из месторождения в процессе его разработки

Процесс разработки нефтяного месторождения можно условно разделить на четыре стадии.

I стадия – происходит разбуривание, обустройство месторождения, ввод скважин и промысловых сооружений (ввод элементов разработки) в эксплуатацию, добыча нефти растет, что обусловлено в значительной степени скоростью освоения.

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

III стадия – характеризуется резким падением добычи нефти и значительным ростом обводненности продукции скважин (при заводнении нефтяных пластов).

IV стадия – наблюдается постепенное падение добычи нефти, высокая обводненность продукции скважин и неуклонное ее нарастание. Эту стадию называют завершающей стадией разработки.

Нужно отметить, что описанная картина изменения добычи нефти из месторождения в процессе его разработки будет происходить в том случае, когда технология разработки и система разработки остаются неизменными во времени.

В связи с развитием методов повышения нефтеотдачи пластов на третьей или четвертой стадии может быть применена новая технология извлечения нефти.

Нефтеотдача – это отношение количества извлеченной из пласта нефти к первоначальным ее запасам в пласте.

Факторы, влияющие на нефтеотдачу

На процесс разработки залежей углеводородов оказывают влияние геологические и технологические факторы.

К геологическим факторам, определяющим эффективность разработки, относятся геологическая неоднородность залежей (эффективная толщина продуктивного пласта, песчанистость, расчлененность и их изменчивость), изменчивость физико-химических характеристик пласта (пористость, проницаемость).

Технологические факторы: как система разработки (количество добывающих и нагнетательных скважин, система их расположения), темп ввода залежи в разработку, темп отбора нефти оказывают значимое влияние на коэффициент извлечения нефти.

Различают текущий и конечный коэффициент нефтеизвлечения.

Под текущим коэффициентом нефтеизвлечения понимают отношение количества извлеченной из пласта нефти на данный момент разработки пласта к начальным ее запасам.

Конечный коэффициент нефтеизвлечения – отношение количества предполагаемой добычи нефти к начальным ее запасам.

Текущую нефтеотдачу обычно представляют зависящей от различных факторов – количества закачанной в пласт воды при заводнении, отношения этого количества к объему пор пласта, отношения количества извлеченной из пласта жидкости к объему пор пласта, обводненности продукции и просто от времени. Можно говорить о нефтеотдаче не только какого-то одного пласта, объекта, месторождения, но и о средней нефтеотдаче по группе месторождений, понимая под текущей нефтеотдачей отношение количества извлеченной из пласта нефти в данный момент времени к начальным ее геологическим запасам.

Нефтеотдача зависит от множества факторов. Обычно выделяют факторы, связанные с технологией извлечения нефти из пластов в целом. Поэтому нефтеотдачу можно представить в следующем виде:

$$K_{\text{нефт.}} = K_{\text{выт.}} * K_{\text{охв.}}$$

$K_{\text{выт.}}$ – коэффициент вытеснения нефти из пласта,

$K_{\text{охв.}}$ – коэффициент охвата пласта разработкой.

Следует помнить, что для текущей нефтеотдачи коэффициент вытеснения – величина, переменная во времени.

Произведение $K_{\text{выт.}} * K_{\text{охв.}}$ справедливо для всех процессов разработки нефтяных месторождений. Впервые это представление было введено А.П.Крыловым при рассмотрении нефтеотдачи пластов при их разработке с применением заводнения. Величина $K_{\text{выт.}}$ равна отношению количества извлеченной из пласта нефти к запасам нефти, первоначально находившимся в части пласта, вовлеченной в разработку.

Величина $K_{\text{охв.}}$ равна отношению запасов нефти, вовлеченных в разработку, к общим геологическим запасам нефти в пласте.

Нефтеотдача также зависит от температуры залежи, качества вскрытия пласта, от начальной нефтегазонасыщенности пор пласта, от степени и характера механических изменений порового пространства коллекторов. Следовательно, проблема кардинального повышения нефтеотдачи пластов – комплексная, она может быть решена с учетом всех факторов, формирующих нефтеотдачу для данной конкретной залежи.

Раздел 1. Классификация методов повышения нефтеотдачи.

1.1. Тепловые методы

Высокая вязкость нефти – один из факторов, определяющих ее малую подвижность и неудовлетворительную эффективность извлечения.

Для извлечения остаточной нефти применяются методы искусственного теплового воздействия на пласт – внутрипластовое горение, вытеснение нефти паром, горячей водой и пароциклические обработки скважин, а также используют импульсно-ударное и вибрационное воздействие.

1.1.1. Вытеснение нефти с применением внутрипластового горения

Метод основан на способности углеводородов (нефти) в пласте вступать с кислородом воздуха в окислительную реакцию, которая сопровождается выделением теплоты. Отличается от горения на поверхности тем, что тепло не исчезает, а остается в пласте.

Процесс горения нефти в пласте начинается вблизи забоя нагнетательной скважины, начало горения производится при помощи забойного электронагревателя, газовой горелки, зажигательных химических смесей и т.п.

После инициирования горения непрерывное нагнетание воздуха в пласт обеспечивает как поддержание процесса внутрипластового горения, так и перемещение фронта горения по пласту.

При перемещении фронта горения в качестве топлива расходуется часть нефти, остающаяся в пласте после вытеснения ее газами горения, водяным паром, водой. Сгорают наиболее тяжелые фракции нефти (битум) или так называемый кокс. Концентрация кокса может составлять от 10-40 кг на 1м³ пласта.

В случае обычного (сухого) внутрипластового горения, т.е. процесса, когда для поддержания горения закачивается только воздух, основная доля тепла в пласте остается в области позади фронта горения. Это тепло оказывает положительное влияние на процесс последующего вытеснения нефти водой из не охваченных горением смежных частей пласта.

В последние годы стал использоваться метод влажного горения.

Процесс заключается в том, что в пласт вместе с воздухом закачивается в определенных количествах вода, которая, соприкасаясь с нагретой движущимся фронтом горения породой, испаряется. Пар переносит теплоту в область впереди фронта горения, в результате чего в этой области развиваются обширные зоны прогрева, выраженные в основном зонами насыщенного пара и сконденсированной горячей воды. Внутрипластовое парогенерирование – одна из особенностей процесса влажного горения. Объем закачки составляет на 1000м³ воздуха до 5м³ воды. Конкретные значения водовоздушного фактора определяются многими геолого – физическими и технологическими условиями. Если значения в.в. фактора меньше указанных, то переброска тепла в область впереди фронта горения уменьшается, снижается эффективность теплового воздействия на пласт и извлечения нефти. Для процесса влажного горения важно, чтобы значения в.в. отношения было оптимальным.

По мере перемещения фронта горения формируются несколько температурных зон:

1. Наиболее высокая температура достигается в зоне фронта горения – от 370 и выше.
2. Область, где происходит фильтрация воздуха и воды, температура уменьшается до температуры нагнетаемых рабочих агентов.
3. Примыкаемая к фронту горения зона перегретого и насыщенного пара.
4. Зона с начальной пластовой температурой.

При влажном горении – впереди фронта горения образуется большая зона прогрева пласта и жидкостей, размер которой достигает до 150м. Это говорит о

том, что метод в.г. может применяться на оптимальных сетках размещения скважин (16-20 га/скв) без доведения фронта горения до добывающих скважин, в результате чего сокращается расход воздуха на добычу нефти.

Недостатки метода:

1. Ограничение глубиной – (до 1500м)
2. Бурение дополнительных нагнетательных скважин дублеров для раздельной подачи воздуха и воды.
3. Неравномерное выгорание пласта изменяют его свойства, что усложняет в дальнейшем применение каких-либо методов извлечения нефти.

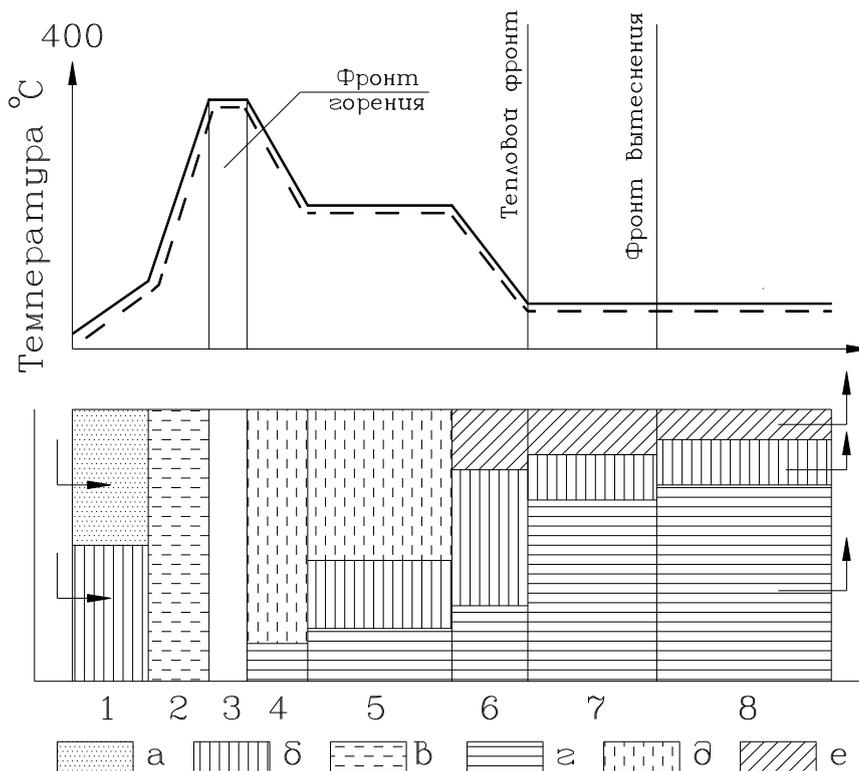


Рис.1.1. Схема процесса влажного горения

Условные обозначения: а - воздух; б - вода; в - смесь пара и воздуха; г - нефть; д - смесь пара и газов горения; е - газы горения.

Зоны: 1 - фильтрации закачиваемой воды и воздуха; 2,4 - перегретого пара; 5 - насыщенного пара; 6 - вытеснение нефти горячей водой; 7 - вытеснение нефти водой при пластовой температуре; 8 - фильтрация нефти при начальных условиях; 3 - фронт горения

1.1.2. Вытеснение нефти паром

Вытеснение нефти паром – распространенный метод увеличения нефтеотдачи пластов. Пар нагнетают с поверхности в пласт с низкой температурой и высокой вязкостью нефти через специальные паронагнетательные скважины, расположенные внутри контура нефтеносности.

В пласте образуется три зоны, различающиеся по температуре, насыщенности и характеру вытеснения:

1. Зона пара вокруг нагнетательной скважины с температурой, изменяющейся от температуры пара до температуры начала конденсации (400-200), в

которой происходит выделение из нефти легких фракций и перенос их паром по пласту, т.е. совместная фильтрация пара и легких фракций нефти.

2. Зона горячего конденсата, в которой температура изменяется от температуры начала конденсации (200) до пластовой, а горячий конденсат (вода) вытесняет легкие фракции и нефть.

3. Зона с начальной пластовой температурой, не охваченная тепловым воздействием, в которой происходит вытеснение нефти пластовой водой. При нагреве пласта происходит дистилляция (разделение) нефти, снижение вязкости, изменение фазовых проницаемостей, подвижность нефти, воды.

Продвижение по пласту зон пара и горячего конденсата сопровождается потерями, уходом теплоты из нефтяного пласта в окружающие породы.

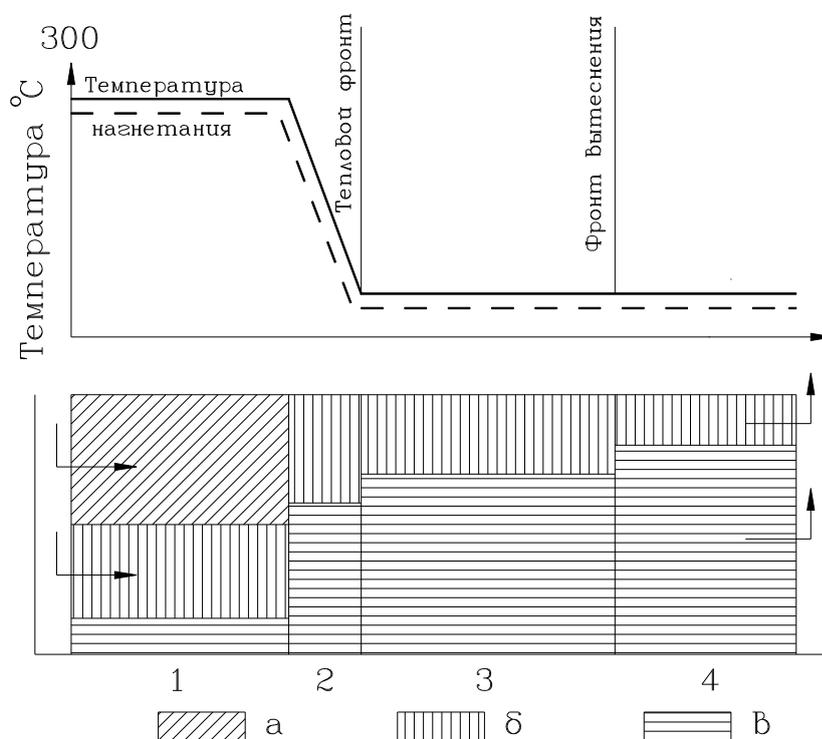


Рис.1.2. Схема вытеснения нефти паром.

Условные обозначения: а - пар; б - вода; в - нефть.

Зоны: 1 - насыщенного пара; 2 - вытеснение нефти горячей водой; 3 - вытеснение нефти водой при пластовой температуре; 4 - фильтрация нефти при начальных условиях.

При малой толщине нефтяного пласта на границе с окружающими породами всегда будет высокая температура, относительная поверхность теплообмена (по отношению к объему пласта) большая. При больших расстояниях между скважинами применение пара нецелесообразно.

При использовании метода выбирают пласты >15м с плотностью сеток 4-8 га/скв.

Метод применяют на Украине, в Краснодарском крае.

Недостатки:

1. Необходимость применения чистой высококачественной воды для парогенератора. Обработка воды химическими реагентами.
2. Вытеснение нефти паром из песчаных пластов после прогрева к добывающим скважинам сопровождается выносом песка – а из глинистых пластов – снижением проницаемости.
3. При глубине больше 1000м происходит потеря теплоты до 45%.

1.1.3.Циклическое нагнетание пара.

Циклическое нагнетание пара в пласт или пароциклические обработки добывающих скважин осуществляют периодическим нагнетанием пара в нефтяной пласт через добывающие скважины. Цель технологии – в том, чтобы прогреть пласт и нефть в призабойных зонах добывающих скважин, снизить вязкость нефти, увеличить приток нефти к скважинам. При нагнетании в пласт пар внедряется в наиболее проницаемые слои и крупные поры пласта. Во время выдержки в прогретой зоне происходит перераспределение насыщенности за счет капиллярных сил – горячий конденсат вытесняет маловязкую нефть из мелких пор и слабопроницаемых слоев (линз). В крупные поры и высокопроницаемые слои.

1.1.4.Технология пароциклического воздействия

В добывающую скважину закачивают пар объемом 30-100 т. на 1 м толщины пласта. Объем закачиваемого пара должен быть тем больше, чем больше вязкость пластовой нефти. После закачки пара скважину закрывают и выдерживают в течении одной – двух недель – период, который необходим для процесса теплообмена, капиллярного противотока, перераспределения нефти и воды в пористой среде. Затем скважину эксплуатируют в течении 8-12 недель.

Обычно бывает 5-8 циклов за три-четыре года, иногда 12-15 циклов – после проведения которых, эффект воздействия иссякает и уже не оправдывает расходов.

Преимущества: Эффект от нагнетания пара получается сразу же после прекращения закачки пара в скважину.

Недостатки: Периодическое нагревание и охлаждение обсадной колонны вызывает нарушения цементного камня, нарушение колонны в резьбовых соединениях.

В первых циклах на 1 т закачанного пара добывается до 10-15 т нефти.

В последних циклах нефти добывается в среднем 1.5 – 2.5 т.

1.1.5. Тепловые методы воздействия на пласт.

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

закачку нагретой нефти, нефтепродуктов (конденсата, керосина, дизельного топлива) или воды, обработанной ПАВ; закачку пара посредством передвижных парогенераторов; электротепловую обработку с помощью специальных самоходных установок.

Нефть или воду нагревают на устье скважины с помощью передвижных установок или электронагревателей. Для эффективного прогрева призабойной зоны пласта необходимо 15-30 м³ горячих нефтепродуктов или сырой нефти, нагретых до 90-95 °С.

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

При горячей промывке 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. При такой обработке тепловое воздействие на призабойную зону пласта весьма незначительно.

Продавливание горячей жидкости в призабойную зону пласта эффективнее, но требует извлечения скважинного подземного оборудования и спуска насосно-компрессорных труб с пакером. Иногда призабойную зону пласта обрабатывают горячей нефтью с поверхностно-активными веществами (10-12 м³ горячей нефти и 80-100 кг ПАВ). По истечении 6-7 часов после обработки скважину пускают в работу.

При использовании пластовой воды ее нагревают до 90-95 °С и добавляют ПАВ (0,5-1% объема воды). Приготовленную таким способом воду в количестве 70-80 м³ под давлением закачивают в скважину.

Одним из наиболее эффективных методов теплового воздействия на призабойную зону пласта является прогрев ее паром. Перегретый водяной пар закачивают под давлением 8-15 МПа при следующих благоприятных условиях:

- глубина продуктивного пласта не более 1200 м;
- толщина пласта, сложенного песчаниками и глинами, не менее 15 м;
- вязкость нефти в пластовых условиях выше 50 мПа*с;
- остаточная нефтенасыщенность пласта не менее 50 %;
- плотность нефти в пластовых условиях не менее 900-930 кг/м³.

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.

Затем промывают забой, спускают насосно-компрессорные трубы с термостойким пакером, который устанавливают над верхними отверстиями фильтра.

В неглубоких скважинах (до 500-600 м) паротепловую обработку часто проводят без применения пакера. Для устранения опасных удлинений колонны насосно-компрессорных труб при закачке пара в пласт применяют специальное оборудование, состоящее из колонной головки, арматуры устья и скважинного компрессора с телескопическим устройством.

Пар для теплового прогрева скважин получают от передвижных паровых установок (ППУ), парогенераторных установок (ПГУ), монтируемых на шасси автомобиля высокой проходимости. Имеются установки производительностью до 5,5 т/ч пара с рабочим давлением до 10 МПа и температурой пара до 315 °С. Также применяют мощные автоматизированные передвижные парогенераторные установки типа УПГ -9/120 с подачей пара до 9 т/ч и рабочим давлением 12 МПа. Установки укомплектованы системой КИП и автоматики. Управление работой оборудования осуществляется из кабины оператора.

Парогенераторную установку (одну или несколько) соединяют трубопроводами высокого давления с устьем скважины. Пар из парогенератора своим давлением вытесняет нефть из НКТ и поступает в пласт. После закачки пара (не менее 1000 т) устье скважины герметизируют на 2-5 суток для передачи тепла в глубь пласта. Затем извлекают НКТ, спускают насосное оборудование и скважину вводят в эксплуатацию.

Электротепловая обработка скважин осуществляется при помощи электронагревателей, спускаемых в скважину на кабеле-тросе. Скважинный электронагреватель состоит из трех основных узлов: головки, клемменной полости, трубчатых электронагревательных элементов (ТЭН). Головка соединяется болтами с гидрофланцем.

Прогрев призабойной зоны пласта обычно проводится в течении 5-7 суток, радиус повышенного температурного поля достигает при этом 1-1,2 м.

Метод применяется обычно на месторождениях с маловязкой нефтью.

Паронагнетательные установки УПГ-60/160 и УПГ-50/60 предназначены для паротеплового воздействия на пласт с целью увеличения коэффициента нефтеотдачи.

Техническая характеристика

Показатель	УПГ-60/160	УПГ-50/60
производительность на пару, т/ч	60	50
теплопроизводительность, Гкал/ч	34,4	25,4
номинальное давление пара, Мпа	16,0	6,0
установленная электрическая мощность, кВт	1528,0	1294,5
температура отработанных газов, °С	320	343
КПД установки, %	80,0	83,9
вид топлива	газ	газ, нефть

Паронагнетательная установка УПГ-50/60 состоит:

- дроссельное устройство;
- парогенератор;

- подогреватель топлива;
- дутьевой вентилятор;
- подогреватель воздуха;
- топливный насос;
- деаэратор;
- охладитель деаэрированной воды;
- электронасосный агрегат;
- сульфугольный фильтр;
- насос химочищенной воды;
- бак химочищенной воды;
- насос исходной воды;
- подогреватель исходной воды;
- фильтр химводоочистки.

Парогенераторная установка УПГ-60/160 :

- подогреватель воздуха;
- электровентилятор;
- парогенератор;
- ГРП;
- дроссельное устройство;
- деаэратор;
- охладитель деаэрированной воды;
- питательный насос;
- сульфугольный фильтр;
- деаэрационный насос;
- бак химочищенной воды;
- насос исходной воды;
- подогреватель исходной воды;
- фильтр химводоочистки.

Паронагнетательная установка ППУА-1600/100 состоит из цистерны для воды, емкости для топлива, парогенератора, питательного насоса, вентилятора высокого давления, топливного насоса, привода установки, приборов и трубопроводов.

Техническая характеристика

производительность по пару, т/ч	1,6
давление пара, Мпа	9,81
температура пара, °С	310
теплопроизводительность, Гкал/ч	0,94
масса установки без заправки водой и топливом, кг	15350
емкость цистерны, м ³	5,2

Устьевая арматура АП-65/210, АП-65/50x16У1 предназначена для герметизации устья скважин при паротепловом воздействии на пласт.

Техническая характеристика

тип арматуры	АП-65/210	АП-65/50x16У1
рабочее давление, МПа	15	16
максимальная температура, °С	320	345
условный проход, мм	65	65

Устьевая арматура АП-65/210, АП-65/50x16У1 :

- устьевой сальник;
- задвижка;
- устьевое шарнирное устройство;
- специальная труба.

Термостойкие пакеры ПВ-ЯГМ-Г-122-140, ПВ-ЯГМ-Г-140-140 предназначены для герметизации ствола скважины при нагнетании теплоносителя.

Термостойкий пакер:

- переводник;
- верхний шлипсовый узел;
- уплотнитель;
- нижний шлипсовый узел;
- гидроцилиндр;
- клапанный узел;
- фильтр.

Техническая характеристика

тип пакеров	ПВ-ЯГМ-Г-122-140	ПВ-ЯГМ-Г-140-140
диаметр обсадных труб, мм	146	146
максимальный перепад давлений, МПа	14,0	14,0
максимальная температура, °С	325	325
условный диаметр обсадных труб, мм	146	168
давление при посадке пакера, МПа	20	20
диаметр пакера, мм	122	140
длина пакера, мм	1690	2370

Газовые винтовые компрессоры Компрессорные установки, изготавливаемые на базе винтовых газовых компрессоров с подачей 10...50 м³/мин, по условиям всасывания применяются в нефтяной промышленности для сбора и внутрипромыслового транспорта нефтяного газа после конечных ступеней сепарации, включая «горячую» вакуумную сепарацию газа и затрубного газа из насосных скважин.

По назначению эти компрессоры подразделяют на две группы:

- компрессоры 5ВКГ-10/6, 7ВКГ-30/7, 7ВКГ-50/7 предназначены для сбора нефтяного газа с давлением на приеме, близкому к атмосферному и давлением нагнетания 0,6 ...0,7 МПа;

- компрессор 6ГВ-18/6-17, дожимающий газ с начального давления 0,6 до 1,7 МПа.

Техническая характеристика компрессорных установок

Показатели	Компрессорная установка			
	5ВКГ-	6ГВ-18/6-	7ВКГ-30/7	7ВКГ-50/7
Подача по условиям всасыва-	11	18	30	50
Давление газа на всасывании,	0,08	0,6	0,08...0,12	0,08...0,12
Давление нагнетания. Мпа	0.6	1.7	0.7	0.7
Температура газа на приеме,	25	15...45	5...45	5...45
Температура газомасляной смеси на нагнетании °С	80...100	100	100	100

1.2. Газовые методы.

Газовые методы основаны на определенном классе реагентов, использование которых связано с организацией крупномасштабной технологии их транспортировки и закачки.

К признакам данного класса реагентов относятся:

- низкое количество дополнительно добытой нефти, приходящейся на единицу массы 100 % реагента.

- относительно невысокая отпускная цена чистого реагента

- возможность транспортировки реагента по трубопроводам

- наличие крупнотоннажной сырьевой базы и крупных единичных источников реагента

- возможность отделения реагента от продукции добывающих скважин в условиях промысла и повторного его использования для закачки в пласт

- отсутствие отрицательного воздействия или незначительное воздействие на качество добываемой продукции

- сохранение пожаро- и взрывобезопасных и иных подобных условий в промышленных процессах

- экономичность.

Наиболее распространенный реагент данного класса – диоксид углерода. Метод повышения нефтеотдачи характеризуется большими объемами подачи реагента в пласт.

При технологии непрерывной закачки CO₂ или при создании оторочек темп подачи реагента в пласт в 1000 – 2000 раз выше, чем при закачке ПАВ или полимера. Реагент обладает – невысокая отпускная цена, т.к. является побочным продуктом основного производства или отходами производства, транспортабелен по трубопроводам, т.к. имеет низкую вязкость, широкий круг поставщиков и источников CO₂ как естественных, так и промышленных. Реагент может быть отделен от добываемой продукции и регенерирован для обратной закачки в пласт, качество добываемых углеводородов не подвергается необрати-

тому ухудшению, при использовании CO_2 в промышленных процессах не возникают новые требования по охране труда и окружающей среды.

В целом, закачка в пласт диоксида углерода, азота, природного газа, дымовых газов может проводиться с целью повышения нефтеотдачи пласта.

1.2.1.Использование диоксида углерода для повышения нефтеотдачи пласта

Использование диоксида углерода было начато в начале 50 годов в штате Нью-Йорк (США), промышленный эксперимент по закачке водного раствора CO_2 длительностью 10 лет позволил увеличить нефтеотдачу на 10 %. Опыт показывает, что при закачке CO_2 нужно учитывать неоднозначность получаемых результатов, возможность побочных эффектов (выпадение осадков в пласте, коррозия нефтепромыслового оборудования), вероятность быстрого прорыва реагента к забоям добывающих скважин, необходимость транспортировки значительного количества CO_2 на большие расстояния, специфические требования к используемому оборудованию, например, к разъемам и уплотнительным устройствам, средствам перекачки.

1.2.2.Механизм вытеснения

Углекислый газ или двуокись углерода образует жидкую фазу при температуре ниже 31°C . При температуре выше 31°C двуокись углерода находится в газообразном состоянии, при давлении меньшем 7.2 МПа из жидкого переходит в парообразное.

Образующаяся при растворении CO_2 в воде угольная кислота H_2CO_3 растворяет цемент в породе пласта и при этом повышает проницаемость. Двуокись углерода в воде способствует разрыву и отмыву пленочной нефти, покрывающей зерна породы и уменьшает возможность разрыва водной пленки.

При пластовом давлении выше давления полной смесимости пластовой нефти с CO_2 (двуокись углерода) будет вытеснять нефть как обычный растворитель (смешивающееся вытеснение).

В пласте образуются три зоны.

1. Зона первоначальной пластовой нефти
2. Переходная зона
3. Зона чистого CO_2

Если CO_2 нагнетается в заводненную залежь, то перед зоной CO_2 формируется вал нефти, вытесняющий пластовую воду.

Диоксид углерода обладает нефтевытесняющими свойствами, благодаря его способности.

1. Хорошо растворяется в нефти и в пластовой воде, и наоборот, может растворять в себе нефть и воду.

2. Уменьшает вязкость нефти, и повышает вязкость воды при растворении в них, тем самым снижая подвижность воды относительно нефти.

3. Увеличивать объем нефти при растворении в ней CO_2 и повышать эффективность вытеснения и доотмыва нефти.

4. Снижают межфазное натяжение на границе нефть-вода, улучшают смачиваемость породы водой при растворении в нефти и воде и обеспечивают таким образом, переход нефти из пленочного состояния в капельное.

5. Увеличивать проницаемость отдельных типов коллекторов в результате химического взаимодействия.

При вытеснении нефти CO_2 в зависимости от конкретных условий могут применяться различные схемы.

1. Вытеснение нефти газообразным диоксидом углерода.

При докритических температурах в мелкозалегающих нефтяных горизонтах и при ограниченных темпах закачки при условии – $P_{\text{пл}}$ (пластовое давление) меньше $P_{\text{н}}$ (давления насыщения). Этот вариант на практике маловероятен.

2. Вытеснение сжиженным CO_2

Если $T_{\text{пл}}$ меньше $T_{\text{кр}}$, $P_{\text{пл}}$ больше $P_{\text{н}}$, вытесняющий агент жидкий CO_2 – вытесняемая среда – жидкие углеводороды и пластовая вода.

3. Вытеснение со смешиванием

Схема вытеснения осуществляется при подаче в пласт как газообразного, так и жидкого диоксида углерода. Необходимое условие.

$P_{\text{пл}}$ больше $P_{\text{см}}$ (смешивания), т.е. давление, при котором происходит полное взаимное растворение вытесняемой и вытесняющей сред. Давление смешивания зависит от температуры и состава пластовой нефти, который обобщенно характеризуется молекулярной массой. Схема вытеснения делится на несколько зон по ходу фильтрации.

1. Зона вытесняемой нефти (жидкая углеводородная фаза)

2. Промежуточная зона (жидкая, газообразная либо газожидкостная фаза), которая состоит как из углеводородных компонентов, так и из CO_2 .

3. Зона полной взаимной растворимости нефти и диоксида углерода без фазовой границы раздела.

4. Зона вытесняющего агента, в которой диоксид углерода находится, как правило, в газообразном ($T_{\text{пл}}$ больше $T_{\text{кр}}$), либо в жидком состоянии ($T_{\text{пл}}$ меньше $T_{\text{кр}}$, $P_{\text{пл}}$ больше $P_{\text{н}}$). При $P_{\text{пл}}$ меньше $P_{\text{смешивания}}$ зона полной взаимной растворимости отсутствует и получается, что вытеснение происходит без смешивания.

5. Вытеснение карбонизированной водой.

Меньше зависит от давления и температуры, при этом происходит двухфазная (жидкость-жидкость) фильтрация, а CO_2 присутствует в обеих фазах, больше в воде и меньше в вытесняемой нефти, давление больше давления растворимости CO_2 в воде.

1.2.3. Способы закачки

По последовательности и характеру закачки CO_2 в пласт, выделяются.

- непрерывная закачка CO_2
- закачка оторочки CO_2 с последующим ее проталкиванием водой
- закачка оторочки CO_2 с последующим нагнетанием углеводородного или иного газа
- чередующаяся закачка CO_2 и воды.

По данным ВНИИнефти наиболее приемлема чередующаяся закачка CO_2 и H_2O . Суммарный объем закачки CO_2 составляет 30 %. Закачка 1 т диоксида углерода (CO_2) на месторождениях Венгрии и США дополнительно получают нефти до 1.6 тонны.

1.2.4. Свойства диоксида углерода

В зависимости от давления и температуры CO_2 может находиться в жидком, твердом и газообразном состояниях.

Термодинамические параметры CO_2 :

- Молекулярная масса - 44.01
- Свойства при нормальных условиях ($^{\circ}\text{C}$, 101.3 кПа)
- Удельный объем, $\text{дм}^3/\text{кг}$
- Относительная (по воздуху) плотность 1.529
- Критические свойства
- Давление, МПа -7.384
- Температура, $^{\circ}\text{C}$ – 31.04
- Удельный объем дм^3 (литр)/кг - 2.14
- Свойства в тройной точке
- Давление, МПа – 0.528
- Температура, $^{\circ}\text{C}$ - 56.6
- Удельный объем твердой фазы л/кг – 0.661
- Температура сублимации, $^{\circ}\text{C}$ -78.48

Смеси с CO_2

От источника в систему транспортировки, а затем на промысел диоксид углерода поступает вместе с примесями других газов.

При повторном использовании CO_2 , добываемого вместе с пластовой продукцией нефтяных скважин, в составе закачиваемого реагента имеется метан.

В закачиваемой среде метан может содержаться и в том случае, когда источником CO является природное месторождение.

1.2.5. Гидратообразование

Диоксид углерода при насыщении парами воды образуются кристаллогидраты.

Условия формирования гидратов в смесях, содержащих диоксид углерода, определяются при помощи уравнений.

$$K_i = y_i/x_i,$$

У – молярная доля i-го компонента в газовой фазе смеси,

X – молярная доля компонента в жидкой фазе.

Когда начинается выпадение гидратов, то справедливо уравнение.

$$\sum (y_i/k_i) = 1$$

п- число компонентов в смеси.

Выпадение гидратов в смеси происходят при давлении 1.13 МПа. Предотвратить выпадение достигается повышением температуры или снижением давления.

1.2.6.Коррозия

Диоксид углерода в газообразном состоянии классифицируется как инертное вещество, при взаимодействии с водой образуется угольная кислота –
$$\text{H}_2\text{O} + \text{CO}_2 = \text{H}_2\text{CO}_3$$

Угольная кислота с $\text{pH} = 3$ – слабая кислота, которая влияет на коррозию. Борьба с коррозией в системах с CO_2 – нанесение на поверхность контакта эпоксидных покрытий, использование оборудования, выполненного в антикоррозийном исполнении.

Борьба с коррозией в системах с CO_2 – это нанесение на поверхность контакта эпоксидных покрытий, использование оборудования, выполненного в антикоррозийном исполнении.

При реализации проектов CO_2 следует учитывать, что при растворении CO_2 в нефти и воде происходит снижение температуры. Температурный эффект растворения CO_2 может повлиять на образование асфальтено-смолисто-парафиновых отложений (АСПО) в пласте. Более существенный температурный эффект возникает при отклонениях от режима, утечках, приводящих к дросселированию среды. Температура сухого льда -78°C , образование пробок-наросов может вызвать так называемые «снарядные» эффекты при отсоединении труб. Может произойти порыв трубы.

1.2.7.Системы разработки

Система разработки должна быть внутриконтурная – однорядная, трехрядная, пятирядная, либо различные виды площадного заводнения. Размещение скважин для применения метода возможно при любой плотности сетки – до 40-50 га/скв, т.к. CO_2 не ухудшает условия дренирования пласта. При решении вопросов о плотности сетки скважин следует учитывать состояние, герметичность, условия и продолжительность эксплуатации нагнетательных скважин и принимать меры по защите от коррозии металла обсадных труб.

Недостатки метода

1. Снижение охвата пластов по сравнению с заводнением.
2. При неполной смесимости с нефтью легкие углеводороды экстрагируют, а тяжелые фракции нефти остаются в пласте.
3. Удаление источника CO_2 от месторождения до 600 км экономически не выгодно.
4. Чистый CO_2 без влаги не опасен в отношении коррозии, но при чередовании с водой становится коррозионно-активным.
5. При перекачке жидкого CO_2 проблемой является транспорт.
6. Большое поглощение пластом – потери достигают до 75 % от общего объема закачки.

1.2.8. Технология CO₂ для ПНО

Технология базируется на наличии мощного источника диоксида углерода и возможности трубопроводной доставки реагента к месту его использования. По статистическим данным минимальная производительность источника составляет 0.5 млн. м³/сут, газообразного CO₂ (1000 т/сут).

Технологический комплекс включает:

1. источник реагента
2. установку по обогащению реагента
3. установку по подготовке CO₂ к магистральному транспорту
4. хранилище углекислого газа у головных сооружений трубопровода
5. магистральный трубопровод, состоящий из перекачивающей (насосной или компрессорной) станции, промежуточных перекачивающих станций, линейной трубопроводной части, узлов приема – запуска разделителей
6. хранилище углекислого газа в месте использования CO₂
7. агрегаты высокого давления для закачки CO₂ в пласт
8. распределительные пункты
9. нагнетательные скважины CO₂, входящие в систему нагнетания воды или специально пробуренные
10. систему регенерации попутно добываемого CO₂
11. систему подачи регенерированного CO₂ в нагнетательную линию (трубопроводы, насосы или компрессоры)
12. другие системы – защита от коррозии и гидратов, загущения CO₂, контроля и управления, техники безопасности, охраны природы.

Укрупнено технологический комплекс диоксида углерода для повышения нефтеотдачи состоит из четырех систем:

1. источник
2. система магистральной транспортировки
3. промысловая система закачки
4. система повторного использования CO₂

Источники и система повторного использования CO₂

Диоксид углерода доступный и распространенный реагент, используется в химической отрасли. Содержится в качестве составного компонента в природных и искусственных смесях.

1.2.9. Основные источники CO₂

1. отработанные газы теплоэнергетических установок
2. генераторные газы
3. побочные или отходы химических заводов и комбинатов
4. природный газ
5. продукция месторождения или его смесей с другими газами
6. нефтяной газ

За рубежом получили наибольшее распространение – побочная продукция заводов по производству аммиака и водорода, природные газы, попутные газы, продукция месторождений с содержанием CO₂ более 50 %. Содержание CO₂ в дымовых газах составляет 11-13 %. Объемы сырья для получения CO₂ за-

висят от мощности тепловых энергетических установок. Газы генераторных установок содержат не более 10 % диоксид углерода. Концентрация CO_2 в продукции химических предприятий составляет 90 %. Диоксид углерода может быть в жидком или газообразном состоянии. Объемное содержание CO_2 в продукции месторождений природного газа и конденсата составляет до 5 %. Астраханское месторождение до 20 % диоксид углерода.

Основная задача при получении чистого CO_2 это удаление сероводорода, который осуществляется с помощью испытанных процессов «MDEA», «Selexol». «MDEA» основан на растворимости сероводорода в метилдиэтаноламине. «Selexol» основан на использовании растворителей типа диметил или полиэтиленгликолевый. Этот процесс рекомендуют совмещать с процессом Клауса по получению серы. Установка Клауса обеспечивается сырьем (до 95 % сероводорода), а система воздействия на пласт реагентом с содержанием CO_2 более 90 %.

1.2.10. Схема получения CO_2 из продукции газовых месторождений

Исходное сырье («кислый» природный газ) сжимается до давления несколько превышающего давление магистрального трубопровода CO_2 (10.5 МПа) и охлаждается (в аппаратах воздушного охлаждения) до 38 °С. Затем газ поступает в абсорбер, где в результате контакта с растворителем гликогелеевого типа из газа удаляется сероводород (типа «Selexol»). Продукт с содержанием сероводорода не более 0.01 % и содержанием CO_2 не менее 90 % поступает на головные сооружения трубопровода. Для 0.5 млн. м³/сут диоксид углерода составляет 3650 кВт, расход пара низкого давления – 2 т/ч, реагента растворителя 9 кг/сут. При содержании в продукции более 70 % CO_2 природное месторождение может разрабатываться как источник диоксид углерода. Потенциальные запасы месторождений CO_2 с давлением свыше 0.7 МПа составляют 900 млрд. м³ (5 регионов США – Вайоминг, Центральное Миссисипи, Северо-Восточное Нью-Мехико, Юго-Западное и Южное Колорадо), в Западной Сибири – Семи-довская залежь, где CO_2 содержится до 77 %. Газ подобных месторождений можно закачивать в нефтяной пласт без предварительной подготовки, доставка на территорию месторождения может быть осуществлена без перекачиваемых станций. Нефтяные газы можно рассматривать как вспомогательный источник закачки CO_2 , первоначальное объемное содержание диоксид углерода в нефтяном газе колеблется до 10 %. При высокой концентрации диоксид углерода в нефтяном газе разделение осуществляют при помощи растворителей.

Исходный газ, содержащий до 85 % CO_2 , насыщенный водой при 38 °С и 0.28 МПа, сжимается в компрессоре до 2.1 МПа, смешивается с концентрированным растворителем, охлаждается в абсорбере-охладителе и выпаривается в предварительном сатураторе. Испарившейся газ направляется в блочный «Селехол-абсорбер», где сырой газ контактирует с выпаренным растворителем. Объемное содержание CO_2 в газе снижается до 2 %. Диоксид углерода сжимается до необходимого давления в многоступенчатых компрессорах для закачки в пласт. Для приготовления 300 тыс. м³/сут CO_2 составляет 1530 кВт, расход пара низкого давления 10.8 т/ч, охлажденной воды 9.5 м³/мин, реагента раство-

рителя 9 кг/сут. Экономичное получение чистого диоксида углерода – завод, тепловые энергетические участки, газовое месторождение, месторождения CO₂.

Первичный источник диоксида углерода является аммиачный завод в г. Стерлингтоне, побочные газообразные отходы которого транспортируются на месторождения по магистральному трубопроводу при давлении 9.5 – 12 МПа. На первом этапе доля источника составляла 70 % или 0.3-0.4 млн. м³/сут. Нефтяной газ – извлекается 1.1-1.2 млн. м³/сут, т.е. до 80 %.

1.2.11. Системы транспортировки и закачки CO₂

Схема 1

Бескомпрессорная перекачка применяется при незначительной протяженности трубопровода. CO₂ находится в газообразном виде. Трубопровод рассчитывается таким образом, чтобы в процессе движения исключалась возможность выпадения конденсата. Давление начальное ниже упругости паров.

Схема 2

Компрессорная перекачка. Применяется в тех случаях, когда давление поступающего от источника продукта недостаточно для осуществления бескомпрессорной перекачки. При протяженном трубопроводе целесообразно строительство промежуточной компрессорной станции.

Схема 3

Компрессорная перекачка с предварительным охлаждением. CO₂ вначале сжимается в компрессорах и переводится в новое термодинамическое состояние – в область сверхкритической температуры и давления, т.е. $T_{\text{насыщения}} > T_{\text{критическая}}$, $p_{\text{нас}} > p_{\text{критическая}}$. Затем осуществляется охлаждение и конденсация транспортируемой среды в теплообменном аппарате, в результате чего CO₂ переводится в зону жидкого состояния. Аппарат воздушного охлаждения применимы в условиях, когда температура окружающего воздуха не превышает 25 °С. Использовать можно, кроме Средней Азии. Охлажденный и полностью сконденсировавшийся CO₂ подается в трубопровод. Транспорт на всем протяжении осуществляется в жидком состоянии. При транспорте CO₂ в жидком состоянии давление на всасывающей линии промежуточных насосных станций составит 5-7 МПа. От источника CO₂ поступает в жидком состоянии при $T_{\text{нас}} < T_{\text{крит.}}$, $P_{\text{жид.}} > P_{\text{нас.}}$

Схема 4

Безнасосная перекачка жидкого CO₂. Перепад давления в системе в зимнее время по сравнению с летним повышается на 1.5- 2 МПа, что увеличивает подачу CO₂ в зимнее время на 30-50 % по сравнению с летним.

Схема 5

Насосная перекачка жидкого CO₂. Эту схему целесообразно осуществлять в 2 вариантах.

1. С предварительным охлаждением
2. Без него

2. Простая схема – без охлаждения применяется в том случае, если температура поступающего от источника жидкого CO₂ достаточно низкая, давление

на приеме насоса невысокое, углекислый газ подается либо непосредственно, или после дросселирования.

Если газ имеет высокую температуру, а насосы допускают на приеме лишь небольшое давление, то следует использовать вариант с охлаждением. На практике CO_2 от источника может поступать из трубопровода в двухфазном состоянии.

Делать выбор охлаждения или нагревание следует в зависимости температуры грунта в годовом разрезе.

1.3. Химические методы.

К простым методам увеличения нефтеотдачи пластов при заводнении относятся методы, использующие агенты, улучшающие или изменяющие вытесняющие свойства воды, т.е. снимающие межфазное натяжение между водой и нефтью, уменьшающие различие в вязкостях нефти и воды. К ним относятся водорастворимые поверхностно-активные вещества (ПАВ), полимеры и щелочи.

1.3.1. Заводнение с ПАВ

Это добавление к воде, нагнетаемой в пласты, ПАВ для повышения вытесняющей способности воды.

Механизм применения ПАВ основан на действии молекулярных сил в системе «твердая фаза – нефть – водная фаза», что связано с адсорбцией и изменением межфазного натяжения. Экспериментальными исследованиями показано, что адсорбция ПАВ составляет около 1 кг/м^3 объема пор пласта. Для обеспечения полного охвата пласта закачивают реагент концентрацией 1 % с целью создания оторочки размером порядка 10 % объема пор пласта. Это означает, что закачиваемого реагента достаточно для изменения смачиваемости поверхности коллектора. Однако из-за сорбции происходит отставание фронта концентрации реагента от фронта вытеснения и фактически реагент влияет на вытеснение уже сформированной системы целикров нефти.

Эффективность водных растворов ПАВ – проведенные опыты по доотмыву остаточной нефти из заводненных пластов показали, что водные растворы неионогенных ПАВ увеличивают коэффициент вытеснения на 3%.

Адсорбция ПАВ (концентрация)

Под действием сил молекулярного притяжения ПАВ выпадают из водного раствора и оседают на твердой поверхности пористой среды.

Кварцевые песчаники и карбонаты обладают меньшей способностью адсорбировать ПАВ, чем алевролиты и полимиктовые коллекторы. В полимиктовых коллекторах и алевролитах адсорбция ПАВ в 5-6 раз выше, чем в кварцевых песчаниках. Адсорбция в нефтяных пластах выше, чем в водяных.

Технология и система разработки

Добавление к закачиваемой воде 0.05-0.1 % ПАВ при этом, не надо изменять давление, темпы и объемы нагнетания воды.

Так как эффективное действие ПАВ по вытеснению нефти сопровождается их адсорбцией, то весь подвергнутый воздействию пласт будет насыщен адсорбированными ПАВ.

При концентрации ПАВ раствором 0.1 % то требуется 5-10 объемов воды.

Система размещения скважин для применения ПАВ может быть такой же, как при обычном заводнении. Нет ограничений на сетку скважин. Закачка ПАВ нагнетается в чисто нефтяную часть пласта.

Метод вытеснения водными растворами неионогенных ПАВ испытывался на 35 участках залежей, в том числе и в Западной Сибири.

ПАВ могут быть анионоактивные, катионоактивные, неионогенные или комбинированные и могут варьировать от простых сульфатов до сложных. При проектировании заводнения ПАВ необходимо рассматривать параметры конкретного коллектора.

Технологические этапы и процессы, связанные с внедрением ПАВ

- централизованное хранение
- доставка к дозировочным установкам или к скважинам
- подготовка скважин, водоводов и другого оборудования к закачке растворов ПАВ
- исследования скважин и пластов
- смешение и подогрев реагентов на дозировочной установке, на скважине либо на других промысловых объектах
- дозировка и подача ПАВ в нагнетаемую воду
- закачка раствора ПАВ в нефтяной пласт
- контроль за процессом

Кроме того, проводятся лабораторные испытания – определение растворимости ПАВ в воде, изменение поверхностного натяжения на поверхности раздела раствор ПАВ – нефть, определение адсорбции ПАВ на поверхности породы.

Поставка реагентов осуществляется в цистернах, металлических блоках вместимостью 300 л. Хранение, прием и отпуск ПАВ производится с централизованной базы для нефтяного района.

В соответствии с предложениями института БашНИПИнефть, например, при использовании реагента ОП-10, водовод и скважина промываются (по схеме от КНС) 0,05%-ным раствором с расходом 1000—1200 м³/сут до постоянства концентрации ПАВ и взвешенных частиц в выходящем из скважины потоке. Если же ПАВ внедряется не с начала заводнения, то подготовительные работы более трудоемки, так как внутренняя поверхность водоводов и нагнетательных скважин к моменту закачки раствора ПАВ обычно бывает покрыта солями и продуктами коррозии металла, которые могут быть смыты раствором ПАВ. Чтобы предотвратить связанное с этим снижение приемистости нагнетательных скважин водоводы и скважины промывают вначале слабо концентрированным раствором соляной кислоты, а затем 0,1 %-ным раствором ПАВ.

Перед переходом на закачку с ПАВ целесообразно провести необходимые исследования на скважинах. При необходимости на скважинах с малой приемистостью следует провести необходимые ремонтные работы. Отметим, что с це-

лью оценки эффективности и регулирования процесса заводнения с ПАВ комплекс исследований намечается в течение всего времени подачи ПАВ, в частности 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.

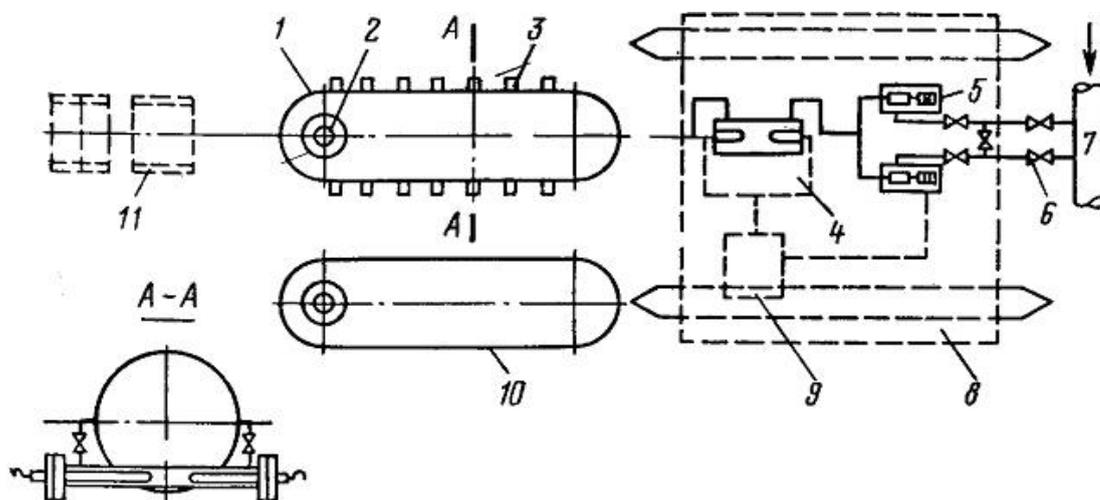


Рис. 3.1. Технологическая схема подготовки закачки слабоконцентрированного раствора ПАВ:
 1 — рабочая емкость для ПАВ; 2 — загрузочный люк; 3 — электронагреватели;
 4 — электронагреватели в блочной дозирующей установке; 5 — дозирующие насосы;
 6 — запорно-регулирующая арматура; 7 — напорный коллектор от КНС (БКНС);
 8 — основание блочной установки; 9 — станция управления;
 10 — резервная емкость; 11 — эстакада для слива ПАВ.

Основные технологические операции (смешение, дозировка, закачка) могут быть проведены в двух вариантах: применительно к методу долговременной подачи слабо концентрированного раствора ПАВ и к методу импульсной закачки растворов ПАВ высокой концентрации. Схема долговременной подачи раствора ПАВ слабой концентрации приведена на рис. 3.1. Раствор ПАВ по этой технологии закачивается непрерывно в количестве до 1—1,1 объема порового пространства нефтенасыщенной части пласта. При использовании ОП-10 и подобных ПАВ, по рекомендациям института БашНИПИнефть, первая порция закачиваемой среды (0,2% от порового объема) должна быть 0,1°/ной, в дальнейшем поддерживается 0,05%-ное содержание реагента. После закачки в пласт раствора ПАВ типа ОП-10 в количестве 0,5% порового объема рекомендуется использовать раствор смеси ПАВ неионогенного и анионного класса.

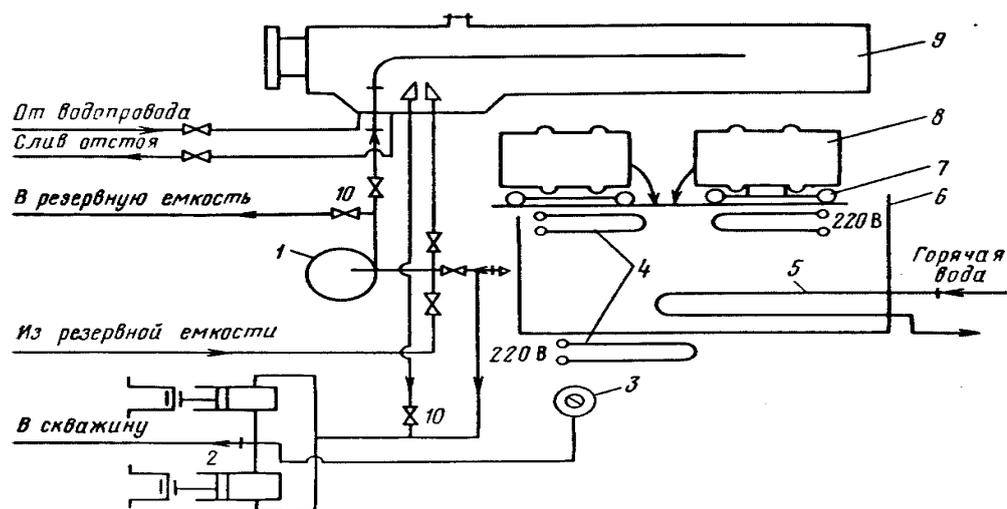


Рис. 3.2. Схема дозаторной установки БДУ-3: 1—насос; 2—дозаторный насос; 3—манометр; 4—электронагреватели; 5—змеевик; 6—бак; 7—ролики; 8—тележка; 9—бак-смеситель; 10—вентили

Основной элемент технологической схемы закачки раствора ПАВ— дозировочная установка (рис.3.2), предназначенная для разогрева, слива и приготовления водных растворов высоковязких ПАВ, поступающих на КНС, скважину или другой промышленный объект. Для разогрева реагента (рис. 3.3) металлические бочки вместе с хим. реагентом пакуются в камеру установки и нагреваются при помощи блока электронагревателей, что обеспечивает слив разжиженного реагента из предварительно открытых сливных отверстий в нижние баки. Смешение реагента с водой проводится в верхнем баке-смесителе, предварительно заполненном необходимым объемом воды и ПАВ, путем циркуляции в замкнутой цепи «насос, вентиль, смеситель, вентили, насос». Подготовленный таким образом разбавленный до 40—80% раствор ПАВ подается на прием дозирующего насоса и далее в линию закачки с подачей, обеспечивающей получение необходимой концентрации реагента в нагнетаемой в пласт воде. Дозировка может осуществляться как на прием основных насосов КНС, так и на выкид. В первом случае применяются дозировочные насосы на давление 5—6 МПа, во втором—на давление до 20 МПа и более. Описываемая дозаторная установка позволяет подавать ПАВ без предварительного разбавления, а также создавать необходимый запас раствора ПАВ в резервных емкостях. Попеременное подключение емкостей обеспечивает непрерывность процесса.

Технология закачки слабо концентрированных растворов ПАВ связана с многолетними сроками дозирования, требует специального обслуживания, что в условиях автоматического режима работы КНС не всегда удобно.

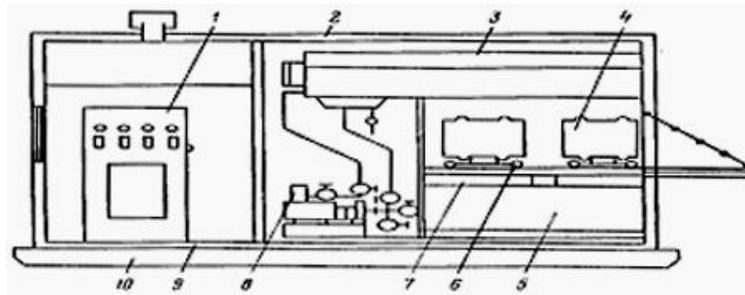


Рис. 3.3. Блочная дозировочная установка для подготовки раствора ПАВ: 1— электрошкаф; 2— корпус будки; 3— верхний бак-смеситель; 4— тележка; 5— нижние баки; 6— ролики; 7— электронагреватели; 8— центробежный насос; 9— стенка будки с термоизолирующим материалом; 10 — платформа саней

В этом отношении импульсная (разовая) закачка малообъемной оторочки большой концентрации имеет несомненные технологические преимущества, так как реализуется в течение нескольких дней. В Татарии, например, перспективной считается закачка 5%-ных растворов ПАВ типа ОП-10. Принципиально это можно осуществить при помощи тех же технических средств. Еще более концентрированные растворы можно закачивать в скважину по схеме, показанной на рис. 3.4. По данной схеме синтез и формирование концентрированного раствора ПАВ осуществляется непосредственно в полости скважины и призабойной зоне пласта. Алкилированная серная кислота закачивается в скважину из автоцистерн через приемо-раздаточную гребенку, линию высокого давления и блок манифольдов агрегатами типа 4АН-700. Пенореагент подается в скважину также при помощи агрегатов типа 4АН-700 через приемо-раздаточную гребенку, линию высокого давления и блок манифольдов, в котором происходит контакт и смешение пенореагента с алкилированной серной кислотой. Линии высокого давления оснащаются обратными клапанами, а блок манифольдов — манометром и предохранительным клапаном. Приемные и нагнетательные линии подвергаются опрессовке под давлением, превышающим рабочее давление нагнетания; линии высокого давления, блок манифольдов и обвязка устья скважины спрессовываются с использованием одной пары агрегатов 4АН-700, а приемные линии — при помощи центробежных насосов.

При опрессовке высоконапорных линий задвижка 9 и краны блока манифольдов *IBM-700* открываются, а центральная устьевая задвижка на скважине закрывается (см. рис. 3.4.). Вода при этом подается на прием агрегатов из водовода или автоцистерны. Давление опрессовки контролируется манометрами. Перед закачкой реагентов в скважину определяется приемистость скважины по воде. Для этого задвижка блока закрывается, а центральная устьевая задвижка скважины открывается; нагнетание воды агрегатом проводится, по возможности, на различных режимах. После исследования приемистости скважины переходят к основному процессу, на первом этапе которого в скважину подается только пенореагент из цистерн при помощи агрегатов. На следующем этапе в скважину закачивается расчетное количество смеси исходных реагентов, а затем снова создается буферный слой из 1—2 м³ пенореагента. Полученная таким образом трехслойная оторочка под высоким давлением проталкивается в уда-

ленную от скважины часть пласта при помощи агрегатов. Количество воды, закачиваемой под высоким давлением, находится из расчета 20 м^3 на 1 м работающей мощности пласта. На заключительной стадии скважина подключается к кустовой насосной станции системы ППД нефтяного промысла.

Перед переходом на закачку с ПАВ целесообразно провести исследования в скважине, в том числе измерение устьевых давлений, приемистости скважины, кривые восстановления давления (КВД).

Основные технологические операции (смешение, дозировка, закачка) могут быть проведены в двух вариантах – долговременная закачка ПАВ слабоконцентрированного раствора и импульсная закачка растворов ПАВ высокой концентрации.

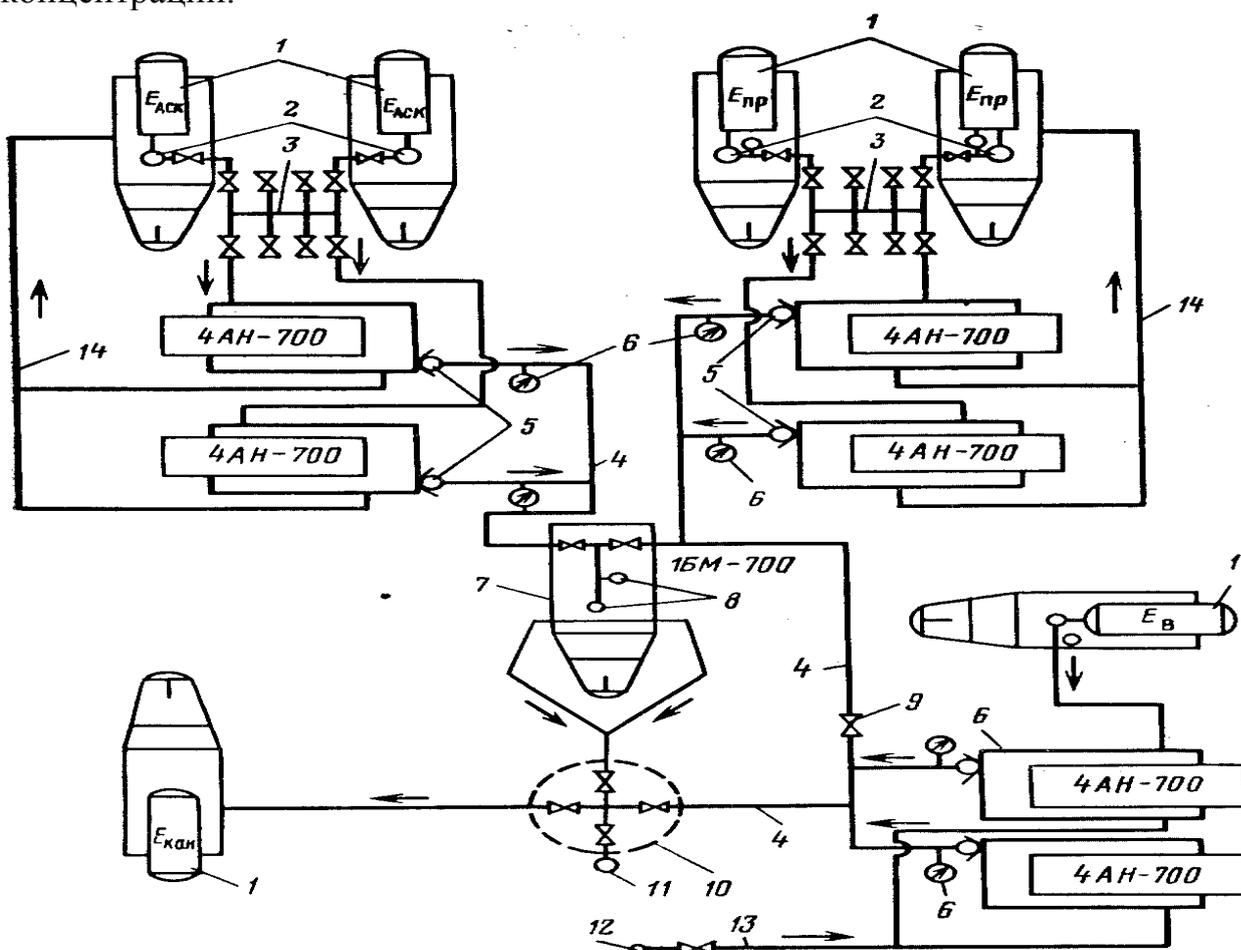


Рис. 3.4. Схема закачки концентрированного раствора ПАВ (АСС) на устье нагнетательной скважины: 1- автоцистерны; 2 - центробежные насосы; 3 — приемо-раздаточные гребенки; 4 - линии высокого давления; 5 - обратные клапаны; 6 - манометры; 7- блок манифольдов ИМ-700; 8—клапан; 9— задвижка; 10—обвязка устья; 11—скважина; 12— водовод; 13 - линия от водовода; 14- линии для прокачки агрегатов «на себя»

Раствор ПАВ закачивается непрерывно в количестве до 1- 1.1 объема порового пространства нефтенасыщенной части пласта.

При использовании ПАВ ОП-10 первая порция закачиваемого раствора должна быть 0.1 % (составляет 0.2 % от порового объема) в дальнейшем поддерживается 0.05 % содержание реагента.

Применение неионогенных водорастворимых ПАВ

1. Обработка призабойных зон нагнетательных скважин с целью повышения их приемистости
2. Нагнетание слабоконцентрированных (0.05-0.5%) и высококонцентрированных (1-5%) растворов для освоения уплотненных глинистых коллекторов, обеспечение приемистости скважин, снижения набухаемости глин и давления, повышения охвата заводнением за счет увеличения работающей толщины пласта.
3. Создание эффективных композиций из смесей продуктов и высококонцентрированных растворов.

Недостатки метода ПАВ

- большое межфазное натяжение между нефтью и раствором и высокой адсорбции химического реагента на породе
- слабая биоразлагаемость неионогенных ПАВ
- повышенная способность загрязнения окружающей среды.
- качество воды (кислород, микроорганизмы, механические примеси).

1.3.2. Полимерное заводнение

Метод повышения нефтеотдачи заключается в том, что в воде растворяется высокомолекулярный химический реагент – полимер (полиакриламид), обладающий способностью даже при малых концентрациях повышать вязкость воды, снижать ее подвижность и за счет этого повышать охват пластов заводнением.

Метод изучается с конца 50 годов, в промышленных условиях применяется с 60 годов.

Механизм процесса

Основное свойство полимеров заключается в загущении воды. При концентрации 0.1 % вязкость увеличивается до 3-4 мПа*с.

Это приводит к сокращению условий прорыва воды. Полимерные растворы наиболее применимы в неоднородных пластах. Полимерные растворы, обладая повышенной вязкостью, лучше вытесняют не только нефть, но и связанную пластовую воду из пористой среды. Поэтому они вступают во взаимодействие со скелетом пористой среды, т.е. породой и цементирующим веществом. Это вызывает адсорбцию молекул полимеров, которые выпадают из раствора на поверхность пористой среды и перекрывают каналы или ухудшают фильтрацию в них воды, а на фронте вытеснения создают вал неактивной воды. А так как полимерный раствор поступает сначала в высокопроницаемые слои, то за счет этих двух эффектов – повышения вязкости раствора и снижения проводимости среды – происходит уменьшение динамической неоднородности потоков жидкости и как следствие – повышение охвата пластов заводнением.

Адсорбция полимера пористой средой

Взаимодействие растворенного вещества с породой и пластовой водой приводит к тому, что концентрация полимера в растворе уменьшается и перед фронтом полимера образуется вал пластовой воды, а затем воды, лишенной части полимера.

Адсорбция полимера составляет в 15-30 раз меньше, чем адсорбция неионогенных ПАВ в пористой среде. Одно из основных требований к полимерам, это минимальная адсорбция на поверхности пористой среды, так как это уменьшает его потери и расход.

Основная специфика фильтрации полимерного раствора – состоит не только в повышении вязкости воды, но и в снижении ее подвижности, в повышении фактора сопротивления в пористой среде при малых скоростях фильтрации раствора, причиной которого является адсорбция полимера в пористой среде.

Деструкция (разрушение) молекул полимера

Деструкция может быть химической, термической, механической или сдвиговой и микробиологической.

Химическая – происходит вследствие взаимодействия кислорода воздуха с полимерными молекулами.

Термическая – наступает при температуре выше 130 градусов.

Механическая – наступает при высоких скоростях движения, т.е. при движении растворов полимеров по трубам, насосам и в призабойной зоне пласта.

Технология процесса

Полимерные растворы применяются в виде оторочек размером до 40-50 % от объема пор. Размер оторочки, концентрация раствора и тип полимера должны выбираться исходя из неоднородности пласта и солевого состава пластовой воды. При перемешивании полимерных растворов с пластовой соленой водой происходит разрушение структуры раствора и снижение вязкости.

Давление для нагнетания полимерных растворов выше чем при заводнении. Система размещения скважин для полимерного заводнения может оставаться такой же как при заводнении, если обеспечиваются необходимые давления нагнетания, темпы отбора нефти. Но вполне логично использование более плотных сеток скважин для полимерного заводнения, которое может быть только внутриконтурным.

Испытания полимерных растворов для увеличения нефтеотдачи проводились на нескольких месторождениях в Куйбышевской области, Башкирии, Татарии, Казахстане.

Исходя из всех проводимых работ, в качестве средней надежной удельной дополнительной добычи нефти при полимерном заводнении можно принять 200-300 т на 1т полимера.

Недостатки метода полимерного заводнения

- резко снижается продуктивность нагнетательных скважин по причине резкого роста вязкости в призабойных зонах

- не возможность использования полимеров для глубокозалегающих пластов, сложенных малопроницаемыми коллекторами и имеющих высокую температуру (более 90 градусов).

- незначительный эффект от закачки полимеров в однородный пласт, с маловязкой нефтью

- метод мало эффективен на поздней стадии разработки

- и для пластов, с большим содержанием солей

1.3.3. Применение биополимеров для увеличения нефтеотдачи

Проводившиеся с 1988 года работы по импортозамещению полимеров для Российской нефтяной промышленности увенчались успехом. Создан и прошел промысловую апробацию отечественный биополимер - Продукт БП-92.

Предлагаемая технология как раз и предназначена для воздействия на объектах с сильно выраженной неоднородностью, как по толщине, так и по простираию, со средней проницаемостью более 0,10 - 0,20 мкм и с температурами до 130° С.

Важно, чтобы закачиваемая в пласт композиция не ухудшала фильтрационных характеристик низкопроницаемой нефтенасыщенной зоны пласта. В обеспечение указанных требований, применительно к условиям месторождений Западной Сибири разработаны четыре базовых состава на основе биополимера ПРОДУКТ БП-92.

Используемые композиции на основе ПРОДУКТА БП-92 защищены патентами РФ.

Отработан технологический прием, обеспечивающий необходимую селективность.

Этот прием основан на зависимости изменения профиля приемистости от давления. Обычно, при уменьшении закачки снижение приемистости происходит неравномерно. Приемистость низкопроницаемых интервалов уменьшается сильнее, чем высокопроницаемых. При пониженном давлении закачки (на десятки атмосфер ниже устьевого давления при нагнетании в пласт жидкости) низкопроницаемые (нефтенасыщенные) пропластки перестают принимать закачиваемую воду. Для того, чтобы закачиваемая биополимерная композиция попала преимущественно в промытую водонасыщенную зону закачка композиции в пласт производится при давлении на 5-10 атмосфер ниже давления в линии ППД.

К настоящему времени биополимерные технологии прошли промысловую апробацию обработка призабойной зоны добывающих скважин биополимерными составами с целью ограничения водопитока проводилась на месторождениях Украины (терригенные коллектора НГДУ "Черниговнефтегаз"), ПО Татнефть, и НГДУ "Кинельнефть" (карбонатные трещиноватые коллектора), а также на некоторых других месторождениях. Снижение обводненности в этих экспериментах достигало в отдельных случаях 40% (в зависимости от предыстории и начальной обводненности), суточный прирост добычи нефти в среднем 4-5 тонн (в отдельных случаях до 20 тонн - в зависимости от дебита по жидко-

сти и начальной обводненности).

В Татарии дополнительная добыча нефти на одну скв.операцию, в среднем составляет 530 тонн (или около 300 тонн нефти на тонну товарной формы биополимера), закачка биополимерных композиций через нагнетательные скважины с целью изменения профиля приемистости и увеличения охвата заводнением (регулирование фильтрационных потоков) проводилось на ряде месторождений Западной Сибири. Талинское месторождение ("КОНДПЕТРОЛЕУМ"), Поточное, Покачевское и Нантеганское месторождения ("ЛАНГЕПАСНЕФТЕГАЗ"), Тарасовское и Барсуковское месторождения ("ПУРНЕФТЕГАЗ"), Ершовое и Самотлорское месторождения («НИЖНЕВАРТОВСКНЕФТЕГАЗ»), Западно-Ноябрьское месторождение («НОЯБРЬСКНЕФТЕГАЗ»).

Состав/характеристика коллектора	Температура		Проницаемость, мкм ²	Трещиноватость	Степень выработки
	выше	ниже			
Состав на основе БП-92 и модифицированного картофельного крахмала (патент №2073789)	+	-	Не менее 0,010	Допустима -i-	Любая, макс. эффектив. на начальной стадии
Состав на основе БП-92 и хромкалиевых Квасцов (патент № 2128283)	-	+	Не менее 0,010	Допустима +	
Состав на основе БП-92 и бентонита (патент № 2128283)	+	+	Более 0,050	Желательна +	Более 70%
Состав на основе БП-92 и отходов слоистого пластика - «сломель М» (патент № 2128284)	+	+	Более 0,050	+ заколонные перетоки	При резком обводнении (кинжальные прорывы)

Наиболее полно апробация биополимерных технологий проводилась на месторождениях «МЕГИОННЕФТЕГАЗ'а». Работы выполнялись на Покамазовском месторождении (пласт Ю₁) Северо-Покурском месторождении (пласты

Б₆ и Б₈), Аганском месторождении (Б₈ и Б₉), Южно-Аганском месторождении (Б₉), Ватинском месторождении (А₁₋₂ и Б₈), Мегионском месторождении (А₁₋₂ и Б₈), Мыхпайском месторождении (А₁). При закачке биополимерных композиций в нагнетательные скважины на опытном участке через один - три месяца после закачки наблюдается прогрессирующее снижение обводненности и ПРИРОСТ добычи нефти. Дополнительная добыча от проведенных обработок во многих случаях превышает 500 тонн нефти на 1 ТОННУ товарной формы биополимера ПРОДУКТ БП-92.

После обработки, в течение 2-3 месяцев имеет место увеличение средних дебитов, максимальная амплитуда эффекта достигает 100%, в дальнейшем происходит постепенное уменьшение эффекта.

Применение полимерных композиций позволяет подключать к заводнению неохваченные ранее участки пласта. На ранних стадиях разработки, при опережающем обводнении продукции за счет кинжальных прорывов нагнетаемой в пласт воды по высокопроницаемым пропласткам, эффективность применения биополимерных композиций может оказаться более высокой (до 100% прироста добычи). На ранних стадиях разработки нефтяного месторождения эффект от биополимерного воздействия выражается в абсолютном приросте добычи нефти. Однако, по мере выработки запасов эффект может проявляться в снижении темпов падения добычи нефти. В этом случае необходимо учитывать естественное падение добычи. Таким образом, использование биополимерных композиций на поздней стадии выработки запасов позволяет существенно замедлить темп падения добычи, существенно продлить срок разработки и повысить нефтеотдачу пластов.

Ситуация изменилась в последние годы в связи с тем, что в России налажено производство биополимера ПРОДУКТ БП-92. Прежде всего, доказана возможность применения нового биополимера и композиций на его основе в процессах нефтедобычи на объектах с достаточно широким спектром геолого-физических условий. Отличительная особенность растворов этого биополимера - устойчивость к сдвиговой деградации (возможность прохождения через центробежные насосы без ухудшения реологических свойств) и термостабильность композиций (до 130°). Второе существенное свойство растворов биополимера - влияние не только на коэффициент охвата заводнением, но и увеличение коэффициента нефтевытеснения. В лабораторных экспериментах на кернах и насыпных моделях показано увеличение нефтевытесняющей способности по сравнению с водой на 6-16% (в зависимости от начального нефтенасыщения образца и свойств нефти). Совокупность перечисленных факторов заставляет вернуться к вопросу о целесообразности биополимерного заводнения. Важно, что цена Продукта БП-92 почти на порядок ниже цены полиакриламида.

Биополимеры в виде постферментационной жидкости (ПРОДУКТ БП-92) прошли промышленную апробацию в Западной Сибири при решении задач выравнивания профиля приемистости и ограничения водопритока. Дополнительная добыча нефти при этом составляет от 250 до 3000 тонн на одну тонну ПРОДУКТА БП-92 (в зависимости от геолого-физических условий, стадии разработки и др. факторов), среднее значение удельной эффективности - более 500

тонн нефти/тонну БП-92. При многократных обработках (более 3-5) удельная эффективность снижается до уровня 100-500 тонн нефти/тонну Продукта БП-92. (по данным ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз», «Нижневартовскнефтегаз», «РИТЭК»). Прирост извлекаемых запасов при проведении работ по выравниванию профиля приемистости не превышает (с учетом повторных/многократных обработок) 1%.

1.3.4. Щелочное заводнение

Метод щелочного заводнения нефтяных пластов основан на взаимодействии щелочей с пластовыми нефтью и породой. Природные нефти содержат в своем составе активные компоненты – органические кислоты, но количество и состав их различны. При контакте щелочи с нефтью происходит ее взаимодействие с органическими кислотами, в результате чего образуются поверхностно-активные вещества, снижающие межфазное натяжение на границе раздела фаз нефть – раствор щелочи и увеличивающее смачиваемость породы водой. Лабораторные исследования показывают, что степень снижения межфазного натяжения возрастает с увеличением количества органических кислот в нефти.

При контакте щелочных растворов с нефтями образуются мелкодисперсные эмульсии типа «нефть в воде», а с малоактивными нефтями – типа «вода в нефти».

Свойства растворов щелочи в том, что с повышением массовой концентрации ее в воде более 0.04 % межфазное натяжение повышается независимо от активности нефти. Изменение смачиваемости породы щелочным раствором за счет адсорбции органических кислот на поверхность породы из нефти.

Технология и системы разработки

Для приготовления щелочных растворов можно использовать:

- Едкий натр (каустическая сода) NaOH
 - Углекислый натрий (кальцинированная сода) Na₂CO₃
 - Гидрат окиси аммония (аммиак) NH₄OH
 - Силикат натрия (растворимое стекло) N₂SiO₃

Наиболее активными считаются – едкий натр и силикат натрия. Щелочные растворы закачиваются в виде оторочек размером 10-25 % от объема пор пласта.

$$V_{\text{пор}} = F_{\text{нэфф}} * K_{\text{пор}}$$

В многорядных системах разработки размер оторочки больше, т.к. первые ряды скважин отбирают большую часть раствора. Концентрация едкого натра определяется в лабораторных условиях. Повышение концентрации щелочи не дает эффекта в вытеснении нефти. Но в гидрофобизированных коллекторах более высокая концентрация щелочи в растворе необходимы для изменения смачиваемости поверхности пористой среды. Размер оторочки и концентрация агента должны определяться расчетным способом. Процесс может быть эффективнее при попеременной закачке в пласт оторочек щелочно-силикатного раствора, пресной воды и хлористого кальция. При этом повышается охват пласта заводнением. Раствор силиката натрия и едкого натра с высоким значением кислотности реагируют с нефтью, в результате чего снижается межфазное

натяжение, а раствор хлористого кальция смешивается с раствором щелочей и вступает с ним в химическую реакцию с образованием мелкодисперсного осадка, который снижает проводимость высокопроницаемых слоев пласта, поглощающих раствор и промытых участков. Вследствие этого вода начинает поступать в менее проницаемые зоны и участки пласта, не охваченные заводнением. Продвижение щелочной оторочки по пласту регулируется режимом работы нагнетательных и добывающих скважин (циклическое воздействие и изменение направления потоков жидкости). Система размещения скважин не отличается от применения ПАВ.

Недостатки метода

1. Учитывается какая нефть – активная или неподвижная.
2. Учитывается минерализация пластовой и закачиваемой воды, процент содержания глин в породе.

1.3.5. Воздействие на пласт мицеллярными растворами

Вытеснение нефти мицеллярными растворами, которые характеризуются очень низкими значениями межфазного натяжения на границе с нефтью и водой – обеспечивают высокий эффект при извлечении оставшейся в пласте после обычного заводнения.

Мицеллярные растворы могут применяться и при первичном воздействии на пласт. Метод был разработан и предложен в США с 1962 года и был испытан на промыслах.

Состав и свойства мицеллярных растворов

ПАВ характеризуются двумя особенностями- поверхностной активностью и способностью образовывать мицеллы.

Образованию мицеллярных растворов способствуют как ПАВ – реагенты – эмульгаторы, а также стабилизаторы эмульсий и пен. Эти ПАВ называют мицеллообразующими или коллоидными. В результате увеличения концентрации ПАВ в растворителе (вода или углеводороды) обычные вещества выделяются в виде отдельной макрофазы (осадка), то мицеллообразующие ПАВ образуют мицеллы. Размер мицелл составляет 10^{-4} нм . Смесь, содержащую мицеллы, называют микроэмульсиями – или мицеллярными растворами.

Особенность мицеллярных растворов – растворение, например нефть становится растворимой в мицеллярной системе, обычно нефть не растворяется как в воде, так и в истинном водном растворе ПАВ.

Механизм растворения в мицеллярном растворе – микроскопические капельки нефти смещаются в цент мицелл, образуя разбухшие мицеллы. Вода является внешней фазой. Мицеллы образуются при критическом значении концентрации ПАВ. Свойства мицеллярных растворов зависят от присутствия электролитов и содтергент.

Электролит – хлорид натрия, сульфат аммония – добавляется для изменения вязкости мицеллярного раствора. Содтергент – спирт – для стабилизации и регулирования вязкости.

Свойства мицеллярного раствора – вязкость, плотность, устойчивость.

Устойчивость – приготовленный на поверхности мицеллярный раствор является устойчивой системой.

В процессе его продвижения в пласте в следствии изменения температуры происходит и изменение раствора. Раствор претерпевает изменение, изменяет внешнюю фазу – раствор переходит от прозрачного с внешней углеводородной фазой к слегка мутному с внешней водной фазой. При этом новая система является устойчивым мицеллярным раствором. При содержании в воде солей $\text{NaCl} > 15$ г/л, растворы превращаются в водонефтяные эмульсии – т.е. теряют нефтевытесняющие свойства. С увеличением температуры выше 65°C мицеллярные растворы не устойчивы.

Вязкость – мицеллярного раствора зависит от температуры, состава. Изменение вязкости зависит от температуры и наличия воды. Увеличение содержания содтергента – повышение вязкости.

Плотность – растворов зависит от плотности составляющих компонентов. Увеличение % содержания воды – плотность раствора повышается.

Механизм действия мицеллярных растворов

При закачке в пласт происходит вытеснение нефти при смешивающимся и несмешивающемся режиме. Обычно мицеллярный раствор используется в форме оторочек. При заводнении пластов с оторочек мицеллярного раствора происходит увеличение коэффициента вытеснения и охвата. Небольшое межфазное натяжение по поверхности раздела между раствором и вытесняемой нефтью, повышенной вязкостью вытесняющего раствора.

Процесс вытеснения осуществления закачкой какого-либо объема мицеллярного раствора и образования в пласте оторочки, которая проталкивается оторочкой водного раствора полимера, а затем обычной водой.

Полимерный раствор подается как промежуточный рабочий агент, который может подаваться порциями с постепенно понижающейся вязкостью, например от вязкости мицеллярного раствора до вязкости воды.

Недостатки метода

1. Большой расход дорогих химических реагентов. Большая часть расходов приходится на период создания мицеллярной оторочки.

2. Невозможность использования воды, которая отделяется от продукции добывающих скважин для обратной закачки в нагнетательные скважины.

3. Плотность сетки. При промышленном внедрении мицеллярного заводнения плотность сетки не должна быть невысокой (меньше 500 м), т.к. вероятность разрушения закачиваемой оторочки с увеличением расстояния возрастает.

Т.е. требуется бурение большого количества дополнительных скважин, что экономически не выгодно.

1.3.6. Воздействие на пласты гелеобразующих композиций химреагентов

Опыт показывает, что для выравнивания профиля приемистости водонагнетательных скважин и ограничения движения вод в высокопроницаемых и

хорошо промытых пластах высокоэффективны гелеобразующие составы. Гелевые композиции могут быть закачаны и в добывающие скважины для образования барьеров на пути фильтрации воды и ограничения добычи попутной воды. Радиусы создаваемых экранов и барьеров зависят от удельных объемов закачиваемых водных растворов гелеобразующих реагентов на единицу толщины пласта. Объемы растворов и технологии их закачки необходимо выбирать на основе тщательного изучения характера неоднородности пластов, их гидродинамической связи и степени промывки отдельных прослоев, и т. д.

Для пластов Западной Сибири, характеризующихся высокой послойной неоднородностью и температурой, Л. К. Алтуниной и ее сотрудниками (ИХН г.Томск) экспериментально обоснован и внедрен технологический процесс применения неорганических гелей для увеличения нефтеотдачи пластов. Метод основан на способности системы соль алюминия — карбамид — вода непосредственно в пласте генерировать неорганический гель и CO_2 . В методе реализован известный принцип возникающих реагентов (гомогенного осаждения). В пласт закачивается гомогенный водный раствор, содержащий гелеобразную систему. При температуре выше 70°C в нем происходит гидролиз карбамида. При этом образующиеся продукты гидролиза вызывают сдвиг протолитического равновесия ионов алюминия, в результате чего через определенное время происходит гидролитическая поликонденсация гидроксокомплексов алюминия и во всем растворе мгновенно образуется гель.

При реализации рассматриваемого метода используются гелеобразующие композиции ГАЛКА, представляющие собой маловязкие растворы с $\text{pH} = 2,5 — 3$, содержащие соль алюминия, карбамид и некоторые добавки, улучшающие их технологические параметры. Они способны растворять карбонатные минералы породы пласта, снижать набухаемость глин. В пласте за счет его тепловой энергии или энергии закачиваемого теплоносителя карбамид гидролизуется с образованием аммиака и CO_2 , что ведет к повышению pH раствора. При $\text{pH} = 3,8 — 4,2$ происходит мгновенное образование гидроксида алюминия во всем объеме раствора. Это проявляется в скачкообразном возрастании pH и динамического напряжения сдвига гелеобразующего раствора.

Время гелеобразования зависит от температуры и соотношения компонентов гелеобразующей системы. Растворы солей алюминия без карбамида гелей не образуют. При изменении температуры на каждые 10°C время гелеобразования изменяется в 3,5 раза. Энергия активации гидролиза карбамида в гелеобразующем растворе равна 115 кДж/моль, при отсутствии соли алюминия достигает 134 кДж/моль, что указывает на катализ кислотой, образующейся в результате гидролиза соли алюминия. Другими словами, кинетика гелеобразования в системе соли алюминия — карбамид — вода определяется гидролизом карбамида, который происходит медленнее коагуляционного процесса гелеобразования гидроксида алюминия.

Исследованы реологические свойства рассматриваемых гелей. Установлено, что гель гидроксида алюминия является тиксотропным псевдопластическим твердообразным телом коагуляционной структуры.

Исследовано влияние геля гидроксида алюминия на фильтрацию пласто-

вых флюидов, выполненных на линейных и насыпных моделях пласта из природных кернов месторождений Западной Сибири. В результате образования геля проницаемость породы для воды снижается в 2—70 раз. Статическое напряжение сдвига для геля гидроксида алюминия в моделях пласта зависит от концентрации гелеобразующего раствора и равно 3—8 МПа.

В 1990—1992 гг. проведены их опытно-промышленные испытания на месторождениях Западной Сибири. Объем закачки композиций составил около 3 тыс. т. В 1991 г. в ПО «Лангепаснефть» технология сдана Ведомственной Комиссии (ВК) и рекомендована для промышленного внедрения. В ПО «Нижневартовскнефтегаз» технология выдержала приемочные испытания и сдана в ВК в 1992 г. В ходе промышленного внедрения отмечено, что добывающие скважины реагируют стабилизацией или снижением обводненности на 10—50%, увеличением дебита нефти. Дополнительная добыча нефти составляет 40—60 т на 1 т закачанных композиций.

1.3.7. Организация безопасного применения химреагентов

Источники загрязнения

Применение в добыче нефти химических реагентов в последние годы возросло. Нефть губительно воздействует на растительный и животный мир. Нефть и газ пожароопасны, разливы и утечки могут вызвать пожары. Применяемые хим.реагенты усиливают токсичность окружающей среды. Источником токсичности могут быть различные утечки на местах приготовления компонентов хим.реагентов к закачке их в пласт. Утечка и разлив нефти и хим.реагентов возможны при ремонте, исследовании скважин, негерметичность э/к, нарушение технологии ведения процесса работ. Скважина как источник загрязнения при проводке, бурении, герметичности скважины.

Попадание технологических жидкостей в другие пласты могут привести к загрязнению питьевых источников. Растворы хим.реагентов поднимаясь на поверхность могут привести к засорению водоемов, что может вызвать гибель животных и растений.

При переводе добывающих скважин под нагнетание проводят следующий вид работ:

- определяют состояние цементного камня и обсадной колонны
- проводят опрессовку обсадной колонны (воздухом или жидкостью, проверяют герметичность колонны)
- в случае отсутствия цемента в затрубном пространстве до устья — наращивают.
- Восстанавливают при необходимости герметичность колонн.
- Спускают НКТ с пакером, проводят, проводят опрессовку, межтрубное пространство оборудуют манометром.

Все категории скважин в процессе их эксплуатации должны обследоваться на состояние колонн, т.к. они подвергаются коррозии. Для сохранения обсадных колонн от коррозии применяют жидкости — формалин, гидрат гидразина. При потере герметичности и невозможности ее устранения скважина должна быть ликвидирована.

В процессе ведения работ возможно возникновение аварийных ситуаций по причинам:

- негерметичность э/к
- несоответствие плотности промывочной жидкости характеристике призабойной зоны.
- Недостаточность объема жидкости при глушении скважин.
- Нарушения технологии ведения ремонтных работ на скважине.
- Отсутствия запорной арматуры и устройств перекрытия устья скважин, соответствующего типоразмеру и марки
- Недостаточной обученности членов бригады, ведущей ремонт скважины с применением химреагентов или закачку их в пласт.

К работе у устья скважины допускаются работники, прошедшие обучение в соответствии с «Уставом о Положении». При работе с химреагентами существует «Положение...», где проходят обучение рабочие.

Контроль за изменением физико-химических свойств воды

Изучению подлежат как поверхностные, так и глубинные источники, производится отбор проб – наиболее распространена методика определения начала загрязнения вод – сопоставление изменения хлор-иона, предельно допустимая концентрация для питьевых источников – 350 мг/л.

Контроль за качеством подземных вод – гидрогеологическое изучение разреза до источников пресных вод и определение границ их распространения. Отбор проб на исследования и частота отбора устанавливаются геологической службой НГДУ.

Контроль за состоянием почвы – проводится как визуально, так и лабораторным методом. Лабораторный анализ включает отбор проб почвы, измельчение, отмыв в пресной, предварительно исследованной воде, отстой и химический анализ этой воды.

Загрязнение воздушного бассейна – связано с выделением двуокись углерода (CO_2), H_2S – сероводорода в местах подготовки нефти, сжигания газа или шлама в факелах. При выпадении осадков (дождь, снег) – могут образовываться кислоты, находящиеся в капельно-взвешенном и жидком состоянии, которые могут конденсироваться на поверхности и образовывать скопления.

Вести наблюдения за изменением ветра, выпадением осадков. Пробы исследуются лабораторным способом.

Утилизация отходов нефтепродуктов и хим.реагентов

В местах приготовления химреагентов и закачки образуются остатки в виде нефтешлама, химшлама и твердых остатков. Аналогичное содержание остатков может быть и в сточной воде, применяемой для утилизации и закачки в пласт.

К наиболее трудоемким, с точки зрения утилизации остатков шлама, относятся токсичные твердые частицы. Они могут содержаться в твердых осадках при силикатно-щелочном заводнении с добавкой других химреагентов и в механических примесях, при серноокислой и солянокислотной обработках. Твердые частицы разделяются за счет гравитационного эффекта и выпадают в ниж-

ную часть технологических емкостей, которые необходимо периодически чистить.

Для сбора остатков (шлама) используют канализационные емкости, амбары или водовозы. В случае применения водовозов отходы вывозятся на пункты их переработки. При использовании сырой нефти и воды в качестве дисперсной среды для химреагентов (эмульсий) в канализационной емкости (амбаре) образуется четыре слоя.

1. верхний (первый слой) – нефть высоковязкого состава и частично эмульсионной структуры, которую следует собирать и утилизировать в системе подготовки нефти и воды.

2. Второй – водонефтяная эмульсия с примесью механических частиц

3. Третий – выделившаяся вода с примесью взвешенных механических примесей.

4. Четвертый – густой, уплотненный осадок или, как называют, донный слой, в виде грубой суспензии, в нижней части которого имеются твердый осадок механических частиц в виде песка и твердого шлама.

При чистке и утилизации верхние три слоя затруднений не вызывают. Нефть и нефтяную эмульсию при помощи плавающих трубных головок откачивают в систему подготовки нефти, а отделившуюся воду в систему водоподготовки. Наиболее целесообразен метод чистки и утилизации шлама четвертого слоя с применением горения. Проблема чистки четырех слоев в том случае, если в ней содержатся токсичные вещества.

Шламосодержащая масса с нефтепродуктами и химреагентами после освобождения от первых трех слоев смачивается в жидкой фазе, например добавкой чистой нефти. Затем эта масса откачивается в специальные емкости (водовозы) и подается на прием установок сжигания нефтешлама. Метод утилизации отходов сжиганием считается освоенным и надежным, принято считать, что все токсичные вещества переходят в газообразное состояние. Технология сжигания обеспечивает уменьшение объема на 90 %. Оставшуюся твердую безвредную массу (шлак) захороняют в котлованах или используют в строительстве, в качестве наполнителя. Применяют также и другие виды переработки и утилизации отходов, такие как химические, механические, сорбционные, биологические. Но экологичным считается тот, который обеспечивает их полное использование.

1.4. Гидродинамические методы.

Гидродинамические методы повышения нефтеотдачи пластов, используемые при заводнении скважин, позволяют не только увеличить добычу сырья, но и снизить количество прокачиваемой воды и уровень обводненности выкачиваемой жидкости.

1.4.1. Разработка месторождений с использованием заводнения

Заводнение нефтяного пласта это введение в нефтяной пласт воды через нагнетательные скважины для целей поддержания пластового давления при разработке залежи нефти.

Заводнение может быть искусственным и естественным.

Промышленное применение нашло искусственное заводнение, когда закачка воды в пласт закачивается с поверхности.

Различают заводнение : законтурное, приконтурное, внутриконтурное.

Законтурное заводнение

Закачка воды производится через нагнетательные скважины, расположенные в законтурной части месторождения. Нагнетательные скважины бурят за пределами залежи, вблизи внешнего контура нефтеносности. Добывающие скважины располагали рядами. Применяется в том случае, если ширина ВНЗ небольшая, пласт обладает хорошими коллекторскими свойствами (кпор – 12-17 %, Кпрн. – 5 мД). Пример – Туймазинское месторождение (Башкирия). Широкого распространения не получило.

Приконтурное заводнение

Нагнетательные скважины располагаются внутри залежи, в непосредственной близости от внешнего контура нефтеносности. Применяется для разработки небольших залежей (ширина не более 5 км).

Применяют вместо законтурного, если наблюдается снижение проницаемости в законтурной зоне. Нашло применение на Дмитровском месторождении (Куйбышевская обл).

Внутриконтурное заводнение

Нагнетательные скважины располагаются в чисто нефтяной части пласта. Впервые нашло применение на Ромашкинском месторождении (Татария).

Внутриконтурное заводнение подразделяется: на блоковое заводнение, площадное, избирательное, очаговое.

Система внутриконтурного заводнения с разрезанием залежи на отдельные площади применяется на крупных нефтяных месторождениях платформенного типа с широкими водонефтяными зонами. Водонефтяные зоны отрезают от основной части залежи и разрабатывают их по самостоятельным системам.

Блоковое заводнение – нагнетательные скважины располагаются параллельными прямолинейными рядами, добывающие бурят рядами между нагнетательными. Таким образом, залежь может разрабатываться по блокам независимо друг от друга. Делятся по числу рядов добывающих скважин в блоке на однорядные, трехрядные и пятирядные системы.

При однорядной системе – ряды нагнетательных и добывающих скважин чередуются, то отношение скважин 1:1.

При трехрядной системе – отношение числа добывающих скважин к нагнетательным 3 (добывающие): 1(нагнетательные).

Пятирядная система предусматривает бурение 5 рядов добывающих скважин между рядами нагнетательными, отношение 5 (добывающие):1(нагнетательные).

На практике применяют смешанные блоковые системы, когда нагнетательные ряды скважин располагают одновременно как вкрест, так и параллельно.

Блоковые системы распространены по следующим причинам:

1. В зависимости от коллекторских свойств применяют различную рядность:

Пятирядная система применяется – при высоких значениях $K_{прн}$, низкой вязкости, неоднородность и прерывистость пласта незначительные.

Однорядная система – низкие значения проницаемости, высокая вязкость.

2. Рядные системы в процессе освоения месторождения позволяют без проблем переходить от одной системы к другой.

3. Нет проблем по обустройству месторождения.

Площадное заводнение – добывающие и нагнетательные скважины располагают по площади по геометрической сетке – квадратной или треугольной.

Различают пяти-, семи- и девятиточечные системы.

Пятиточечная система – квадрат, в углах расположены добывающие скважины, а в центре – нагнетательная.

Семиточечная система – шестиугольник, в углах добывающие скважины, в центре нагнетательная скважина.

Наиболее интенсивной считается девятиточечная система.

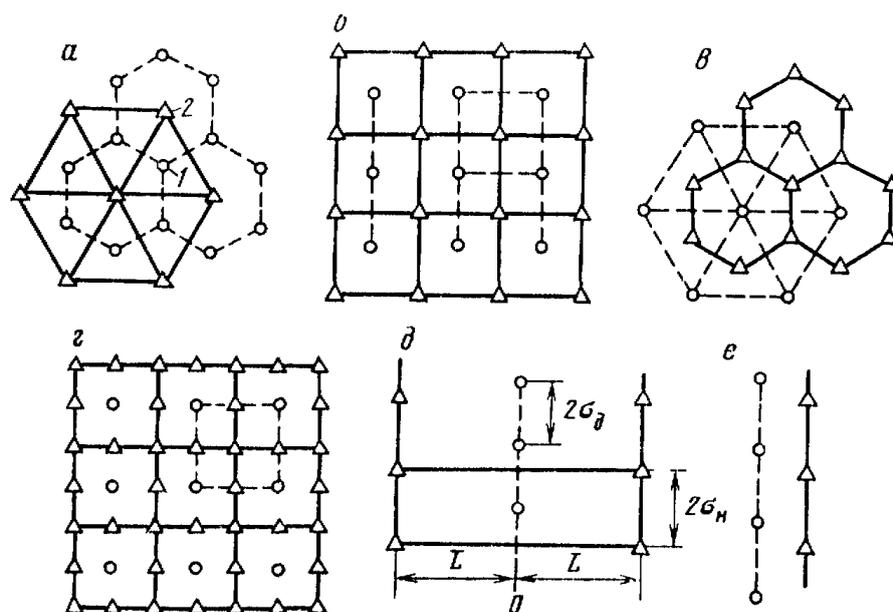


Рис. 4.1. Площадная четырех- (а), пяти- (б), семи- (в), девятиточечная (г) и линейная (д, е) системы заводнения (с выделенными элементам) 1 — добывающие, 2 — нагнетательные скважины

Недостаток площадного заводнения – назначение скважин, их расположение определяют на стадии проектирования – когда особенности строения пласта до конца не выявлены. Как результат – не все скважины (нагнетательные) из проектного фонда реализуются.

Избирательное заводнение – скважины под нагнетание воды выбирают после того, как площадь уже разбурена. Местоположение каждой нагнетательной скважины определяют конкретными особенностями строения продуктивного пласта.

Такая система – как избирательное заводнение применяется при разработке сильно неоднородных пластов.

Очаговое заводнение – нагнетательные скважины выбираются среди добывающих или пробуренных специально.

Применяют как в качестве вспомогательного способа для вовлечения в процесс разработки отдельных линз или части пласта, не охваченных вытеснением.

При естественном заводнении – нижние водоносные горизонты соединяются с объектом разработки. Способ эффективен тогда, когда напор в водоносных горизонтах выше, чем в продуктивном – пример, пласт Б₂ (меловые отложения) Советское месторождение.

1.4.2. Циклическое воздействие при заводнении пластов

Полнота охвата пластов заводнением и нефтеотдача резко снижаются при геологической неоднородности пластов.

Нагнетаемая вода прорывается к добывающим скважинам по высокопроницаемым слоям, оставляя не вытесненной нефть в малопроницаемых зонах. Для того чтобы повысить нефтеотдачу, в слабо дренируемой залежи в 50 годы было предложено циклическое заводнение, которое позволяет изменять направление фильтрационного потока.

Механизм процесса.

Искусственно создается давление путем изменения объемов нагнетания воды, т.е. таким образом, изменяя объем закачиваемой воды, можно повышать или понижать давление.

При изменении давления в пласте, при увеличении объема нагнетания воды или снижения отбора жидкости – возникают перепады давления.

При переносе фронта нагнетания в пласте создаются изменяющиеся по величине и направлению градиенты гидродинамического давления, нагнетаемая вода внедряется в застойные малопроницаемые зоны и вытесняет из них нефть в зоны интенсивного движения воды.

Изменение направления фильтрационных потоков достигается за счет дополнительного разрезания залежи на блоки, очагового заводнения, перераспределения отборов и закачки между скважинами, циклического заводнения. Метод технологичен, требует лишь небольшого резерва и мощности насосных станций и наличия активной системы заводнения (поперечные разрезающие ряды, комбинация приконтурного и внутриконтурного заводнения и др.). Он позволяет поддерживать достигнутый уровень добычи нефти, снижать текущую обводненность и увеличивать охват пластов заводнением. Метод более эффективен в случае повышенной неоднородности пластов, высоковязких нефтей и применения в первой трети основного периода разработки.

Возникновение перепадов давлений – способствует внедрению воды из заводненных зон в нефтенасыщенные.

Метод эффективен при неоднородности пластов. Применение метода на поздней стадии разработки не целесообразно.

1.4.3. Размещение скважин

Под размещением скважин понимают сетку размещения и расстояния между скважинами (плотность сетки), темп и порядок ввода скважин в работу. Системы разработки подразделяют на следующие: с размещением скважин по равномерной сетке и с размещением скважин по неравномерной сетке (преимущественно рядами).

Различают: равномерная сетка и неравномерная (преимущественно рядами) сетка с размещением скважин.

Размещение скважин по равномерной сетке различают: по плотности сетки, по темпу ввода скважин в работу, по порядку ввода скважин в работу.

Сетки по форме бывают – квадратными, треугольными. При треугольной сетке скважин располагается больше, чем при квадратной (на 15 %).

Под плотностью сетки скважин подразумевают отношение площади нефтеносности к числу скважин.

Практикой разработки установлено, что в реальных неоднородных пластах плотность сетки оказывает влияние на нефтеотдачу пласта. Неоднородный пласт (прерывистость, наличие линз). Наибольшее влияние играет плотность в размере 25-30 га/скв, или $(25-30)104 \text{ м}^2/\text{скв}$.

1 га – $10\,000 \text{ м}^2$.

По темпу ввода скважин – различают одновременную и замедленную системы разработки.

Одновременная система – все скважины вводят в течении 1 до 3 лет.

Замедленная система – ввод скважин в разработку более 3 лет.

Применение равномерной сетки целесообразно – при работе пласта с неподвижными контурами нефтеносности, т.е. при равном распределении пластовой энергии.

Размещение скважин по неравномерной сетке – это выдержанные расстояния между рядами и между скважинами в рядах и с уплотнением центральной части месторождения. Такие системы применяют, когда режим водогазонапорный, напорно-гравитационный и смешанный.

Пример, Туймазинское месторождение – 500 м между рядами и 400 м между скважинами в рядах.

1.4.4. Потребности в воде для заводнения нефтяных залежей

Характеризуются:

1. Простотой исполнения – не требует сложного оборудования (насосная станция).
2. Экономика.
3. Увеличение степени извлечения нефти из пластов.

Для поддержания пластового давления в пласт закачивается вода через нагнетательные скважины под давлением от 5 до 30 МПа.

Вода, закаченная в пласт, вытесняет нефть и затем длительное время отбирается вместе с нефтью в постоянно нарастающих объемах. Для поддержания давления в пластах объем закачиваемой воды должен компенсировать не только извлекаемую нефть но и воду, которую извлекают вместе с водой.

Охрана окружающей среды.

Добываемая вода вместе с нефтью обрабатывается и вновь закачивается в пласты для поддержания давления.

Подготовка и свойства нагнетаемой воды.

Технология подготовки и качество воды для нагнетания в пласты должна обосновываться для каждого месторождения отдельно.

Система подготовки воды.

1. Фильтрация – удаление механических примесей.
2. Удаление кислорода.
3. Химическая обработка воды (бактерии).
4. Солевая обработка воды – чтобы была совместимость с пластовой.
5. Автоматизированная система за подготовкой и качеством воды.

Для очистки промысловых сточных вод применяется – отстаивание, коагулирование (процесс слипания коллоидных частиц в крупные), и фильтрация через песчаные фильтры.

1.4.5. Контроль за заводнением.

Обводнение добывающих скважин при водонапорном режиме— процесс естественный и закономерный, происходящий вследствие продвижения ВНК во внутреннюю область залежи, ранее насыщенную нефтью.

Причины и пути преждевременного обводнения.

К причинам преждевременного обводнения можно отнести:

- особенности размещения добывающих и нагнетательных скважин;
- залегание подошвенной воды; наклон пласта, растекание фронта вытеснения;
- наличие высокопроницаемых каналов и трещин, особенно в трещиновато-пористом коллекторе;
- негерметичность эксплуатационной колонны и цементного кольца.
- поступления воды из верхних, средних и нижних водоносных пластов вследствие негерметичности колонны и цементного кольца.

Преждевременное обводнение пластов приводит к снижению добычи нефти и конечной нефтеотдачи (вода бесполезно циркулирует по промытым зонам, а в пласте остаются «целики» нефти), к большим экономическим потерям, связанными с подготовкой и обратной закачкой в пласт больших объемов воды. Проблема борьбы с обводнением пластов и скважин становится все более актуальной.

1.4.6. Методы борьбы с обводнением

Для борьбы с преждевременным обводнением пластов и скважин применяют первую группу методов регулирования процесса разработки. Уменьшения языко- и конусообразования вод можно достичь оптимизацией технологических режимов работы скважин, а предотвращения опережающего движения воды по высокопроницаемому пласту многопластового месторождения— применением методов одновременно-раздельной эксплуатации .

Разработка нефтяных залежей в условиях вытеснения нефти водой сопровождается отбором значительных объемов пластовой воды при обводненности до 98 % и более. Поэтому подчеркнем, что осуществление изоляционных (ремонтно-изоляционных) работ (РИР) целесообразно только в случаях преждевременного обводнения скважин.

Для изучения путей поступления воды применяют промыслово-геофизические методы исследования: в необсаженных скважинах— электрокаротаж; в обсаженных—методы закачки радиоактивных индикаторов (изотопов), термометрию, импульсный нейтронно-нейтронный каротаж (ИННК), закачку азота и др. Однако эти методы еще не всегда надежны. Поэтому вопрос о возможности изоляции притока воды зачастую приходится решать опытным путем, на основании результатов самих изоляционных работ.

1.4.7. Классификация изоляционных работ и методов изоляции

В зависимости от цели все РИР можно подразделить на три вида:

- ликвидация негерметичности обсадных колонн и цементного кольца;
- отключение отдельных пластов;
- отключение отдельных обводненных (выработанных) интервалов пласта, независимо от их местоположения по толщине и характера обводнения (подошвенная вода, контурная, закачиваемая), а также регулирование профиля закачки воды в нагнетательных скважинах.

Пути притока воды и ее поглощения могут быть поры, трещины, каверны и другие каналы различного размера. С технологических позиций методы изоляции притока и регулирования профиля приемистости воды целесообразно разделить по степени дисперсности изолирующих (тампонирующих) материалов на четыре группы с использованием:

- 1) фильтрующихся в поры пласта тампонирующих растворов;
- 2) суспензий тонкодисперсных тампонирующих материалов;
- 3) суспензий гранулированных (измельченных) тампонирующих материалов;
- 4) механических приспособлений и устройств.

Поступление частиц в поры зависит в основном от соотношения размеров (диаметров) пор и частиц. Если диаметр пор > 10 диаметров частиц, то дисперсные частицы свободно перемещаются по поровым каналам; при $d.p < 3d.ч.$, проникновение отсутствует; при $3 < d.p / d.ч. < 10$ происходит кольматация пор (намыв частиц) при фильтрации жидкости, особенно сильно проявляющаяся при $d.p. < 5d.ч.$ Считается, что частицы свободно перемещаются по трещине, если раскрытие (ширина) трещины д.т. не менее удвоенного диаметра частиц. Отсюда следует, что к тонкодисперсным материалам относят материалы при $3 < d.p. / d.ч. < 10$ для пор и $1 < d.т. / d.ч. < 2$ для трещин, а к гранулированным—при $d.т. \geq 2d.ч$ для трещин.

В настоящее время предложено множество различных тампонирующих материалов. Механизмы создания тампонирующих барьеров основаны на известных физических явлениях и химических реакциях (взаимодействие реагентов между собой или с пластовыми флюидами, полимеризация, поликонденсация, диспергирование, плавление, кристаллизация, кольматация, гидрофобизация и др.). Тампонирующий барьер в результате может быть представлен гелем, эмульсией, пеной, дисперсным осадком или твердым телом, при этом он должен выдерживать создаваемые в пласте градиенты давления. Эти материалы можно создавать на основе различных смол (ТСД-9, ТС-10), растворов полимеров (гипан, ПАА, метас, тампакрил и т. д.), органических соединений (вязкая дегазированная нефть; углеводородные растворители, насыщенные мазутами, битумом, парафином; эмульсии нефти, нефтесернокислотные смеси и т. д.), кремнистых соединений (силикагели) и других неорганических веществ (силикат натрия, кальцинированная сода и т. д.).

К механическим приспособлениям и устройствам следует отнести пакеры-пробки, взрывные пакеры, неопреновые патрубки-летучки, хвостовики или дополнительные колонны меньшего диаметра и др.

По механизму закупоривания пористой среды эти методы делятся еще на селективные и неселективные. Методы селективной изоляции подразделяют еще на две группы методов, которые основаны на использовании:

1) селективных изолирующих реагентов, образующих закупоривающий поровое пространство материал (осадок), растворимый в нефти и нерастворимый в воде;

2) изолирующих реагентов селективного действия, образующих закупоривающий поровое пространство материал только при смешении с пластовой водой и не образующих при смешении с пластовой нефтью.

Каждый метод изоляции имеет свои области эффективного применения при проведении одного или нескольких РИР. Его выбирают в зависимости от геолого-физических особенностей продуктивного пласта или пласта-обводнителя, конструкции скважины, гидродинамических условий, существующего опыта проведения РИР на данном месторождении, оснащенности материалами, техникой и т. д. Наиболее широко применяют цементные суспензии и составы смолы ТСД-9. Первые не фильтруются в пористую среду и могут заполнять каналы размером более 0,15 мм, а вторые фильтруются в пористую среду и отверждаются во всем объеме.

1.4.8. Нарушения обсадных колонн и цементного кольца

Основная причина нарушения обсадных колонн — коррозия наружной и внутренней поверхностей труб в агрессивной среде пластовых и сточных вод. В большинстве случаев нарушения имеют вид щелей, расположенных вдоль образующей труб. Ширина щелей достигает 5 см, длина — 1 м. Иногда негерметичны резьбовые соединения, что связано с недовинчиванием труб.

Основной причиной негерметичности цементного кольца — низкое качество цементирования обсадных колонн в скважинах, что обусловлено применением нестандартного цемента или приготовлением цементных растворов с завышенными водоцементными отношениями.

Ликвидацию негерметичности проводят закачкой растворов изоляционных материалов непосредственно в нарушение, а также через существующий интервал перфорации продуктивного пласта или интервал специально созданных отверстий. При этом возможно использование извлекаемого или неизвлекаемого пакера, под которым создают цементную пробку. В последнее время при проведении РИР трубы устанавливают на 20 - 40 м выше кровли перфорированного пласта, а изоляционный материал задавливают в пласт и нарушения при закрытом затрубном пространстве.

Аналогично изолируют верхние или нижние воды, создают цементный стакан на забое или цементный мост, изолируют фильтр при возврате скважины на выше- или нижележащий пласт (возвратные работы), цементируют дополнительную колонну или хвостовик в скважине, ликвидируют перетоки закачиваемой воды в непродуктивные пласты в нагнетательных скважинах, а также осуществляют крепление неустойчивых пород в призабойной зоне.

1.4.9. Отключение отдельных пластов

Отключение отдельных пластов может быть достигнуто созданием в отключаемом пласте непроницаемой оторочки вокруг ствола скважины, установкой «летучек» — перекрытием интервала отключаемого пласта трубой меньшего диаметра с последующим цементированием или продольно-гофрированным патрубком, спуском пакера, а нижних пластов — еще созданием забойной пробки (непроницаемого моста).

При отключении средних или верхних пластов в интервале ниже подошвы отключаемого пласта создают в колонне искусственные пробки: песчаные, глиняные, глинопесчаные, цементные, резиновые, резинометаллические, деревянные. Применение нашли песчаные пробки, создаваемые засыпкой вручную или намывом насосным агрегатом при скорости восходящего потока не более 4 м/с.

Для создания непроницаемых оторочек более эффективно применение фильтрующих в поры составов смолы ТСД-9.

В случае слоистого строения пластов обводнение подошвенной водой можно рассматривать как обводнение «нижней» водой и применять соответствующую технологию отключения нижнего пласта или ликвидации негерметичности цементного кольца (заколонного пространства). В монолитных пла-

стах необходимо создание искусственных экранов-блокад, либо закачкой через специально созданные в пределах ВНК. отверстие легкофильтрующихся в пласт реагентов (гипан, нефтесерноокислотная смесь и др.) на глубину до 5—10 м с последующим перекрытием цементным стаканом, либо закачкой тампонирующих материалов в предварительно созданную горизонтальную трещину гидроразрыва пласта.

1.4.10. Ограничение притока воды в трещиноватых и трещиновато-пористых пластах

Преждевременное обводнение скважин, эксплуатирующих такие пласты, связано с прорывами воды по высокопроницаемым трещинам. Малоэффективными оказались работы с использованием материалов, которые не образуют объемно-связанный тампон и обладают низкими градиентами сдвига, что сопровождается их выносом из трещин при эксплуатации скважин. Более эффективно использование цементных и пеноцементных суспензий, вязкоупругих составов на основе ПАА.

Наиболее эффективно применение суспензий гранулированных тампонирующих материалов. В Ивано-Франковском институте нефти и газа разработаны технологии ограничения притока воды с использованием гранулированного магния (размером 0,5—1,6 мм), основанные на взаимодействии магния и его оксида с пластовой водой и хлористым магнием и, как результат, образовании осадка гидроксида магния и магнезиального цемента. Целесообразно, чтобы массовое содержание магния в смеси его с песком составляло 20 %. По схеме ГРП расширяют имеющиеся в пласте трещины, заполняют их магнием-песчаной смесью, закрывают скважину на 48—60 ч для образования изоляционной структуры. Для интенсификации притока и растворения гранул, попавших в нефтенасыщенные интервалы, проводится обработка соляной кислотой. Возможно создание также забойных пробок (мостов).

Высокой эффективностью характеризуется также использование суспензий полиолефинов (ППП и ПБП), рубракса и высокоокисленных битумов (ВОб) в виде частиц, широкой фракции от 0,5 до 20 мм. По предложению сотрудников СевКавНИПИнефти в суспензию дополнительно вводят частицы полуводного гипса, реагирующие с пластовой водой и повышающие прочность водоизолирующего барьера. Для каждого пласта, характеризующегося определенным раскрытием трещин и поперечными размерами пор матриц, должны быть подобраны дисперсные системы с соответствующей гранулометрической характеристикой.

1.4.11. Регулирование профиля приемистости воды в нагнетательных скважинах

В призабойной зоне нагнетательных скважин всегда существует система трещин, раскрытость и протяженность которых определяется репрессией и прочностными характеристиками породы. Причем проницаемости трещин существенно разнятся между собой. Тампонирование высокопроницаемых трещин вызывает движение воды в обход по менее проницаемым и новым трещи-

нам. Аналогичное происходит и в призабойной зоне добывающих скважин. Работы считаются эффективными, если удалось уменьшить поступление воды в один узкий интервал пласта и обеспечить или увеличить поступление ее в другие интервалы. Это можно достичь закачкой суспензии водонерастворимых гранулированных материалов, например, рубракса, высокоокисленного битума, частично гранулированного магния, гранулометрический состав которых соответствует раскрытости трещин.

Менее эффективны суспензии тонкодисперсных материалов, гелеобразующие, коллоидные и другие жидкие составы, так как они поступают во все трещины соответственно их проницаемостям и создают там тампон, а также заиливают поры пористых блоков.

Если высокопроницаемая трещина связывает нагнетательную и добывающую скважины, то вода быстро прорывается по ней. Естественно, при наличии такой протяженной одной или системы высокопроницаемых трещин между зонами нагнетания и отбора преждевременный прорыв можно предотвратить или ликвидировать только тампонированием трещин в глубине пласта между данными зонами. Локальное тампонирование в призабойной зоне как нагнетательной, так и добывающей скважины может обеспечить только кратковременный эффект. Такие трещины выявлены путем закачки в нагнетательные скважины индикаторов (водных растворов красящих веществ) на Тишковском и других нефтяных месторождениях. В настоящее время ведутся исследования по разработке способов создания потокоотклоняющих барьеров в глубине пласта.

1.5. Группа комбинированных методов

Комбинированные технологии, основанные на сочетании теплового и химического воздействия на пласт, в последнее время находят всё более широкое применение в мировой практике.

К числу таких технологий относятся:

- термополимерное заводнение;
- термощелочное воздействие;
- закачка пара с растворителем;
- парогазовое воздействие;
- комбинация теплового воздействия с внутрипластовой генерацией химреагентов и др.

1.5.1. Комбинация теплового воздействия с закачкой растворителя

Известно, что при вытеснении высоковязкой нефти паром механизм смешивающегося вытеснения проявляется крайне слабо. Для повышения роли этого механизма перед нагнетанием или в процессе нагнетания пара в пласт вводят некоторое количество растворителя.

Изменение коэффициента вытеснения в зависимости от объёма отбора жидкости из пласта в долях порового объёма для опытов с одинаковым размером зоны смеси, но с различной концентрацией растворителя в смеси. Для сопоставления приведена аналогичная зависимость для вытеснения «чистой» (без

растворителя) нефти паром.

В результате анализа полученных данных можно сделать вывод о том, что существует некоторая оптимальная концентрация растворителя в смеси, дальнейшее увеличение которой при одинаковом размере зоны смеси приводит к преждевременному прорыву смеси на выходе из модели.

Излишек растворителя не успевает перемешиваться с исходной нефтью и создаёт в пласте каналы, по которым в дальнейшем фильтруется конденсат пара. Об этом свидетельствует снижение темпа роста коэффициента вытеснения в опыте №3, где величина концентрации растворителя в смеси, видимо, была близка к оптимальной.

В результате обработки полученных экспериментальных зависимостей установлено, что наибольший прирост коэффициента вытеснения наблюдается при увеличении размера зоны смеси до 0,12-0,15 от длины модели пласта при оптимальной концентрации растворителя в смеси около 30%. В этом же интервале резко снижается соотношение вязкостей нефти и смеси нефти с растворителем, что является определяющим фактором для предупреждения преждевременного прорыва растворителя и повышения эффективности процесса.

При этом, как показали исследования, нет необходимости в создании оторочки растворителя больших размеров. Исследования показали, что, например, для достижения коэффициента вытеснения 0,7 в случае применения оторочки растворителя в размере 0,05 от порового объёма пласта объём оторочки пара составляет 0,45 от длины модели пласта, а без оторочки растворителя – 0,8, т. е. почти вдвое больше.

С учётом экономических критериев рекомендуемый размер оторочки растворителя, предшествующий закачке в пласт пара – 0,05-0,1 от порового объёма пласта.

На основании проведённых исследований сделаны следующие выводы:

1. Закачка в пермокарбонную залежь Усинского месторождения оторочек растворителя, перемещаемых водой различной температуры, позволяет значительно повысить нефтеотдачу пласта по сравнению с холодным заводнением.

2. Обработка скважин растворителями не приводит к росту нефтеотдачи, но позволяет повысить темп отбора нефти из залежи при естественном режиме разработки.

3. Закачка оторочки растворителя перед закачкой в пласт теплоносителей способствует значительному увеличению нефтеотдачи и темпов отбора нефти.

4. Закачка растворителя в пласт может использоваться как метод регулирования процесса теплового воздействия, который рекомендуется применять для обработки не реагирующих добывающих скважин и нагнетательных скважин с низкой приёмистостью с целью снижения фильтрационных сопротивлений призабойных зон.

В приложении 2 к настоящему разделу излагается опыт применения растворителей для увеличения нефтеотдачи на пермокарбонной залежи Усинского месторождения. Изучение этого опыта следует рассматривать, как практическое занятие.

1.5.2. Комбинированные технологии теплового воздействия на пласт с закачкой газа

Одним из недостатков насыщенного водяного пара, как теплоносителя, является резкое сокращение его объёма при конденсации пара по мере движения его по пласту. Для устранения этого недостатка к нагнетаемому пару добавляются неконденсирующиеся газы – азот, воздух, метан и др. Добавление газа приводит к изменению относительной проницаемости, способствует поддержанию давления, а также в известных случаях воздействует на саму нефть в результате растворения и химических реакций газа с её фракциями.

Для одновременного нагнетания в пласт пара и продуктов сгорания разработаны специальные парогазогенераторы. На вход в парогазогенератор газ и вода подаются соответственно компрессором и насосом. В комплект установки входят камера сгорания высокого давления и испаритель, в котором из воды при её непосредственном контакте с продуктами сгорания образуется пар. При использовании глубинных парогазогенераторов высокого давления (глубинных парогазогенераторов) предусматривают нагнетание в пласт смеси водяного пара и газообразных продуктов сгорания. В этом случае отношение газ-пар зависит от стехиометрии реакции. Так, для получения 1 т пара сухостью 80% с энтальпией 570 ккал/кг (беря за исходную температуру окружающей среды) требуется 63 кг топлива, теплота сгорания которого не ниже 9 500 ккал/кг при тепловом КПД 95%. Для снижения этого значения следует или комбинировать нагнетание чистого пара и парогазовой смеси, или использовать в качестве окислителя кислород либо обогащённый кислородом воздух.

Для повышения нефтеотдачи месторождений очень вязкой нефти предложено нагнетать совместно с паром метан (или природный газ), двуокись углерода или воздух. В лабораторных условиях исследовался эффект подачи в пласт во время цикла паротеплового воздействия небольших порций воздуха, метана или двуокиси углерода.

Рост извлечения нефти при нагнетании газа (при отношении газ-пар, равном $3,6 \text{ м}^3/\text{т}$) приходился на момент, когда уровень добычи из данного месторождения становился очень низким; наилучшие результаты получены при нагнетании воздуха и метана. Одним из эффективных механизмов при нагнетании газа является ускоренное продвижение пара в зону горячей воды, что приводит к интенсификации прогрева пласта при одинаковом количестве введённого в пласт тепла по сравнению с закачкой одного пара.

Необходимо отметить, что добавление газа к закачиваемому теплоносителю может привести и к негативным последствиям: из-за большой разницы в значениях вязкости газа и жидкости возможны опережающие прорывы газа по высокопроницаемым зонам.

1.5.3. Закачка в пласт пара с пенообразующими добавками

Для предотвращения преждевременных прорывов пара по высокопроницаемым каналам в пласт вместе с паром закачивают термостойкие пенообразующие ПАВ. С целью выбора эффективных термостойких пенных систем для

изоляции высокопроницаемых зон пласта проведены экспериментальные исследования различных пенных композиций для условий Усинского и Ярегского месторождений и определены оптимальные составы пен для применения в промышленных условиях. В качестве пенообразующих ПАВ нами были исследованы талловое масло (побочный продукт Сыктывкарского ЛПК), талловое мыло и ДС-РАС. Эти реагенты характеризуются достаточной термостойкостью. Стабилизирующими добавками в пенных растворах служили карбоксиметилцеллюлоза (КМЦ), метасиликат натрия, карбонат натрия. В качестве электролитов использовали хлористый кальций и бишофит.

В процессе исследований выбраны наиболее перспективные композиции следующего состава:

- талловое мыло – 2,0%
- метасиликат натрия – 4,0%
- КМЦ или хлористый кальций – 2,0%

С целью выравнивания теплового фронта путём временной блокировки зон прорыва пара на опытном участке ОПУ-1 Лыяельской площади Ярегского месторождения был проведён эксперимент по закачке в скв. №45 пенной системы, подобранной в процессе лабораторных исследований и состоящей из таллового мыла, метасиликата натрия и бишофита. Соотношение компонентов пенной системы: таллового мыла – 6%, метасиликата натрия – 3%, бишофита – 1,5%. В скв. №45 было закачено 1500 л таллового мыла, состоящего из 300 л таллового масла, 30 кг технической соды и 1170 л воды, 800 кг метасиликата натрия и 300 кг бишофита. Закачка пенной системы была произведена агрегатом ЦА-320М в 7 приёмов. Начиная со второй порции, одновременно с закачкой раствора в скважину, подавался сжатый воздух с расходом около 3 м³/мин. В процессе закачки пенной системы давление на устье скважины возросло с 0,5-1,0 до 2,5-5,0 МПа. Это свидетельствует о том, что приёмистость скважины в результате блокировки зон высокой проницаемости уменьшилась примерно в 3 раза. После закачки пенной системы скважину ввели под закачку пара с давлением нагнетания 3,0 МПа.

Лишь спустя три месяца после начала закачки пара начался резкий рост добычи нефти. Следует отметить, что в результате пеноблокировки произошло благоприятное перераспределение фильтрационных потоков в пласте. Впервые была зафиксирована реакция добывающих скважин 49 и 55, которые ранее не реагировали. В июле значительно улучшилась работа скв. 41.

В результате этого добыча нефти по элементу 45 в июле возросла в 3-4 раза. В августе добыча нефти по элементу начала снижаться.

Можно предполагать, что к этому времени пенный состав окончательно разрушился, что привело к ухудшению работы скв. №№49 и 55.

Дополнительная добыча нефти составила 155 т.

Таким образом, на основании проведённых экспериментальных работ по временной пеноблокировке высокопроницаемых зон пласта по скв. №45, можно сделать следующие выводы:

1. Регулирование процесса теплового воздействия путём временной

блокировки выработанных зон пласта пенными системами приводит к временному эффекту, который продолжается до 3-4 месяцев. В дальнейшем роза фильтрационных потоков восстанавливается и для выравнивания теплового фронта необходима повторная блокировка выработанных зон.

2. Для повышения эффективности регулирования процесса теплового воздействия целесообразно применять более стабильные составы (например, гелеобразующие).

На месторождении Мидуэй-Сансет в Калифорнии паровые пены используются при пароциклических обработках скважин десятки лет. Данным методом обработано тысячи скважин. В качестве ПАВ используются окси-алкилированные амины, которые стабильны при температуре до 260°C. Эти ПАВ действуют не только как отклонители, способствуя увеличению охвата пласта паром, но и как реагенты, снижающие межфазное натяжение.

К недостаткам пенных систем относятся их недостаточная стабильность, а также необходимость для генерации пенных систем в течение длительного времени закачивать в пласт пенообразующие агенты совместно с газовой фазой. Кроме того, состав включает большое количество реагентов (не менее трёх).

1.5.4. Комбинированные технологии теплового воздействия с внутри-пластовой генерацией химических реагентов

К основным факторам, повышающим эффективность тепловых методов при их сочетании с химическими, относятся:

- снижение поверхностного натяжения на границе раздела вытесняемой и вытесняющей фаз и улучшение смачиваемости поверхности породы водой;
- разложение химических реагентов под влиянием температуры с образованием газов и других веществ, повышающих эффективность вытеснения;
- образование водо-, газонефтяных эмульсий или пенных систем в зонах повышенной проницаемости, что способствует выравниванию фронта вытеснения и повышает охват неоднородных пластов процессом нефтеизвлечения.

Значительный интерес представляет использование химических соединений, которые разлагаются в пласте при повышенных температурах с образованием химреагентов, повышающих эффективность извлечения нефти при тепловых методах воздействия на пласт.

Одним из перспективных направлений совершенствования технологии теплового воздействия является использование группы азотсодержащих соединений (карбамида, нитрит натрия, углеаммонийных солей, углеаммиаката и др.), которые характеризуются следующими благоприятными свойствами:

- при повышенных температурах (до 60-150°C) разлагаются с образованием газов (CO_2 , NO) и щелочных растворов (NH_4OH), положительно влияющих на процесс нефтеизвлечения;
- азотсодержащие соединения (АС) являются продуктами крупнотоннажного производства и имеют относительно невысокую стоимость;
- взрыво-, пожаробезопасны, нетоксичны или слаботоксичны, обладают умеренной коррозионной активностью.

С целью оценки эффективности применения азотсодержащих химреаген-

тов для воздействия на пласты Ярегского и пермокарбоновой залежи Усинского месторождений и выбора наиболее эффективных из них проведены экспериментальные исследования на специальной лабораторной установке.

Рассмотренные АС обладают широким спектром свойств и поэтому по-разному воздействуют на пластовую систему.

Из большой группы АС широко известны только исследования эффективности применения карбамида. В то же время исследования по применению других АС, обладающих новыми свойствами, представляют значительный интерес, так как некоторые из них, например, углеаммонийные соли и др. могут разлагаться при значительно меньших температурах, чем карбамид.

1.5.5. Характеристика азотсодержащих соединений, используемых в экспериментах

Карбамид (мочевина) – удобрение, представляет собой кристаллическое вещество без запаха, хорошо растворяется в воде. Взрывопожаробезопасен, нетоксичен, коррозионно не активен. При температуре 150 °С разлагается:

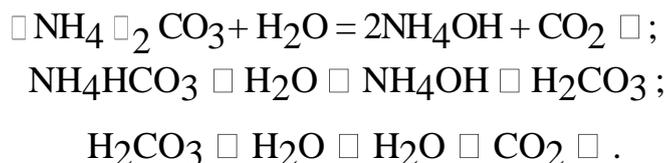


В щелочной среде разложение карбамида происходит при температуре около 100°С. При температуре 25°С в 100 г воды растворяется 119,3 г карбамида. Выделяющиеся в результате реакции углекислый газ и аммиак растворяются в воде и нефти. В результате перед фронтом закачиваемого теплоносителя в пласте перемещаются оторочки углекислого газа и гидроокиси аммония. При этом происходит комбинированное воздействие на пласт теплом, углекислым газом и щелочным раствором гидроокиси аммония. При разложении 1 т карбамида выделяется 746,6 м³ аммиака и 373,3 м³ углекислого газа.

Выделяющиеся аммиак и углекислый газ одновременно выполняют роль трассирующих веществ, что позволяет контролировать характер распространения в пласте закачиваемых агентов.

Углеаммонийные соли – побочный продукт производства азотных удобрений, представляют собой смесь различных карбонатов аммония, в основном, двууглекислого аммония (75-88%) и углекислого аммония (6-12%).

Углеаммонийные соли – кристаллы белого, серого и розового цвета, они не образуют токсичных соединений в воздушной среде и сточных водах в присутствии других веществ. При нагревании углеаммонийных солей до температуры свыше 70°С они разлагаются:



Механизм воздействия на пласт включает те же факторы, что и при закачке карбамида. При разложении 1 т (NH₄)₂CO₃ выделяется 233 л CO₂, а 1 т NH₄HCO₃ – 283 л CO₂.

Углеаммиакаты – побочный продукт производства азотных удобрений.

Углеаммиакаты – раствор карбамида и карбоната аммония в аммиачной воде, полученной из полупродуктов синтеза карбамида. Это прозрачная зеленовато-серая или коричневая жидкость без кристаллов. Углеаммиакаты обладают умеренной коррозионной активностью.

Поскольку углеаммиакаты в основном состоят из карбамида и углеаммонийной соли, механизм их воздействия при закачке в прогретый пласт включает те же факторы.

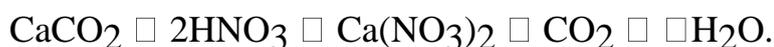
Нитрит аммония представляет собой прозрачную жидкость. При закачке в прогретый пласт водный раствор нитрита аммония разлагается при температуре свыше 70°C:



В дальнейшем азотистая кислота, являясь неустойчивым соединением, разлагается по формуле:



При этом азотная кислота реагирует с карбонатной породой:



Таким образом, при закачке в прогретый пласт раствора нитрита аммония действуют следующие факторы, повышающие эффективность нефтеизвлечения: образуется значительное количество газов (окиси азота и углекислого газа) и увеличивается проницаемость коллекторов в результате растворения породы азотной кислотой.

Одним из механизмов, направленных на повышение нефтеотдачи при закачке практически всех азотсодержащих соединений (АС) в пласт, подвергнутый тепловому воздействию, является образование в пласте диоксида углерода, который характеризуется следующими свойствами:

- хорошо растворяется в нефти и уменьшает её вязкость; при растворении CO_2 в нефти её объём увеличивается и, следовательно, повышается коэффициент вытеснения нефти;
- при растворении CO_2 в пластовой воде повышается её вязкость;
- снижается межфазное натяжение на границе нефть – вода и улучшается смачиваемость породы водой, что также способствует росту коэффициента вытеснения.

При температуре пласта выше критической (для CO_2 – 31°C) диоксид углерода находится в газообразном состоянии при любом давлении. При температуре 25°C (начальная температура в пермокарбоневой залежи) CO_2 находится в газообразном состоянии при пластовом давлении менее 7,0 МПа, при большем давлении он переходит в жидкость. Закачка в пласт CO_2 является одним из перспективных и широко применяемых в мировой практике методов повышения нефтеотдачи.

Если же учесть, что при разложении АС, кроме CO_2 , образуются щелочные растворы, также повышающие эффективность вытеснения нефти, можно предполагать, что периодическая закачка в прогретый пласт АС может дать значительный эффект.

Использование нитрата натрия, разлагающегося с выделением азота, плохо растворимого в жидкости, позволяет создать в пласте стабильную газовую фазу и повысить эффективность вытеснения нефти, а также ускорить продвижение вытесняющего агента по пласту, что особенно важно при разработке залежей, содержащих аномально вязкую нефть для установления взаимодействия между скважинами по нефтяному пласту.

1.5.6. Лабораторные исследования вытеснения нефти растворами азотсодержащих соединений

Задачами лабораторных исследований являются определение влияния концентрации азотсодержащих соединений на коэффициент нефтеизвлечения, выбор наиболее эффективного реагента, оценка оптимальных параметров ведения процесса.

Применяемая в опытах нефть Ярегского месторождения имеет вязкость – 12 000 мПа · с, плотность – 0,936 г/см³, содержит силикагелевых смол 29% и асфальтенов 3,7%. Усинская нефть характеризуется вязкостью 710 мПа · с, плотностью 0,942 г/см³, содержанием силикагелевых смол 18,6% и асфальтенов 11,3%, давление насыщения – 7,7 МПа.

Механизм комбинированного воздействия начинает действовать при разложении большинства азотсодержащих реагентов в пластовых условиях при температуре свыше 100°C. Однако интерес также представляет изучение эффективности вытеснения нефти при более низких температурах пласта (ниже температуры разложения АС). В связи с этим нами рассматривалось гидродинамическое вытеснение нефти на модели пласта при температурах 20-100°C. Нефть из образцов керна вытеснялась первоначально водой, а затем проводилось довытеснение нефти растворами азотсодержащих реагентов при тех же температурах. При довытеснении остаточной нефти из образцов Ярегского месторождения при T = 20°C азотсодержащими реагентами эффект не получен. Результаты исследований процесса гидродинамического вытеснения нефти из нефтенасыщенных образцов Ярегского месторождения при температуре 70°C представлены в таблице 5.1. При вытеснении нефти из образцов керна водой при T = 70°C коэффициент вытеснения увеличивался до 30-60% в зависимости от коллекторских свойств образцов. Значительный рост коэффициента вытеснения (до 50-70%) наблюдается при довытеснении остаточной нефти химреагентами при той же температуре 70°C.

Таблица 5.1 – Результаты опытов по вытеснению высоковязкой нефти водой с последующим довытеснением азотсодержащими реагентами из образцов керна Ярегского месторождения

№ п/ п	№ скважины, № образца	Коэффициент открытой пористости, Кп, %	Коэффициен т проницаемос ти, $K_x, 10^{-15} \frac{м^2}{м^2}$	Нефтеотдача при вытеснении нефти водой при $T = 70^\circ C$	Нефтеотдача при довытесне нии нефти хи мическим реагентом при $T = 70^\circ C$	Состав химического реагента
1	скв.734, № 45	20,53	10,68	29,2 1	57,30	2% р-р NaNO ₂
2	№ 43	18,71	11,31	34,9 5	44,28	2% р-р углеаммиаката
3	скв.740, № 59	18,67	20,49	29,3 0	52,23	4% р-р углеаммонийной соли
4	№ 55	23,59	292,31	36,6 0	51,66	0,5 р-р NaNO ₂
5	№ 67	29,09	1280,2 4	66,1 3	71,28	0,25 р-р NaNO ₂
6	№ 74	27,99	1514,2 5	49,7 0	60,68	1% р-р NaNO ₂
7	скв.734, № 30	31,21	1707,1 2	53,9 5	66,17	2% р-р углеаммонийной соли
8	скв.740, № 63	32,29	3162,0 4	58,7 9	73,93	1% р-р NaNO ₂
9	скв.734, № 32	36,46	4298,9 1	46,2 4	64,07	--

На основании лабораторных исследований можно рекомендовать для довытеснения нефти из прогретого пласта Ярегского месторождения на поздней стадии теплового воздействия использование растворов нитрита натрия или углеаммонийной соли концентрацией до 2%.

Результаты исследований процесса гидродинамического вытеснения нефти на модели пласта пермокарбоновой залежи Усинского месторождения показали, что наибольший эффект достигается при использовании в качестве вытесняющего агента 1%-го раствора углеаммиакатов (табл. 5.1).

В этом случае коэффициент вытеснения нефти при $T = 100^{\circ}\text{C}$ достигает 54,5%. Подобный эффект будет наблюдаться и при закачке в пласт карбамида, так как он является основной составляющей углеаммиакатов. Важно отметить, что применение углеаммиакатов при холодном заводнении (при температуре 25°C) позволяет повысить коэффициент вытеснения нефти на пермокарбоновой залежи Усинского месторождения на 10-15 пунктов (см. табл. 5.2). В связи с этим можно рекомендовать закачку 1%-го раствора углеаммиакатов (либо карбамида) на участках, разрабатываемых на естественном упруговодонапорном режиме.

Таблица 5.2 – Влияние добавок химреагентов на вытеснение нефти из карбона нефтенасыщенных образцов пермокарбоновой залежи Усинского месторождения

№ п/п	Раствор	Температура, $^{\circ}\text{C}$	Нефтеотдача, %
1	Вода	25	19,0
2	Вода	100	46,0
3	Углеаммиакаты, $C^* = 2\%$	25	30,0
4	Углеаммиакаты, $C = 2\%$	100	53,2
5	Углеаммиакаты, $C = 1\%$	25	39,0
6	Углеаммиакаты, $C = 1\%$	100	54,5

*) концентрация раствора

Повышение нефтеотдачи при температурах более низких, чем температура разложения химреагентов, связано со снижением поверхностного натяжения, за счёт чего значительно улучшается процесс вытеснения высоковязкой нефти и повышается охват пласта вытеснением.

После окончания опыта температура в модели повышалась до 150°C и определялась эффективностью вытеснения нефти образовавшимся при разложении карбамида газом. Таким образом, имитировалась обработка призабойных зон пласта теплоносителем и карбамидом. Для предотвращения влияния на нефтеотдачу испарения воды на выходе из модели поддерживалось соответствующее противодавление.

Кривые вытеснения нефти при 25°C растворами карбамида концентраци-

ей 0,5 и 10% на модели карбонатной породы Усинского месторождения проницаемостью 5 мкм^2 (кривые Б и В).

Приведены результаты опыта, в котором на первом этапе нефть вытеснялась раствором карбамида 5%-й концентрации при температуре 100°C , а после окончания процесса вытеснения температура в модели повышалась до 200°C и происходило вытеснение нефти генерируемым в результате разложения карбамида газом (кривая А).

Из рисунка видно, что при температуре 25°C увеличение концентрации реагента с 0,5 до 10% не даёт заметного эффекта.

При температуре разложения карбамида (150°C) увеличение концентрации реагента с 0,5 до 10% приводит к росту нефтеотдачи с 40 до 61%. Анализ газа, добываемого из модели при 150°C , показал, что он в основном представлен диоксидом углерода. При концентрации карбамида 5% (кривая А) достигается почти такая же нефтеотдача, как при концентрации 10%, но при большей температуре (200°C). Если в первом опыте удельный расход химического реагента составил 0,94 т/т, то во втором – 0,23 т/т.

Полученные результаты дают основание рекомендовать применение карбамида при пароциклических обработках скважин и площадной закачке пара. Закачка раствора карбамида в призабойную зону скважины должна повысить эффективность пароциклических обработок. Вводить в скважину реагент следует после предварительного прогрева призабойной зоны пласта до $150\text{-}200^\circ\text{C}$.

Приведены кривые вытеснения нефти водой с периодическим вводом в пласт оторочки насыщенного раствора карбамида.

Эксперименты проводились по следующей методике: вначале нефть вытеснялась при температуре 25°C водой до полной обводнённости продукции, затем в пласт вводилась оторочка насыщенного раствора карбамида в размере 0,05-0,07 порового объёма пласта и вытеснение водой продолжалось при той же температуре до полной обводнённости. В дальнейшем температура повышалась до 80°C и вновь после завершения процесса вытеснения нефти вводилась оторочка карбамида с последующей закачкой воды. Таким же образом проводился эксперимент при температуре 150°C . Опыт Б проводился на модели с проницаемостью $1,8 \text{ мкм}^2$, в опыте А проницаемость модели была $0,3 \text{ мкм}^2$.

Ввод оторочки карбамида при температуре 25°C не дал эффекта, при 80°C ввод оторочки привёл к увеличению нефтеотдачи на 10% лишь при проницаемости пласта $0,3 \text{ мкм}^2$. Значительный рост нефтеотдачи за счёт закачки оторочки карбамида был достигнут при 150°C . В опыте Б прирост нефтеотдачи составил 9%, в опыте 2-30%. Одна из гипотез, объясняющих значительно больший эффект на модели меньшей проницаемости – более рациональное использование газа при меньшей проницаемости пласта.

Установлено, что после ввода оторочки карбамида наблюдается существенный рост давления на входе в модель и появление на выходе стойкой и вязкой водонефтяной эмульсии. Образование эмульсии происходит в результате взаимодействия гидроокиси аммония с нафтеновыми кислотами нефти с образованием аммониевых солей нафтеновых кислот, которые являются сильными эмульгаторами. Благодаря этому фактору закачка в неоднородный пласт карбамида будет способ-

ствовать увеличению охвата пласта процессом вытеснения.

Ранее отмечалось, что температура разложения углеаммонийной соли составляет свыше 70°C , т. е. можно ожидать такой же эффект, но при значительно меньших температурах, чем в случае применения карбамида.

Это позволяет рекомендовать закачку этого реагента в залежи с пластовой температурой свыше 70°C для реализации водогазового воздействия.

Приведены кривые вытеснения нефти водой с периодическим вводом в пласт оторочки насыщенного раствора углеаммонийной соли.

Методика проведения экспериментов состояла в следующем: вначале нефть вытеснялась при температуре 25°C водой до обводнённости 100%, затем в пласт вводилась оторочка насыщенного раствора реагента и продолжался процесс вытеснения при 25°C до полной обводнённости продукции. Затем температура повышалась до 80°C и вновь после обводнения вводилась оторочка реагента с последующей закачкой воды.

Таким же образом проводился эксперимент при температуре 120°C . В опыте А (проницаемость модели 2 мкм^2) вытеснение проводилось при температуре 25 и 80°C , в опыте Б (проницаемость модели $2,5 \text{ мкм}^2$) – 25,80 и 120°C . Ввод оторочки реагента производился только в опытах А и Б.

В опыте А первая оторочка была введена при температуре 25°C после закачки одного порового объёма вытесняющего агента, вторая – при 80°C после закачки 2,5 порового объёма. В опыте Б первую оторочку ввели при тех же условиях, что и в опыте А, а вторую оторочку ввели при 120°C после закачки четырёх поровых объёмов вытесняющего агента.

Для сравнения на этом же рисунке приведена кривая вытеснения нефти водой без реагента при тех же температурах (кривая В). В опыте А прирост нефтеотдачи после ввода реагента при 80°C составил 9%. В опыте Б прирост нефтеотдачи при 80°C составил всего 2%, хотя накопленная нефтеотдача при 80°C в обоих опытах превысила 50% и на 20-27% (абс.) больше, чем в базовом опыте (без реагента). Это объясняется тем, что «сработала» первая оторочка реагента, введённая при 25°C , а существенный эффект от ввода второй оторочки был получен лишь в опыте А. Прирост нефтеотдачи при 120°C после закачки оторочки реагента в опыте Б составил 5%.

На основании лабораторных исследований по применению азотсодержащих соединений для воздействия на залежи высоковязкой нефти Ярегского и Усинского месторождений сделаны следующие выводы:

На основании масштабных лабораторных исследований, выполненных для условий Ярегского и пермокарбоновой залежи Усинского месторождений, были сделаны следующие выводы:

1. При температурах ниже температуры разложения азотсодержащих:
 - для условий Ярегского месторождения растворы нитрита натрия или углеаммонийных солей концентрацией до 2% при температуре 70°C и выше. Применение термохимического воздействия на пласт позволяет на 10-15 пунктов повысить коэффициент вытеснения нефти по сравнению с водой той же температуры;
 - для условий Усинского месторождения растворы углеаммиакатов кон-

центрацией 1-2% при температурах 25°C позволяют на 10-20 пунктов повысить коэффициент вытеснения нефти по сравнению с водой.

2. Добавка азотсодержащих химреагентов в закачиваемый теплоноситель при температурах более 150°C приводит к их разложению с образованием углекислого газа и щёлочи, что способствует существенному росту нефтеотдачи пласта, ускорению продвижения вытесняющего агента к добывающим скважинам.

3. Для повышения эффективности пароциклических обработок скважин рекомендуется до или после ПЦО закачивать в призабойную зону пласта 10%-й раствор карбамида или других азотсодержащих растворов.

Для изучения практического опыта применения азотсодержащих соединений в промысловых условиях в *приложении 3* излагается промысловый опыт применения этих соединений на Ярегском месторождении высоковязкой нефти.

1.5.7. Комбинированные технологии теплового воздействия на пласт с закачкой гелеобразующих составов

Для увеличения охвата пласта заводнением или паротепловым воздействием в Институте химии нефти СО РАН в последние годы созданы новые технологии увеличения нефтеотдачи с применением термотропных неорганических и полимерных гелеобразующих систем, генерирующих гели непосредственно в пласте. Предложены термотропные гелеобразующие системы с различным временем гелеобразования – от нескольких минут до нескольких суток – в интервале температур 30 ÷ 320°C. Основным компонентом этих систем также являются азотсодержащие соединения. Гелеобразующие композиции типа «ГАЛКА» представляют собой водный раствор карбамида и хлористого алюминия. При закачке этих маловязких водных растворов в прогретый пласт (при температурах свыше 100°C) происходит гидролиз карбамида и уменьшение кислотности раствора. При достижении порогового значения pH, равного 3,8-4,2, происходит практически мгновенное (во всем объёме композиции) образование высоковязкого геля гидроокиси алюминия:



В поверхностных условиях композиции являются маловязкими водными растворами. Гелеобразование происходит в пластовых условиях при повышенных температурах закачиваемого теплоносителя. За счёт тепловой энергии закачиваемого теплоносителя карбамид гидролизуетсся с образованием аммиака и углекислого газа, что приводит к постепенному повышению pH раствора, в результате чего через определённое время во всем объёме раствора практически мгновенно образуется гель гидроксида алюминия. В ИХН СО РАН и в своё время в Печорнипинефти были исследованы кинетика гелеобразования, реологические и фильтрационные свойства гелей. Время гелеобразования регулируется температурой и соотношением компонентов в составе композиции «ГАЛКА» и может изменяться от 20-30 мин. до нескольких суток. Вязкость состава «ГАЛКА» при температурах 100-250°C составляет 1 500-3 000 мПа · с.

Состав обладает высокой поверхностной активностью, что обеспечивает

его хорошие нефтewытесняющие способности.

В процессе лабораторных работ, которые проводились применительно к условиям Усинского месторождения в институте «Печорнипнефть» и Томском институте химии нефти, исследовалось время гелеобразования для растворов «ГАЛКА», в которых концентрации хлорида алюминия и карбамида находились в пределах 2,0-8,3 и 3,75-30,0% соответственно. Всего было проведено 42 опыта при различных температурах (от 100 до 250°C) по определению времени гелеобразования в зависимости от кратности соотношения соли алюминия и карбамида в гелеобразующем составе.

В результате образования геля происходит перераспределение фильтрационных потоков, выравнивание профиля приёмистости паронагнетательных скважин, снижение обводнённости продукции добывающих скважин, при этом проницаемость породы пласта по воде снижается в 4 ÷ 35 раз. Присутствие ПАВ в гелеобразующем растворе усиливает смачивание породы нефтяного коллектора, улучшает проникающую и нефтewытесняющую способность раствора.

В 2000 году ИХН СО РАН совместно с ОАО «АУРАТ» организовано производство твёрдой товарной формы композиции ГАЛКА-термогель: ГАЛКА-термогель-С для температур в пласте 70-320°C. Основными отличительными особенностями композиций ГАЛКА-термогель являются: регулируемая температура гелеобразования, гомогенность и низкая вязкость водных растворов, низкие температуры застывания растворов, твёрдая товарная форма. Это позволяет применять композиции в широком интервале температур (от 20 до 320°C), в том числе и при паротепловом воздействии на пласт; делает их пригодными для применения в низкопроницаемых коллекторах; даёт возможность производить закачку композиций в скважину путём дозирования непосредственно в водовод, без предварительного растворения; делает технологию применимой в зимних условиях.

В настоящее время эти композиции в промышленном масштабе применяются на участках паротеплового воздействия на пласт на Усинском месторождении.

На участках месторождения, где применяется площадная закачка пара, в нагнетательные скважины для увеличения нефтеотдачи пласта осуществляется периодическая закачка гелеобразующей композиции ГАЛКА и нефтewытесняющей композиции НИНКА, также разработанной в Томске. Для повышения эффективности ПЦО обводнённых скважин в них для изоляции обводнённых интервалов и снижения обводнённости закачивается композиция ГАЛКА.

Раздел 2. Методы увеличения дебита скважины

2.1. Электромагнитное воздействие

Электромагнитное воздействие (ЭМВ) на пласт и призабойную зону основано на использовании особенностей термогидродинамических процессов в продуктивных коллекторах, возникающих при воздействии высокочастотного электромагнитного поля (ЭМП). Находясь в области действия переменного электрического поля, скопления молекул жидких углеводородов начинают колебаться с частотой, зависящей от источника электроэнергии.

При этом осуществляется глубокий объемный нагрев с малым градиентом температуры, что является важным с точки зрения увеличения нефтеотдачи пластов и интенсификации притока жидкости к скважине. Уменьшается вязкость нефти, увеличивается пластовое давление вследствие выделения растворенных газов и испарения легких фракций углеводородной пластовой жидкости. Также осуществляется практически полное снижение фильтрационных потенциалов статического электричества, которые возникают в нефтесодержащих коллекторах и препятствует течению нефти.

Зона теплового воздействия определяется способом создания высокочастотного электромагнитного поля в пласте, напряженностью, частотой, а также электрическими свойствами пласта. Она мало зависит от коллекторских свойств пласта и начального притока нефти в скважину, что позволяет применять электромагнитное воздействие при одновременной эксплуатации скважин.

За счет применения ЭМВ достигается:

- глубокий прогрев призабойной зоны пласта электромагнитным полем высокой частоты;
- вызов и значительное увеличение притока нефти к скважине;
- увеличение приемистости низкопроницаемых пластов;
- очистка призабойной зоны скважины;
- разрушение парафиновых, газогидратных и асфальто-смолистых пробок в скважинах.

Помимо эффектов, связанных с прогревом пласта, ЭМВ способствует:

- снижению температуры начала кристаллизации парафина в нефти, изменению ее реологических характеристик;
- деэмульсации нефти как на забое скважины, так и в продуктивном пласте;
- снижению поверхностного натяжения на границе раздела фаз нефть-вода, нефть-порода, что повышает коэффициент вытеснения за счет доотмыва пленочной и капиллярно-удерживаемой нефти;
- появлению дополнительных градиентов давления за счет силового взаимодействия ЭМП с пластовыми жидкостями.

При электромагнитном воздействии на пласт часть энергии распространяющихся в пласте ЭМ волн преобразуется в тепло из-за диэлектрических потерь в нефтенасыщенной породе пласта. Вследствие этого в пласте практически мгновенно (ЭМ волны распространяются в среде с очень большой скоростью) возникают объемные распределенные источники тепла, чем и объясняется большой радиус охвата тепловым воздействием.

Реализация методов достигается следующим образом. После вскрытия пласта и сооружения технологических скважин часть из них оборудуют электродами. В случае вскрытия залежи обсаженными скважинами в качестве 2-го электрода используют обсадную колонну. К электродам подводят электрический кабель, соединенный с наземной электронной аппаратурой. В процессе работы проводится корректировка воздействия по программе с использованием информации об изменениях параметров пласта.

Электровоздействие низкой частотой используется предприятием «Элинт-Геон» для интенсификации водяных скважин («водяная технология»).

Серия промысловых испытаний была выполнена на нефтяных месторождениях Азербайджана, Республики Башкортостан, Западной Сибири (Самотлорское месторождение). Промышленные работы также велись на месторождениях «Славнефти», где показали высокую эффективность метода. В среднем на каждую обработанную скважину достигнуто увеличение дебита на 18.6 т (по 30 скважинам) и двукратное снижение обводненности. Также проводятся работы по интенсификации выхода метана из угольных пластов.

На месторождении Узень в Казахстане обработка электрическими импульсами обеспечила среднее снижение обводненности продукции скважин на 9%. Средняя дополнительная добыча нефти на 1 скважину составила 460 т (всего 139 обработанных скважин).

Промысловые испытания высокочастотного воздействия проводились на Ишимбайском месторождении ОАО «АНК Башнефть», Сугушлинской и Мордово-Кармальской залежах битумов ОАО «Татнефть». В результате были отработаны различные режимы воздействия на ПЗП и достигнут объемный разогрев ПЗП радиусом до 10 м и более.

Чикагским институтом NTRI разработана технология извлечения высоковязких нефтей, согласно которой залежь разбуривается 3 рядами скважин. В скважины центрального ряда, обсаженные до кровли пласта (глубина до 300 м), опускают 150-мм электроды (излучатели), которые используют 95% приложенной энергии электромагнитного высокочастотного воздействия. При этом пласт разогревается до температуры 100-150 °С, вязкость нефти снижается, после чего нефть извлекается из скважин центрального ряда путем вытеснения из пласта горячей водой, паром и другими агентами, нагнетаемыми в скважины соседних рядов. При этом выполняется следующий энергетический баланс: полная энергия, затраченная на извлечение 5-8 т нефти, равна электрической энергии, получаемой при сжигании 1 т нефти. Технология прошла ОПР на залежах битуминозных песчаников провинции Альберта (Канада).

2.2. Волновое воздействие на пласт

2.2.1. Импульсно-ударное и вибрационное воздействие

Проводимость пласта можно повысить мощными ударными волнами, которые создаются во время взрыва на забое зарядами взрывчатых веществ специального назначения. При этом образуется сеть трещин в твердых породах, и благодаря тепловым эффектам во время взрыва создают условия, способствующие улучшению притока углеводородов в скважины. Разрыв пороховыми газами при помощи специальных снарядов АДС и генераторами давления ПГД-БК. АДС – время сгорания 200 с, давление на забое возрастает до 100 Мпа, температура достигает 180-250 °С. Чтобы увеличить интенсивность ударного импульса, применяют заряды с меньшим временем сгорания. Продукты сгорания – двуокись углерода, соляная кислота, вода, хлор, окислы азота снижают вязкость нефти и при этом увеличивают приток в скважину углеводородов. Заряды генераторов давления ПГД-БК состоят из шашек до 10 кг, во время взрыва давление возрастает до 250 Мпа. Под влиянием импульса давления столб

жидкости в скважине после взрыва колеблется с затухающей амплитудой создавая на зону ПЗП переменные нагрузки, которые способствуют образованию и раскрытию трещин и выносу в скважину загрязняющих поры частиц.

Вибросейсмическое воздействие

Источники, генерирующие колебания, располагают как на поверхности так и в скважине. Позволяют использовать на многопластовых месторождениях с маловязкими нефтями. Эффект от воздействия ВСВ проявляется в зоне радиусом 2.5-3 км от точки установки виброисточника, при этом дополнительная добыча достигает до 38 % от общей добычи участка месторождения.

2.3. Плазменное воздействие (ПИВ)

Как работает технология:

При использовании плазменно-импульсного воздействия увеличивается проницаемость призабойной зоны скважины, увеличивается гидродинамическая связь нефтяного пласта с забоем скважины за счет очистки старых и создания новых фильтрационных каналов, происходит очищение порового пространства и формирование новых микротрещин в призабойной зоне скважины и фильтрационных каналах пласта.

Позволяет увеличить нефтеотдачу всех видов скважин: вертикальных, наклонных и горизонтальных, в том числе низкодебитных. Несколько сотен мощных разрядов с образованием плотной плазмы очищают призабойную зону и распространяются вглубь пласта, очищая интервалы перфорации. Конкурентные преимущества — эффективность, простота обработки, безопасность, сверхточное селективное воздействие, возможность повторного использования [2].

Особенности:

- Экологическая чистота, работает в естественных геологических условиях скважин без добавок реагентов;
- Плазменно-импульсное воздействие (ПИВ) используется при любой обводненности;
- Улучшает проницаемость прискважинной зоны добывающих и нагнетательных скважин, и продуктивных пластов в целом;
- Значительно увеличивает дебит нефти на скважинах эксплуатируемых на месторождениях поздней стадии разработки;
- Кратно увеличивает приемистость нагнетательных скважин вне зависимости от их предыдущего назначения;
- Воздействует на соседние с обрабатываемой скважины, которые откликаются положительным дебитом;
- Технология дает положительные результаты на месторождениях в коллекторах любой геологической сложности;
- Безопасна в эксплуатации;
- Сокращает период освоения новой скважины и срок вывода ее на режим эксплуатации.

Источник колебаний – генератор плазменно-импульсного воздействия (ПИВ)

Источник колебаний по техническим параметрам полностью соответствует характеристикам, присущим нелинейным системам - энергоемкий, выделяет значительное количество энергии с высокой температурой (25000-28000 °С) за короткий промежуток времени (50-53 мкс), формирует ударную волну с избыточным давлением, многократно превышающим пластовое.

За счет технологических ограничений ударная волна распространяется направленно через перфорационные отверстия по профилю каналов. Создаются вынужденные периодические колебания в окружающей среде (продуктивная залежь) со значительной амплитудой.

Плазменно-импульсное воздействие инициируется в естественных (реальных) геологических условиях без добавок химических реагентов при любой обводненности скважины, и способствует возникновению параметрического резонанса в целом в системе, при этом возмущенная среда не оказывает на источник колебаний никакого обратного воздействия.

Многочисленное повторение плазменного импульса в заданных точках рабочего интервала формирует широкополосный сигнал от 1 до 12 000 Гц с одновременным выделением значительного количества направленной энергии, которая комплексно нелинейно воздействует как на призабойную (рис. 1), так и удаленную зону пласта.



а) Электроды замкнуты проводником, перфорационные каналы закольцованы



б) Иницируется взрыв проводника, происходит образование плазмы



в) Расширяющаяся плазма создает ударную волну, которая через перфорационные каналы проникает в призабойную зону и далее в пласт



г) Сжатие и охлаждение плазмы приводит к выносу закупоривающих осадков в ствол скважины, а ударная волна переходит в объемную упругую волну

Рисунок 2.1. – Воздействие плазменного импульса на призабойную зону пласта

Происходит многократное направленное термическое, акустическое, ударно-волновое и упругое воздействие на продуктивный пласт. В результате происходит декольматация призабойной зоны, очистка трещин и каналов от солей, твердых частиц, ароматических углеводородов, улучшается проницаемость контура питания скважины, в работу включаются ранее не промытые целики нефти, происходят другие благоприятные условия для односторонней миграции газожидкостной среды из зоны высокого давления в зону пониженного давле-

ния. Одновременно за счет резонансного эффекта (совпадение частоты сигнала с частотой продуктивного пласта) происходит перераспределение двухфазной жидкости (нефть/газ – вода) по вертикали.

Вызываемые в продуктивном пласте резонансные колебания позволяют очистить существующие и сформировать новые фильтрационные каналы на удалении более 1500 метров от очага воздействия.

Кроме масштабного воздействия создание плазмы позволяет решать и локальные задачи по очистке призабойной зоны скважин. Мгновенное расширение плазмы создает ударную волну и последующее охлаждение, а сжатие плазмы вызывает обратный приток в скважину через перфорационные отверстия, что на начальном этапе обработки скважины способствует выносу колюматизирующих веществ в ствол скважины.

Технология ПИВ универсальна, успешно применяется на всех этапах эксплуатации как добывающих, так и нагнетательных скважин, в частности:

- на стадии освоения – для вызова притока жидкости и быстрого вывода добывающей скважины на режим эксплуатации;
- на месторождениях поздней стадии разработки – на высокообводненных скважинах (более 75 %) в реальных геологических условиях без добавок в скважину химических реагентов, с целью повышения их дебита;
- на нагнетательных скважинах – с целью увеличения приемистости и выравнивания профиля приемистости.

Одной из основных особенностей технологии ПИВ является то, что при обработке одной скважины положительным дебитом откликаются соседние, связанные профилем фильтрации скважины, как правило, за счет снижения их обводненности.

В условиях, когда более 50 % разведанных запасов относятся к категории трудноизвлекаемых, использование технологии ПИВ позволит дополнительно извлечь 10-15 % нефти.

Область применения

1. Вызов притока жидкости в скважину на этапе освоения в коллекторах любой геологической сложности.
2. Увеличение дебита добывающих скважин при любой обводненности.
3. Увеличение дебита добывающих скважин на месторождениях поздней стадии разработки. Обводненность на них значительно снижается, а продуктивность повышается.
4. Увеличение приемистости нагнетательных скважин на коллекторах любой сложности.
5. Выравнивание профиля приемистости нагнетательных скважин.



Рисунок 1.2 – Общий вид прибора ПИВ-42

Теоретическое обоснование

Ток высокого напряжения – 3000-5000 В – от батареи накопительных конденсаторов подается на электроды, которые замыкаются калиброванным проводником, что приводит к его взрыву и образованию плазмы в замкнутом пространстве.

Во время взрыва происходит освобождение энергии, переходящей в состояние сильно нагретого газа с очень высоким давлением, который, в свою очередь, с большой силой воздействует на окружающую среду, вызывая ее движение.

При электрическом разряде в жидкости через калиброванный металлический проводник образуется плазменный канал. Сам проводник превращается в газ (пар), в котором происходит повышение давления, плотности и температуры среды, то есть образуется взрывная волна.

Резкий скачкообразный переход вещества из исходного состояния в состояние с очень высоким давлением и температурой представляет собой ударную волну, которая распространяется со сверхзвуковой скоростью.

Передний фронт ударной волны, имеющий избыточное давление, передает состояние движения от одного слоя к другому. В результате область, охваченная воздействием, быстро расширяется.

При взрыве в жидкой среде максимальное давление достигается в момент сжатия среды в ударной волне.

При распространении взрывной волны в твердых упругих средах ударный фронт сравнительно быстро исчезает, и взрывная волна превращается в ряд последовательных колебаний, распространяющихся со скоростью упругих волн.

Импульсное давление создается следующим образом: в разряднике скважинного генератора протягивается металлический проводник. На него подается мощный импульс электротока, в результате чего проводник плавится, испаряется и создается плазма, характеризующаяся высокой температурой, большим количеством частиц ($\sim 10^{20}$ см⁻³) и высоким давлением. Плазменно-импульсный генератор содержит в себе см. рисунок 3.

После разряда формируется газовый пузырь, характеризующийся рядом затухающих пульсаций (депрессия-репрессия) под воздействием кинетической энергии и гидростатического давления, что инициирует появление волн сжатия и разряжения.



Рисунок 2.2. – Состав плазмогенератора

Учитывая, что короткий, но мощный импульс, сопровождающийся пульсацией давления (депрессия-репрессия), инициируется в закрытом объеме, ударная (упругая) волна проходит через перфорацию, очищая ее.

Заданное количество импульсов повторяется в одной точке через равные промежутки времени. Первые импульсы чистят перфорацию, удаляя кольматант, что является основной задачей при обработке горизонтальных скважин. Если требуется, воздействие в заданной точке может продолжиться, и последующие импульсы будут распространяться по пласту, вызывая эффект акустической кавитации, в результате чего увеличивается проницаемость призабойной зоны.

Вся операция происходит за один спуск-подъем. Металлический проводник восстанавливается автоматически без подъема оборудования. За один спуск-подъем генератор может сделать до 1000 подобных импульсов.

Об этом же свидетельствует опыт применения технологии на вертикальных скважинах, который подтвержден различными геофизическими и гидродинамическими исследованиями.

Визуальные наблюдения через телевизионную установку, размещенную в реагирующей скважине на расстоянии 200 метров от обрабатываемой показали, что технология ПИВ позволяет не только эффективно декольматировать призабойную зону пласта, но и, в случае необходимости, селективно значительно увеличивать зону дренирования в низкопроницаемых коллекторах, что весьма актуально для одноствольных ГС.

Технология плазменно-импульсного воздействия



На рисунке 2.4. приведен принцип расположения оборудования при спуске прибора в скважину, а также состав самого прибора.



Рисунок 2.3. – Используемое оборудование при спуске и состав прибора

Упругость пласта

Упругие свойства горных пород характеризуются модулем объемной упругости и зависят от минералогического состава, структуры, глубины залегания коллектора, величины прилагаемой нагрузки. Продуктивная залежь, представляющая собой газожидкостную двухфазную среду, находящуюся в упругом состоянии в термобарических условиях пласта, слоиста, при этом каждый слой имеет свою частоту (нелинейная система).

В залежи постоянно идут незатухающие колебания, поддерживаемые внешними источниками энергии (солнечно-лунные приливы, удаленные землетрясения и т.д.).

Эти колебания происходят в нелинейной диссипативной (неравновесной) среде, вид и свойства которых определяются самой системой (автоколебательный режим).

Совокупность направлений, в которых распространяется поле упругих колебаний, определяется направляющими свойствами коллектора, в частности, его расчлененностью, а его затухание определяется резонансными свойствами каждого слоя.

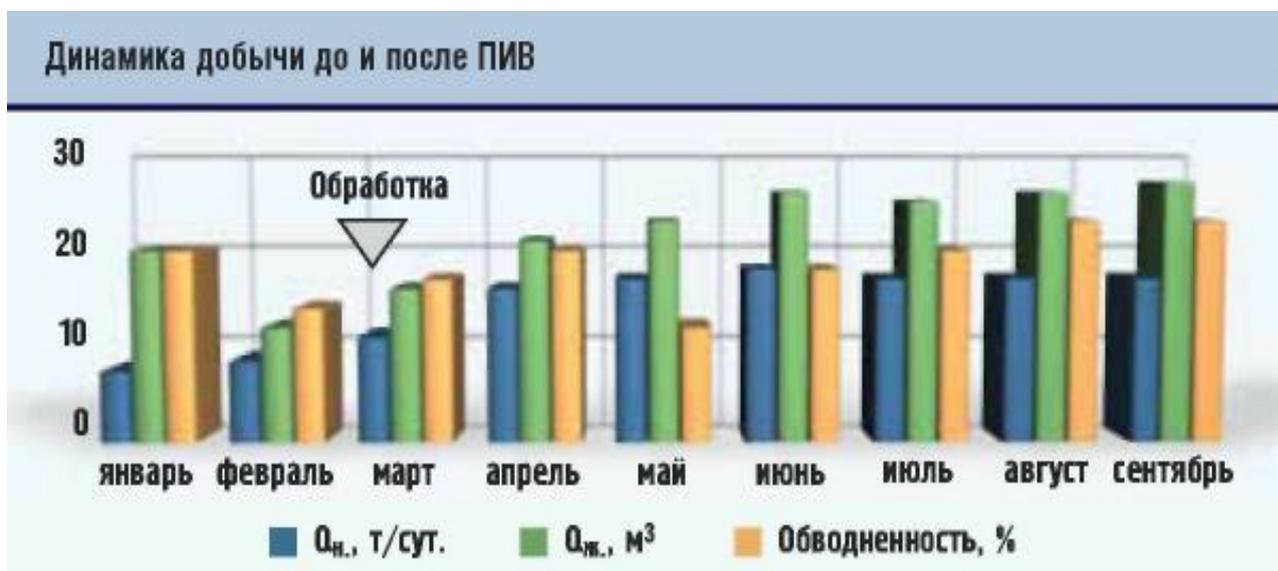
Таким образом, продуктивная залежь является нелинейным осциллятором (совокупность колебаний) в неравновесной среде.

ПИВ создает благоприятные условия, способствующие миграции нефти и газа в породах различной проницаемости. Образуются новые трещины и каналы в целиках, линзах, тупиковых зонах между скважинами, а также в порах обводненного пласта.

Плазменно-импульсное воздействие на продуктивную залежь можно рассматривать как «взаимодействие нелинейного широкополосного идеального возбудителя с нелинейным осциллятором». В неравновесной среде даже незначительные возмущения вызывают непропорционально большие результаты.

При совпадении амплитудно-частотных характеристик широкополосного источника возбуждения (плазменный импульс) с круговой частотой нелинейного осциллятора (продуктивная залежь) возникает эффект параметрического резонанса.

Эффективность



Разработчики полагают, что технология ПИВ может успешно применяться и в многоствольных скважинах, поскольку воздействие направленно и управляемо в зависимости от решаемой задачи. Предлагаемый способ интенсификации притока углеводородов в горизонтальное окончание скважины позволит вовлекать в работу ранее пропущенные слабодренированные застойные зоны и пропластки, что даст возможность максимально эффективно, экологиче-

ски безупречно эксплуатировать скважину, не прибегая к сложным дизайнам ГРП, кислотным ваннам на всех стадиях эксплуатации, начиная с освоения.

При снижении дебита скважины в ходе эксплуатации предлагаемый способ позволяет неоднократно повторять процесс стимуляции до тех пор, пока эксплуатация ГС будет экономически целесообразной.

Для эффективного применения указанного способа скважина должна отвечать следующим требованиям:

- компоновка фонтанной аппаратуры и горизонтального окончания должна быть с минимальным проходным отверстием не менее 50 мм, что даст возможность проводить спуск в скважину необходимого технологического оборудования;
- обсадная колонна должна быть герметичной.

При реализации способа возникает необходимость, в отличие от работы в вертикальной скважине, не просто опускать устройство, а проталкивать его вперед с определенным усилием. Для этого используется колтюбинг, при помощи которого генератор ПИВ доставляется на заданную глубину горизонтального окончания, при этом, во избежание аварии, осевое усилие контролируется датчиком давления с передачей информации на контрольный модуль.

Рабочие интервалы горизонтального окончания можно определять, как встроенным локатором муфт, так и геофизической аппаратурой с выставлением меток на экране контрольного модуля.

После окончания обработки проводится прямая промывка скважины с добавлением, в случае необходимости, деструктора.

На данный момент есть все основания полагать, что технология ПИВ для скважин с горизонтальным окончанием будет востребована не только для добычи нефти, но и для увеличения проницаемости пластов при добыче угольного газа — метана, а также сланцевого газа.

Возвращаясь к опыту применения плазменно-импульсного воздействия на вертикальных скважинах, следует отметить, что технология хорошо зарекомендовала себя, решая задачи по повышению производительности низкодебитных скважин и скважин с упавшим эффектом от ГРП.

Например, при проведении опытно-промышленных и промышленных работ в Западной Сибири в 2011-2012 годах среднее увеличение дебита по нефти составило 67% при среднем базовом дебите до воздействия около 8,5 тонн в сутки. При этом число успешных скважинных операций превысило 82%. Следует отметить, что в подавляющем большинстве случаев под обработку представлялись скважины с упавшим эффектом от ГРП.

Другим примером может являться применение технологии в начале 2013 года и по настоящее время в США (штатах Луизиана, Оклахома и Канзас). Работы проводятся на истощенных месторождениях 40-50-х годов прошлого века. При 100% успешных работ средний прирост по нефти превысил 150%. Однако это уже повод для написания отдельной статьи, посвященной опыту внедрения российской разработки на территории США и других стран.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы повышения нефтеотдачи пластов. – М., Недра, 1986г.-308 с.
2. Гиматудинов Ш.К., Ширковский А.И. Физика нефтяного и газового пласта. М., Недра, 1982г. –250 с.
3. Донцов К.М. Разработка нефтяных месторождений. М., Недра, 1977г. – 255 с.
4. Ибрагимов Г.З. и др. Применение химических реагентов для интенсификации добычи нефти. М. Недра, 1991г.
5. Гиматудинов Ш.К. Разработка и эксплуатация нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений. М. Недра, 1988г.
6. Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений. М. Недра, 1986г.-300 с.
7. Байбаков Н.К., Гарушев А.Р. Тепловые методы разработки нефтяных месторождений. М., Недра, 1981 г.
8. Бойко В.С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений. М., Недра, 1990 г.
9. Борисов Ю.П., Рябинина З.К., Воинов В.В. Особенности проектирования разработки нефтяных месторождений с учетом их неоднородности. М., недра, 1976 г.
10. Ленченкова Л.Е., Кабиров М.М., Персиянцев М.Н. Повышение нефтеотдачи неоднородных пластов. Учебное пособие. Уфа, изд-во УГНТУ, 1998.-255 с.
11. Николаевский В.Н. Механика пористых и трещиноватых сред. М., Недра, 1984 г.
12. Методическое руководство по расчету коэффициентов извлечения нефти из недр. М., 1986г.-250 с.
13. Методическое руководство по определению эффективности применения тепловых, газовых и физико-химических методов увеличения нефтеотдачи пластов. М., 1991 г-42 с.
14. Методическое руководство по оценке технологической эффективности применения методов увеличения нефтеотдачи пластов. Уфа-Нефтеюганск., 1997г.- 30 с.
15. Методические указания: Комплексирование и этапность выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений. М., 2002г –75 с.
16. Методическое руководство по проектированию разработки нефтяных месторождений с применением гидроразрыва пластов (ГРП) на основе современных компьютерных технологий. М., 1998г – 70 с.
17. Журнал «Нефтепромышленное дело» годовая подписка с 1998года по 2002 год.
18. Журнал «Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений» № 8, 1993 год и 2002г.
19. Журнал «Нефтяное хозяйство» годовая подписка 2001г и 2002 г.

20. Особенности разработки газонефтяных залежей и влияние геологопромысловых факторов на их нефтеотдачу. Серия «Нефтепромысловое дело». М., № 13, 1986г.
21. Проект опытно-промышленных испытаний эмульсионных композиций на основе Нефтенала НЗ на Стрежевском месторождении. Ответ. Исп. Чистяков А.Ю., Крянев Д.Ю., Ибрагимов А.Х., М., 1997г.
22. Отчет «Обоснование применения методов повышения нефтеотдачи и разработка программ для их внедрения на месторождениях п/о «Томскнефть» (Озерное, Вахское, Малореченское, Игольское, Ломовое, Верхне-Тарское месторождения). Отв. Исп. Пешков В.Е., Томск, институт ТомскНИПИнефть, 1991г.

