

**МИНОБРНАУКИ РОССИИ**  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего профессионального образования  
**«Ухтинский государственный технический университет»**  
**(УГТУ)**

Л. М. Рузин, О. А. Морозюк

**МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ**  
**(теория и практика)**

Учебное пособие

Ухта, УГТУ, 2014

УДК 622.276.34 (075.8)

ББК 33.36 я7

Р 83

**Рузин, Л. М.**

Р 83 Методы повышения нефтеотдачи пластов (теория и практика) [Текст] : учеб. пособие / Л. М. Рузин, О. А. Морозюк. – Ухта : УГТУ, 2014. – 127 с.

ISBN 978-5-88179-832-1

Учебное пособие содержит характеристики основных методов повышения нефтеотдачи, критерии применимости, их эффективность и результаты применения в промышленных условиях.

Учебное пособие предназначено для магистров направления подготовки «Нефтегазовое дело».

Работа выполнена в рамках реализации проекта по подготовке высококвалифицированных кадров для предприятий и организаций регионов (**Программа «Кадры для регионов»**).

**УДК 622.276.34 (075.8)**

**ББК 33.36 я7**

**Содержание издания согласовано с отделом разработки нефтяных и газовых месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» (начальник отдела – А. В. Колобанов).**

*Учебное пособие рекомендовано к изданию Редакционно-издательским советом Ухтинского государственного технического университета.*

Рецензенты: С. И. Грачёв, заведующий кафедрой разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений Тюменского государственного нефтегазового университета, профессор, д.т.н.; Г. Г. Грибов, директор ООО «НИПИ нефти и газа УГТУ»; А. В. Колобанов, начальник отдела разработки нефтяных и газовых месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-Коми».

Научно-методический редактор: В. Е. Кулешов, проректор по научной работе и инновационной деятельности УГТУ, доцент, к.т.н.

© Ухтинский государственный технический университет, 2014

© Рузин Л. М., Морозюк О. А., 2014

ISBN 978-5-88179-832-1

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение .....	5
1. Факторы, влияющие на нефтеотдачу .....	10
2. Недостатки традиционного заводнения .....	13
3. Классификация методов повышения нефтеотдачи .....	15
4. Условия успешного применения методов повышения нефтеотдачи .....	17
5. Критерии применимости методов повышения нефтеотдачи .....	19
6. Оценка эффективности применения методов повышения нефтеотдачи .....	24
6.1 Оценка эффекта с начала разработки залежи .....	24
6.2 Оценка технологического эффекта на поздней стадии разработки залежи .....	26
7. Гидродинамические методы .....	29
8. Физико-химические методы .....	34
8.1 Закачка поверхностно-активных веществ (ПАВ) .....	34
8.2 Полимерное, мицеллярно-полимерное заводнение, термополимерное воздействие на пласт .....	36
8.2.1 Полимерное заводнение .....	36
8.2.2 Мицеллярно-полимерное заводнение .....	41
8.2.3 Термополимерное воздействие (ТПВ) .....	43
8.3 Щелочное и термощелочное воздействие .....	44
8.4 Вытеснение нефти из пласта растворителями .....	50
9. Закачка углекислого газа .....	58
10. Тепловые методы .....	63
10.1 Пароциклические обработки скважин (ПЦО) .....	63
10.2 Площадная закачка пара .....	67
10.3 Внутрипластовое горение (ВГ) или внутрипластовой движущийся очаг горения (ВДОГ) .....	73
11. Технологии добычи битумной нефти в Канаде .....	76
12. Комбинированные методы повышения нефтеотдачи .....	82
12.1 Комбинация теплового воздействия с закачкой растворителя .....	82
12.2 Комбинированные технологии теплового воздействия на пласт с закачкой газа .....	84
12.3 Закачка в пласт пара с пенообразующими добавками .....	85
12.4 Комбинированные технологии теплового воздействия с внутрипластовой генерацией химических реагентов .....	88

12.4.1 Характеристика азотсодержащих соединений, используемых в экспериментах .....	89
12.4.2 Лабораторные исследования вытеснения нефти растворами азотсодержащих соединений.....	91
12.5 Комбинированные технологии теплового воздействия на пласт с закачкой гелеобразующих составов.....	98
13. Термогазовые технологии .....	101
14. Волновое воздействие на пласт .....	104
15. Микробиологические методы повышения нефтеотдачи .....	108
<i>Приложение 1. Лабораторная работа «Расчёт процесса вытеснения нефти с помощью ПАВ».....</i>	<i>110</i>
<i>Приложение 2. Практическое занятие «Опыт применения растворителей на пермокарбонной залежи Усинского месторождения»....</i>	<i>116</i>
<i>Приложение 3. Практическое занятие «Изучение опыта применения азотсодержащих соединений на Ярегском нефтяном месторождении» .....</i>	<i>122</i>
Использованная литература .....	126

## ВВЕДЕНИЕ

В разработке нефтяных месторождений можно выделить 4 этапа, которые характеризуются следующими основными отличительными признаками:

- способами разработки;
- системами размещения скважин;
- коэффициентами нефтеотдачи;
- информационной базой.

*1 этап* продолжался до 1946 г. и характеризовался следующими признаками: естественным режимом разработки; равномерной, в основном треугольной, сеткой скважин, плотность сетки – 2-6 га/скв.; коэффициентом нефтеотдачи – 0,1-0,2; контролируемый параметр – пластовое давление.

*2 этап* продолжался с 1946 г. по 1980 г. и характеризовался интенсивным внедрением технологии заводнения как на разрабатываемых, так и на вновь вводимых месторождениях. В 1948 г. впервые в СССР с начала разработки было начато промышленное применение законтурного заводнения с целью поддержания пластового давления на Туймазинском месторождении (Башкирия). Затем началось применение на других месторождениях различных систем размещения скважин (площадной и рядной) для реализации внутриконтурного заводнения. За счёт применения заводнения удалось более чем в 2 раза повысить нефтеотдачу пластов увеличением коэффициента вытеснения. При этом одновременно уменьшился коэффициент охвата с 0,9 при режиме истощения до 0,6-0,7 при применении заводнения. Для контроля за разработкой начали применять термометры, дебитометры и другие приборы.

*3 этап* продолжался с 1980 г. по 1990 г. и характеризовался различными методами, направленными на совершенствование технологии заводнения за счёт:

- перехода на площадное и избирательное заводнение;
- применения различных добавок к воде, улучшающих её вытесняющую способность (ПАВ, щёлочи, кислоты и др.);
- выбора оптимальных режимов закачки воды и отбора продукции (смена направлений фильтрации, повышение давлений нагнетания, циклический режим закачки воды и т. д.).

Была значительно усовершенствована информационная база, появились методы автоматизации контроля за разработкой, на основании которой активно применялись методы регулирования процесса заводнения. Совершенствованием контроля и регулированием разработки удалось повысить нефтеотдачу на ряде месторождений до 0,5-0,6.

Особенно важно отметить, что в этот период начали активно исследовать и применять в опытно-промышленных масштабах различные методы повышения нефтеотдачи: термические, физико-химические, газовые и др. На ряде месторождений СССР (Усинском в Коми АССР, Каражанбас и Кенкияк в Казахстане) были организованы базовые опытно-промышленные участки, где проводились широкомасштабные испытания различных методов повышения нефтеотдачи в разных геолого-промысловых условиях. Для проведения работ были созданы специализированные организации, обеспеченные необходимой техникой. С целью целевого финансирования и стимулирования опытных работ при Министерстве нефтяной промышленности был создан специальный фонд повышения нефтеотдачи. Всё это способствовало активному освоению новых методов повышения нефтеотдачи и увеличению добычи нефти за счёт методов повышения нефтеотдачи до 11-12 млн т в год (рис. 1.1).

С 90-х годов начался распад государственной системы контроля за разработкой нефтяных месторождений. Созданные многочисленные частные компании, особенно в начальный период, решали, в основном, текущие проблемы увеличения отбора нефти при минимальных затратах. С этого времени нефтяные компании, по существу, перестали заниматься перспективными вопросами, связанными с рациональным использованием нефтяных ресурсов, охраной недр и т. д.

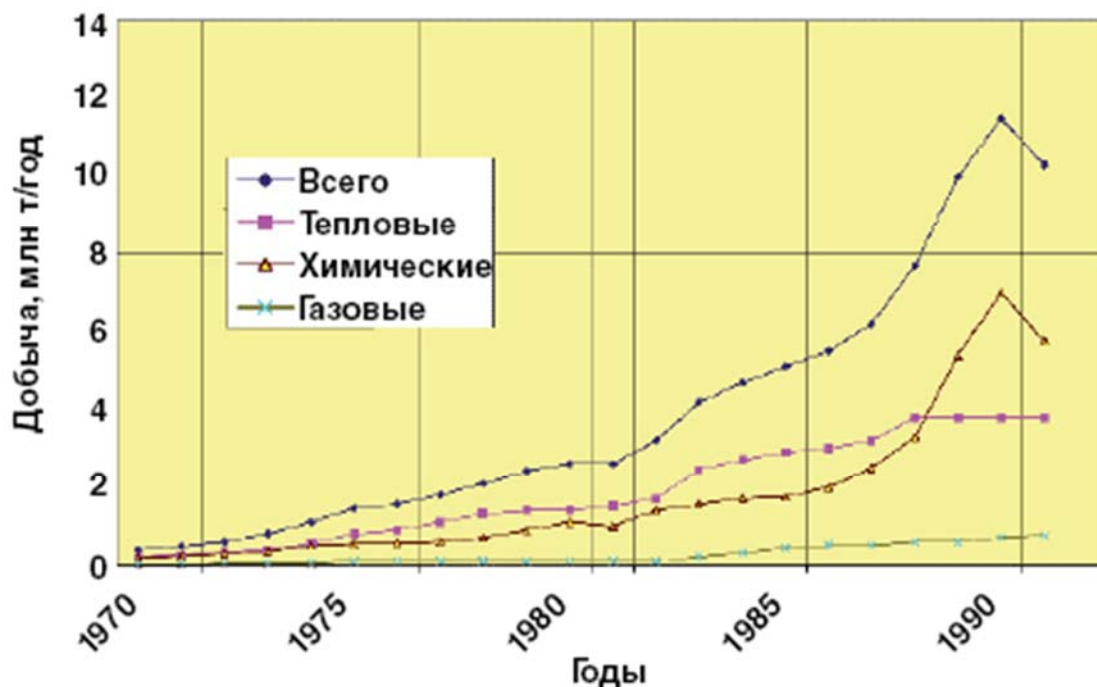


Рисунок 1.1 – Применение методов увеличения нефтеотдачи в СССР (по 1991 г.)

В последние годы всё более ухудшается структура запасов нефти, доля месторождений с трудноизвлекаемыми запасами растёт. Из-за ухудшения структуры запасов и сворачивания работ по освоению эффективных методов увеличения нефтеотдачи происходит постоянное снижение проектного значения нефтеотдачи.

Из рисунка 1.2 видно, что доля трудноизвлекаемых запасов нефти в последние годы приближается к 55-60%. Эффективность извлечения нефти современными, промышленно освоенными МУН в России на сегодняшний день считается неудовлетворительной, притом что потребление нефтепродуктов во всём мире растёт из года в год.

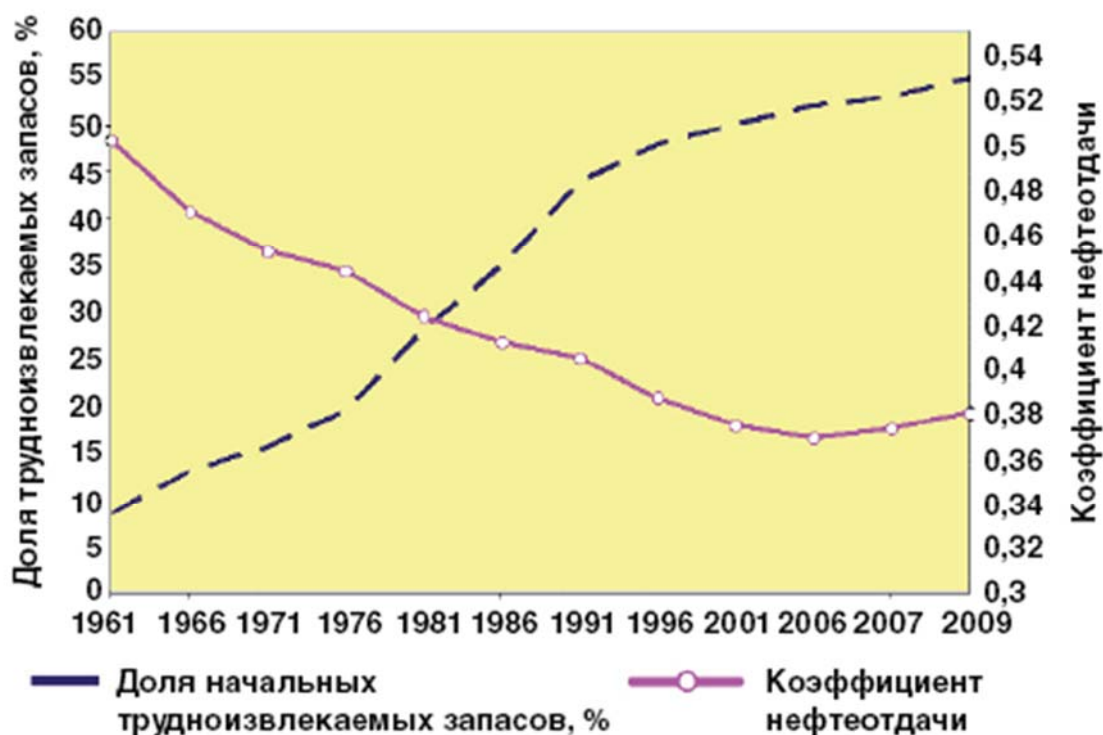


Рисунок 1.2 – Динамика трудноизвлекаемых запасов и коэффициента нефтеотдачи в РФ

Средняя конечная нефтеотдача пластов в РФ снизилась до 35-38%. Ежегодная добыча нефти с применением МУН в РФ в настоящее время составляет всего 2,0-2,5 млн т.

Отметим, что в США дополнительная добыча нефти с применением МУН в последние годы составляет примерно 30-35 млн т.

В то же время необходимо отметить, что вопросы повышения нефтеотдачи – это прежде всего государственная проблема. Следует сказать, что только в последние годы правительство РФ начало проводить политику предоставления налоговых льгот недропользователям, внедряющих современные МУН, например,

разрабатывающим сверхвязкие нефти. Такая политика предоставления налоговых льгот и даже прямого участия в софинансировании работ по освоению новых технологий давно проводится в передовых странах (США, Канаде и др.).

Возможны два пути воспроизводства сырьевой базы: разведка, открытие, освоение новых месторождений и повышение степени извлечения запасов на разрабатываемых месторождениях. Открытие и ввод в разработку новых месторождений связаны с очень большими затратами, особенно если учесть, что эти месторождения находятся в основном в труднодоступных районах.

Поэтому одной из наиболее актуальных задач нефтяной отрасли является применение новых современных технологий нефтедобычи, позволяющих значительно увеличить нефтеотдачу уже разрабатываемых залежей, на которых традиционными методами извлечь значительные остаточные запасы нефти уже невозможно.

Во всем мире с каждым годом возрастает интерес к методам повышения нефтеотдачи пластов, и развиваются исследования, направленные на поиск научно обоснованного подхода к выбору наиболее эффективных технологий разработки месторождений.

В целях повышения экономической эффективности разработки месторождений, снижения прямых капитальных вложений и максимально возможного использования инвестиций весь срок разработки месторождения принято делить на три основных этапа.

На первом этапе для добычи нефти максимально возможно используется естественная энергия пласта (упругая энергия, энергия растворённого газа, энергия законтурных вод, газовой шапки, потенциальная энергия гравитационных сил). При определении целесообразности первичной разработки залежи на естественном режиме необходимо учитывать преимущества этого режима, которые заключаются в равномерном распределении пластовой энергии по всему объёму пластовой системы, что способствует максимальному охвату залежи процессом нефтеизвлечения. Это особенно важно для неоднородных трещиноватых залежей, при разработке которых методами, предполагающими искусственное воздействие на пласт, не удаётся добиться высокой нефтеотдачи из-за низкого охвата пласта воздействием.

На втором этапе реализуются вторичные методы поддержания пластового давления путём закачки воды или газа. Эти методы принято называть вторичными.

На третьем этапе для повышения эффективности разработки месторождений применяются третичные методы увеличения нефтеотдачи (МУН), которые принято называть современными.



При выборе эффективного метода повышения нефтеотдачи необходимо учитывать формы существования остаточной нефти в пласте, над извлечением которой следует работать. Учитывая многообразие форм существования остаточной нефти в пласте, а также большое различие свойств нефти, воды, газа и проницаемости нефтенасыщенных зон пластов, не может быть одного универсального метода увеличения нефтеотдачи. Для каждой залежи обоснование наиболее эффективного метода повышения нефтеотдачи должно проводиться на основании комплексных исследований, включающих лабораторно-экспериментальные работы, численное моделирование на адекватных геолого-фильтрационных моделях, опытно-промышленные работы на представительных участках залежи, технико-экономический анализ.

Выбор применяемых технологий, как и выбор последовательности их применения, должен определяться отдельно для каждой залежи с учётом геолого-физической характеристики пластов и на основе всего комплекса исследований, перечисленных выше.

Следует отметить, что при разработке залежей высоковязких нефтей и битумов второй этап разработки, включающий закачку в пласты воды или газа, как правило, отсутствует. Многие термические методы применяются в промышленном масштабе, как на первом, так и на втором этапе разработки залежи. Опыт показывает, чем на более ранней стадии начинают применяться третичные, в частности термические методы, тем достигается большая эффективность.

## 1. Факторы, влияющие на нефтеотдачу

*Нефтеотдача* – отношение количества извлечённой из пласта нефти к первоначальным её запасам в пласте. Различают текущую и конечную нефтеотдачу. Под *текущей нефтеотдачей* понимают отношение количества извлечённой из пласта нефти на данный момент разработки пласта к первоначальным геологическим запасам. *Конечная нефтеотдача* – отношение количества накопленной добычи нефти в конце разработки залежи к первоначальным запасам. Вместо термина «нефтеотдача» употребляют также термин «коэффициент нефтеотдачи». Текущая нефтеотдача переменна во времени и возрастает по мере увеличения количества извлечённой из пласта нефти. Поэтому термин «коэффициент нефтеотдачи» следует применять по отношению к конечной нефтеотдаче. Текущую нефтеотдачу обычно представляют зависящей от различных факторов – количества закачанной в пласт воды при заводнении, отношения этого количества к объёму пор пласта, отношения количества извлечённой из пласта жидкости к объёму пор пласта, обводнённости продукции и просто от времени.

На рисунке 1.3 показан типичный вид зависимости нефтеотдачи от времени.

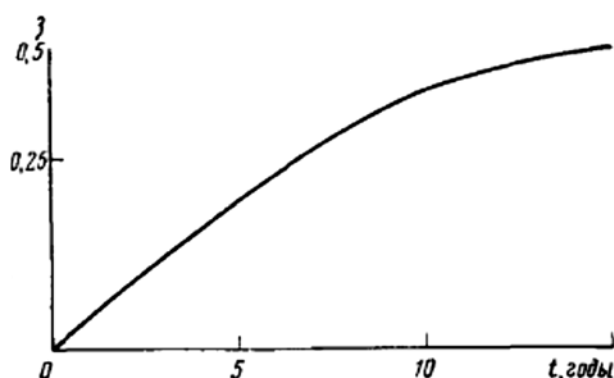


Рисунок 1.3 – Зависимость текущей нефтеотдачи  $\eta$  от времени  $t$

Из рисунка видно, что темп роста текущей нефтеотдачи пласта постоянно снижается и асимптотически приближается к предельному значению конечной нефтеотдачи. Следовательно, текущая добыча нефти также снижается.

Факторы, влияющие на нефтеотдачу, делятся на две группы: геолого-физические и технологические.

Зависимость нефтеотдачи от свойств пластовой системы и технологических условий разработки можно проследить, анализируя основные факторы, влияющие на нефтеотдачу. Обычно нефтеотдачу представляют в следующем виде:

$$\eta = \eta_1 \times \eta_2 \times \eta_3,$$

где  $\eta_1$  – коэффициент вытеснения;

$\eta_2$  – коэффициент охвата пласта заводнением;

$\eta_3$  – коэффициент охвата пласта воздействием.

*Коэффициент вытеснения* – отношение количества добытой из залежи нефти к её геологическим запасам, первоначально находившимся в заводнённом объёме пласта.

*Коэффициент охвата залежи заводнением* – отношение запасов нефти в заводнённом объёме пласта к начальным геологическим запасам нефти, находившихся в пластах, охваченным заводнением.

*Коэффициент охвата пласта воздействием* – отношение начальных геологических запасов нефти в пластах, охваченных заводнением, ко всем начальным геологическим запасам нефти в разрабатываемой залежи.

Коэффициент вытеснения редко превышает 0,6-0,7 и зависит от многих факторов: проницаемости коллектора, наличия в пласте глинистых материалов, микронеоднородности, вязкости нефти, поверхностного натяжения нефти на границе с водой, смачиваемости породы пластовыми флюидами, содержания в нефти асфальтосмолистых компонентов, реологических свойств нефти, а также от характеристики вытесняющего агента.

Низкая проницаемость коллектора, его микронеоднородность, наличие глин, высокая вязкость нефти, большое содержание парафина и асфальтосмолистых компонентов снижают коэффициент вытеснения.

Коэффициент вытеснения, как правило, определяется в лабораторных условиях на моделях пласта. При этом не всегда удаётся полностью соблюсти условие подобия модели реальным условиям пласта. Особенно сложно выполнить подобие физико-химических параметров. Наиболее точно коэффициент вытеснения можно определить путём бурения оценочных скважин с отбором и анализом керна из зон пласта, охваченных процессом заводнения или другим видом воздействия. В то же время до начала разработки месторождения для составления проектного документа используются, как правило, лабораторные данные.

Коэффициент охвата пласта заводнением зависит, в основном, от макронеоднородности коллектора, наличия трещин и других зон высокой проницаемости, через которые возможен прорыв закачиваемого агента. Этот коэффициент также зависит от соотношения вязкостей вытесняемого и вытесняющего агента, темпов отбора нефти из пласта.

Коэффициент охвата пласта воздействием зависит от плотности сетки и взаимного расположения скважин, а также от прерывистости отдельных про-

пластков. Расстояние между скважинами необходимо выбирать на основе анализа геологических материалов, корреляции разрезов скважин и гидродинамических исследований, например гидропрослушивания.

До сих пор нет единого мнения относительно влияния на нефтеотдачу физико-химических свойств пластовой системы, таких как межфазное натяжение на границе нефть – вода, характер смачиваемости породы. Нет единого мнения относительно влияния скорости вытеснения на нефтеотдачу. Основная причина разных мнений объективна и обусловлена огромным разнообразием свойств нефтесодержащих пород и насыщающих их флюидов, сложностью и недостаточной изученностью происходящих в пласте процессов. В целом проблема повышения нефтеотдачи должна решаться для каждой конкретной залежи на основе детального изучения и анализа основных факторов, влияющих на нефтеотдачу изучаемого объекта.

Ранее отмечалось, что при выборе методов повышения нефтеотдачи необходимо учитывать формы существования остаточной нефти в пласте. Остаточная нефть в пласте существует в виде следующих форм:

- капиллярно удержанная нефть;
- плёночная нефть, покрывающая поверхность породы. Эта нефть образует прочные слои, которые очень сложно разрушить;
- нефть, остающаяся в малопроницаемых зонах, не охваченных воздействием;
- нефть в линзах, не вскрытых скважинами.

Основное количество нефти остаётся в низкопроницаемых тупиковых зонах, не охваченных воздействием. Вовлечение таких зон в разработку – главный резерв повышения нефтеотдачи. Для диагностирования таких зон необходимо детальное изучение геологического строения залежи различными методами: построение геологических разрезов, корреляционных схем, карт распространённости отдельных пропластков. Кроме того, очень важно проводить гидродинамические исследования межскважинного пространства путём гидропрослушивания.

Особо следует остановиться на влиянии на нефтеотдачу вязкости нефти, соотношения вязкостей нефти и вытесняющего агента, содержания в нефти парафина. Здесь существует единое мнение о том, что высокая вязкость нефти, большое содержание в нефти парафина – одно из главных препятствий на пути достижения высокой нефтеотдачи пласта.

Следует также отметить, что конечная нефтеотдача во многом определяется экономическими критериями. По мере разработки залежи в поздней стадии резко снижается добыча нефти, одновременно растёт её обводнённость. При

этом возрастают затраты на добычу нефти и на какой-то стадии, при каком-то значении нефтеотдачи добыча нефти становится нерентабельной.

## **2. Недостатки традиционного заводнения**

В настоящее время около 80% всей нефти в РФ добывается с применением традиционной технологии холодного заводнения. Однако традиционная технология холодного заводнения нефтяных пластов практически исчерпала свои возможности. В процессе накопления огромного опыта применения холодного заводнения выявились не только возможности этого метода, но и проблемы, связанные с его применением.

Первая и основная проблема была выявлена ещё на стадии лабораторных исследований. В случае неблагоприятного соотношения вязкостей нагнетаемой и вытесняемой жидкостей, как и вследствие геологической неоднородности пластов, повышается доля неизвлечённой нефти не только в зонах, не охваченных заводнением, но и в зонах, через которые прошёл фронт воды. Было установлено, что при увеличении вязкости нефти более 30-50 мПа·с коэффициент вытеснения снижается с 0,6-0,7 до 0,3-0,4, а при вязкости нефти более 100 мПа·с холодное заводнение из-за очень низкой нефтеотдачи пласта становится неэффективным.

При применении заводнения на залежах, содержащих высокопарафинистую нефть (содержание парафина – более 5%), при снижении температуры в пласте могут появляться кристаллы парафина. При этом нефть приобретает не-newтоновские вязкопластичные свойства, приводящие к возникновению начального градиента давления, ниже которого фильтрация нефти не происходит. В результате снижается охват и нефтеотдача пласта. Все эти явления происходят при снижении температуры пласта ниже температуры кристаллизации парафина (40-50°C).

Сложные проблемы возникают при применении холодного заводнения в неоднородных трещиноватых пластах, где из-за опережающих прорывов воды по аномально проницаемым зонам резко снижается охват залежи процессом заводнения. Наиболее серьёзные проблемы по этой причине возникают при разработке карбонатных трещиноватых коллекторов с гидрофобной характеристикой и заглинизированных полимиктивных песчаников, которые разбухают под воздействием воды.

Все эти месторождения содержат трудноизвлекаемые запасы нефти, которые должны разрабатываться с применением современных технологий: физико-химических, термических, термохимических и других.

Характерным примером является сопоставление нефтеотдачи соседних пермокарбонатных залежей Возейского и Усинского месторождений, представленных трещиноватым карбонатным коллектором. Ожидаемая конечная нефтеотдача пласта Возейского месторождения, содержащего лёгкую нефть, при применении холодного заводнения по прогнозу не превысит 18-20%, в то время как ожидаемая нефтеотдача пласта на опытных участках теплового воздействия Усинского месторождения, содержащего аномально вязкую нефть (700 мПа·с), должна составить порядка 30%. Причём величина нефтеотдачи при применении теплового воздействия на более ранней стадии разработки Усинского месторождения могла бы быть значительно больше. Это объясняется тем, что при закачке в пласт теплоносителя, который, также как холодная вода, прорывается по трещинам и другим высокопроницаемым зонам, менее проницаемые коллектора прогреваются путём теплопроводности и вовлекаются в процесс нефтеизвлечения за счёт целого ряда эффективных механизмов, повышающих их нефтеотдачу. В то же время при закачке холодной воды, особенно в преимущественно гидрофобные коллектора, низкопроницаемые зоны оказываются практически полностью блокированы водой, заполнившей высокопроницаемые зоны, и их не удаётся вовлечь в разработку.

Учитывая этот факт, в качестве перспективных объектов применения тепловых методов могут рассматриваться не только залежи ВВН, но и залежи лёгкой нефти, приуроченные к трещиновато-пористым коллекторам с гидрофобной характеристикой, где применение традиционного заводнения мало эффективно.

### 3. Классификация методов увеличения нефтеотдачи

По типу рабочих агентов классификация известных методов увеличения нефтеотдачи пластов выглядит следующим образом.

*Гидродинамические методы:*

- изменение направления фильтрационных потоков;
- вовлечение в разработку недренируемых запасов;
- нестационарное (циклическое) заводнение;
- форсированный отбор жидкости.

*Физико-химические методы:*

- вытеснение нефти водными растворами ПАВ (включая пенные системы);
- вытеснение нефти растворами полимеров;
- вытеснение нефти щелочными растворами;
- вытеснение нефти композициями химических реагентов, в т. ч. мицеллярные, мицеллярно-полимерные растворы;
- вытеснение нефти растворителями.

*Газовые методы:*

- воздействие на пласт двуокисью углерода;
- воздействие на пласт углеводородным газом (в том числе ШФЛУ);
- воздействие на пласт азотом, дымовыми газами и др.

*Тепловые методы:*

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

*Волновые (вибросейсмические, электромагнитные, акустические).*

*Микробиологические методы.*

С точки зрения воздействия на пластовую систему в большинстве случаев реализуется комбинированный принцип воздействия, при котором сочетаются гидродинамический и тепловой методы, гидродинамический и физико-химический, тепловой и химический (термохимические) и так далее.

Гидродинамические методы применяются на месторождениях, разрабатываемых с применением холодного заводнения и относятся к методам регулирования, направленным на увеличение охвата пласта заводнением. Эти методы не относятся к современным методам повышения нефтеотдачи, так как при их применении не меняется механизм вытеснения нефти по сравнению, например, с естественным упруговодонапорным режимом. Поэтому применение гидродинамических методов позволяет повысить нефтеотдачу пласта не более чем на 5-8%.

К числу современных МУН во всём мире относят тепловые, физико-химические и газовые методы, которые способны кардинально повысить нефтеотдачу пласта.

В настоящем пособии рассматриваются физико-химические газовые методы, которые нашли наиболее широкое промышленное применение на отечественных и зарубежных месторождениях. Дается краткая характеристика микробиологических и волновых методов, которые пока применяются в ограниченном масштабе.

В связи с возросшей актуальностью вовлечения в активную разработку огромных ресурсов высоковязких нефтей и битумов в мире и в России в частности, а также учитывая, что основной технологией разработки таких залежей считаются термические методы.



#### 4. Условия успешного применения методов повышения нефтеотдачи

Современные методы повышения нефтеотдачи значительно более сложные и дорогостоящие, чем традиционные. При применении этих методов в пластах происходят очень сложные процессы: фазовые переходы, химические реакции и превращения веществ, капиллярные и гравитационные процессы и др. Эти процессы пока недостаточно изучены и требуют специальных фундаментальных исследований. Успешное применение этих методов возможно только на основании научно обоснованных проектов, для выполнения которых необходимы детальные знания особенностей геолого-физической характеристики объекта, знание механизма процессов, происходящих в пласте и роли этих процессов в нефтеизвлечении.

Внедрение новых методов должно проходить ряд следующих этапов.

1. Детальное изучение особенностей геологического строения залежи (особенно трещиноватости), коллекторских, фильтрационных и физико-химических свойств пластовой системы, распределение нефте-водонасыщенностей для создания максимально точной геологической модели.

2. Анализ истории разработки месторождения и текущей промысловой характеристики разрабатываемых площадей (пластового давления, обводнённости, характера и степени выработки пластов и их фильтрационных параметров).

3. Лабораторные исследования физической сущности происходящих в пласте процессов при различных видах воздействия на пласт, а также влияния температуры и давления на эффективность их проявления.

4. Подготовка геолого-фильтрационных моделей и численное моделирование различных вариантов разработки залежи.

5. Выбор технологий, основанных на максимальном учёте геолого-промысловой характеристики залежи и использовании наиболее эффективных факторов, повышающих нефтеотдачу пласта.

6. Проведение промысловых пилотных испытаний возможных технологий разработки залежи на представительных участках залежи минимального масштаба для доказательства качественного эффекта и выбора наилучших технологий.

7. Уточнение геолого-фильтрационных моделей путём их адаптации к фактическим данным разработки опытных участков.

8. Составление технологической схемы опытно-промышленных работ по испытанию и оценки технико-экономической эффективности выбранных технологий.

9. Анализ результатов опытно-промышленных работ.

10. Составление технологической схемы разработки всей залежи.

При разработке небольших залежей возможно составление технологической схемы разработки всей залежи сразу после пилотных испытаний.

Принцип поэтапного испытания и внедрения методов повышения нефтеотдачи на крупных месторождениях, особенно со сложной геологической характеристикой, позволяет максимально точно учесть особенности геолого-физической характеристики объекта.

## 5. Критерии применимости методов повышения нефтеотдачи

Для каждого метода существуют свои критерии применимости, которые обусловлены особенностями реализуемого процесса разработки. Однако есть общие для всех методов критерии, которые определяют эффективность и целесообразность применения методов повышения нефтеотдачи. К таким критериям, например, относятся:

- трещиноватость коллектора, которая приводит к опережающему прорыву закачиваемых дорогостоящих агентов в добывающие скважины и снижает охват и нефтеотдачу пласта;

- высокая водонасыщенность нефтяного пласта (более 65-70%) исключает эффективное применение большинства методов по экономическим причинам, так как затраты на подготовку и закачку вытесняющих агентов не компенсируются дополнительно добытой нефтью. Поэтому необходимы тщательные исследования по определению распределения нефтенасыщенности по площади и разрезу залежи, что позволит выбрать участки с достаточно высокой нефтенасыщенностью, позволяющей рентабельно применять тот или иной метод нефтеотдачи;

- высокая вязкость нефти (более 50 мПа · с) исключает эффективное применение большинства методов, применяемых при заводнении. Если вязкость нефти не превышает 150-200 мПа · с, то возможно применение методов полимерного заводнения. При вязкости нефти более 200 мПа · с целесообразно с точки зрения достижения достаточно высокой нефтеотдачи применение термических методов или их комбинации с другими методами повышения нефтеотдачи;

- высокая глинистость коллектора (содержание глин – более 10%) снижает эффективность применения физико-химических методов из-за большой адсорбции химических продуктов и обеднения закачиваемых растворов химреагентами. Применение тепловых методов в глинистых пластах приводит к разбуханию глин и снижению проницаемости пласта;

- большая жёсткость пластовых вод, а особенно вод, используемых для приготовления растворов закачиваемых реагентов, резко снижает эффективность применения почти всех физико-химических методов. Особенно отрицательно на эффективность влияет большое содержание в воде солей кальция и магния вследствие образования осадков, адсорбции химреагентов и снижения вытесняющей способности растворов.

Существуют также дополнительные критерии, ограничивающие применение отдельных методов.

*Закачка углекислого газа.* Применение метода целесообразно при вязкости нефти не более 10-15 мПа · с, так как при более высокой вязкости ухудша-

ются условия смесимости углекислого газа с нефтью. Также для обеспечения хорошей смесимости углекислого газа с нефтью пластовое давление должно быть более 8-9 МПа. При большой толщине пласта (более 25 м) эффективность метода также снижается из-за гравитационного разделения нефти и газа и снижения охвата пласта вытеснением.

*Полимерное заводнение.* Температура пласта должна быть не более 80-90°C, так как при большей температуре полимер разрушается.

При проницаемости пласта менее 0,2 мкм<sup>2</sup> процесс трудно реализуем, так как размеры молекул оказываются больше размеров пор и происходит либо коагуляция призабойной зоны, либо механическое разрушение молекул.

В условиях повышенной солёности воды и большого содержания солей кальция и магния водные растворы полиакриламида становятся неустойчивыми и их структура нарушается. Полимеры биологического происхождения в таких условиях сохраняют свою стабильность.

*Щелочное заводнение.* Эффективность метода зависит в основном от состава нефти.

Метод не применим, если пластовая нефть обладает малым индексом кислотности (отношение содержания гидроксида калия к массе нефти) – менее 0,5 мг/г. В отличие от других физико-химических методов щелочные растворы могут применяться при температурах до 200°C, а также в карбонатных коллекторах.

Все приведённые критерии применимости методов могут использоваться лишь для первичного отбора пригодных методов. Иногда геолого-физическая характеристика конкретной залежи может соответствовать критериям применимости двух или трёх методов. В этом случае выбор наилучшего метода должен основываться на детальном технико-экономическом расчёте с учётом наличия материально-технических средств и капитальных вложений.

В некоторых случаях может оказаться, что, из-за очень сложных геолого-физических условий (например, повышенной трещиноватости, наличия газовых шапок и т. д.), известные методы повышения нефтеотдачи могут оказаться непригодными. В этом случае необходим поиск новых методов, в большей степени, чем известные, соответствующих особенностям геолого-физической характеристике конкретного месторождения.

*Тепловые методы.* Критерии применимости тепловых методов делятся на три группы:

- геолого-физические (строение и свойства коллектора, свойства пластовых флюидов и др.);
- технологические (сетка скважин, система и параметры воздействия, система контроля и регулирования процесса и др.);

- технические (наличие соответствующего оборудования, источников воды и энергии, состояние фонда скважин).

Особое значение имеет первая группа критериев, которые не поддаются регулированию и являются определяющими при выборе системы разработки и метода воздействия. Поэтому при проектировании тепловых методов особое внимание необходимо уделять объёму и качеству информации о геологическом строении и геолого-физической характеристике пластовых систем. В большинстве случаев главной причиной неэффективного применения тепловых методов на залежах высоковязкой нефти является недостаточный учёт основных особенностей геолого-физической характеристики объекта.

Чем ниже пористость, тем меньше содержание нефти в  $1 \text{ м}^3$  породы и тем больше тепла расходуется на добычу 1 т нефти. Считается, что пористость должна быть не менее 10%.

Проницаемость определяет темп ввода тепла в пласт. Чем выше темп ввода тепла, тем меньше доля теплопотерь по стволу нагнетательных скважин и в окружающие породы. Считается, что проницаемость должна быть не меньше 100 мД.

Толщина пласта должна быть не менее 6 м и не более 30 м. При толщине пласта меньше 6 м становится недопустимо большой доля теплопотерь в окружающие породы. В то же время при очень большой толщине пласта возрастает отрицательная роль гравитационного фактора, за счёт которого пар, а также воздух, при применении внутрипластового горения распространяется по верхней части пласта, что снижает охват пласта процессом теплового воздействия.

Считается, что глубина пласта при применении паротепловых методов должна быть не более 1 200-1 300 м. При большей глубине резко возрастают потери тепла и затраты на доставку в пласт пара. При применении внутрипластового горения с увеличением глубины залежи также возрастают затраты на компримирование воздуха и возникают чисто технические проблемы.

Очень сильно на закономерности и эффективность процессов теплового воздействия влияет характер неоднородности залежи: с уменьшением коэффициента песчаности и увеличением расчленённости повышаются потери тепла на прогрев непродуктивных интервалов и снижается охват пласта процессом. Особо следует отметить большую роль трещиноватости пластов, с одной стороны, наличие трещин приводит к опережающим прорывам пара в добывающие скважины, что снижает охват пласта, но с другой стороны, при разработке залежей аномально вязких нефтей и особенно битумов только благодаря наличию трещин удаётся обеспечить необходимые темпы ввода тепла в пласт.

Ранее отмечалось, что факторами, осложняющими применение технологии двухскважинного ТГДП, могут быть малая толщина пласта (менее 15 м), расчленённость разреза (наличие экранирующих глинистых и аргиллитовых пропластков), трещиноватость коллекторов, наличие подстилающего водоносного горизонта.

С увеличением вязкости нефти возрастает эффективность теплового воздействия по сравнению с традиционными методами разработки, однако при очень большой вязкости становится большим фильтрационное сопротивление пласта, что создаёт проблемы с освоением нагнетательных скважин в начальный период разработки. Пласты с большим содержанием глин, например полимиктовые песчаники, могут оказаться непригодными для закачки пара из-за их разбухания под воздействием пресной воды.

Следует также учитывать технологические проблемы, которые могут оказать существенное влияние на эффективность тепловых методов. К ним относятся, прежде всего, плотность сетки скважин. При разработке залежи тепловыми методами, по сравнению с традиционными, необходимо применять более плотные сетки скважин (не более 4-6 га/скв.). При увеличении расстояний между скважинами более 200-250 м не удаётся добиться высокого охвата пласта процессом теплового воздействия. С увеличением глубины пласта стоимость бурения скважин возрастает и применение достаточно плотных сеток скважин зачастую становится нерентабельным.

Анализируя технические критерии применимости термических методов, в первую очередь следует обратить внимание на наличие специального оборудования (парогенераторов, компрессоров, скважинного и насосного оборудования и др.), которое может обеспечить необходимые параметры закачки рабочих агентов и отбор необходимых объёмов продукции из добывающих скважин. При этом необходимо учитывать, что добываемая продукция может содержать большое количество песка (при разработке терригенных коллекторов) и различные агрессивные газы, образующиеся при термическом воздействии на нефть.

При применении тепловых методов на месторождениях, которые ранее разрабатывались по традиционной технологии, особое внимание необходимо обратить на техническое состояние ранее пробуренных скважин, чтобы оценить возможность использования их при переводе залежи в тепловое воздействие. Для определения пригодности пробуренных скважин для закачки пара или воздуха необходимо в обязательном порядке проводить весь комплекс геофизических исследований по оценке технического состояния скважин.

Фактором, препятствующим применению паротеплового метода на ряде месторождений, является отсутствие источников пресной воды для питания парогенераторов. В последнее время для очистки попутно добываемой воды и подготовки её для питания парогенераторов используются установки, основанные на использовании мембранных технологий. Использование таких установок позволяет попутно решить важную проблему, связанную с утилизацией попутно добываемой воды.

## **6. Оценка эффективности методов повышения нефтеотдачи**

Одной из важных задач, решаемых при разработке каждой залежи, является объективная оценка эффективности применяемых методов повышения нефтеотдачи по промысловым данным. Особенно это важно на стадии опытных работ, в процессе которых решается вопрос о целесообразности промышленного применения метода для разработки всей залежи.

Эффективность методов должна определяться различными способами в зависимости от характера проявления эффекта. При этом должны использоваться только представительные данные, в полной мере характеризующие испытываемую технологию.

Эффективность методов повышения нефтеотдачи должны определять специалисты, хорошо знающие особенности геолого-физической характеристики месторождения, а также понимающие механизм происходящих в пласте процессов.

Методика оценки эффективности применяемых методов зависит от того, на какой стадии разработки залежи они применяются: в начальной стадии или на поздней стадии.

### **6.1 Оценка эффекта с начала разработки залежи**

Наиболее сложно определить технологический эффект, когда метод применяется *с начала разработки месторождения*. Это связано с тем, что отсутствуют данные, характеризующие эффективность базового метода, по сравнению с которым оценивается эффективность нового метода.

В этом случае оценка технологического эффекта базируется на расчётных показателях разработки опытного участка, либо на фактических показателях разработки другого участка, так называемого контрольного, который одновременно с опытным участком разрабатывается по базовому варианту.

Такой метод был, например, использован для оценки технологического эффекта от применения закачки в пласт теплоносителя на пермокарбоневой залежи Усинского месторождения на опытном участке ПТВ-1.

Показатели разработки этого участка сравнивались с показателями разработки соседнего эталонного или контрольного участка, который разрабатывался на естественном (упруговодонапорном) режиме.

На рисунке 6.1 приведено сопоставление динамики нефтеотдачи по двум сравниваемым участкам.

Из рисунка видно, что за один и тот же период времени по опытному участку ПТВ-1, где закачивалась в пласт горячая вода с температурой 200-250°C.



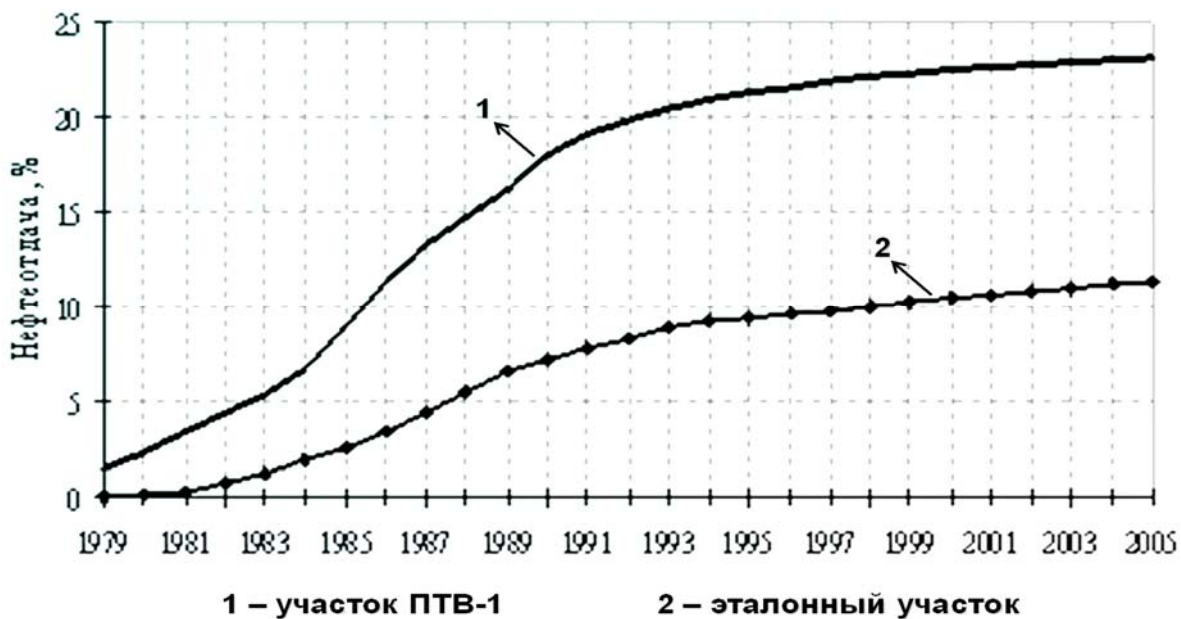


Рисунок 6.1 – Сравнение нефтеотдачи пласта на участке ПТВ-1 и эталонном

Недостатком метода сопоставления показателей опытного и контрольного участков является сложность выбора контрольного участка, который идентичен опытному и по геолого-физической характеристике, и по условиям разработки.

Наиболее достоверным методом в этом случае является метод численного моделирования с использованием геолого-фильтрационной модели разрабатываемого пласта, адаптированной к фактическим данным разработки опытного участка.

После полной адаптации геолого-фильтрационной модели опытного участка к фактическим данным разработки эта модель используется для расчёта показателей разработки этого участка с применением базовой или любой другой конкурентоспособной технологии. В дальнейшем сравниваются зависимости нефтеотдачи или накопленной добычи нефти от времени. На адаптированной модели может быть также проведено многофакторное моделирование и рассчитаны показатели разработки опытного участка при различных технологических параметрах с целью выбора оптимальных параметров разработки залежи.

Применение тепловых методов для разработки залежей высоковязких нефтей обычно приводит к значительному росту нефтеотдачи по сравнению с традиционными методами разработки. В этом случае при определении технологического эффекта используется метод «долевых коэффициентов», представляющих собой отношение прироста конечной нефтеотдачи к общей нефтеотдаче. Дополнительная добыча нефти за счёт применения метода определяется умножением полной добычи нефти на коэффициент долевого участия метода.

В тех случаях, когда без применения метода разрабатывать залежи нецелесообразно из-за очень низкой нефтеотдачи или экономической неэффективности, всю добытую нефть следует считать добытой за счёт методов.

Примером может служить Ярегское месторождение сверхвязкой нефти, где без применения теплового метода разработка залежи нецелесообразна из-за недопустимо низкой нефтеотдачи (не более 5-6% при разработке традиционными методами).

## **6.2 Оценка технологического эффекта на поздней стадии разработки залежи**

Для оценки технологического эффекта на поздней стадии разработки залежи используется наиболее точный способ определения технологического эффекта по фактическим результатам внедрения метода повышения нефтеотдачи. Этот способ называется экстраполяционным, так как он основан на экстраполяции фактических данных, характеризующих применение базового варианта, на период применения метода повышения нефтеотдачи.

Способ основан на отыскании эмпирической зависимости между показателями разработки залежи по базовому варианту в период до начала применения метода с экстраполяцией этой зависимости на будущий период.

При разработке залежи до применения метода повышения нефтеотдачи на режиме истощения используются кривые падения дебитов скважин во времени.

При разработке на режиме вытеснения нефти водой используются характеристики вытеснения. Чаще всего при этом применяются зависимости накопленной добычи нефти от логарифма накопленной добычи жидкости или накопленной добычи воды. Основным признаком, определяющим возможность использования конкретной зависимости для возможности экстраполяции её на прогнозный период, является прямолинейный характер на конечном участке к моменту начала применения метода повышения нефтеотдачи. Этим объясняется большое разнообразие видов характеристик вытеснения, предложенных разными авторами. Существует около 70 характеристик вытеснения, отражающих всё многообразие геолого-физической характеристики залежей и состояния их разработки.

Следует отметить, что подобранные характеристики вытеснения отражают реальный процесс выработки запасов при заводнении и могут использоваться для прогнозирования показателей разработки залежи при существующей системе разработки. Для оценки степени точности выбранного уравнения следует вычислять коэффициенты корреляции. Принято считать, что при значении коэффициента корреляции больше 0,7 сходимость результатов высокая.

Следует иметь в виду, что изменение формы экстраполированной характеристики вытеснения может быть связано не только с применением метода нефтеотдачи, но и с изменением режима работы скважин, с вовлечением в разработку новых запасов нефти и др.

Таким образом, при оценке технологического эффекта от применения метода по изменению поведения характеристики вытеснения необходимо учитывать дополнительные факторы, которые могли бы повлиять на характеристику вытеснения.

Определение дополнительной добычи нефти от применения метода осуществляется в следующем порядке:

- обработка промысловых данных с использованием различных зависимостей;

- выбор представительного линейного участка, предшествующего применению метода повышения нефтеотдачи, и обработка фактических данных, соответствующих линейному участку, по методу наименьших квадратов с целью определения коэффициентов уравнения;

- для выбранных характеристик вытеснения рассчитываются коэффициенты корреляции и среднеквадратичные отклонения;

- выбирается зависимость с самым высоким коэффициентом корреляции;

- подобранная базовая зависимость экстраполируется на прогнозный период для определения базовой добычи нефти за рассматриваемый период применения метода повышения нефтеотдачи;

- по разности фактической и базовой добычи определяется дополнительная добыча нефти.

На рисунках 6.2 и 6.3 приведены примеры определения дополнительной добычи нефти по опытному участку пермокарбоновой залежи Усинского месторождения ПТВ-3, где с 1991 г. применяется метод паротеплового воздействия на пласт. До 1991 г. участок разрабатывался на естественном упруговодонапорном режиме.

Из рисунка 6.2 видно, что с начала применения метода среднесуточные дебиты скважин в 1,5-2,0 раза превышали базовые дебиты, которые были бы, если участок ПТВ-3 продолжал разрабатываться на естественном режиме.

На рисунке 6.3 приведена оценка дополнительной добычи нефти за счёт закачки пара за период 1991-2005 гг. Для этой цели была подобрана зависимость накопленной добычи нефти от логарифма накопленной добычи жидкости, которая характеризуется высоким коэффициентом корреляции. Дополнительная добыча нефти за указанный период составила 3612,6 тыс. т.

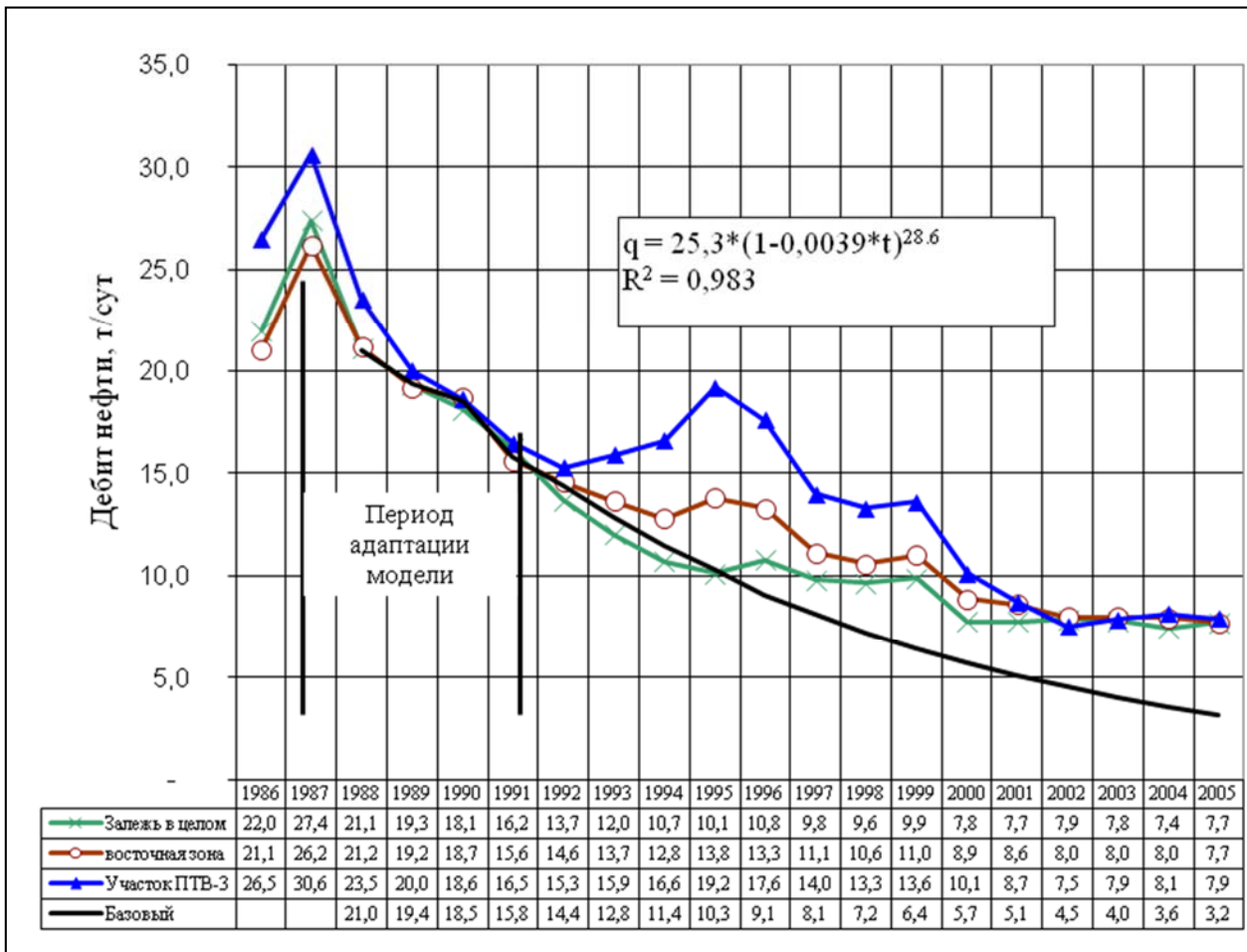


Рисунок 6.2 – Динамика среднесуточного дебита скважин

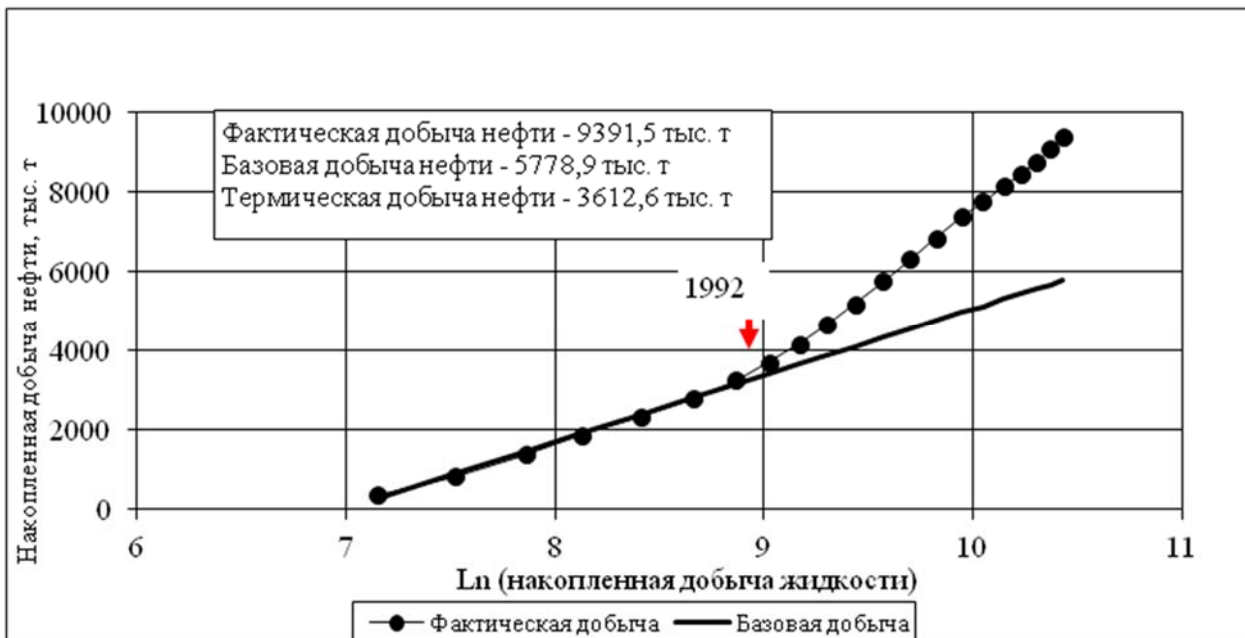


Рисунок 6.3 – Оценка термической добычи нефти по ПТВ-3

## 7. Гидродинамические методы

Основная цель гидродинамических методов – увеличение охвата залежи заводнением за счёт вовлечения в процесс заводнения отдельных линз, тупиковых зон, малопроницаемых нефтенасыщенных объёмов пласта путём оптимизации режимов нагнетания воды и отбора нефти по площади и разрезу залежи. По существу, это методы регулирования процесса разработки нефтяных месторождений путём заводнения.

Основной вклад в научное обоснование гидродинамических методов внесли учёные института «ВНИИнефть» (г. Москва) – Крылов А. П., Сургучёв М. Л., Борисов Ю. П., Горбунов А. Т. и др.

Реализация этих методов, как правило, не требует существенных изменений сложившейся системы ППД на залежи:

- создание высоких давлений нагнетания;
- форсированный отбор жидкости;
- изменение направлений фильтрационных потоков;
- циклическое заводнение.

*Создание высоких давлений нагнетания.* В практике заводнения применяют высокие давления нагнетания, достигающие на устьях скважин 15-20 МПа, а в отдельных случаях 30-40 МПа. С увеличением давления нагнетания увеличивается репрессия на пласт, что позволяет вовлекать в процесс фильтрации всё менее проницаемые интервалы пласта.

Индикаторная кривая зависимости приёмистости скважин от давления нагнетания нелинейная, особенно при давлениях нагнетания, близких к критическим значениям  $P_1$  и  $P_2$ . При увеличении давления нагнетания до первого критического значения  $P_1$  (близкого к гидростатическому) происходит раскрытие и образование трещин в наименее прочных интервалах разреза. При увеличении давления до второго критического значения  $P_2$ , близкого к горному, образуются крупные трещины, по которым вода может быстро прорваться в добывающие скважины.

Надо также иметь в виду, что переход на высокие давления нагнетания может быть связан с решением ряда технических проблем (установка дополнительных насосных мощностей, прокладка водоводов, рассчитанных на высокие давления, необходимость ремонта нагнетательных скважин и т. д.).

Переход на высокие давления нагнетания, особенно в условиях карбонатных трещиноватых коллекторов, может привести к преждевременным прорывам воды по высокопроницаемым зонам, что приведёт к снижению охвата и нефтеотдачи пласта.

Обязательным условием, которое должно соблюдаться при увеличении темпов закачки воды в пласт, является соблюдение баланса закачки и отбора. Это необходимо, чтобы не допустить увеличение в залежи давления выше гидростатического, так как образование трещин приведёт к снижению охвата и нефтеотдачи пласта.

Необходимо также иметь в виду, что при больших скоростях закачки воды может уменьшаться удельная приёмистость нагнетательных скважин. Это происходит, когда скорость фильтрации воды в призабойной зоне скважин достигает критических значений и ламинарный режим фильтрации воды переходит в турбулентный. При этом резко (почти в 20 раз) возрастает фильтрационное сопротивление пласта. При отборе жидкости режим фильтрации – ламинарный. Поэтому коэффициент продуктивности скважин может быть в 2-3 раза больше, чем коэффициент их приёмистости. Это надо иметь в виду при проведении гидродинамических исследований скважин.

Поэтому, принимая решение о переходе на высокие давления нагнетания воды, необходимо учесть все возможные последствия. В любом случае необходимо обосновывать это решение в процессе опытно-промышленных работ на небольших представительных участках.

*Форсированный отбор жидкости.* Сущность технологии заключается в поэтапном увеличении дебитов добывающих скважин. В результате создания более высоких депрессий на пласт в процесс фильтрации должны вовлекаться менее проницаемые интервалы продуктивного разреза. Физика процесса аналогична той, которая имеет место при увеличении давлений нагнетания.

Одним из условий применения метода должны быть достаточный запас пластового давления и высокая продуктивность скважин, позволяющие при увеличении дебита скважин не допускать снижения забойного давления ниже давления насыщения, прорыва воды или газа в скважину, разрушения призабойной зоны скважин, выноса песка в скважину. Кроме того, резкое снижение забойного давления и увеличение депрессий может привести к нарушению эксплуатационной колонны.

Так же как при увеличении давлений нагнетания, форсирование отборов жидкости, особенно в условиях трещиноватого коллектора, может привести к росту обводнённости и снижению нефтеотдачи.

Поэтому до форсирования отборов необходимо проводить дополнительные исследования зависимости дебита скважины по нефти от дебита по жидкости, а также анализ характеристик вытеснения нефти по отдельным скважинам, где увеличены отборы. Это позволит оценить изменение запасов, вовлечённых в разработку, в результате увеличения дебита скважин.

*Изменение направлений фильтрационных потоков.* Это самый простой в технологическом отношении метод. Суть метода заключается в прекращении закачки воды в одни скважины и перенос нагнетания в другие. Перенос нагнетания может осуществляться как в нагнетательные, так и в добывающие скважины, которые полностью обводнились или те, которые не реагируют на закачку воды.

В результате переноса нагнетания происходит изменение направлений фильтрационных потоков и нагнетаемая вода внедряется в застойные малопроницаемые зоны пласта, не охваченные разработкой.

Изменение направлений фильтрационных потоков и вовлечение в разработку неохваченных процессом зон пласта может достигаться также за счёт дополнительного разрезания залежи нагнетательными скважинами на блоки очагового заводнения, организации элементов площадного воздействия и т. д.

Выбор дополнительных скважин для нагнетания воды осуществляется на основе геологического и геофизического контроля за выработкой пластов, построения карт изобар, карт обводнённости, карт текущей нефтенасыщенности. На основе комплексного анализа информации о распределении давлений, остаточной нефтенасыщенности по площади и разрезу залежи выявляются зоны, не охваченные или недостаточно охваченные заводнением. В этих зонах создаются новые очаги заводнения.

Таким образом, в процессе разработки месторождения, по мере получения дополнительной информации, должна постоянно корректироваться первоначально запроектированная система заводнения.

*Циклическое заводнение.* Это один из самых эффективных методов регулирования заводнения в условиях неоднородных, слоистых и трещиноватых коллекторов. Суть метода состоит в периодическом изменении расходов (давлений) закачки воды при одновременном изменении режимов отбора жидкости.

На рисунке 7.1 приведена схема циклического заводнения.

Изменение режимов нагнетания и отборов производится по определённому графику цикличности. Благоприятными факторами для реализации метода являются:

- гидрофильность коллектора;
- невысокая вязкость нефти;
- большое газосодержание нефти.

Физическая сущность циклического заводнения заключается в следующем. Если в первой половине цикла между заводнённой высокопроницаемой зоной (пропластком, трещиной) и нефтенасыщенной менее проницаемой зоной создать значительный перепад давления, то вода за счёт упругого сжатия нефти внедряется в нефтенасыщенную малопроницаемую зону.

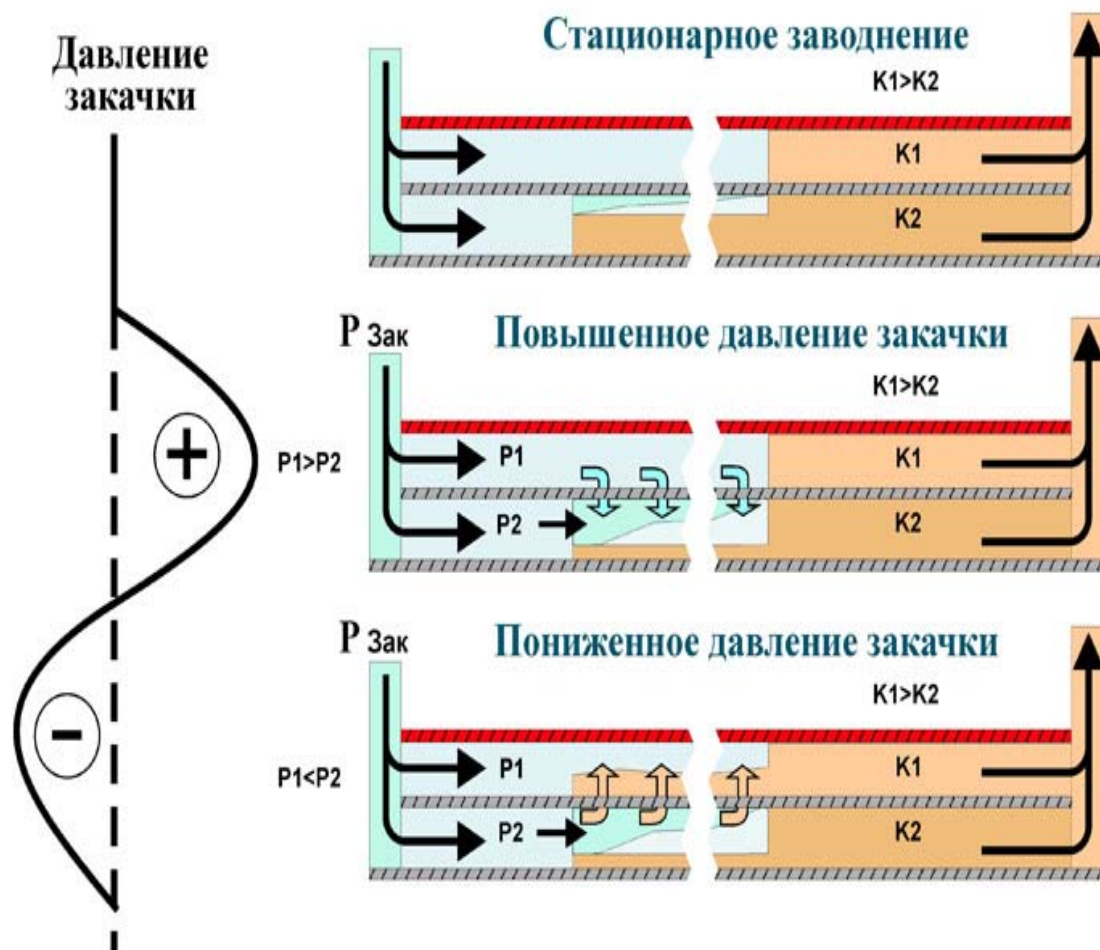


Рисунок 7.1 – Схема циклического заводнения залежи

При снижении давления в высокопроницаемой зоне во второй половине цикла (за счёт прекращения или уменьшения закачки воды) вода будет удерживаться в малопроницаемой зоне капиллярными силами, а нефть будет вытесняться в заводнённую зону, по которой жидкость фильтруется в скважину. Вытеснение нефти в заводнённую зону при прекращении закачки воды и снижении давления в этой зоне происходит за счёт упругих сил, а при снижении пластового давления ниже давления насыщения – за счёт режима растворённого газа.

Эффект тем сильнее, чем больше амплитуда создаваемых перепадов давлений, чем лучше гидродинамическая связь между высоко- и низкопроницаемыми зонами, чем лучше капиллярные силы удерживают воду и чем выше газонасыщенность нефти. Основные критерии эффективного применения метода по сравнению с традиционным заводнением (кроме перечисленных) – технико-экономическая возможность создания высоких давлений нагнетания и возможность при переходе на циклический режим поддерживать баланс между закачкой и отбором по залежи. Обычно для обеспечения равномерной загрузки оборудования залежь делится на отдельные блоки со смещением полупериодов закачки и отбора.



Эффективность процесса определяется степенью упругости пластовой системы и коэффициентом капиллярного удержания воды в пористой среде, который зависит от физико-химических свойств пластовой системы. Упругость пластовой системы увеличивается с ростом газосодержания нефти и особенно сильно проявляется при снижении давления ниже давления насыщения.

Управляемые параметры циклического заводнения – амплитуда и продолжительность циклов (полупериодов) воздействия.

Обычно продолжительность циклов изменяется от 10 до 70-80 суток и увеличивается от цикла к циклу.

Методы гидродинамического воздействия на продуктивные пласты применяются обычно в различных сочетаниях друг с другом одновременно, а эффективность какого-либо одного метода взаимосвязана с объёмом применения других.

Перечисленные методы воздействия на всю пластовую систему, направленные на увеличение охвата и нефтеотдачи пласта, всегда сочетаются с методами воздействия на призабойную зону нагнетательных и добывающих скважин, направленными на увеличение приёмистости и продуктивности скважин, а также на изменение профилей приёма и притока.

К ним относятся, например, методы изменения режимов работы и приёмистости нагнетательных скважин и продуктивности добывающих скважин (гидроразрыв пласта, поинтервальные обработки, интенсивная перфорация, забуривание боковых и горизонтальных стволов и др.).

Следует отметить, что гидродинамические методы не относятся к современным методам повышения нефтеотдачи, так как при их реализации не меняется механизм вытеснения нефти. Поэтому за счёт применения этих методов не удаётся повысить нефтеотдачу более чем на 3-5%.

## 8. Физико-химические методы

### 8.1 Закачка поверхностно-активных веществ (ПАВ)

Давно замечено, что нефтевытесняющая способность собственных пластовых вод (по сравнению с поверхностными) повышенная. Низкая нефтеотдача естественных коллекторов объясняется не плохими качествами вод, а неоднородностью строения пластов, наличием многочисленных зон, не промываемых водой. Поверхностные воды (речные, озёрные, подрусловые) в пластовых условиях при нагнетании их в залежи с малополярными нефтями (типа татарских и башкирских нефтей) могут развивать высокое капиллярное давление в пористой среде пласта вследствие повышения их температуры и улучшения смачивающих свойств. В этом случае вытесняющие свойства их будут более низкие, чем для собственных пластовых вод.

Необходимых изменений поверхностных и смачивающих свойств жидкостей и характеристик поверхностей раздела пластовой системы в зоне их контакта в пористой среде можно добиться с помощью добавок поверхностно-активных веществ (ПАВ). Добавка ПАВ в воду улучшает смачивающие свойства воды, снижает поверхностное натяжение воды на границе с нефтью, в результате чего повышается коэффициент вытеснения нефти.

Качество ПАВ характеризуется следующими показателями: поверхностной активностью на границе нефть – вода, степенью предельной адсорбции на поверхности породы, скоростью диффузии, эмульгирующими свойствами и др.

Молекулы большинства ПАВ состоят из длинных гидрофобных углеводородных цепей с низким остаточным сродством на одном конце молекул и гидрофильных полярных групп с высоким сродством на другом. По химическому признаку все ПАВ классифицируются на анионоактивные и катионоактивные и неионогенные вещества.

Если углеводородная часть молекулы ионогенного ПАВ входит в состав аниона, образующегося в водном растворе, соединение относят к анионоактивным веществам. Типичным анионным ПАВ является стеаратнатрия, в водном растворе которого образуются ионы  $\text{N}^+$ , и стеаратанионы  $\text{C}_{17}\text{H}_{35}\text{COO}^-$  с длинными цепями. По ним определяется вся поверхностная активность. Соответственно катионообменные вещества образуют в водных растворах катионы, содержащие длинные цепи углеводородных радикалов. В неионогенных веществах не содержатся неионизирующиеся гидрофильные конечные группы. Поверхностная активность этих веществ обусловлена своеобразным строением их молекул, которые имеют асимметричную (дифильную) структуру, состоящую

из полярных и неполярных групп. Неполярной и нерастворимой в воде частью молекулы являются гидрофобный алкильный, арильный или алкиларильный радикалы, а полярную водорастворимую группу представляет полиэтиленгликолевый или пропилен-гликолевый остаток.

В лабораторных условиях испытано влияние на нефтеотдачу добавок в воду значительного количества поверхностно-активных веществ неионогенного типа ОП-10 и КАУФЭ<sub>14</sub> (оксиэтилированные алкилфенолы); анионоактивных – НЧК, сульфонал, НП-1, азолят А, азолят Б, «Прогресс» (натриевая соль алкилсульфосоединений), а также катионоактивные ПАВ. Лучшие результаты при вытеснении нефти получают с применением растворов неионогенных ПАВ. Установлено также, что ионогенные поверхностно-активные вещества адсорбируются на поверхностях минералов больше, чем неионогенные. Наиболее распространённым неионогенным является ОП-10.

Лабораторные исследования зависимости поверхностного натяжения с нефтью от концентрации ПАВ в растворе показали, что вначале поверхностное натяжение падает быстро, а по мере заполнения поверхностного слоя адсорбируемыми молекулами уменьшается и, наконец, практически прекращается, когда адсорбция достигает постоянного значения, соответствующего полному насыщению слоя молекулами ПАВ. Так, с увеличением концентрации ПАВ с 0 до 0,1-0,2% поверхностное натяжение на границе раствора с нефтью уменьшается с 30-32 до 7-8 мН/м, т. е. примерно в 4 раза и в дальнейшем остаётся практически постоянным (рис. 8.1).

Лабораторные исследования показывают, что для значительного улучшения вытесняющей способности воды требуются ПАВ, снижающие поверхностное натяжение до 0,01-0,05 мН/м. Лучшие неионогенные ПАВ при оптимальной концентрации в воде 0,05-0,1% обеспечивают снижение поверхностного натяжения до 7-8 мН/м, что явно недостаточно для получения хорошего эффекта. Поэтому применение ПАВ позволяет увеличить нефтеотдачу не более чем на 3-5%, т. е. незначительно.

Метод повышения нефтеотдачи с применением водных растворов ПАВ в 70-е годы испытывался на ряде месторождений страны (Арлан, Самотлор и др.). Однако технологическая эффективность этого метода однозначно не доказана. Это в значительной мере обусловлено следующими недостатками метода: большой адсорбцией ПАВ из водного раствора на поверхности породы, необходимостью закачки в связи с этим очень больших объёмов раствора.

Поэтому в настоящее время растворы ПАВ применяют в основном для обработки призабойных зон нагнетательных скважин для увеличения их приёмистости.

В приложении 1 дан пример расчёта показателей разработки при закачке в пласт водного раствора ПАВ.

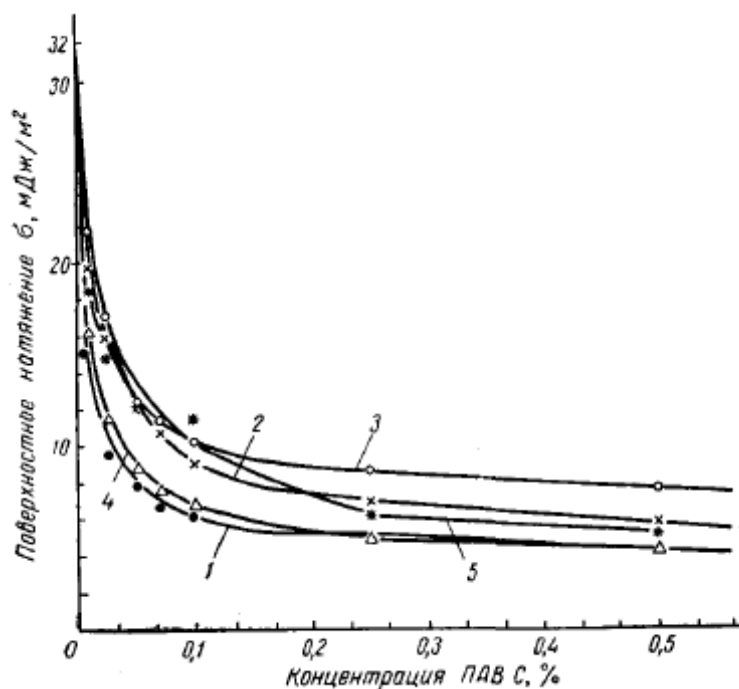


Рисунок 8.1 – Изотермы поверхностного натяжения водных растворов неионогенных ПАВ на границе с нефтью:  
1 – ОП-10; 2 – ОП-20; 3 – ОП-45; 4 – ОП-7; 5 – КАУФЭ<sub>14</sub> (по данным УФНПИ)

## 8.2 Полимерное, мицеллярно-полимерное заводнение, термополимерное воздействие на пласт

### 8.2.1 Полимерное заводнение

Одной из причин низкого коэффициента вытеснения и охвата пласта процессом заводнения на месторождениях, содержащих нефть повышенной вязкости, является большое соотношение вязкостей нефти и воды, приводящее к снижению охвата пласта вытесняющим агентом. Добавка в воду высокомолекулярного полимера позволяет повысить вязкость воды и соответственно улучшить соотношение подвижностей нефти и воды и за счёт этого повысить нефтеотдачу.

Существует два способа применения полимеров в процессах добычи нефти:

1. При обработке призабойных зон для улучшения рабочих характеристик нагнетательных скважин или обводнённых добывающих скважин за счёт блокирования зон высокой проницаемости.

2. В качестве агентов, снижающих подвижность воды или уменьшающих отношение подвижностей воды и нефти при заводнении.

В качестве добавок к воде могут использоваться несколько полимеров: ксантановая смола, гидролизованный полиакриламид (ГПАА), сополимеры (полимер, состоящий из двух и более типов мономеров, полиакриламид (ПАА), и др.

Все промышленные полимеры попадают фактически в два класса: полиакриламидов и полисахаридов (биополимеры). В качестве полимера, закачиваемого в нефтяные пласты, чаще всего применяют полиакриламид (ПАА). Молекулярное строение ПАА таково, что молекулы этого вещества схематично можно представить в виде длинных цепочек, состоящих из атомов углерода, водорода и азота. Молекулярная масса полимеров порядка  $10^6$ . В определённых условиях молекула полимера представляет собой цепочку, длина которой соизмерима с размерами пор пласта. В некоторых случаях цепочка может быть свёрнутой в клубок или шар. Молекулы полимера, продвигаясь в пористой среде, в водном растворе как бы «цепляются» за зёрна этой среды, создавая дополнительное фильтрационное сопротивление и сорбируясь на зёрнах поверхности пород.

Фильтрация водного раствора полимеров происходит таким образом, что с увеличением градиента давления скорость его движения возрастает медленнее по сравнению со скоростью воды по закону Дарси. Жидкость, скорость фильтрации которой нелинейно зависит от градиента давления и притом с каждым приращением градиента давления она возрастает на всё меньшую величину, называется дилатантной.

На рисунке 8.2 показана зависимость скорости фильтрации от градиента давления для обычной воды (кривая 1) и для водного раствора полимера (кривая 2).

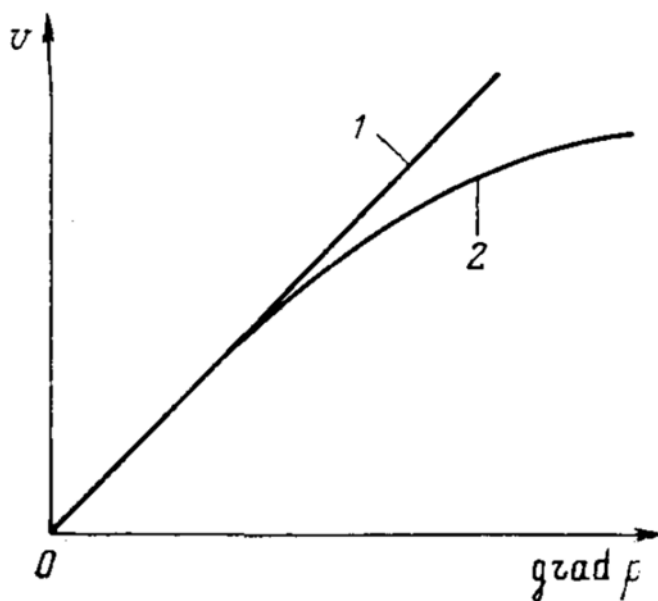


Рисунок 8.2 – Зависимость скоростей фильтрации воды и дилатантной жидкости от градиента давления

Фильтрация водного раствора ПАА сопровождается его сорбцией пористой средой. В результате сорбции ПАА пористой средой в процессе вытеснения нефти образуется фронт сорбции, как и в случае вытеснения нефти водными растворами ПАВ. Впереди фронта сорбции полиакриламида в пласте движется вода, практически очищенная от него. Водный раствор ПАА можно применять также для регулирования процесса вытеснения нефти водой, пользуясь тем, что этот раствор представляет собой дилатантную жидкость. Для этого закачивают раствор ПАА в высокопроницаемые пропластки, снижают тем самым скорость движения по ним воды, повышают давление нагнетания и увеличивают скорость вытеснения нефти водой из пропластков с более низкой проницаемостью.

Полиакриламиды, используемые в полимерном заводнении, подвергаются частичному гидролизу. По этой причине полимеры называются частично гидролизованными полиакриламидами. Фактически все свойства частично гидролизованного полиакриламида проявляют высокую чувствительность к минерализации и жёсткости воды, что является препятствием для применения частично гидролизованных полиакриламидов во многих пластах. С другой стороны, частично гидролизованный полиакриламид – это недорогой реагент, относительно стойкий к действию бактерий, и даёт постоянное уменьшение проницаемости. При концентрации полимера в воде 0,05-0,7% вязкость воды увеличивается в 10-20 раз.

На практике для экономии полимера в пласт закачивается оторочка загущённой полимером воды, которая перемещается по пласту обычной водой. Размер оторочки подбирается с учётом неоднородности пласта, соотношения вязкости нефти и раствора полимера, степени адсорбции полимера в пористой среде. Объём оторочки может изменяться от 5 до 20-30% от объёма пор заводняемого пласта. По лабораторным данным прирост коэффициента вытеснения может достигать 20%, при этом объём попутно добываемой воды уменьшается в 3-5 раз. Однако такие результаты могут достигаться при применении полимера с начала разработки и при объёме оторочки полимера не менее 15%. Низкая эффективность полимерного заводнения на поздних стадиях доказана результатами не только лабораторных исследований, но и промысловых экспериментов.

По числу промысловых проектов полимерное заводнение является наиболее распространённым существующим методом повышения нефтеотдачи. Причина этого заключается в том, что, за исключением обычного заводнения, полимерное заводнение является самым простым методом для применения в промысловых условиях и требует относительно небольших капиталовложений. Большинство промысловых проектов были небольшими, так же как и количество добытой нефти.

Дополнительная добыча нефти в лабораторных исследованиях на карбонатных образцах определяется в основном эффективностью действия оторочки раствора полимера до завершения безводного периода вытеснения нефти. После прорыва воды, нагнетаемой вслед за раствором полимера, оторочка перестаёт существенно влиять на эффективность процесса. В целом прирост  $K_{выт}$  сильно зависит от параметров пористой среды и свойств жидкостей (рис. 8.3).

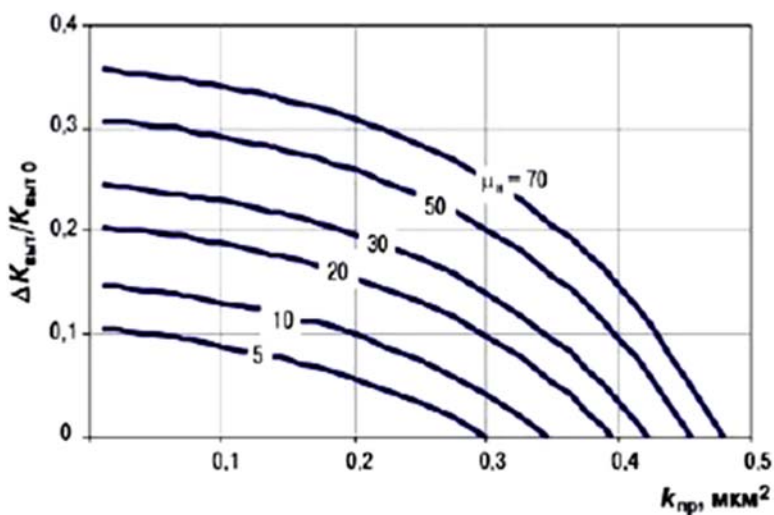


Рисунок 8.3 – Зависимость коэффициента вытеснения от параметров пористой среды и свойств жидкости

Основными факторами, снижающими технологический эффект от применения раствора полимера, являются высокая проницаемость пород, связанная с наличием в них крупных каналов фильтрации, а также значительная вязкость нефти, её активность на границах раздела фаз и гидрофилизация поверхности.

В 70-х годах испытания полимерных растворов для увеличения нефтеотдачи пластов проводились на нескольких месторождениях в Куйбышевской области, Башкирии и Татарии. Наиболее представительными из них являются на Орляном месторождении и на Ново-Хазинской площади Арланского месторождения. Оценка технологической эффективности этого метода на Ново-Хазинской площади проводилась путём сравнения показателей добычи нефти на опытном и контрольном участках. Сравнение зависимости содержания нефти в добываемой продукции от объёма отобранной жидкости показало, что текущая добыча нефти на опытном участке возросла на 12-13%, при этом обводнение опытных скважин происходит медленнее, чем контрольных скважин. Текущая дополнительная добыча на 1 т сухого полимера за 2,5 года составила около 600 т.

На нефтяных месторождениях современной России полимерные и другие вязкоупругие составы чаще всего используются для ОПЗ нагнетательных скважин, вскрывших расчленённые пласты, с целью выравнивания профилей приё-

мистости. Основная часть обработок выполнена в терригенных пластах месторождений Западной Сибири, но имеется опыт применения полимерных систем в карбонатных пластах.

Известен положительный опыт ОПЗ с использованием полимерных составов в других нефтедобывающих странах. Практика показывает, что эффективность обработок может быть достаточно высокой. Вместе с тем, успешность ОПЗ различными вязкоупругими составами далека от 100% и, как правило, составляет 50-60%. Эффект длится в среднем около 6 мес., что, вероятно, связано с постепенной деградацией полимера в пласте. В связи с этим основные исследования продолжают в направлении поиска способов, обеспечивающих максимальную продолжительность эффекта от обработок скважин полимерсодержащими составами и гелиобразующими композициями. Основная задача при этом – предохранить полимеры от преждевременного разрушения и обеспечить продвижение их вглубь пласта на расстояние, достаточное для перераспределения нагнетаемой воды. Разнообразие технологий и их модификаций свидетельствует о том, что составы необходимо подбирать для конкретных геологических условий.

Отечественные учёные создали ряд полимерных композиций – продукт БП-92, Темпоскрин, РИТИН и др., которые в тех или иных масштабах применяются не только в нашей стране, но и за рубежом. Они получили распространение, в основном, в технологиях выравнивания профиля приёмистости в нагнетательных скважинах. Разработанные полимерные композиции позволяют сокращать объёмы попутно извлекаемой воды, способствуя приобщению к дренированию менее проницаемых коллекторов и в конечном итоге приводят к росту КИН.

К сожалению, полимерные растворы не получили широкого распространения в нашей стране в качестве рабочих агентов в процессах площадного вытеснения.

На сегодня полимерное заводнение успешно применено на нескольких крупных нефтяных месторождениях Китая, таких как Daqing и Shengli. Семь пилотных проектов на месторождении Daqing были осуществлены в период с 1972 по 1998 гг. В 2004 г. на месторождении Daqing функционировал 31 масштабный проект с 2427 нагнетательными скважинами и 2916 добывающими скважинами. В 2004 г. добыча за счёт полимерного заводнения достигла 73,5 млн бар, что составило 23% от общей добычи из месторождения.

Девять пилотных проектов в период с 1997 по 2002 гг. реализовано на месторождении Shengli. Прирост КИН по этим объектам оценивается от 4 до 8% абсолютных. Годовая добыча нефти на Shengli на основе полимерного заводне-



ния увеличилась с 2,7 млн бар в 1997 г. до 16,7 млн бар в 2004 г., что составило 13% общей добычи из месторождения.

Факторы, оказывающие влияние на эффективность полимерного заводнения, состоят в следующем:

- чем больше молекулярный вес и концентрация полимера и меньше минерализация воды, тем больше вязкоупругие свойства раствора и наоборот;
- чем больше минерализация воды для получения полимерного раствора одной и той же вязкости и свойств, тем большая концентрация полимера требуется. Так, для приготовления раствора с вязкостью 30 мПа·с при солёности воды 800 ppm потребная концентрация полимера составляет 887 мг/л, а при солёности 20 000 ppm – 2310 мг/л, т. е. в 3 раза больше.

На месторождениях, где достигнуты положительные результаты при закачке полимеров, вязкость нефти не превышает 100-130 мПа·с.

Понимая важную роль вязкоупругих свойств полимерных растворов, в мае 2003 г. на месторождении Daqing реализовали новый пилотный проект. Здесь в пласт закачивался высококонцентрированный раствор полимера (1 500-2 000 ppm и более) с вязкостью в пластовых условиях 400-500 мПа·с. Такой раствор может быть эффективно применён и на залежах с большей вязкостью нефти (до 400-500 мПа·с).

Текущий прирост КИН по отношению к ранее реализованному заводнению на конец 2005 г. составил 14,3% абсолютных. Результаты пилотных исследований авторы считают успешными. Поэтому соответствующие технологические решения планируется распространить и на другие участки месторождения Daqing.

Большой эффект от применения полимеров можно ожидать при создании полимерных материалов нового типа (биополимеров, производимых с помощью микроорганизмов), обладающих лучшими для добычи нефти свойствами, чем полиакриламиды. Эти полимеры более стойкие к разрушению, легко растворяются в воде, малочувствительны к действию солей, менее дорогие.

Особенно широкая область применения полимеров намечается в связи с использованием их для создания буфера подвижности как составного элемента технологии комплексного воздействия совместно с мицеллярными растворами, которая будет рассмотрена ниже. Учитывая высокую стоимость полимеров, масштабы их применения во многом зависят от цены на нефть.

### ***8.2.2 Мицеллярно-полимерное заводнение***

Среди физико-химических методов разработки нефтяных месторождений известен метод комплексного воздействия на нефтяной пласт путём закачки в

него смеси ПАВ, спиртов, растворителей нефти, воды и водного раствора ПАА. Этот метод получил название *мицеллярно-полимерного заводнения*.

Мицеллярно-полимерное заводнение направлено на устранение капиллярных сил в заводнённых пластах и вытеснение остаточной нефти, которая удерживается в неподвижном состоянии поверхностно-молекулярными капиллярными силами. Как известно, углеводородная жидкость и вода не смешиваются в обычных условиях. Но когда к ним добавляется третий компонент – специальное, растворимое в воде и нефти поверхностно-активное вещество (ПАВ), они могут смешиваться. Молекулы ПАВ за счёт энергии взаимодействия с водой и нефтью служат связующим звеном между молекулами углеводородной жидкости и воды. При их перемешивании в определённых условиях получается однофазный гомогенный раствор или эмульсия. При этом образуются так называемые нефтеводяные мицеллы-агрегаты молекул типа жидких кристаллов с жидким ядром, внутри которых молекулы нефти и воды способны перемещаться относительно друг друга. Такие растворы называются мицеллярными растворами или микроэмульсиями. К простейшим мицеллам относится сферическая мицелла с нефтяной или водной основой-ядром. У молекулы с нефтяной основой на поверхности находятся молекулы воды, у мицеллы с водной основой – молекулы нефти, составляющие внешние фазы мицеллярных растворов.

Мицеллярные растворы представляют собой прозрачные и полупрозрачные жидкости, однородные и устойчивые к фазовому разделению.

Кроме углеводородной жидкости, воды и ПАВ, в растворы добавляют четвёртый компонент – различные стабилизаторы, которые обеспечивают устойчивость мицеллярных растворов. В качестве углеводородной жидкости можно применять сжиженный газ, керосин, лёгкую нефть.

Важной составной частью раствора является вода. Можно применять обычную пресную или пластовую минерализованную воду, но с заданной солёностью.

В качестве ПАВ используются водонефтерастворимые ПАВ, обладающие большой солубилизирующей способностью – алкилариловые сульфонаты, нефтяные сульфонаты и др.

В качестве стабилизатора обычно используются спирты – изопропиловый, бутиловый, гексонол и др.

Изменяя соотношение компонентов, можно получить мицеллярный раствор либо с внешней нефтяной, либо с внешней водяной фазой с различной устойчивостью и межфазным натяжением на контакте с нефтью и с водой.

Разновидности мицеллярных растворов в основном определяются типом, составом и концентрацией ПАВ и выбираются исходя из конкретных задач

применения – для обработки призабойных зон или создания оторочек с целью создания оторочек остаточной неподвижной нефти, с учётом особенностей строения пластов и свойств пластовой системы.

Механизм вытеснения нефти мицеллярными растворами определяется их физико-химическими свойствами. Мицеллярный раствор, устраняя действие капиллярных сил, вытесняет нефть и воду. При рассеянной остаточной нефтенасыщенности заводнённой пористой среды перед фронтом вытеснения мицеллярным раствором разрозненные глобулы нефти сливаются в непрерывную фазу и образуется нефтяной вал – зона повышенной нефтенасыщенности, а за ней зона повышенной водонасыщенности. Для вытеснения оторочки мицеллярного раствора вслед за раствором в пласт закачивают полимерный раствор вязкостью, близкой к вязкости мицеллярного раствора, которая может достигать 100 и более мПа·с, затем закачивают обычную воду.

В результате в пласте образуется 6 зон, отличающихся по характеру и степени насыщенности ( в направлении, противоположном вытеснению):

- зона исходной нефтеводонасыщенности пласта;
- нефтяной вал;
- водяной вал;
- оторочка мицеллярного раствора;
- буфер подвижности (полимерный раствор);
- зона обычной воды.

Такой механизм процессов фильтрации жидкости наблюдается при вытеснении остаточной (неподвижной) нефти из заводнённой однородной пористой среды.

Известно более 20 промышленных опытов применения мицеллярных растворов для увеличения нефтеотдачи пластов, проводимых в СССР, США, Канаде, Румынии, Венгрии, Франции и др.

Основное преимущество метода – возможность обеспечить извлечение из заводнённых пластов до 50-60% остаточной (неподвижной) нефти.

К недостаткам метода относятся сложность технологии и большая потребность в химических реагентах, в том числе дорогостоящих.

### ***8.2.3 Термополимерное воздействие (ТПВ)***

Разработка месторождений с нефтью повышенной вязкости с помощью традиционного холодного заводнения, особенно в сильно неоднородных трещиноватых коллекторах, приводит к низкой нефтеотдаче (20-25%). Суть технологии ТПВ состоит в том, что в пласт закачивают водный раствор полимера, подогретый до температуры не более 90°C (выше этой температуры происходит деструкция поли-

мера). Поскольку вязкость подогретого раствора невелика, он хорошо проникает, прежде всего, в трещины и другие высокопроницаемые зоны. При движении подогретого раствора по зонам высокой проницаемости прилегающие к ним низкопроницаемые зоны прогреваются за счёт теплопроводности. В результате в неохваченных вытеснением зонах пласта (в матрице) вязкость нефти снижается. Одновременно при остывании полимерного раствора его вязкость возрастает в 5-10 раз, что приводит к перераспределению вытесняющего агента и выравниванию фронта вытеснения. При этом происходит как бы саморегулирование процесса вытеснения. Таким образом, осуществляется комплексное воздействие на пласт: снижается вязкость нефти и возрастает охват залежи вытеснением.

Одной из разновидностей технологии ТПВ является технология чередования закачки горячей воды и полимерного раствора. Технология ТПВ в наибольшем масштабе и довольно успешно применялась на Мишкинском месторождении в Удмуртии, содержащем нефть вязкостью 78 мПа·с в трещиновато-поровом коллекторе. Анализ эффективности полимерного заводнения на последовательно вводившихся опытных участках Мишкинского месторождения показал резкое уменьшение эффективности по мере снижения нефтенасыщенности пород в связи с отбором нефти из пласта. На начальном этапе разработки закачка слабоконцентрированного раствора ПАА (0,05%) позволяла сдерживать темп роста обводнённости продукции. Однако чем выше было водонефтяное отношение к моменту начала полимерного заводнения на других элементах, тем ниже была эффективность процесса. Это соответствует выводам, сделанным зарубежными исследователями. С учётом того, что объект характеризуется активным упруговодонапорным режимом, хорошей гидродинамической связью с законтурной и подошвенной водонасыщенными областями, дальнейшее распространение полимерного, а также термополимерного заводнения оказалось нецелесообразным. Низкая эффективность полимерного заводнения на поздних стадиях доказана результатами не только лабораторных исследований, но и промысловых экспериментов.

Следует также учитывать, что при большой глубине залежи (более 1200-1500 м) температура раствора полиакриламида на забое скважины существенно снижается, в результате чего снижается тепловой эффект.

### **8.3 Щелочное и термощелочное заводнение**

Метод щелочного заводнения основан на взаимодействии щёлочей с пластовой нефтью и породой. Практически все пластовые нефти содержат в своём составе активные компоненты – органические кислоты. При взаимодействии

щелочных растворов с нефтями, содержащими органические кислоты, в пласте образуются новые ПАВ, которые значительно снижают поверхностное натяжение нефти на границе раздела фаз (нефть – раствор щёлочи) и увеличивают смачиваемость породы водой.

Все нефти по их активным свойствам при взаимодействии со щёлочью по показателю кислотности (отношение содержания гидроокиси калия к массе нефти) можно разделить на следующие три группы.

Малоактивная: показатель кислотности – менее 0,5 мг/г, межфазное натяжение – более 1-2 мН/м.

Активная: показатель кислотности – 0,5-1,5 мг/г, межфазное натяжение – 0,02-1,0 мН/м.

Высокоактивная: показатель кислотности – более 1,5 мг/г, межфазное натяжение – менее 0,02-0,005 мН/м.

Метод неприменим, если пластовая нефть обладает малым индексом кислотности – менее 0,5 мг/г.

Лабораторные исследования показали, что степень снижения межфазного натяжения возрастает с увеличением количества органических кислот в нефти. Ранее отмечалось, что для значительного повышения вытесняющей способности воды достаточно снизить поверхностное натяжение до 0,01-0,05 мН/м. Важным элементом механизма метода щелочного заводнения является изменение смачиваемости породы щелочным раствором за счёт адсорбции органических кислот на поверхности породы из нефти. Применение растворов щёлочи – один из самых эффективных способов уменьшения контактного угла смачивания породы водой, т. е. гидрофилизации пористой среды, что повышает эффективность вытеснения нефти.

Важно отметить, что, в отличие от метода закачки водного раствора ПАВ с поверхности, при щелочном заводнении ПАВ образуется непосредственно в пласте при контакте щёлочи с активной нефтью. Для приготовления щелочных растворов чаще всего используется NaOH. Могут также использоваться кальцинированная сода, жидкое стекло (силикат натрия) и др. Наиболее активны из них едкий натр и силикат натрия. Оптимальная концентрация NaOH в растворе, при которой достигается минимальное поверхностное натяжение, составляет 0,15-0,2%.

Щелочные растворы обычно закачивают в виде оторочек размером 0,1-0,25 объёма пор с концентрацией 0,05-0,5%.

Сравнительная дешевизна NaOH, небольшие концентрации в растворе, образование ПАВ непосредственно в пласте делают этот метод достаточно пер-

спективным. По лабораторным данным использование щелочных растворов позволяет повысить коэффициент вытеснения на 15-20% (абс.).

Щелочные реагенты могут привести к увеличению нефтеотдачи также за счёт образования эмульсий. Образование эмульсии даёт дополнительную нефть, по крайней мере, за счёт двух факторов: уменьшения отношения подвижностей, т. к. многие из этих эмульсий имеют более высокую вязкость, и солюбилизации и улавливания нефти в текущем водном потоке. Первый механизм повышает коэффициент вытеснения и охвата по объёму, как и любой другой агент, регулирующий подвижность.

В связи с комплексным влиянием на нефтеотдачу различных коллекторов свойств вод и их поверхностного натяжения на границе с нефтью целесообразно принимать за один из основных критериев использования растворов щёлочи для повышения нефтеотдачи в процессе заводнения скорость их капиллярного впитывания в нефтенасыщенные породы. Целесообразность применения щелочных вод для заводнения необходимо определять не только исходя из физико-химических свойств пластовой системы, но и их геологического строения и роли капиллярной пропитки в нефтеотдаче.

О высокой эффективности применения для вытеснения нефти щелочных растворов, особенно в сочетании с тепловым воздействием на пласт, свидетельствуют результаты лабораторных исследований, проведённых на нефтенасыщенных образцах Ярегского месторождения.

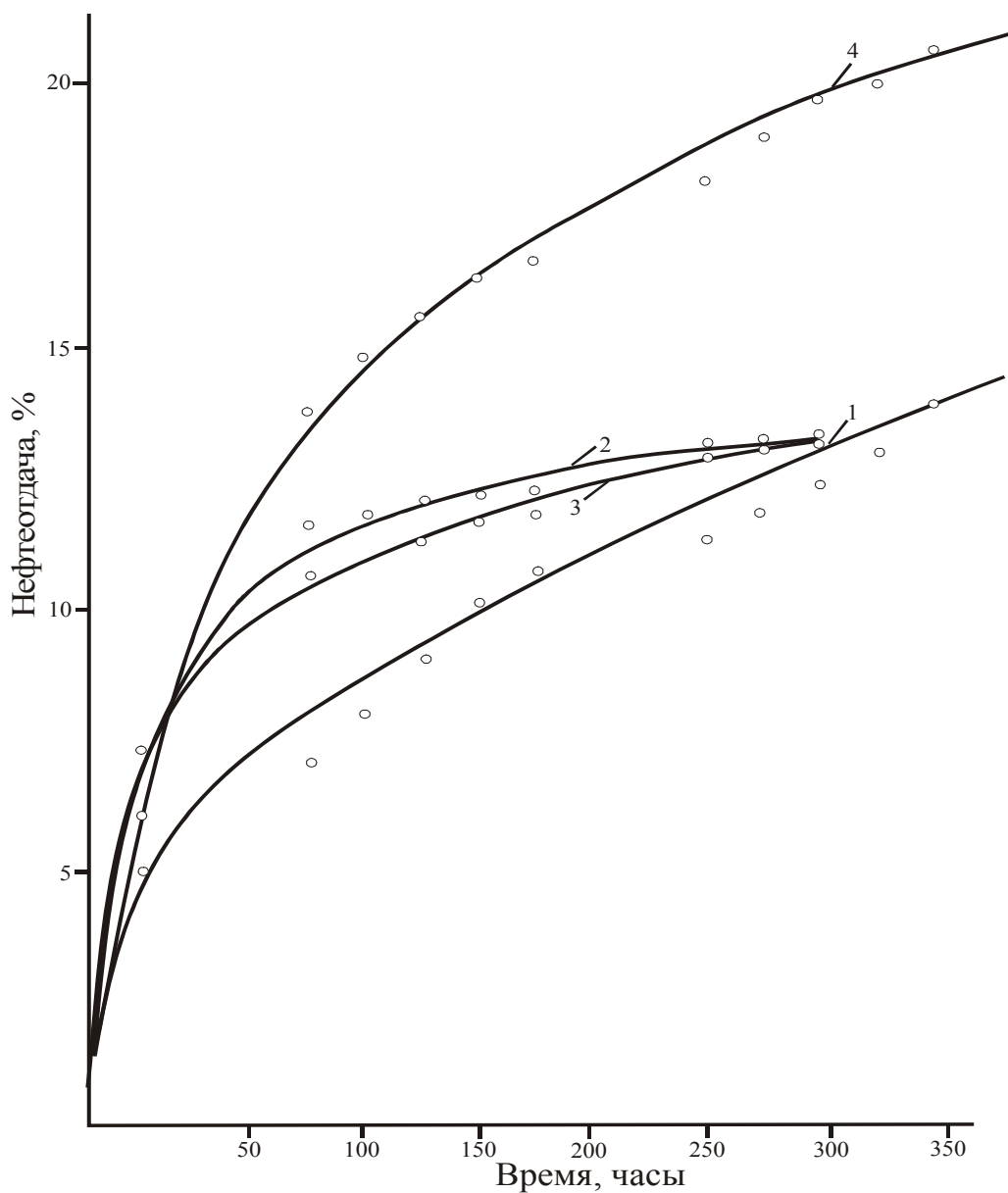
Эффективность капиллярного вытеснения нефти из Ярегских нефтенасыщенных образцов, отобранных из горных выработок, изучалась в интервале температур 20-150°C [4]. Установлено наличие начальной температуры капиллярной пропитки (20-40°C), ниже которой пропитка образцов не происходит.

На рисунках 8.4 и 8.5 приведены зависимости коэффициента капиллярного вытеснения нефти от химического состава вытесняющей воды при температурах 70-90°C. При температуре 70°C наибольший коэффициент вытеснения получен при применении в качестве вытесняющей среды раствора дисолвана, а при 90°C – щелочных растворов  $\text{Na}_2\text{CO}_3$  и  $\text{Na}_2\text{SiO}_3$ , которые активно способствуют гидрофилизации поверхности породы.

При температуре 90°C наибольший эффект получен при применении раствора кальцинированной соды. Из рисунка 8.4 видно, что коэффициент нефтеотдачи при вытеснении нефти раствором кальцинированной соды концентрацией 0,05% более чем в два раза больше, чем при вытеснении нефти дистиллированной водой.

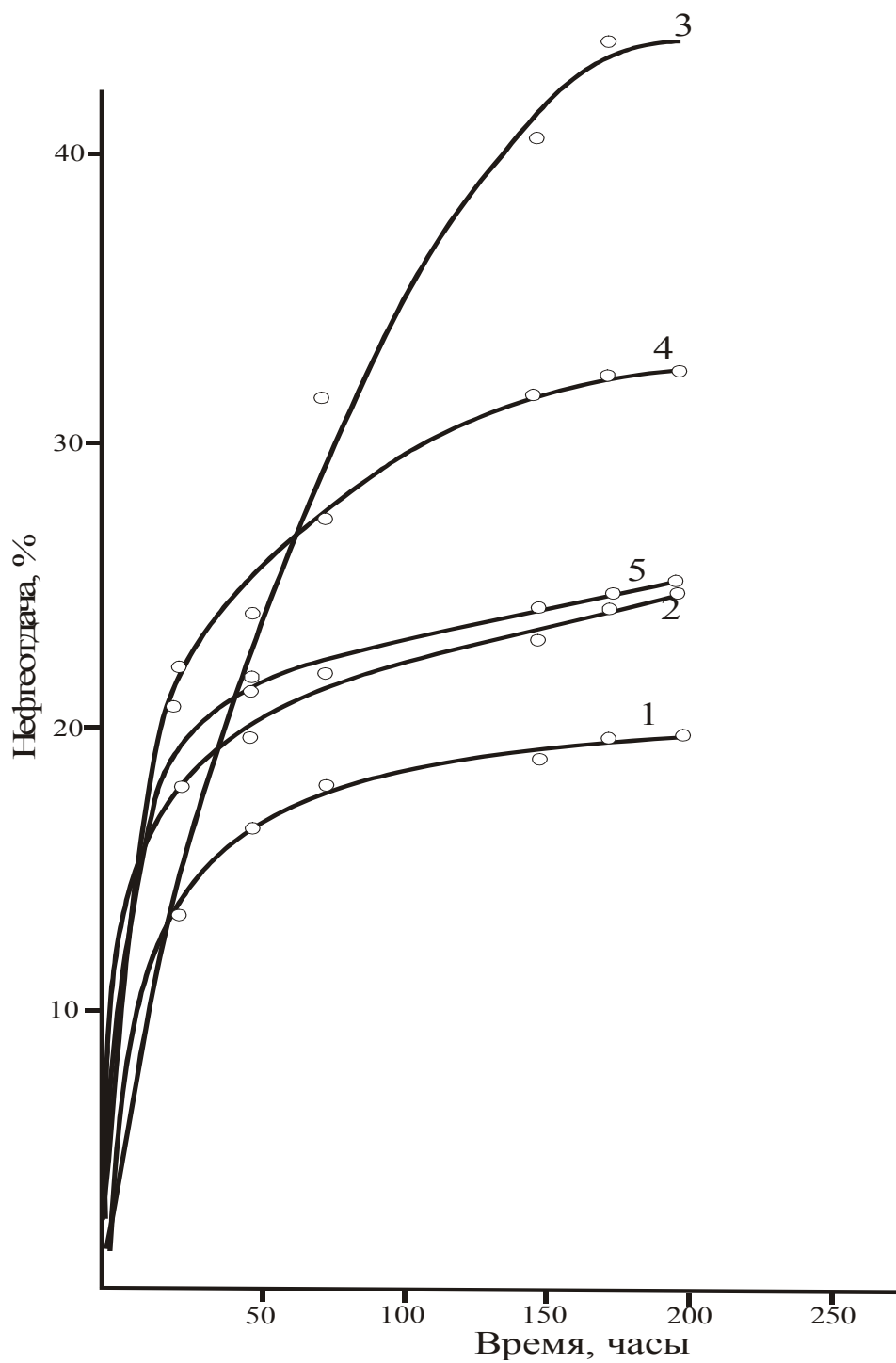
На рисунке 8.6 приведены сравнительные кривые эффективности капиллярного вытеснения в зависимости от концентрации  $\text{Na}_2\text{SiO}_3$  при  $90^\circ\text{C}$ . Из рисунка видно, что при увеличении концентрации  $\text{Na}_2\text{SiO}_3$  с 0,1 до 0,5% коэффициент вытеснения нефти возрастёт с 30 до 55%.

При использовании щелочных растворов при заводнении необходимо также учитывать совместимость пластовых вод с нагнетаемыми в пласт растворами щелочи. Опыт показал, что присутствующие в пластовой воде соли оказывают существенное влияние на поверхностное натяжение растворов щёлочи на границе с нефтью. Ионы кальция, например, снижают эффективность действия щёлочи.



1 – пластовая вода; 2 – 0,05% раствор  $\text{Na}_2\text{CO}_3$ ; 3 – 0,05% раствор  $\text{Na}_2\text{SiO}_3$ ;  
4 – 0,05% раствор дисолвана.

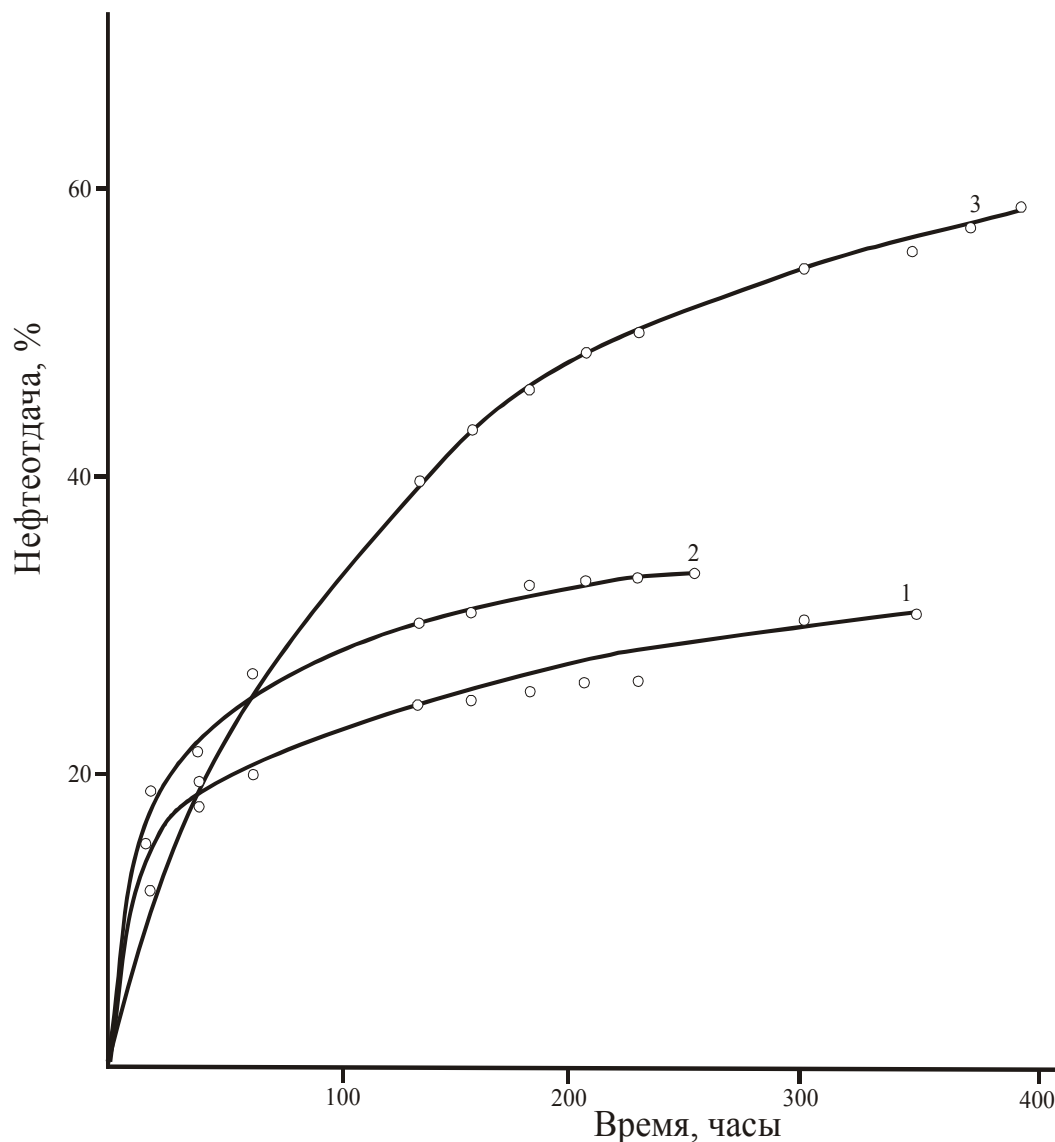
Рисунок 8.4 – Зависимость нефтеотдачи от химического состава воды при  $T = 70^\circ\text{C}$



1 – дистиллированная вода; 2 – пластовая вода; 3 – 0,05% раствор Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>;  
 4 – 0,05% раствор Na<sub>2</sub>SiO<sub>3</sub>; 5 – 0,05% раствор дисолвана.

Рисунок 8.5 – Зависимость коэффициента вытеснения нефти от химического состава воды при T = 90°C





1 – 0,05% раствор; 2 – 0,1% раствор; 3 – 0,5% раствор.  
 Рисунок 8.6 – Зависимость нефтеотдачи от концентрации раствора  $\text{Na}_2\text{SiO}_3$  при  $T = 90^\circ\text{C}$

Для оценки влияния состава пластовой воды на эффективность применения щелочных растворов при заводнении необходимо проводить лабораторные исследования на моделях пласта, в процессе которых определяется влияние концентрации щёлочи на коэффициент вытеснения нефти и подбирается оптимальная концентрация щёлочи.

На месторождениях нефти повышенной вязкости более целесообразно применять *термощелочное воздействие*, при котором оторочки щелочных растворов закачиваются в предварительно прогретый пласт. С повышением вязкости нефти увеличивается её активность. Так, например, поверхностное

натяжение Ярегской нефти, содержащей большое количество нафтеновых кислот, на границе с 1% NaOH снижается до 0,001 мН/м. Результаты приведённых выше исследований показали, что с увеличением температуры с 70 до 90°C коэффициент нефтеотдачи возрастает более чем в два раза.

Применение термощелочного воздействия способствует отмыванию плёночной нефти. В отличие от других физико-химических методов щелочные растворы могут применяться при температурах до 200°C, а также в карбонатных коллекторах.

В настоящее время промысловые испытания метода щелочного воздействия, несмотря на его перспективность, не проводятся.

В СССР проводились опытные работы по испытанию метода на месторождениях Пермской области, Азербайджана, Украины. Наиболее полно метод испытан на Трёхозёрном месторождении в Западной Сибири. Эксперимент по закачке раствора каустической соды на Трёхозёрном месторождении проводился с 1976 г. по 1980 г. Хотя добыча нефти возросла в 1,8-2,0 раза эксперимент был оценен, как недостаточно эффективный. В 80-х годах проводились опытные работы по термощелочному воздействию на пласт на Лыяельской площади Ярегского месторождения. Результаты оцениваются как положительные, однако опыт не был доведён до конца. Известно также, что метод щелочного воздействия испытывался также в США на 6 объектах.

Отсутствие широких хорошо поставленных испытаний метода в промышленных условиях и надёжных данных по проведённым опытам не позволяют более конкретно оценить область, условия применения метода и его эффективность.

Следует отметить, что, учитывая результаты лабораторных исследований и промысловых испытаний, проведённых по Ярегскому месторождению, наиболее перспективным является применение термощелочного воздействия на залежах высоковязкой нефти.

#### **8.4 Вытеснение нефти из пласта растворителями**

Одним из методов увеличения нефтеотдачи является вытеснение нефти из пласта путём нагнетания в пласт растворителей (спиртов, бензола, жидкого пропана и т. д.).

Сущность технологии заключается в том, что в пласте создаётся оторочка растворителя, которая затем проталкивается другим более дешёвым агентом. Движущаяся оторочка растворяет нефть и полностью вымывает её из пористой среды. Оставшийся в пласте растворитель можно извлечь нагнетанием вытес-

няющего агента. Например, при использовании в качестве вытеснителя жидкого пропана оставшийся растворитель удаляется (выдувается) из пласта газом и улавливается на газобензиновом заводе.

По данным лабораторных опытов при вытеснении нефти, например, жидким пропаном нефтеотдача приближается к 100%. Это можно объяснить отсутствием поверхностей раздела между нефтью и вытесняющей её жидкостью, а следовательно, и капиллярных сил, препятствующих вытеснению нефти.

Эффективность процесса во многом зависит от параметров пласта и условий вытеснения, определяющих закономерности движения оторочки растворителя – соотношения вязкостей нефти и вытесняющей жидкости, длины пласта и степени однородности его физических свойств, скорости вытеснения и т. д.

Большое влияние на процесс оказывает различие плотностей нефти и растворителя вследствие искривления поверхности контактов и образования гравитационных языков.

Оптимальный размер оторочки, необходимой для сохранения её оплошности до подхода фронта вытеснения к эксплуатационным скважинам, для различных условий следует определять специальными исследованиями, учитывающими специфику залежи. При практическом осуществлении процесса размеры оторочки колеблются от 4 до 12% объёма порового пространства.

Установлено, что количество вытесняющей фазы, необходимое для полного извлечения нефти, возрастает с увеличением соотношения вязкостей нефти и растворителя. Длина зоны смеси растворителя и нефти увеличивается с ростом пути, пройденного фронтом вытеснения. Аналогичное влияние на длину зоны смеси оказывает увеличение соотношения вязкости нефти и растворителя. По экспериментальным данным проницаемость пород и скорость вытеснения существенно не влияют на длину зоны смеси. При вытеснении нефти по схеме «жидкий пропан – газ» увеличение давления в пласте приводит к более полному её извлечению, так как при высоких давлениях разбавленный газом пропан лучше смешивается с нефтью.

Большое влияние на эффективность процесса оказывают состав нефти и насыщенность порового пространства различными фазами. Лёгкие нефти эффективно вытесняются растворителями. При наличии свободного газа в нефтяной части пласта процесс замедляется вследствие смешивания пропана с газом и ухудшения его качеств как растворителя.

Значительное снижение эффективности процесса наблюдается при большом количестве воды в пористой среде. Вода блокирует часть нефти, которая при этом теряет контакт с жидким пропаном. В таких условиях можно применять растворители, смешивающиеся с водой и с нефтью, например, спирт.

Важной проблемой воздействия на пласт растворителями является выбор агента, продвигающего оторочку растворителя по пласту. Вслед за оторочкой наиболее рационально нагнетать в пласт газ, хорошо растворяющийся в растворителе. В этом случае легче и полнее извлекается из пласта растворитель. Но при этом необходимо иметь значительные объёмы сжатого газа и, кроме того, из-за высокой подвижности газа приходится увеличивать размер оторочки растворителя. Поэтому более перспективен процесс продвижения оторочки по пласту водой. При этом на разделе вода – растворитель наблюдаются уже известные нам закономерности фильтрации двухкомпонентных несмешивающихся систем и значительное количество растворителя остаётся не вытесненным в обводнённой зоне пласта. Поэтому изучаются возможности применения и регенерации растворителей типа спиртов, растворимых в воде и в нефтях.

Применение растворителей может быть эффективным при разработке залежей высоковязкой нефти. Ниже приведены результаты экспериментальных и промысловых исследований эффективности применения растворителей для увеличения нефтеотдачи пермокарбонатной залежи Усинского месторождения и выбор оптимального размера оторочки растворителя при различных температурах пласта.

При реализации метода вытеснения нефти растворителями в пласт закачивается оторочка растворителя определённых размеров, которая смешивается с нефтью [10]. Затем эта оторочка перемещается по пласту каким-либо рабочим агентом: водой, газом или их смесью. По мере перемещения по пласту оторочка «чистого» растворителя будет сокращаться в размерах за счёт смешения с нефтью на передней границе и вследствие неполного вытеснения ее проталкивающим агентом. Поэтому существует некоторый оптимальный размер оторочки, позволяющий с наименьшими затратами растворителя получить наибольшую нефтеотдачу.

Цель лабораторных исследований – определить оптимальный размер оторочки растворителя для условий Усинского месторождения. При этом учитывалось, что особенностью пермокарбонатной залежи Усинского месторождения является наличие под ней девонской залежи лёгкой нефти, большая часть которой в плане совпадает с пермокарбонатной залежью. Поэтому одним из вариантов разработки пермокарбонатной залежи высоковязкой нефти может быть перепуск в эту залежь девонской нефти через специальные перепускные скважины. Расчёты показывают, что в этом случае температура лёгкой нефти на уровне пермокарбонатной залежи составит около 40°C. Учитывая это, исследования проводились при двух значениях температур – 25°C (начальная пластовая температура) и 40°C.

Исследования проводились на насыпной модели пласта длиной 450 мм [11]. Методика работ состояла в следующем: вначале модель заполняли пластовой водой, которая потом вытеснялась дегазированной тяжёлой нефтью Усинского месторождения до появления на выходе безводной нефти. Затем модель термостатировалась при заданной температуре. После этого в модель закачивали определённое количество растворителя (в качестве растворителя использовали девонскую лёгкую нефть Усинского месторождения). В последующем переходили к закачке воды, которую вели до практически полного обводнения добываемой продукции. Скорость вытеснения нефти в период закачки растворителя и воды была постоянной. Результаты исследований приведены в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Результаты опытов по вытеснению высоковязкой нефти оторочками легкой нефти, перемещаемыми водой

Номер серии	Номер опыта	Пористость модели, %	Проницаемость, К·10 <sup>-15</sup> м <sup>2</sup>	Содержание связанной воды в модели, %	Температура опыта, °С	Размер оторочки лёгкой нефти, в поровых объёмах	Нефтеотдача, %
I	1	38,0	920	21,0	25	0,1	40,6
	2	32,0	1000	18,0	25	0,2	57,4
	3	35,0	1300	18,4	25	0,3	41,2
	4	35,0	1300	20,0	25	0,5	25,4
	5	31,6	940	24,7	25	1,0	36,2
	6*	33,8	1190	24,6	25	0	33,3
II	1	34,0	970	17,0	40	0,1	37,7
	2	34,0	1230	26,0	40	0,3	49,4
	3	33,0	970	28,1	40	0,5	77,0
	4	32,3	960	27,0	40	1,0	22,5
	5*	31,5	880	23,8	40	0	31,4

\*) Вытеснение нефти водой (без оторочки).

Нефтеотдача определялась по следующей формуле:

$$\eta = \frac{q_{доб} - q_{зак}}{q_{нач}},$$

где  $q_{доб}$  – общее количество добытой в опыте нефти;

$q_{зак}$  – количество закачанной в модель лёгкой нефти;

$q_{нач}$  – начальное содержание нефти в пласте.

На рисунке 8.7 приведены зависимости коэффициента нефтеотдачи от размера оторочки растворителя для температуры 25 и 40°С. Из рисунка видно,

что при начальной температуре пласта (кривая 1) оптимальный размер оторочки равен 0,2 порового объёма пласта. При оптимальном размере оторочки нефтеотдача достигает 57,4%, что в 1,7 раза больше, чем при гидродинамическом вытеснении нефти одной водой той же температуры. При температуре 40°C максимального значения (77%) нефтеотдача достигает при размере оторочки лёгкой нефти 0,5 порового объёма пласта.

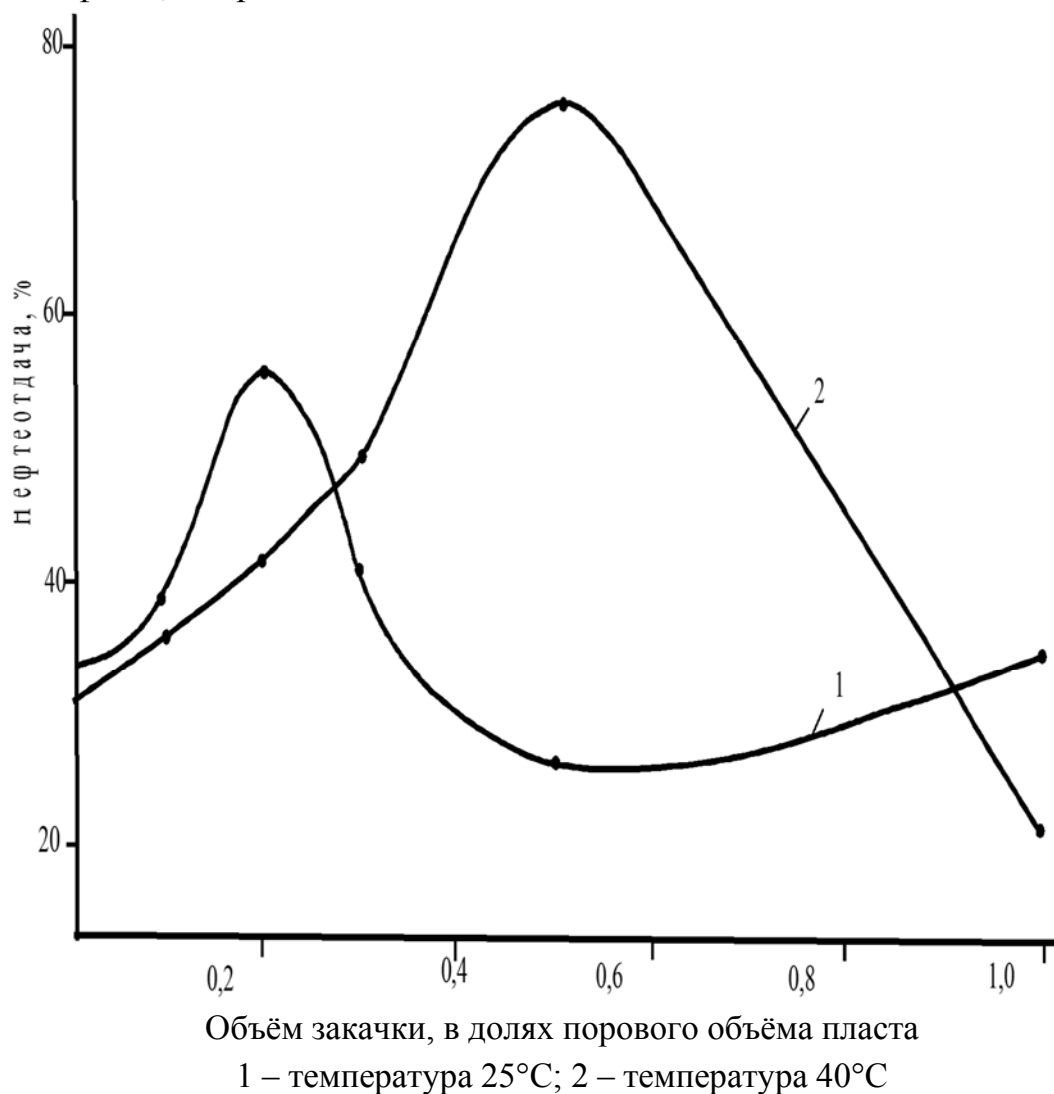


Рисунок 8.7 – Зависимость нефтеотдачи от размера оторочки растворителя

Таким образом, существует оптимальный размер оторочки растворителя, превышение которого приводит к преждевременному прорыву растворителя на выходе из модели. В результате этого в пласте создаются каналы с пониженным фильтрационным сопротивлением, по которым в дальнейшем фильтруется вытесняющий агент. Это приводит к снижению охвата и нефтеотдачи пласта.

Увеличение оптимального размера оторочки при увеличении температуры обусловлено тем, что с повышением температуры пласта снижается соотношение вязкостей нефти и растворителя. В результате повышается охват пласта.

Таким образом, проведённые исследования показали, что метод вытеснения высоковязкой нефти пермокарбоновой залежи оторочками перепускаемой девонской нефти этого же месторождения, перемещаемыми водой, следует рассматривать как один из перспективных методов увеличения нефтеотдачи.

Следует отметить, что одним из факторов, осложняющим применение растворителей в условиях неоднородных пластов, содержащих высоковязкую нефть, является языкообразование, которое приведёт к низкому охвату пласта вытеснением. Однако при тщательном контроле за продвижением лёгкой нефти, своевременном регулировании фронта вытеснения и циклического режима нагнетания можно добиться значительного увеличения охвата пласта процессом.

В условиях, когда фильтрация растворителя, закачиваемого в пласт, происходит в основном по высокопроницаемым зонам, представляет интерес оценка скорости диффузии растворителя в пористые блоки и эффективности вытеснения высоковязкой нефти в трещины.

С этой целью были проведены опыты, в которых использовались нефтенасыщенные образцы пермокарбоновой залежи Усинского месторождения диаметром 60-70 мм, отобранные при бурении скважин. Исследуемые образцы помещались в керосин и выдерживались при разных температурах 7 суток, в течение которых регулярно замерялось количество выделившейся нефти и содержание в этой нефти тяжёлых компонентов – смол и асфальтенов. Было проведено 3 опыта с близкими по свойствам образцами при 25, 50 и 100°С. Во всех опытах получены близкие значения нефтеотдачи – в среднем 50%. Из рисунка 8.8, где приведена динамика накопленной добычи смол и асфальтенов, видно, что процесс диффузии в основном заканчивается через 2 суток.

Проведённые исследования показывают, что при фильтрации растворителя по трещинам, в результате диффузионного обмена, высоковязкая нефть в блоках может быть частично замещена на менее вязкую углеводородную жидкость, извлечь которую значительно проще.

Для оценки эффективности обработки призабойных зон пласта растворителями были проведены экспериментальные исследования на насыпной модели пласта, которая набивалась карбонатной породой и затем заполнялась пластовой нефтью Усинского месторождения из пробоотборника при противодействии на выходе из модели – 10 МПа.

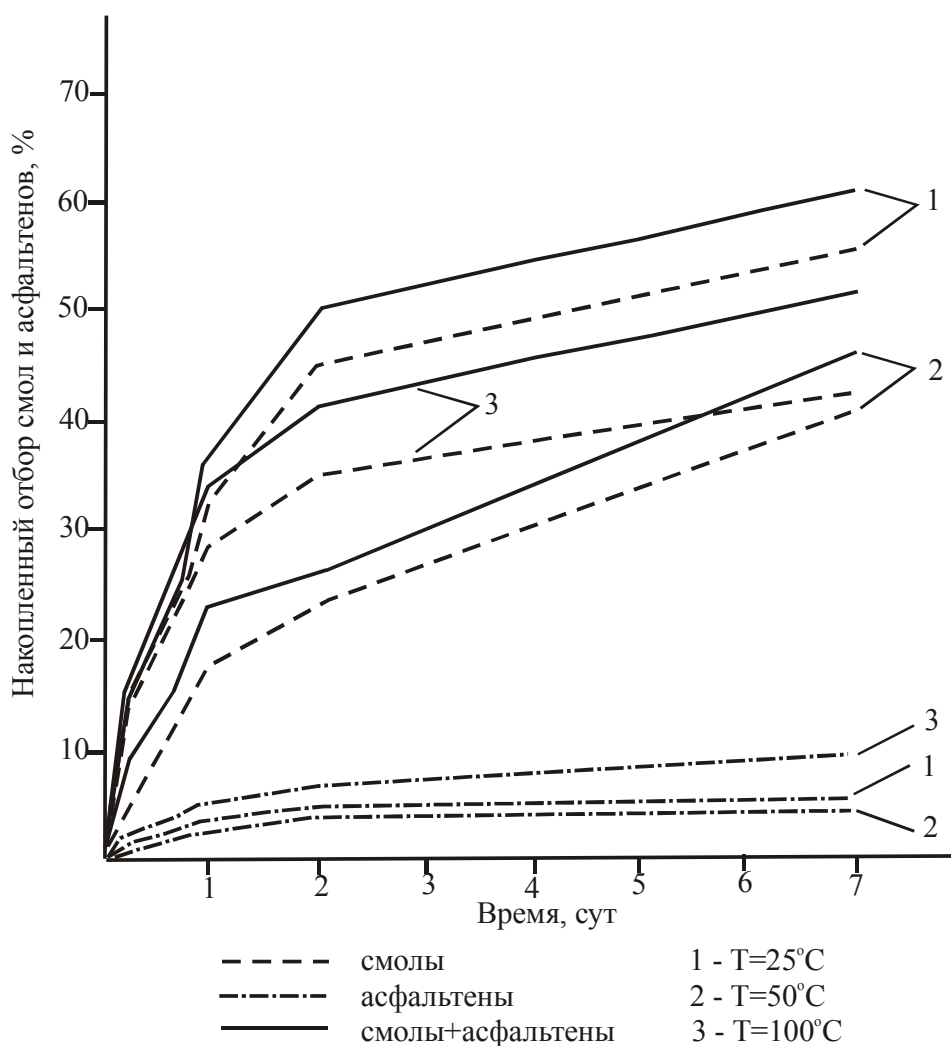


Рисунок 8.8 – Динамика добычи смол и асфальтенов за счёт диффузии

Затем в модель пласта закачивались различные объёмы конденсата. После этого по истечении некоторого времени (выдержки) с целью диффузионного обмена осуществляли отбор нефти на режиме истощения с той стороны модели, куда закачивался конденсат. Исследования проводили при температуре 25°C, соответствующей начальной температуре пласта. Сопоставление кривых истощения пласта без обработки конденсатом (базовый опыт) и после обработки различными объёмами конденсата показывает, что почти во всём интервале снижения пластового давления нефтеотдача пласта после обработки конденсатом на 3-6% меньше, чем в базовом опыте. Это объясняется тем, что при закачке конденсата в залежь высоковязкой нефти улучшаются условия дегазации высоковязкой нефти. При этом возрастает фазовая проницаемость для газа и его энергия используется менее эффективно. В то же время, сопоставляя темпы истощения пласта в различных опытах, можно сделать вывод, что при обработке конденсатом в 1,5-2 раза возрастают темпы отбора нефти за счёт снижения фильтрационных сопротивлений пласта. Если же учесть значительное сниже-



ние гидравлических сопротивлений в добывающих скважинах и выкидных линиях, то эффект может быть ещё больше.

Пробная закачка конденсата, вырабатываемого из попутного газа на Усинском ГПЗ, была проведена в феврале-мае 1982 г. в скважины 1326 и 1327 участка залежи, разрабатываемого на естественном режиме. Следует отметить очень быструю реакцию окружающих скважин. Отдельные из них, расположенные на расстоянии до 250 м от нагнетательной, начали реагировать через один-два дня после начала закачки. Несмотря на небольшой объём закачки (3 700 т), конденсат распространился через 5 суток на расстояние почти 2 км в северо-восточном направлении. В результате закачки конденсата добыча нефти на ДНС, к которой были подключены реагирующие скважины, возросла с 795 до 899 в феврале и 824 м<sup>3</sup>/сут. в марте. Дебит отдельных реагирующих скважин замерить не удалось из-за интенсивного дегазирования нефти при смешении с конденсатом.

## 9. Закачка углекислого газа

К веществу, хорошо смешивающемся с нефтью, относится двуокись углерода  $\text{CO}_2$ , которую используют в качестве агента, закачиваемого в пласт для вытеснения нефти. Источники  $\text{CO}_2$  – природные месторождения, содержащие часто смесь углекислого газа с углеводородами и в ряде случаев с сероводородом (например, Астраханское), отходы химических производств, дымовые газы крупных энергетических и металлургических установок.

Двуокись углерода в стандартных условиях, т. е. при давлении  $10^5$  Па и температуре 273,2 К – бесцветный газ, в 1,5 раза тяжелее воздуха. Критическое давление составляет 7,38 МПа, а критическая температура 304,15 К. Это довольно низкая температура для обычных условий глубокозалегающих нефтяных месторождений. Поэтому, если нагнетать  $\text{CO}_2$  в пласты, залегающие на глубине 1 500-2 000 м с температурой 310-350 К при давлении 10-20 МПа, то двуокись углерода будет находиться в закритическом состоянии.

Для достижения полной смешиваемости  $\text{CO}_2$  с углеводородами нефти при повышенных температурах следует увеличивать давление. Например, при температуре порядка 360 К оно составляет около 30 МПа. В тяжёлых компонентах нефти  $\text{CO}_2$  растворяется, хотя и слабо. Она способствует набуханию углеводородов, их разрыхлению и отрыву от зёрен пород, если углеводороды на них адсорбировались. При давлении порядка 10 МПа и температуре 300-310 К в 1 м<sup>3</sup> нефти может раствориться 250-300 м<sup>3</sup>  $\text{CO}_2$ , замеренного при стандартных условиях. По свойству растворимости в углеводородах  $\text{CO}_2$  сходен с пропаном. При пластовом давлении выше давления полной смесимости пластовой нефти с  $\text{CO}_2$  двуокись углерода будет вытеснять нефть, как обычный растворитель (смешивающее вытеснение).

Вместе с тем двуокись углерода растворяется и в воде, но примерно в 10 раз меньшем количестве при одних и тех же условиях. Растворяясь в нефти,  $\text{CO}_2$  уменьшает её вязкость. При этом вязкость нефти при полном её насыщении  $\text{CO}_2$  снижается очень сильно. Вязкость нефти снижается тем сильнее, чем больше её начальное значение.

Так, при растворении в нефти и полном смешении  $\text{CO}_2$  вязкость нефти при начальном значении 1 000-9 000 мПа · с снижается до 15-160 мПа · с, при начальном значении 100-600 мПа · с вязкость нефти снижается до 3-15 мПа · с.

Как видно, вязкость нефти при растворении в ней  $\text{CO}_2$  снижается не меньше, чем при воздействии на нефть теплом.

Увеличению нефтеотдачи способствует также «разбухание» нефти при растворении в ней  $\text{CO}_2$ , при этом объём нефти может увеличиться в 1,5-1,7 раза, что вносит особенно большой вклад в повышение нефтеотдачи пластов, содержащих маловязкие нефти. Увеличение объёма нефти при растворении в ней  $\text{CO}_2$  наряду со снижением вязкости – один из основных факторов, определяющих эффективность применения углекислого газа в процессах добычи нефти из заводнённых пластов.

Таким образом, двуокись углерода в жидком, газообразном или закритическом состоянии может быть использована как растворитель нефти с целью более полного её извлечения из недр. Известны несколько разновидностей технологии разработки нефтяных месторождений с закачкой  $\text{CO}_2$  в пласты для вытеснения из них нефти.

В одной из них двуокись углерода нагнетают в истощённый пласт в виде оторочки, продвигаемой по пласту закачиваемой в него водой, аналогично рассмотренному процессу вытеснения нефти из пласта оторочкой углеводородного растворителя.

Другую разновидность используют в истощённых пластах с низким пластовым давлением порядка 1 МПа, когда  $\text{CO}_2$  непрерывно закачивают в пласт в газообразном состоянии. При осуществлении такого процесса, сходного с процессом циклической закачки газа, газообразную двуокись углерода следует прокачивать через пласт в объёме, в несколько раз превышающем поровый объём пласта. Лёгкие углеводороды нефти при этом экстрагируются, переходя в газообразную смесь  $\text{CO}_2$  и углеводородов. На дневной поверхности необходимо разделять  $\text{CO}_2$  и углеводороды, т. е. регенерировать двуокись углерода и снова нагнетать её в пласт. Однако при низких пластовых давлениях описанный процесс недостаточно эффективен, поскольку потребуются закачка в пласт значительного объёма  $\text{CO}_2$  для извлечения углеводородов. Отношение этого объёма  $\text{CO}_2$  к объёму извлечённых углеводородов может достигать  $100 \text{ м}^3$  на  $1 \text{ м}^3$  нефти и более. Кроме того, при низких пластовых давлениях полное смешивание  $\text{CO}_2$  и нефти не происходит и из нефти извлекаются только лёгкие углеводороды.

Можно осуществлять воздействие на пласт и иначе. Вначале, т. е. в первой фазе процесса, в пласт интенсивно закачивают  $\text{CO}_2$  при резком ограничении или прекращении отбора нефти. Пластовое давление при этом повышается. Если позволяют пластовые, а также технические и экономические условия, давление в пласте доводят до давления полной смешиваемости  $\text{CO}_2$  и нефти. Конечно, и при этом в пористой среде могут выпадать смолы и асфальтены.

Однако углеводородные компоненты нефти, включая тяжёлые, извлекаются из пласта. При достижении заданного давления производят одновременно и закачку в пласт  $\text{CO}_2$ , и отбор из него смеси углеводородов нефти и  $\text{CO}_2$ .

Третья разновидность технологии разработки нефтяных пластов с применением двуокиси углерода состоит в растворении  $\text{CO}_2$  в воде, т. е. в получении так называемой карбонизированной воды и закачке её в пласт для вытеснения из него нефти, как и при обычном заводнении. Самый простой способ подачи  $\text{CO}_2$  в пласт – нагнетание воды, полностью или частично насыщенной (3-5%)  $\text{CO}_2$ . В пласте углекислый газ переходит из воды в оставшуюся за фронтом нефть, изменяя её свойства.

Вследствие большего химического «родства» нефти и  $\text{CO}_2$ , чем воды и  $\text{CO}_2$ , при контакте карбонизированной воды с нефтью молекулы  $\text{CO}_2$  диффундируют, разрыхляют плёнки тяжёлой нефти на поверхности зёрен породы, делают эти плёнки подвижными, что приводит к увеличению количества вытесненной из пласта нефти. Лабораторные эксперименты показали, что коэффициент вытеснения нефти карбонизированной водой повышается всего на 10-15% при нагнетании в пласт 5-6 поровых объёмов. Коэффициент охвата пласта в случае применения карбонизированной воды несколько больше, чем при обычном заводнении, что объясняется улучшением смачиваемости породы.

Из трёх указанных разновидностей технологии разработки нефтяных пластов с закачкой в них двуокиси углерода первая, т. е. вытеснение нефти оторочкой  $\text{CO}_2$ , проталкиваемой водой, имеет преимущества перед остальными, так как по сравнению со второй требует меньших затрат двуокиси углерода и в более значительной степени обеспечивает вытеснение тяжёлого остатка нефти после экстракции из нелёгких углеводородов. По сравнению с третьей разновидностью первая более универсальна и позволяет извлечь большее количество нефти из пластов, так как рассчитывать только на эффект отрыва плёнок тяжёлой нефти от зёрен породы не всегда надёжно: такие плёнки могут составлять очень незначительную долю остаточной нефти.

Считается, что наиболее целесообразна чередующаяся закачка  $\text{CO}_2$  и  $\text{H}_2\text{O}$ . При этом рекомендуемый размер первой порции  $\text{CO}_2$  составляет 2,5-5,0% порового объёма пласта, а суммарный объём закачки  $\text{CO}_2$  – 20-30%. По сравнению с закачкой воды чередующаяся закачка  $\text{CO}_2$  и воды приводит к росту коэффициента вытеснения на 10-15%.

Закачка в пласт  $\text{CO}_2$  – один из наиболее широко распространённых методов повышения нефтеотдачи, применяемых в мировой практике нефтедобычи.

Объектами применения этого метода являются однородные пласты, содержащие нефть вязкостью менее 15 мПа · с.

В неоднородных пластах эффект за счёт роста коэффициента вытеснения не всегда компенсирует снижение нефтеотдачи из-за низкого охвата неоднородного пласта процессом нефтеизвлечения. В трещиноватых пластах применение этой технологии чаще всего нецелесообразно из-за опережающих прорывов углекислого газа по трещинам.

Первый промысловый эксперимент по нагнетанию  $\text{CO}_2$  в нашей стране был проведён на Александровской площади Туймазинского месторождения в 1967 г. Опытный участок включал в себя одну нагнетательную и две добывающие скважины. В целом по участку по оценке БашНИПИнефти за счёт закачки карбонизированной воды дополнительно добыли 27,3 тыс. т нефти. На тонну закачанного  $\text{CO}_2$  дополнительно добыто 5,8 т нефти.

Результаты промысловой закачки  $\text{CO}_2$  за рубежом имеют относительно высокий процент успешности. Например, коэффициент успешности проектов, реализованных в США, Венгрии, Франции – 0,46-0,75.

В наибольшем объёме промысловые испытания метода проводились в США. На основе анализа результатов промысловых испытаний, а также лабораторных и теоретических исследований был сделан вывод о большей эффективности вытеснения нефти оторочками  $\text{CO}_2$ .

В 60-70-х годах в США были начаты промысловые эксперименты различного масштаба с оторочками  $\text{CO}_2$ . Всего известно о проведении 59 опытов с общей площадью участков более 40 тыс. га и добычей нефти более 1,5 млн т в год.

В нескольких экспериментах  $\text{CO}_2$  закачивали в пласты, содержащие высоковязкую нефть. Закачка велась периодически подобно пароциклическим обработкам скважин, т. е. после закачки в пласт определённого количества  $\text{CO}_2$  нагнетательная скважина вводилась в эксплуатацию как добывающая. В результате растворения  $\text{CO}_2$  в нефти её вязкость снижалась (как при воздействии паром) и дебит скважины увеличивался.

В заключение следует отметить, что из всех известных физико-химических методов увеличения нефтеотдачи закачка  $\text{CO}_2$  наиболее перспективна. Особенно важное преимущество метода заключается в относительной простоте и возможности использования его в заводнённых пластах.

Возможность применения метода определяется в основном ресурсами природного  $\text{CO}_2$ , так как потребности в нём (примерно 1 000-2 000 м<sup>3</sup> на тонну добытой нефти) трудно будет удовлетворить за счёт только отходов химиче-

ского производства. В последние годы почти в половине проектов по методам увеличения нефтеотдачи реализуется закачка в пласт газа, в основном  $\text{CO}_2$ .

В мировой практике принято выделять 3 крупных направления по методам увеличения нефтеизвлечения: термические, газовые и химические. В таблице 9.1 приведены обобщённые результаты об объёмах внедрения этих методов в мире из публикуемых каждые два года материалов. Видно, что при некоторой тенденции сокращения общего числа проектов по методам увеличения нефтеотдачи отмечается некоторое увеличение доли газовых и слабое сокращение тепловых и более чем в 2 раза – химических. Если в 1992-2002 гг. тепловые методы составляли половину проектов, то в 2004-2006 гг. разрыв между тепловыми и газовыми сильно сокращается. В основном в мировой практике примерно в равных масштабах (по числу проектов) реализуются тепловые и газовые методы.

Таблица 9.1 – Обобщённые результаты об объёмах внедрения термических, газовых и химических методов в мире из публикуемых каждые два года материалов

МУН	Всего проектов на									
	1992 г.		2000 г.		2002 г.		2004 г.		2006 г.	
	число	%	Число	%	число	%	число	%	число	%
ВСЕГО	480	100	401	100	312	100	308	100	303	100
в том числе: термические	249	51,8	212	52,9	156	50,0	144	46,8	143	47,4
- газовые	164	34,1	145	36,2	117	37,5	134	43,5	138	45,4
- химические	67	14,1	41	10,2	37	11,9	27	8,8	20	6,5
- микробиологические	-	-	3	0,7	2	0,6	3	0,9	2	0,7

По этим же данным были определены диапазоны изменения основных характеристик объектов, где проекты были успешными или обещающими быть успешными (табл. 9.2). Видно, что для месторождений с вязкими и тяжелыми нефтями альтернативы тепловым методам нет.

Таблица 9.2 – Диапазоны изменения основных характеристик объектов

Параметр	Методы увеличения нефтеизвлечения		
	Тепловые	Газовые	Химические
Пористость, %	26-37	< 12 (60% проектов) 12-30 (30% проектов)	13-32
Проницаемость, мД	700-500	5-5000 (76% проектов) < 5 (24% проектов)	5-5000
Плотность, кг/м <sup>3</sup>	965-1 030	800-900	820-960
Вязкость, мПа·с	80-15 000	< 10	< 100
Толщина пласта, м	> 3-6	< 25	не ограничивается
Глубина залежи, м	300-900	1 200-4 000	450-2 500
Коэффициент нефтеизвлечения, %	50,3	63,2*/49,2	37,8

\* – числитель для карбонатных коллекторов; знаменатель – терригенных.

## 10. Тепловые методы

Тепловые методы по масштабам воздействия на пласт делятся на две большие группы:

- обработка призабойных зон скважин паром, горячей водой, паром с различными химическими добавками;
- площадное воздействие на пласт паром, горячей водой, внутрискважинным горением и с применением комбинированных технологий.

По виду применяемого агента и механизму воздействия на пласт тепловые методы делятся на три группы:

- технологии, основанные на нагнетании в пласт теплоносителей (пара, горячей воды и др.);
- технологии, основанные на нагнетании в пласт окислителей (воздуха, кислорода);
- комбинированные методы, основанные на закачке в пласт двух и более агентов (термополимерный, термощелочной, парогазовый и др.).

Наибольшее распространение в мировой практике получили технологии, основанные на закачке в пласт пара: пароциклические обработки скважин (ПЦО) и площадная закачка пара.

### 10.1 Пароциклические обработки скважин (ПЦО)

На рисунке 10.1 приведена схема пароциклической обработки добывающей скважины. Технология ПЦО включает 3 стадии: нагнетание пара, выдержка скважины на пропитку и добыча нефти (рис. 10.2).

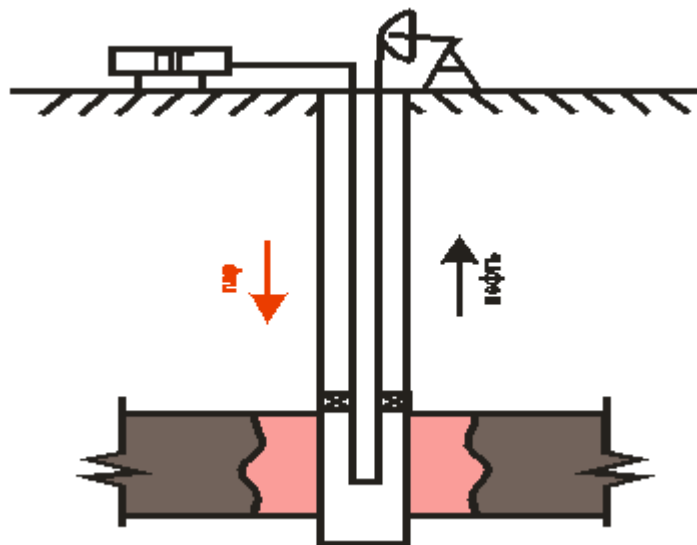
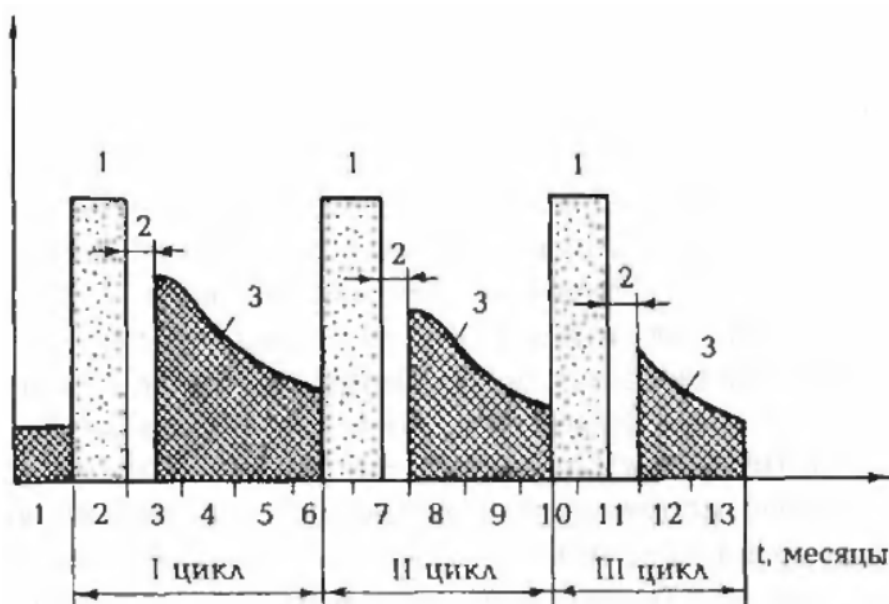


Рисунок 10.1 – Схема пароциклической обработки скважины



1 – нагнетание пара; 2 – паропропитка; 3 – добыча нефти.

Рисунок 10.2 – Схема трёх последовательных циклов паротепловой обработки добывающей скважины

Продолжительность цикла закачки пара обычно составляет 10-20 суток и зависит от толщины обрабатываемого пласта и приёмистости скважины по пару. Считается, что на 1 п. м. нефтенасыщенного пласта необходимо закачать 100 т пара. Таким образом, при толщине пласта 20 м и приёмистости скважины 200 т в сутки продолжительность цикла закачки пара составит 10 суток.

После закачки расчётного количества пара скважина закрывается на пропитку на 5-10 суток до полной конденсации пара в стволе скважины. Затем, в случае использования для закачки пара высоких параметров специального внутрискважинного оборудования, последнее извлекается из скважины. После этого в скважину спускается глубинно-насосное оборудование и она вводится в эксплуатацию. При высоких параметрах закачиваемого пара (более 200-250°C) для определения времени ввода скважины в эксплуатацию необходимо также учитывать термостойкость глубинно-насосного оборудования. Если термостойкость оборудования меньше температуры закачиваемого пара, то необходимо, до спуска в скважину насоса, выполнить термометрические исследования по скважине. Такие исследования необходимы не только для определения возможности спуска в скважину насоса. Периодические термометрические исследования скважины после обработки её паром в режиме остывания позволяют также получить очень важную информацию о распределении пара по разрезу пласта, основных принимающих интервалах разреза, а также о возможных заколонных перетоках пара. В последующем эта информация используется для разработки мероприятий по регулированию процесса с целью повышения его эффективности.



В результате ПЦО скважины её дебит по нефти увеличивается, как правило, в 3-5 и более раз, а продолжительность работы с повышенным дебитом может достигать 6-12 месяцев.

После снижения дебита скважины по нефти до первоначального уровня, предшествующего ПЦО, проводят второй цикл. От цикла к циклу эффективность ПЦО снижается. Общее количество эффективных ПЦО может достигать 3-4. Эффективность ПЦО возрастает с увеличением пластового давления и толщины пласта. В пластах, истощённых при разработке на естественном режиме, и маломощных пластах (с ограниченным гравитационным потенциалом) ПЦО, как правило, малоэффективны.

ПЦО скважин используются не только для интенсификации добычи нефти, но и для повышения нефтеотдачи пласта, а также для регулирования процесса теплового воздействия на пласт. Традиционные технологии теплового воздействия на пласт реализуются в две стадии: на первой стадии проводятся ПЦО добывающих скважин, после чего, для вовлечения в процесс теплового воздействия всего пласта, переходят к площадной закачке пара в нагнетательные скважины и одновременно-му отбору нефти из окружающих добывающих скважин. При площадной закачке пара применяются такие же площадные системы, как при заводнении: пятиточечные, семиточечные, девятиточечные и линейные.

На залежах с аномально вязкой нефтью до перехода к площадной закачке пара проводят 1-2 ПЦО по нагнетательным скважинам с целью увеличения их приёмистости.

Опыт разработки Льяельской площади Ярегского месторождения показал, что сами по себе ПЦО скважин малоэффективны из-за низкого пластового давления и малой толщины пласта. В то же время при площадной закачке пара не удавалось добиться реакции ни по одной добывающей скважине, если по ней не проводились ПЦО, причём с увеличением расстояний от нагнетательной скважины количество проводимых ПЦО приходилось увеличивать. В этом случае ПЦО использовались как средство регулирования процесса для снижения фильтрационных сопротивлений призабойных зон добывающих скважин.

Наибольший опыт проведения ПЦО скважин в РФ накоплен на пермокарбонной залежи Усинского месторождения, где ежегодно проводится по 40-50 ПЦО.

Следует отметить, что ПЦО вертикальных скважин, несмотря на их эффективность, не могут рассматриваться как самостоятельный вариант теплового воздействия, позволяющий значительно повысить нефтеотдачу пласта, особенно при больших расстояниях между скважинами. Расчёты показывают, что даже массовое проведение ПЦО по всем скважинам пермо-

карбоновой залежи Усинского месторождения, пробуренным на три эксплуатационных объекта, не позволит повысить нефтеотдачу пласта более 14-15%. Одним из перспективных направлений повышения нефтеотдачи пласта является использование для проведения ПЦО горизонтальных скважин. На одном из участков пермокарбоновой залежи планируются опытно-промышленные работы по многократному проведению ПЦО горизонтальных добывающих скважин.

Перспективными направлениями повышения эффективности ПЦО скважин являются также добавление порции газа к закачиваемому пару и использование при ПЦО химических реагентов. На ряде месторождений Венесуэлы (Тиа Хуана и др.) испытывалась технология ПЦО, при которой к пару добавлялась порция газа (в основном, природный и углекислый газы или азот). Установлено, что при добавлении природного газа, который закачивался до или после ПЦО, возрастала дополнительная добыча нефти и снижалось паронефтяное отношение. Это обусловлено тем, что за счёт увеличения давления газ растворяется в нефти, благодаря чему возрастает эффективность режима растворённого газа.

На месторождениях Венесуэлы проводились ПЦО с добавками ПАВ, которые образуют паровую пену, блокирующую высокопроницаемые пропластки, промытые паром, в результате чего повышается охват продуктивного пласта воздействием. Для подбора эффективных ПАВ и их концентрации вначале проводились лабораторные исследования. В качестве ПАВ на месторождении Тиа Хуана использовались два реагента: линейный алкилтолуол натрий сульфонат (ЛАНС) и разветвлённый алкилбензол натрий сульфат (РАНС). Технология включала закачку пара в течение 3-7 дней, определение базового профиля приёмистости пара, закачку порции ПАВ вместе с паром и повторное определение профиля приёмистости. После этого закачивалась оставшая порция пара. Опытные работы показали, что наибольший эффект блокировки достигается при применении ЛАНС в концентрации 0,5% вес или РАНС в концентрации 1,0%.

В больших масштабах паровые пены применяются на месторождении Мидуэй-Сансет (Калифорния), содержащем высоковязкую нефть. Для образования паровых пен используется ПАВ – оксиалкилированная замещённая фенолоальдегидная смола с коммерческим названием Thermoflood. На основании лабораторных исследований подобрана оптимальная концентрация этого ПАВ – 0,025% (по отношению к конденсату пара). При ПЦО скважин с ПАВ в среднем добывается в 2,2 раза больше нефти за цикл, чем при ПЦО без ПАВ.

## 10.2 Площадная закачка пара

Технологии, основанные на площадной закачке пара, отличаются режимом теплового воздействия на пласт. На рисунке 10.3 показана схема площадной закачки пара.

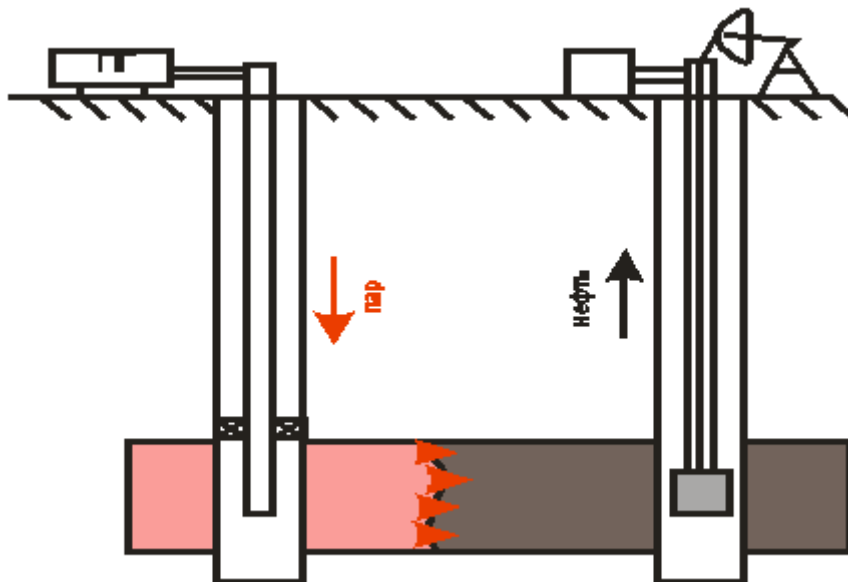
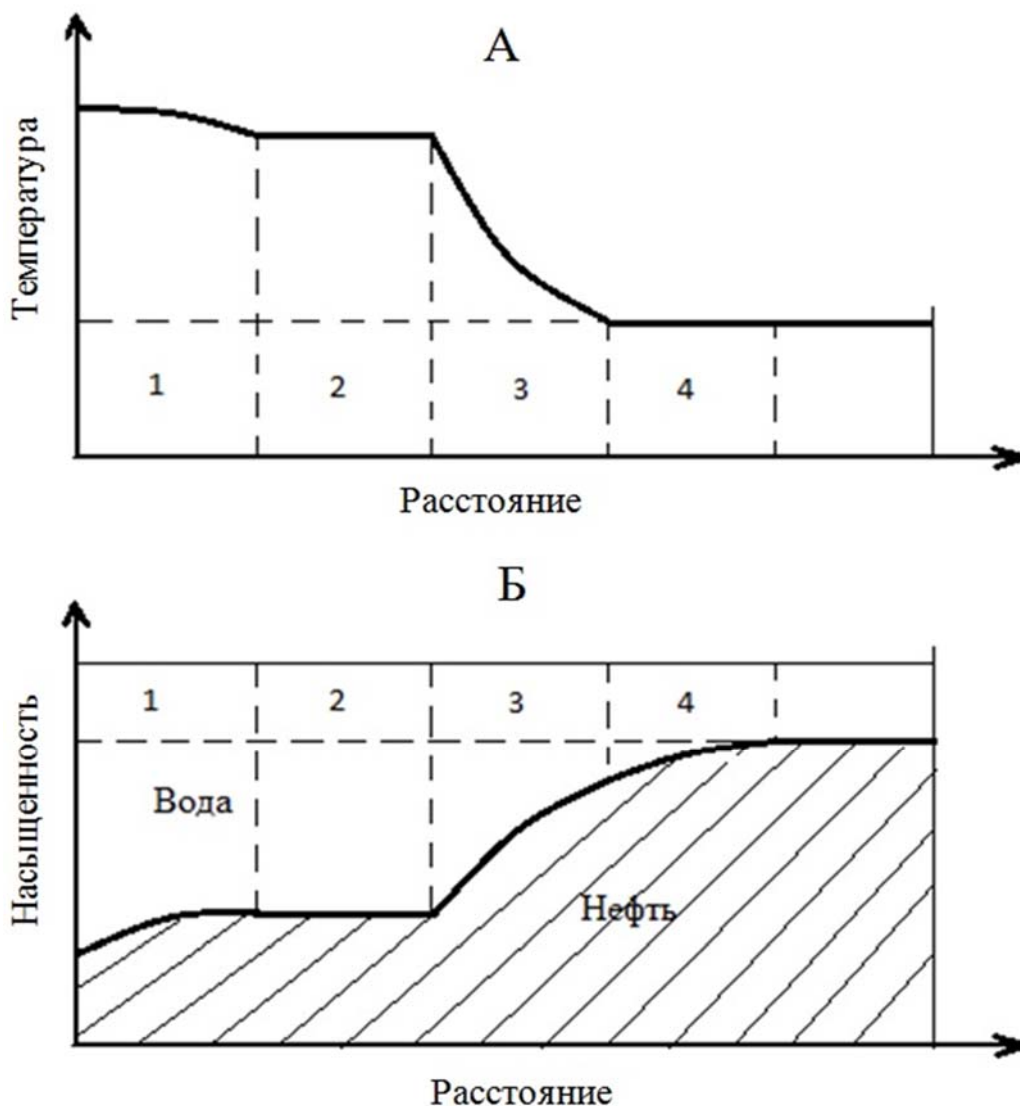


Рисунок 10.3 – Схема площадной закачки пара в пласт

На рисунке 10.4 приведено распределение температурных зон в пласте при закачке перегретого пара. В зоне перегретого пара 1 температура снижается от температуры перегретого пара до температуры насыщенного пара. В зоне насыщенного пара 2 тепло передаётся пласту за счёт скрытой теплоты парообразования. Температура пласта на всём протяжении зоны сохраняется практически постоянной, при этом сухость пара уменьшается с 1 до 0.

В зоне горячего конденсата 3 температура снижается от температуры пара до начальной температуры пласта. Впереди теплового фронта с большим опережением перемещается фронт холодной воды или гидродинамический фронт 4. Таким образом, пластовая система последовательно подвергается воздействию холодной воды, горячего конденсата и пара.

Распределение температурных зон обуславливает распределение нефте- и водонасыщенности (см. рис. 10.4). В зоне пара остаточная нефтенасыщенность снижается до минимальной величины – 0,1-0,15.



А – распределение температурных зон; Б – распределение насыщенностей;  
 1 – зона перегрева пара; 2 – зона насыщенного пара; 3 – зона горячей воды;  
 4 – зона холодной воды.

Рисунок 10.4 – Распределение температурных зон и насыщенностей  
 в пласте при закачке пара

К факторам, повышающим нефтеотдачу пласта при закачке пара, относятся:

- снижение вязкости нефти (основной фактор). Так, при повышении температуры ярегского пласта с 10 до 70-80°C вязкость нефти снижается с 12 000 до 40 мПа · с, т. е. в 300 раз (рис. 10.5);
- термоупругое расширение пластовых флюидов;
- снижение коэффициента растворимости газа в нефти, выделение газа и активизация режима растворённого газа, который в ряде случаев становится основным фактором повышения нефтеотдачи [9];

- интенсификация капиллярной пропитки водой. Установлено существование начальной температуры капиллярной пропитки, ниже которой пропитка не происходит. Так, карбонатная нефтесодержащая порода пермокарбоновой залежи Усинского месторождения становится гидрофильной при температуре более 100-150°C, а при увеличении температуры до 200-250°C коэффициент вытеснения нефти водой из образцов керна достигает 30-35%;

- дистилляция нефти паром и смешивающееся вытеснение. В зоне пара происходит испарение лёгких компонентов нефти, которые переносятся вперёд к не нагретым участкам пласта, где конденсируются и участвуют в повышении нефтеотдачи как углеводородные растворители [9];

- многие высоковязкие нефти обладают неньютоновской характеристикой, следствием которой является наличие предельного градиента сдвига, ниже которого фильтрация нефти не происходит.

Лабораторные исследования показали, что при увеличении температуры пласта до 70-80°C неньютоновские свойства нефти вырождаются, что способствует увеличению охвата пласта процессом нефтеизвлечения.

Соотношение роли указанных факторов в нефтеотдаче пласта зависит от свойств коллектора, характеристик нефти, текущего пластового давления, обводнённости залежи к началу применения тепловых методов и др. Поэтому до начала применения тепловых методов необходимо обязательно проводить специальные лабораторные исследования для каждого объекта по изучению роли всех факторов, участвующих в повышении нефтеотдачи пласта. Только с учётом этих исследований могут быть разработаны эффективные технологии разработки. Проектируемые технологии должны быть основаны на создании таких термобарических условий в пласте, при которых максимально используются наиболее важные факторы, вносящие основной вклад в нефтеотдачу.

Следует отметить, что характер и эффективность вытеснения аномально вязких нефтей со сложной реологической характеристикой зависит от целой группы факторов, различным образом влияющих на процесс нефтеизвлечения.

Поэтому для получения представительных результатов, позволяющих оценить влияние основных факторов на нефтеотдачу при их совместном действии, необходим значительно больший объём экспериментальных работ, чем при исследовании нефтеотдачи залежей, содержащих обычные ньютоновские нефти.

Применяются следующие режимы теплового воздействия: непрерывный, циклический или режим, основанный на чередовании закачки в пласт теплоносителя и холодной воды.

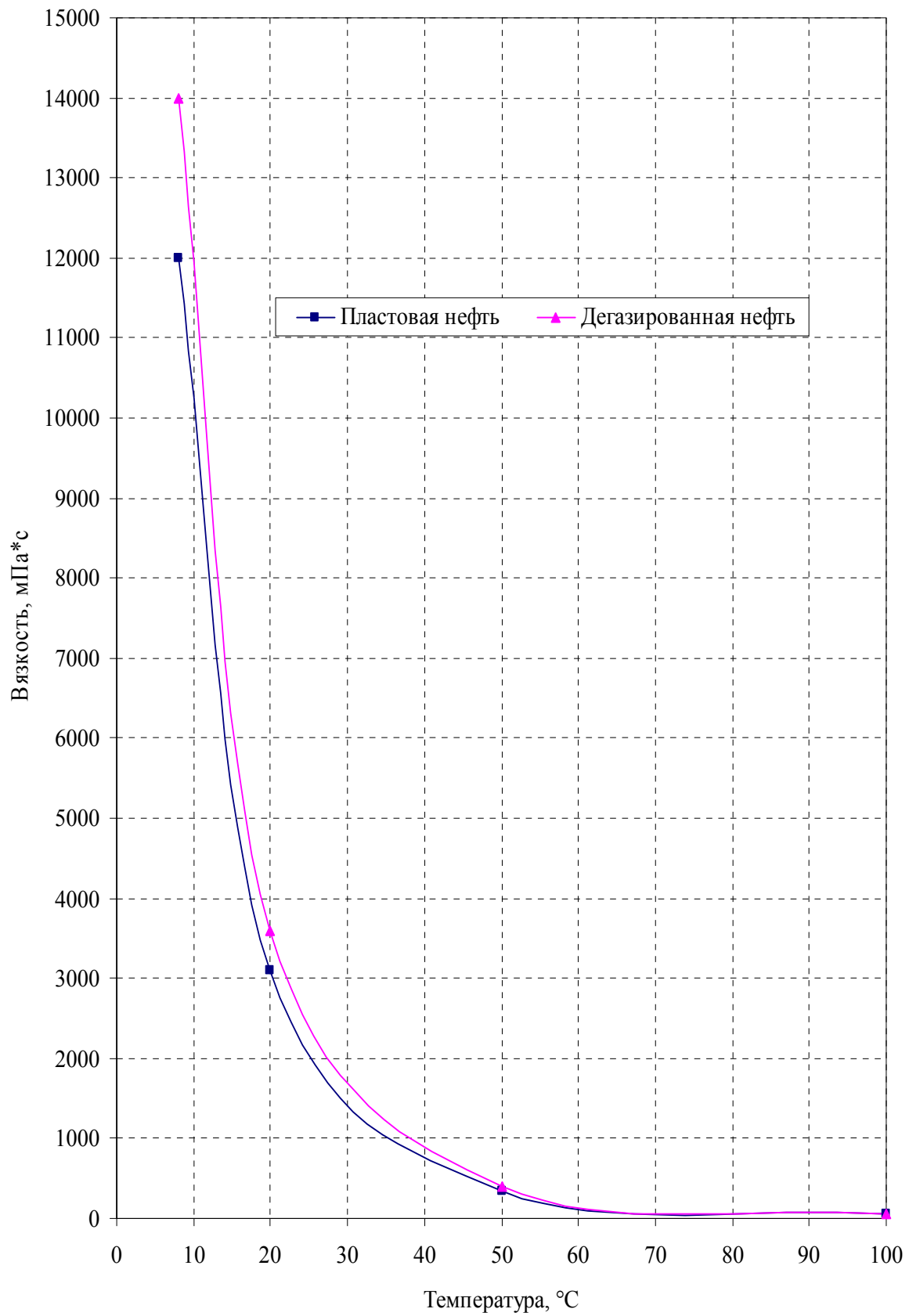


Рисунок 10.5 – Зависимость вязкости ярегской нефти от температуры приводит к образованию в пласте застойных зон, не вовлечённых в процесс нефтеизвлечения

Непрерывное нагнетание в пласт теплоносителя может применяться в относительно однородных, не трещиноватых пластах. В завершающей стадии разработки таких пластов в целях сокращения энергетических затрат применяются технологию вытеснения нефти тепловыми оторочками, перемещаемыми не нагретой водой. Размер тепловой оторочки (закачка пара, выраженная в поровых объёмах разрабатываемого пласта) определяется расчётным путём и в зависимости от сетки скважин, толщины пласта и других геолого-физических параметров может достигать 0,7-0,8 порового объёма пласта.

Необходимо отметить, что при разработке трещиноватых залежей, где закачиваемый агент прорывается в добывающие скважины по трещинам или другим аномально проницаемым зонам, непрерывное нагнетание теплоносителя, а также применение технологии вытеснения нефти тепловыми оторочками недостаточно эффективно. К таким залежам относятся, например, Ярегское месторождение и пермокарбонатная залежь Усинского месторождения.

В неоднородных и трещиноватых пластах следует применять циклический режим закачки теплоносителя. Чередование циклов закачки теплоносителя с циклами остановки позволяет за счёт активизации капиллярных и термоупругих сил, а также энергии растворённого газа вовлекать в активную разработку низкопроницаемые пропластки, не охваченные процессом гидродинамического вытеснения. В результате достигается увеличение охвата и нефтеотдачи залежи. Целесообразность термоциклического воздействия на трещиноватый пласт подтверждена опытом разработки Ярегского и пермокарбонатной залежи Усинского месторождений [4].

На Гремихинском месторождении (Удмуртия), содержащем нефть вязкостью 125-150 мПа · с в карбонатном порово-трещинном коллекторе, применяется технология импульсно-дозированного теплового воздействия на пласт (ИДТВ). Суть этой технологии заключается в попеременной закачке в пласт теплоносителя и холодной воды в пропорциях, рассчитанных для поддержания в пласте «эффективной» температуры вытеснения нефти. Авторы технологии называют эффективной температуру порядка 60-70°C, выше которой вязкость нефти снижается менее интенсивно.

Значительный интерес представляет опыт разработки Льяельской площади Ярегского месторождения с поверхности. Пласт в районе опытного участка ОПУ-1 характеризуется экстремальными геолого-физическими условиями, осложняющими разработку: нефтенасыщенная толщина пласта – 10 м, вязкость нефти – до 20 тыс. мПа · с., пласт подстилается подошвенной водой. Технологическая схема предусматривала испытание традиционной технологии – пло-

щадной закачки пара в комбинации с ПЦО добывающих скважин. Однако попытки закачать пар в продуктивный интервал пласта оказались безуспешными. Несмотря на применение плотных сеток скважин (0,25 га/скв) большинство скважин из-за высокого фильтрационного сопротивления пласта, насыщенного аномально вязкой нефтью, пар не принимали. Тогда была применена оригинальная технология, включающая 2 стадии (рис. 10.6).

*1 стадия – предварительный прогрев пласта через водоносный горизонт*

*2 стадия – вытеснение нефти из прогретого паром пласта*

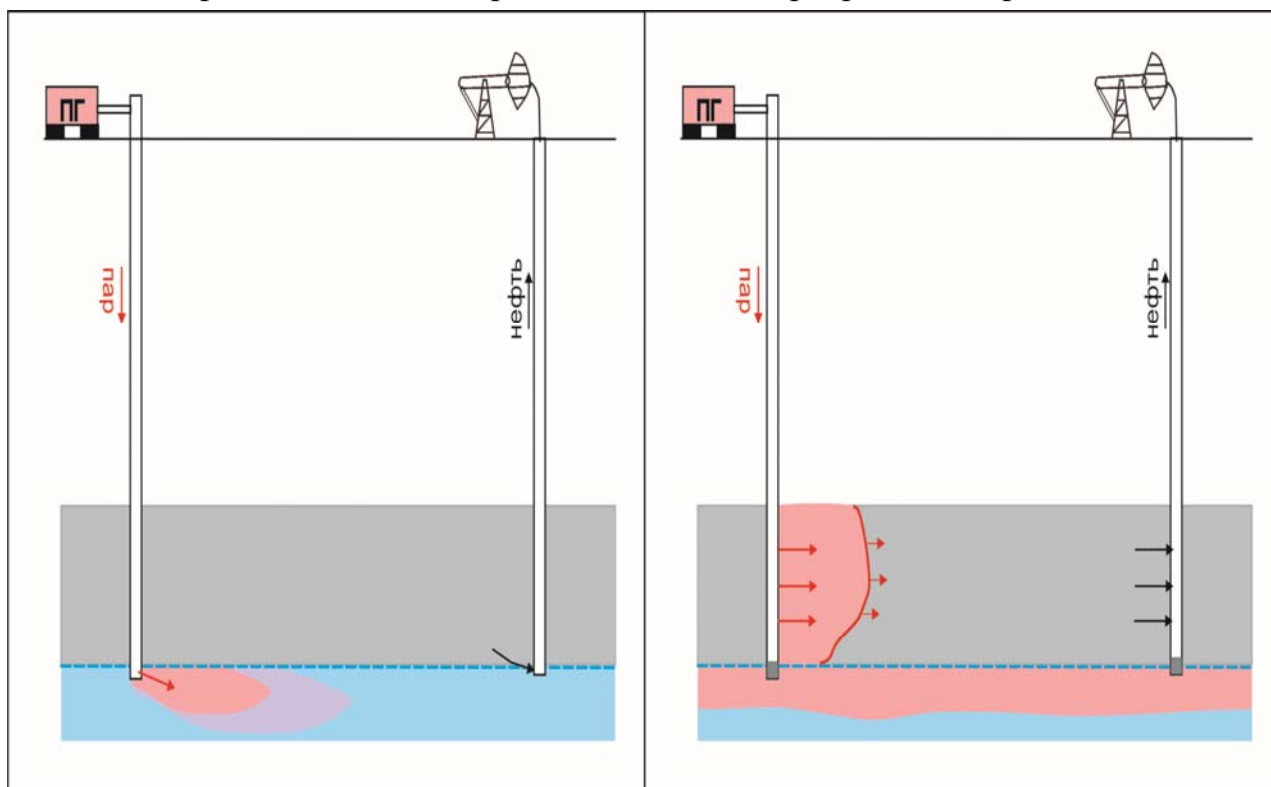


Рисунок 10.6 – Схема разработки Ярегского пласта

На 1-й стадии осуществляется теплопроводный прогрев пласта через водоносный горизонт. Затем после снижения фильтрационных сопротивлений нефтяного пласта осуществляется переход к классической схеме площадного вытеснения из него нефти. Традиционная технология дополнялась закачкой различных агентов, облагораживающих процесс теплового воздействия: щёлочи, азотсодержащих соединений, паровоздушной смеси и ПАВ для создания в пласте пенных систем.

В результате применения комбинированных технологий на участке площадью 6 га удалось получить нефтеотдачу 53% при накопленном паронефтяном отношении 5,6 т/т.



### 10.3 Внутрипластовое горение (ВГ) или внутрипластовой движущийся очаг горения (ВДОГ)

Сущность ВГ – создание, поддержание и перемещение в нефтяном пласте фронта горения или высокотемпературной зоны, тепло в которой образуется за счёт экзотермических окислительных реакций между частью пластовой нефти и кислородом воздуха. При этом используется энергия, получаемая при сжигании тяжёлых фракций нефти (кокса), которые и поддерживают горение. Процесс начинают с инициирования горения в нагнетательной скважине с помощью различных нагревательных устройств: газовых горелок, электронагревателей, забойных термогазогенераторов. Призабойная зона может также прогреваться теплоносителем или путём подачи на забой скважины катализаторов, ускоряющих реакции окисления. Некоторые высокоактивные нефти с большим содержанием смол могут самовоспламеняться. Самовоспламенению пласта способствует также высокая начальная температура пласта (более 60-70°C). После воспламенения пласта переходят к закачке в нагнетательную скважину воздуха для поддержания и продвижения к добывающим скважинам фронта горения.

Имеются два варианта внутрипластового горения – прямоточный и противоточный. При прямоточном варианте внутрипластового горения поджог пласта и закачка окислителя производится через одну и ту же нагнетательную скважину.

При этом окислитель и фронт горения движутся в одном направлении – от нагнетательной скважины к добывающей.

При противоточном горении зажигание пласта производится в добывающей скважине, а окислитель закачивается в нагнетательную скважину и движется навстречу фронту горения. Поскольку этот процесс трудно регулировать, в основном применяется прямоточное горение.

На рисунке 10.7 приведена схема процесса внутрипластового горения при прямоточном варианте.

Участок пласта между нагнетательной и добывающей скважинами можно разделить на несколько характерных зон. Позади фронта горения, ширина которого составляет несколько десятков сантиметров, остаётся выжженная зона, температура которой в направлении добывающей скважины постепенно повышается до температуры фронта горения – 200-500°C (в зависимости от разновидности процесса горения). При высокой температуре фронта горения (порядка 400 и более °C) за ним остаётся сухая порода, не содержащая жидких продуктов. Непосредственно перед фронтом горения перемещается зона испарения и коксообразования, в которой происходит испарение связанной воды и

остаточной нефти и образование коксообразного остатка. В пределах этой зоны протяжённостью 0,6-1,5 м температура резко снижается до 200-250°C. Впереди зоны испарения находится зона конденсации, в которой происходит конденсация паров воды и нефти. Протяжённость этой зоны 4-9 м, а температура в ней почти постоянная. Далее идёт зона горячего конденсата воды и нефти, в этой зоне температура постепенно снижается до первоначальной температуры пласта. Перед зоной горячего конденсата образуется зона повышенной нефтенасыщенности (нефтяной вал).

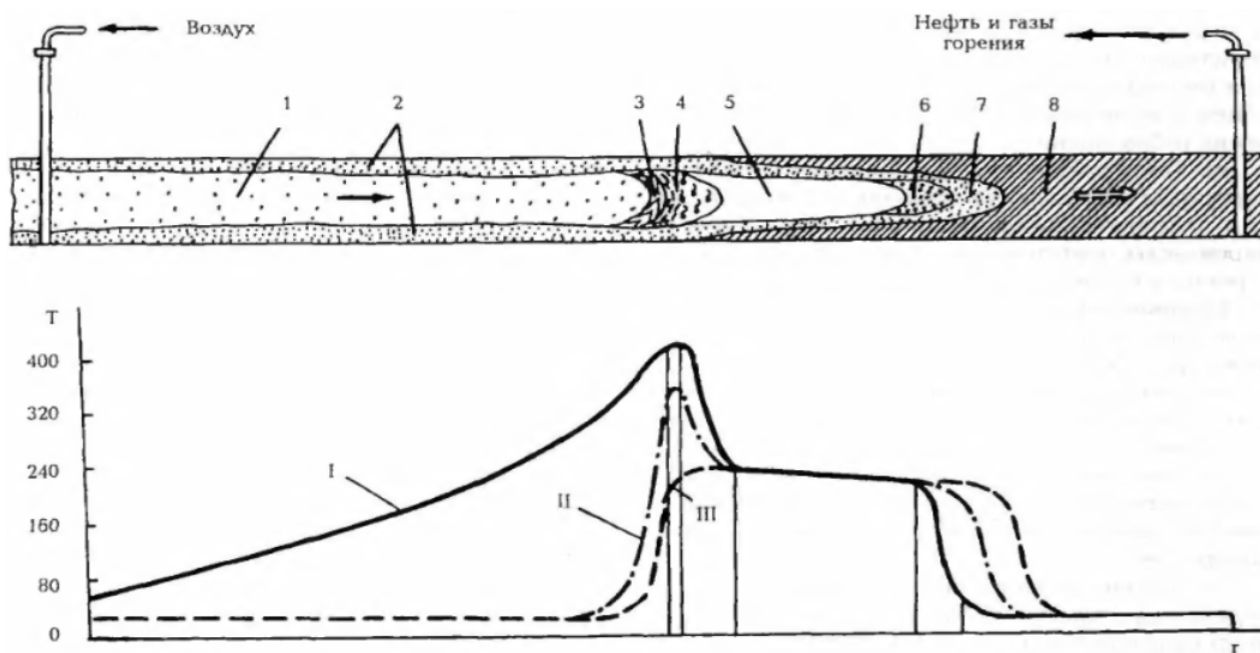


Рисунок 10.7 – Схема распределения характерных зон и температуры при прямоточном внутрипластовом горении: 1 – выжженная зона; 2 – остаточная нефтенасыщенная толщина пласта; 3 – зона фронта горения; 4 – зона коксообразования; 5 – зона конденсации; 6 – зона горячей воды; 7 – зона повышенной нефтенасыщенности («нефтяной вал»); 8 – зона естественного состояния пласта.

I – распределение температуры в средней части пласта по длине при «сухом» внутрипластовом горении; II – то же при «влажном» внутрипластовом горении; III – то же при «сверхвлажном» внутрипластовом горении

Важной характеристикой пласта при реализации процесса ВГ является содержание тяжёлых фракций (топлива), которое определяется в лабораторных условиях. Оптимальная концентрация топлива должна быть такой, чтобы поддерживать температуру фронта горения выше температуры воспламенения нефти. При увеличении количества тяжёлых фракций в нефти выше оптимального значения возрастает расход воздуха на выжигание нефти и повышаются затраты на проведение процесса. Основным показателем, который характеризует

экономическую эффективность внутрипластового горения – соотношение объёмов закачки воздуха и дополнительно добытой нефти. В успешных проектах воздухонефтяное отношение не превышает 3600 м<sup>3</sup> воздуха на 1 м<sup>3</sup> нефти.

При горении нефти в пласте происходят различные процессы, свойственные технологиям переработки нефти: крекинг, пиролиз, газификация и т. д.

Внутрипластовое горение осуществляется в трёх разновидностях: сухое внутрипластовое горение (СВГ), влажное внутрипластовое горение (ВВГ) и сверхвлажное внутрипластовое горение (СВВГ). Разновидность внутрипластового горения определяется величиной водовоздушного фактора, т. е. отношением объёма закачиваемой в пласт воды к объёму закачиваемого воздуха. Соотношение закачиваемых в пласт объёмов воды и воздуха составляет в среднем 1-5 м<sup>3</sup> воды на 1 000 м<sup>3</sup> воздуха. При сверхвлажном горении водовоздушное отношение может изменяться от 2 до 10 м<sup>3</sup> воды на 1 000 м<sup>3</sup> воздуха.

Существует два типа реакций окисления углеводородов: высокотемпературное окисление и жидкофазное окисление. Низкотемпературное жидкофазное окисление происходит при температуре 200-250°С и ниже. При сверхвлажном горении температура на фронте горения, как правило, не превышает 250°С. Процесс влажного и сверхвлажного горения происходит одновременно с образованием большой зоны насыщенного пара перед фронтом горения, что способствует более эффективному вытеснению нефти.

Влажное и сверхвлажное горение являются более перспективными разновидностями горения, так как позволяют более эффективно использовать тепло, которое при сухом горении остаётся за фронтом горения и не используется. Увеличение водовоздушного фактора способствует росту скорости продвижения теплового фронта по пласту и уменьшению расхода воздуха на добычу нефти.

При сухом горении скорость перемещения фронта горения 0,13-0,15 м/ч, при влажном горении – 0,22 м/ч, а при сверхвлажном – 0,36 м/ч в среднем.

## 11. Технологии добычи битумной нефти в Канаде

Основные запасы битумов и ВВН (около 90% мировых запасов) сконцентрированы в Венесуэле (пояс Ориноко) и Канаде (провинция Альберта).

Наибольший опыт новых технологий разработки битуминозных пород накоплен в Канаде. За счёт применения эффективных технологий общая добыча битумной нефти с вязкостью десятки и сотни тысяч мПа · с в провинции Альберта в 2010 г составила 90 млн т. Все коммерческие технологии делятся на две большие группы: внепластовые (карьерная разработка), благодаря которой было добыто 67 млн т, и внутрипластовые или скважинные, за счёт которых добыли 23 млн т битумной нефти.

Добыча нефти внутрипластовыми или скважинными технологиями распределяется следующим образом:

- пароциклическая обработка скважин – 10 млн т;
- технология термогравитационного дренирования пласта – 5,6 млн т;
- холодная добыча нефти (chops) – 4,6 млн т;
- добыча на естественном режиме – 2,8 млн.

Учитывая ограниченные условия применения внепластовых технологий (глубина залегания пласта – не более 70 м), в настоящее время основное направление работ связано с внутрипластовыми скважинными методами. Основное количество битумной нефти (около 70%) добыто за счёт тепловых методов, основанных на закачке пара. Несмотря на то, что в мировой практике наиболее распространены способы разработки ВВН и битумов, основанные на воздействии на пласт теплом, применяются также альтернативные способы, не связанные с применением тепла.

Здесь необходимо отметить технологию «холодной добычи», которая применяется на месторождении Ллойдминстер в Канаде. Под термином «холодная добыча» понимается комплекс технологических приёмов и специальных насосов, позволяющих извлекать из скважин нефть совместно с песком. Дебит скважин по нефти достигает 10-15 т/сут, добывается до 500 м<sup>3</sup> песка из каждой скважины. Применяются винтовые насосы, которые работают при содержании песка в продукции скважин до 40%. Основные условия применения метода – высокая вязкость нефти, которая обеспечивает хорошее сцепление нефти с песком, высокое пластовое давление, несцементированный коллектор. Недостаток технологии – низкая нефтеотдача пласта (не более 10-15%).

Разработка горизонтальными и многозабойными скважинами без использования тепла применяется на месторождении Пеликан Лэйк в Канаде. Нефть вязкостью до 1 000 мПа · с залегает в хорошо проницаемом песчанике. Основ-

ной недостаток метода – низкая нефтеотдача пласта (порядка 10-12%), ограниченная возможностями режима растворённого газа в условиях залежи ВВН.

Значительный интерес представляет опыт разработки месторождения Колд Лэйк в Канаде, где основное количество нефти добывается за счёт пароциклических обработок вертикальных скважин.

Для реализации технологии ПЦО вертикальных скважин в плотных нетрещиноватых битуминозных песчаниках создаются искусственные трещины. Пласт толщиной 45 м содержит битум вязкостью 70 тыс. мПа · с. Суть применяемой технологии заключается в том, что в каждую скважину нагнетается расчётное количество пара под давлением до 10 МПа и с температурой 300°C, при этом давление повышают до тех пор, пока в пласте образуются трещины гидроразрыва, в которые закачивается до 300-400 т пара в сутки. Всего по каждой скважине проводится до 12 циклов. Паронефтяное отношение – около 3 т/т. Реализуемый на месторождении Cold Lake проект является крупнейшим в Канаде. В 2010 г на месторождении эксплуатировалось около 3 000 скв. и добывалось около 10 млн т битума в год за счёт ПЦО. Недостаток технологии ПЦО – низкая нефтеотдача (до 20%).

В настоящее время основным направлением развития термических методов является закачка пара в системе горизонтальных скважин.

Технология ТГДП – это коммерческая технология, которая широко реализуется на многих объектах Канады, Венесуэлы, Китая. Эта технология применяется в основном для разработки месторождений битуминозных песчаников.

Наибольшее распространение в мировой практике получил двухскважинный процесс термогравитационного дренирования пласта (ТГДП) (рис. 11.1).

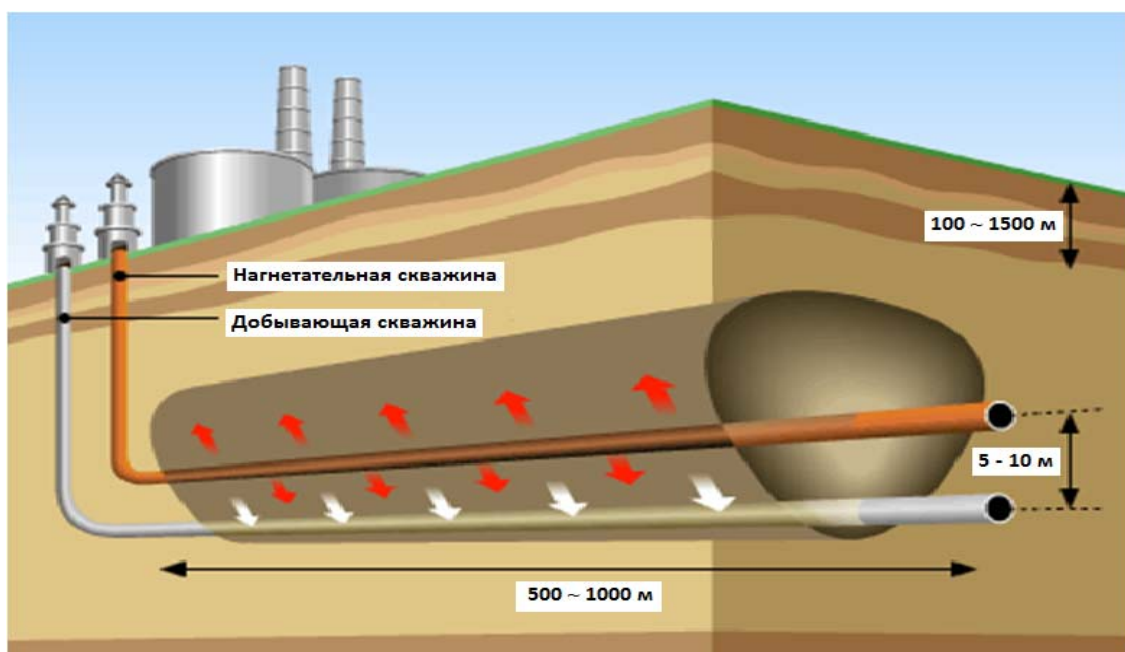


Рисунок 11.1 – Схема термогравитационного дренирования пласта

В традиционном варианте ТГДП представляет собой пару горизонтальных скважин с длиной горизонтального ствола от 300 до 1 000 м, расположенных одна над другой в нижней части пласта на расстоянии 5-10 м друг от друга. На первом этапе с целью снижения фильтрационного сопротивления призабойных зон скважин в течение 1-2-х месяцев проводится циркуляция пара по скважинам. В результате теплопроводного прогрева призабойных зон их фильтрационное сопротивление снижается до необходимого уровня, после чего переходят к непрерывной закачке пара в верхнюю скважину и одновременному отбору нефти из нижней скважины.

При этом пар за счёт гравитации распространяется к кровле залежи, образуя паровую камеру, которая постоянно расширяется. На стенках камеры пар конденсируется и из-за гравитации стекает вместе с нагретой нефтью в добывающую скважину.

На рисунке 11.2 показаны различные модификации технологии термогравитационного дренирования пласта (ТГДП) с использованием горизонтальных скважин.

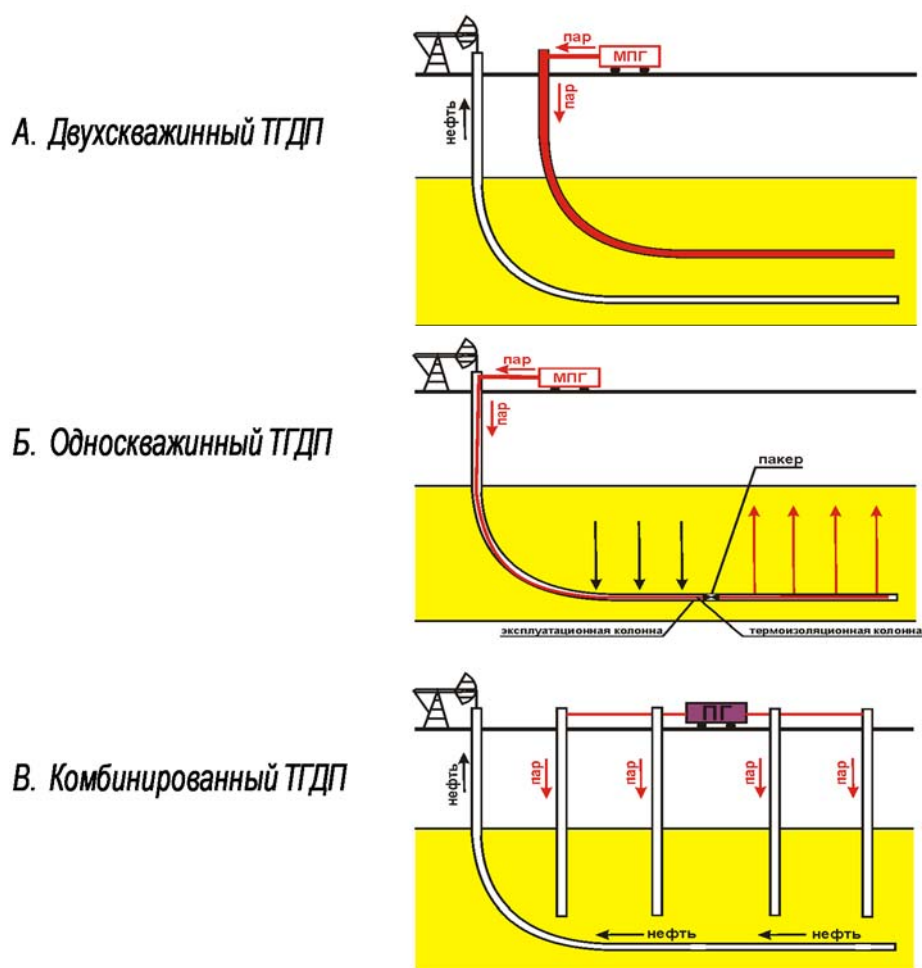


Рисунок 11.2 – Модификации технологии ТГДП

Канадскими специалистами разработан и испытан в промысловых условиях также односкважинный вариант ТГДП, который может применяться и в более тонких пластах (смотреть рисунок 11.2 Б).

Суть этой технологии заключается в закачке пара высокого качества через забой горизонтальной скважины по гибким термоизолированным трубам, при этом нефть под действием гравитации вытесняется в остальную часть горизонтального ствола. Вместе с термоизолированными трубами в скважину спускают насос для добычи нефти. В целом механизм процесса одно- и двухскважинного ТГДП аналогичен.

Преимущества односкважинного ТГДП по сравнению с двухскважинным: большая стабильность процесса, меньшее паронефтяное отношение и затраты на бурение и эксплуатацию, процесс может быть реализован в худших геологических условиях.

Факторами, осложняющими применение технологии двухскважинного ТГДП, могут быть малая толщина пласта (менее 15 м), расчленённость разреза (наличие экранирующих глинистых и аргиллитовых пропластков), трещиноватость коллекторов, наличие подстилающего водоносного горизонта.

В пластах, разбитых тектоническими нарушениями, более эффективной может быть комбинированная технология, в которой вместо горизонтальных нагнетательных для закачки пара используются вертикальные скважины (рисунок 11.1 В). Использование вертикальных скважин вместо горизонтальных позволяет регулировать распределение пара по длине горизонтальных добывающих скважин.

В результате работ по дальнейшему совершенствованию технологии ТГДП с целью снижения расхода пара и увеличения добычи нефти была создана более эффективная технология, при которой вместе с паром закачивается растворитель, обеспечивая синергетический эффект.

Ниже перечислены технологии, которые находятся в стадии опытных работ:

- экстракция нефти растворителем в паровой фазе;
- термогравитационное дренирование пласта с добавкой растворителя;
- усовершенствованная технология внутрислоевого горения (ТНАГ);
- ПЦО горизонтальных скважин;
- технология волнового воздействия на пласт.

На рисунке 11.3 изображён модифицированный метод закачки в пласт газового растворителя. В этой технологии в качестве растворителя используется природный газ (пропан), что требует значительно меньше энергии по сравнению с использованием пара. Этот метод разработки, хотя и не относится к тепловым, но характеризуется аналогичным механизмом извлечения нефти как термогравитационное дренирование пласта.

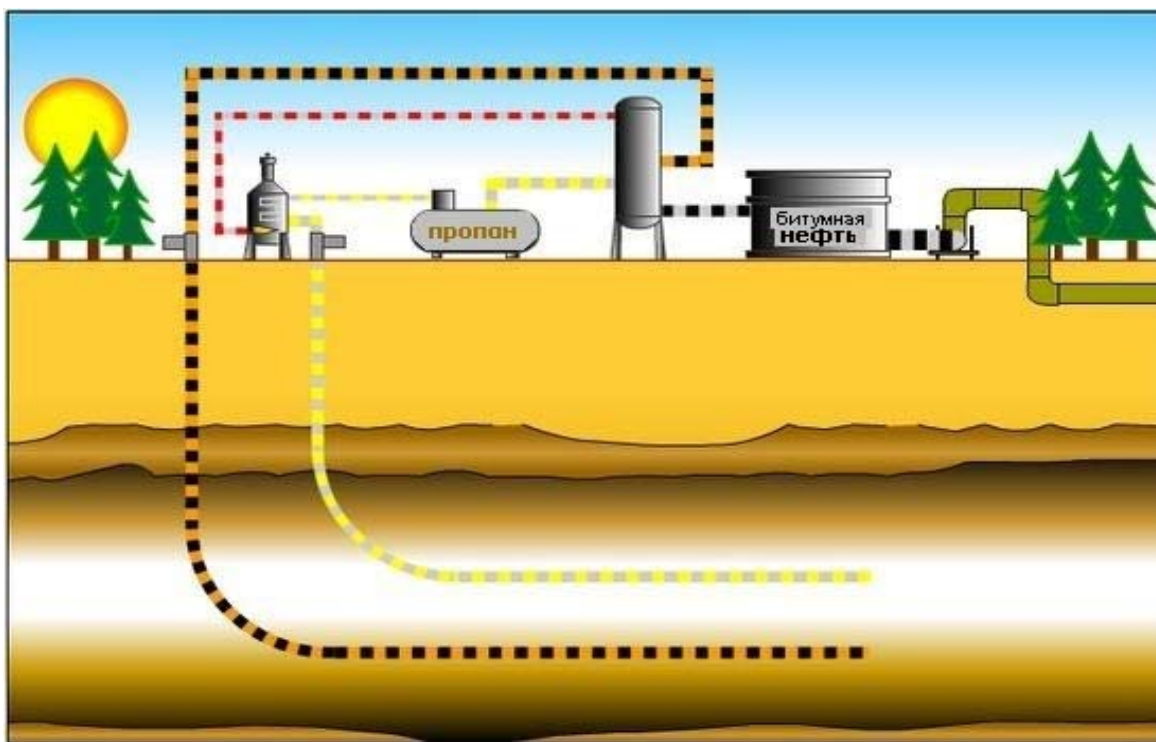


Рисунок 11.3 – Модифицированный метод закачки в пласт газового растворителя

Растворитель нагревают до невысокой температуры ( $\sim 50^{\circ}\text{C}$ ) и закачивают в верхнюю скважину. Растворитель разлагает битум, самые тяжёлые компоненты битума остаются под землей, а более лёгкая нефть и растворитель, пригодный для повторного использования, поднимаются наверх. Кроме того, масса получается менее вязкой, чем при традиционном подземном способе, и её можно сразу транспортировать по нефтепроводу.

Другим направлением совершенствования технологии ТГДП является закачка с паром неконденсирующего газа ( $\text{N}_2$ ,  $\text{CO}_2$ ) на поздней стадии разработки. Благодаря поддержанию пластового давления в паровой камере снижается паронефтяное отношение и увеличивается темп отбора нефти. Эта технология также прошла промышленные испытания и показала хорошие результаты.

На рисунке 11.4 изображена усовершенствованная технология внутрипластового горения (ТНАИ).

Эта технология представляет собой сочетание горизонтальной скважины и вертикальной, которая бурится на забой горизонтальной скважины. Затем в вертикальную скважину в течение 3-х месяцев закачивается пар, а после предварительного прогрева пласта переходят к закачке в вертикальную скважину воздуха. При этом образующийся фронт горения движется вдоль ствола горизонтальной скважины: от её носка к пятке.



Представленные выше методы добычи высоковязких углеводородов в основном применяются для месторождений битуминозных песчаников, в которых высокопроницаемые коллектора либо отсутствуют, либо не могут быть использованы для предварительного прогрева продуктивного пласта.

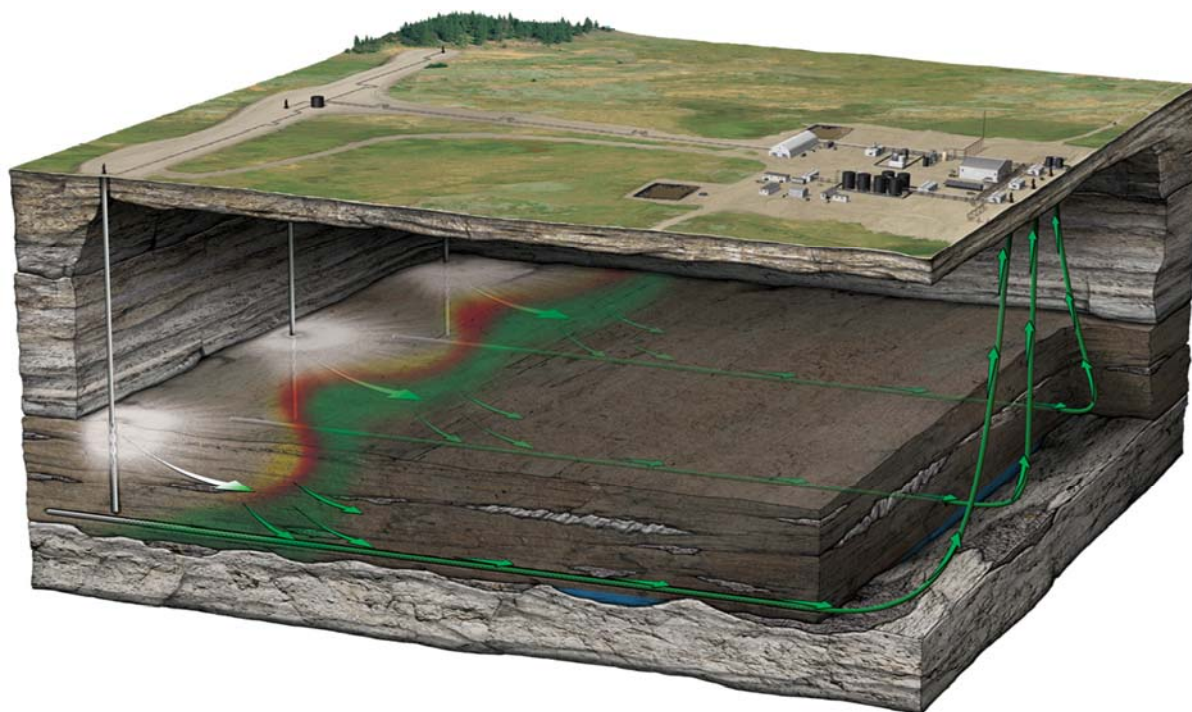


Рисунок 11.4 – Усовершенствованный процесс внутрипластового горения (ТНАИ)

## 12. Комбинированные методы повышения нефтеотдачи

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 внутрислоевой генерацией

химреагентов и др.

Характеристика технологий термополимерного и термощелочного воздействия на пласт приведена в главе 8.

### 12.1 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.

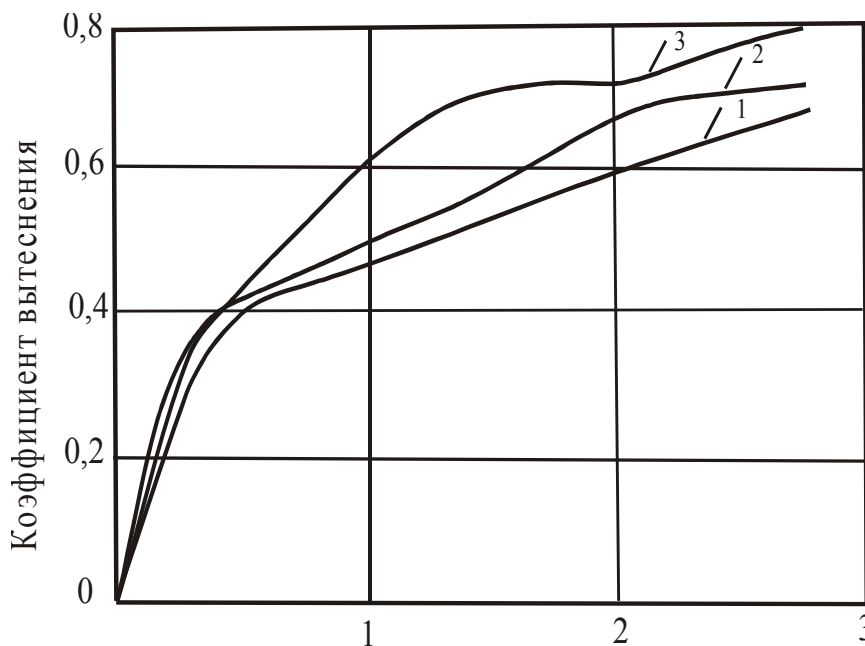
На рисунке 12.1 показано изменение коэффициента вытеснения в зависимости от объёма отбора жидкости из пласта в долях порового объёма для опытов с одинаковым размером зоны смеси, но с различной концентрацией растворителя в смеси. Для сопоставления приведена аналогичная зависимость для вытеснения «чистой» (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 (кривая 2, рис. 12.1).

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 (кривая 3, рис. 12.1) 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 интер-

вале резко снижается соотношение вязкостей нефти и смеси нефти с растворителем, что является определяющим фактором для предупреждения преждевременного прорыва растворителя и повышения эффективности процесса.



Закачка пара в поровых объемах

1 – базовый опыт, концентрация растворителя 0%; 2 – концентрация растворителя в зоне смеси 45%; 3 – концентрация растворителя в зоне смеси 15%.

Рисунок 12.1 – Изменение коэффициента вытеснения в зависимости от объема отбора жидкости из пласта в долях порового объема

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 объема пласта объем 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 объема 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 нереагирующих 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 пермокарбоновой залежи Усинского месторождения. Изучение этого опыта следует рассматривать, как практическое занятие.

## **12.2 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 [6]. 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 уг-

лерода 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 м<sup>3</sup>/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.

### **12.3 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 [4]. 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 Лыаельской 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 м<sup>3</sup>/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.

Показатели разработки элемента 45 приведены на рисунке 12.2, из которого видно, что, несмотря на повышенное давление нагнетания в течение первых двух месяцев, увеличение добычи нефти не отмечено. 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).

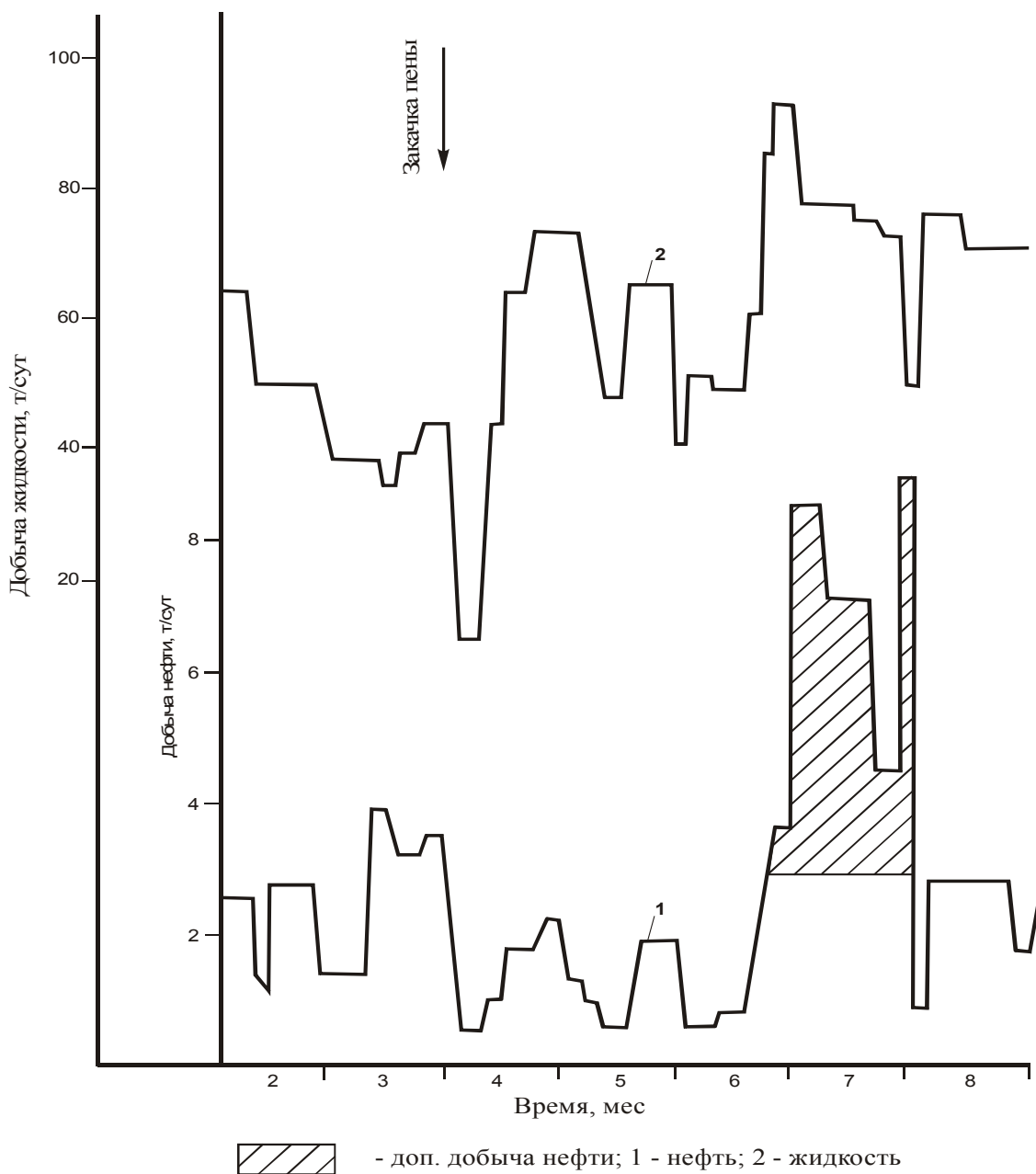


Рисунок 12.2 – Результаты закачки в скв. №45 пенной системы

На месторождении Мидуэй-Сансет в Калифорнии паровые пены используются при пароциклических обработках скважин десятки лет. Данным методом обработано тысячи скважин. В качестве ПАВ используются оксипропилированные 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).

## 12.4 Комбинированные технологии теплового воздействия с внутрипластовой 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 ( $\text{CO}_2$ ,  $\text{NO}$ ) и щелочных растворов ( $\text{NH}_4\text{OH}$ ), 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 химреагентов для воздействия на пласты Ярегского и пермокарбоновой залежи Усинского месторождений и выбора наиболее эффективных из них проведены экспериментальные исследования на специальной лабораторной установке.

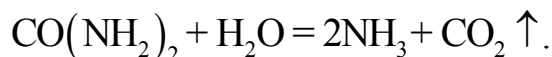
Рассмотренные АС обладают широким спектром свойств и поэтому по-разному воздействуют на пластовую систему.

Из большой группы АС широко известны только исследования эффективности применения карбамида [4]. 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.



### 12.4.1 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:

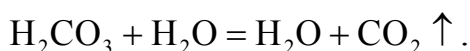
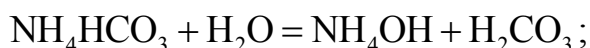
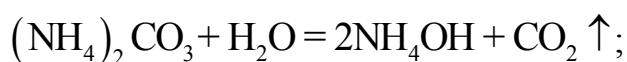


В щелочной среде разложение карбамида происходит при температуре около 100°С. При температуре 25°С в 100 г воды растворяется 119,3 г карбамида. Выделяющиеся в результате реакции углекислый газ и аммиак растворяются в воде и нефти. В результате перед фронтом закачиваемого теплоносителя в пласте перемещаются 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 м<sup>3</sup> аммиака и 373,3 м<sup>3</sup> 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 (NH<sub>4</sub>)<sub>2</sub>CO<sub>3</sub> выделяется 233 л CO<sub>2</sub>, а 1 т NH<sub>4</sub>HCO<sub>3</sub> – 283 л CO<sub>2</sub>.

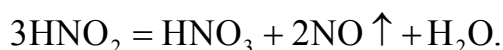
Углеаммиакаты – побочный продукт производства азотных удобрений. Углеаммиакаты – раствор карбамида и карбоната аммония в аммиачной воде, полученной из полупродуктов синтеза карбамида. Это прозрачная зеленовато-серая или коричневая жидкость без кристаллов. Углеаммиакаты обладают умеренной коррозионной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

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

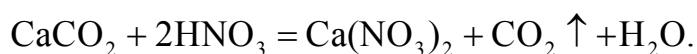
*Нитрит аммония* представляет собой прозрачную жидкость. При закачке в прогретый пласт водный раствор нитрита аммония разлагается при температуре свыше 70°C:



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  $\text{CO}_2$  в нефти её объём увеличивается и, следовательно, повышается коэффициент вытеснения нефти;
- при растворении  $\text{CO}_2$  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  $\text{CO}_2$  – 31°C) диоксид углерода находится в газообразном состоянии при любом давлении. При температуре 25°C (начальная температура в пермокарбоновой залежи)  $\text{CO}_2$  находится в газообразном состоянии при пластовом давлении менее 7,0 МПа, при большем давлении он переходит в жидкость. Закачка в пласт  $\text{CO}_2$  является одним из перспективных и широко применяемых в мировой практике методов повышения нефтеотдачи.

Если же учесть, что при разложении АС, кроме  $\text{CO}_2$ , 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.

#### ***12.4.2 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/см<sup>3</sup>, содержит силикагелевых смол 29% и асфальтенов 3,7%. Усинская нефть характеризуется вязкостью 710 мПа · с, плотностью 0,942 г/см<sup>3</sup>, 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  $T = 20^\circ\text{C}$  азотсодержащими реагентами эффект не получен. Результаты исследований процесса гидродинамического вытеснения нефти из нефтенасыщенных образцов Ярегского месторождения при температуре 70°C представлены в таблице 12.1. При вытеснении нефти из образцов керна водой при  $T = 70^\circ\text{C}$  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 12.1 – Результаты опытов по вытеснению высоковязкой нефти водой с последующим довытеснением азотсодержащими реагентами из образцов керна Ярегского месторождения

№ п/п	№ скважины, № образца	Коэффициент открытой пористости, $K_p$ , %	Коэффициент проницаемости, $K_x$ , $10^{-15} \text{ м}^2$	Нефтеотдача при вытеснении нефти водой при $T = 70^\circ\text{C}$	Нефтеотдача при довытеснении нефти химическим реагентом при $T = 70^\circ\text{C}$	Состав химического реагента
1	скв.734, № 45	20,53	10,68	29,21	57,30	2% р-р $\text{NaNO}_2$
2	№ 43	18,71	11,31	34,95	44,28	2% р-р углеаммиаката
3	скв.740, № 59	18,67	20,49	29,30	52,23	4% р-р углеаммонийной соли
4	№ 55	23,59	292,31	36,60	51,66	0,5 р-р $\text{NaNO}_2$
5	№ 67	29,09	1280,24	66,13	71,28	0,25 р-р $\text{NaNO}_2$
6	№ 74	27,99	1514,25	49,70	60,68	1% р-р $\text{NaNO}_2$
7	скв.734, № 30	31,21	1707,12	53,95	66,17	2% р-р углеаммонийной соли
8	скв.740, № 63	32,29	3162,04	58,79	73,93	1% р-р $\text{NaNO}_2$
9	скв.734, № 32	36,46	4298,91	46,24	64,07	--

На основании лабораторных исследований можно рекомендовать для вытеснения 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 пермокарбонной залежи Усинского месторождения показали, что наибольший эффект достигается при использовании в качестве вытесняющего агента 1%-го раствора углеаммиаков (табл. 12.1).

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 углеаммиаков. Важно отметить, что применение углеаммиаков при холодном заводнении (при температуре  $25^{\circ}\text{C}$ ) позволяет повысить коэффициент вытеснения нефти на пермокарбонной залежи Усинского месторождения на 10-15 пунктов (см. табл. 12.2). В связи с этим можно рекомендовать закачку 1%-го раствора углеаммиаков (либо карбамида) на участках, разрабатываемых на естественном упруговодонапорном режиме.

Таблица 12.2 – Влияние добавок химреагентов на вытеснение нефти из карбона нефтенасыщенных образцов пермокарбонной залежи Усинского месторождения

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

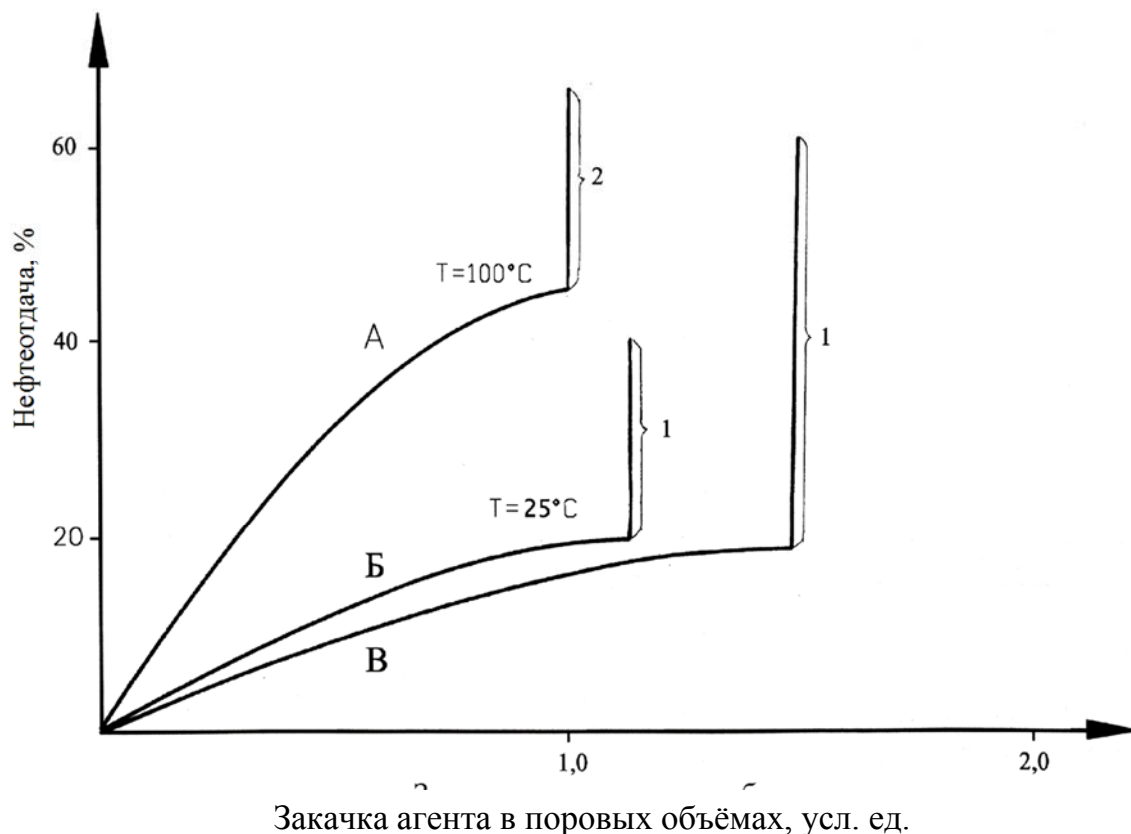
\*) концентрация раствора

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  $150^{\circ}\text{C}$  и определялась эффективностью вытеснения нефти образовавшимся при разложении карбамида газом. Таким образом, имитировалась обработка призабой-

ных зон пласта теплоносителем и карбамидом. Для предотвращения влияния на нефтеотдачу испарения воды на выходе из модели поддерживалось соответствующее противодействие.

На рисунке 12.3 приведены кривые вытеснения нефти при 25°C растворами карбамида концентрацией 0,5 и 10% на модели карбонатной породы Усинского месторождения проницаемостью 5 мкм<sup>2</sup> (кривые Б и В).



Закачка агента в поровых объемах, усл. ед.  
 1 – нагрев пласта с 25° до 150°C; 2 – нагрев пласта с 100° до 200°C; А – 5% раствор карбамида; Б – 0,5% раствор карбамида; В – 10% раствор карбамида

Рисунок 12.3 – Кривые вытеснения нефти

На этом же рисунке 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).

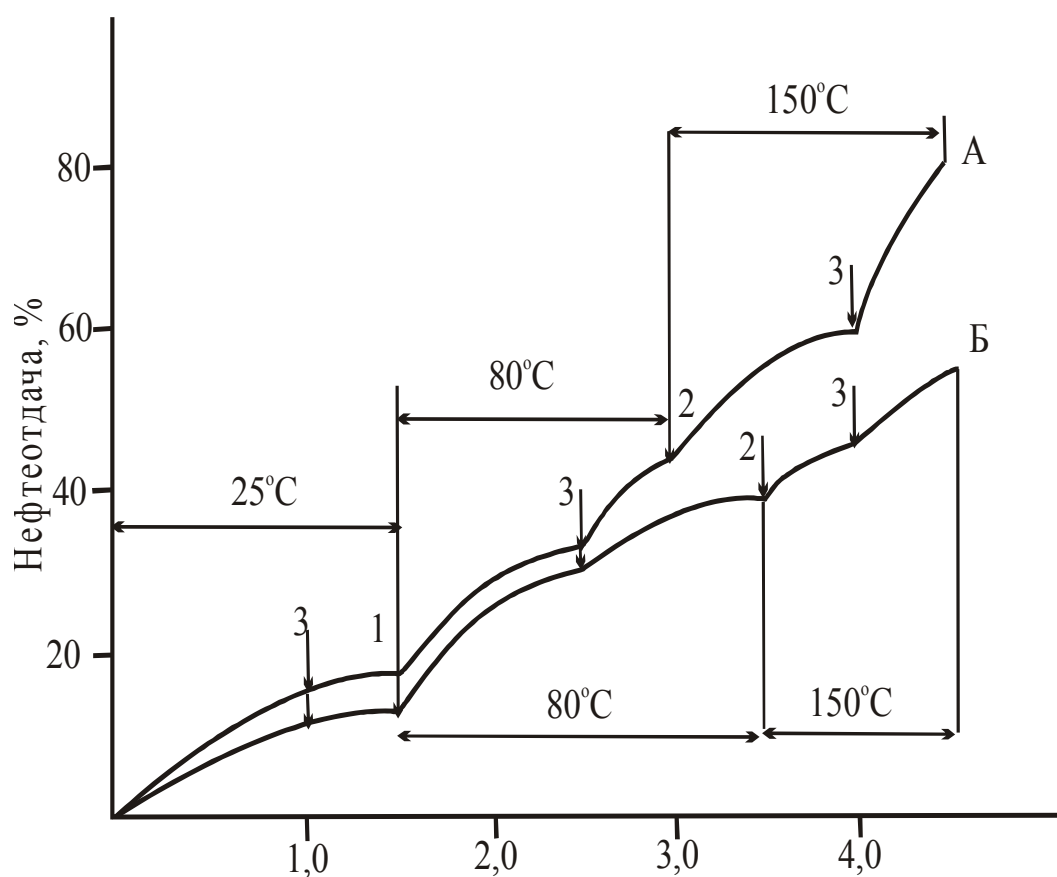
Из рисунка видно, что при температуре 25°C увеличение концентрации реагента с 0,5 до 10% не даёт заметного эффекта.

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 150-200°C.

На рисунке 12.4 приведены кривые вытеснения нефти водой с периодическим вводом в пласт оторочки насыщенного раствора карбамида.



Закачка агента в поровых объемах

- А, Б – проницаемость пласта 0,3; 2 мкм<sup>2</sup>.
- 1 – увеличение температуры с 25°C до 80°C;
- 2 – увеличение температуры с 80°C до 150°C;
- 3 – ввод раствора карбамида.

Рисунок 12.4 – Кривые вытеснения нефти

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 мкм<sup>2</sup>, в опыте А проницаемость модели была 0,3 мкм<sup>2</sup>.

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 мкм<sup>2</sup>. Значительный рост нефтеотдачи за счёт закачки оторочки карбамида был достигнут при 150°C. В опыте Б прирост нефтеотдачи составил 9%, в опыте А 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 способствовать увеличению охвата пласта процессом вытеснения.

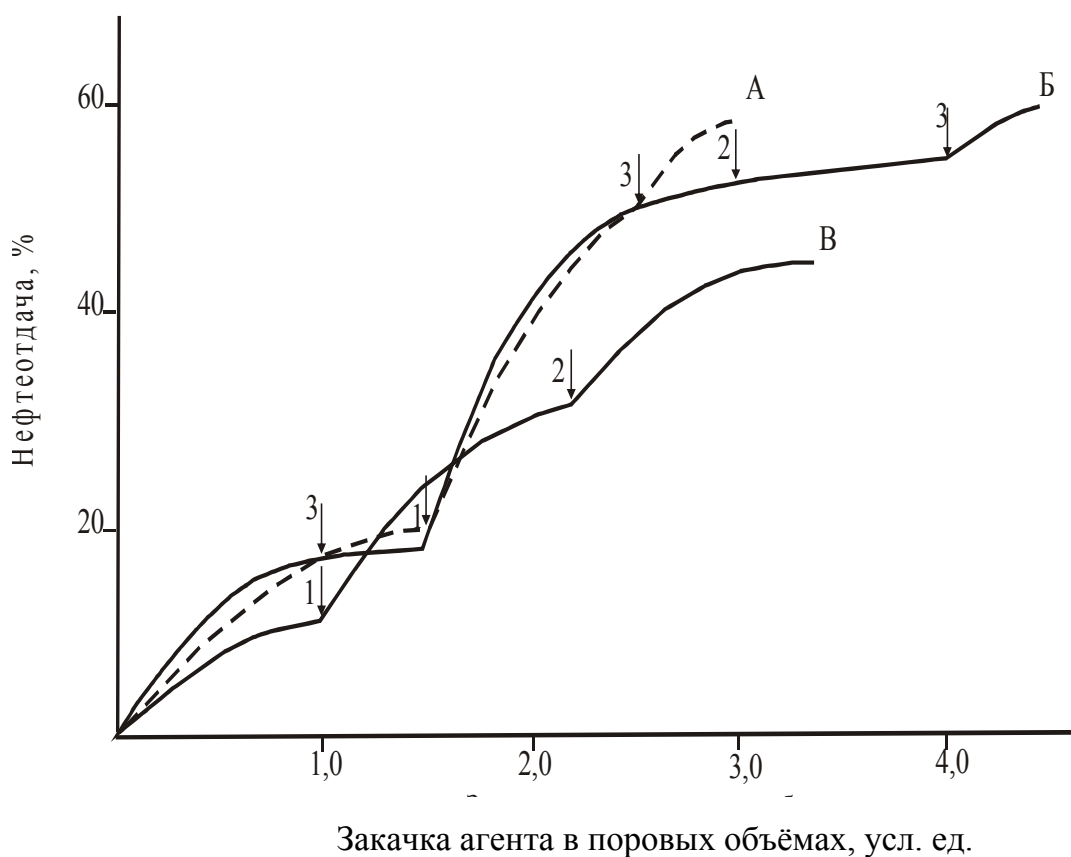
Ранее отмечалось, что температура разложения углеаммонийной соли составляет свыше 70°C, т. е. можно ожидать такой же эффект, но при значительно меньших температурах, чем в случае применения карбамида.

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

На рисунке 12.5 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.





- А, Б – углеаммонийные соли; В – вода.  
 1 – увеличение температуры с 25°С до 80°С;  
 2 – увеличение температуры с 80°С до 150°С;  
 3 – ввод раствора углеаммонийной соли.

Рисунок 12.5 – Кривые вытеснения нефти

Таким же образом проводился эксперимент при температуре 120°С. В опыте А (проницаемость модели 2 мкм<sup>2</sup>) вытеснение проводилось при температуре 25 и 80°С, в опыте Б (проницаемость модели 2,5 мкм<sup>2</sup>) – 25,80 и 120°С. Ввод оторочки реагента производился только в опытах А и Б.

В опыте А первая оторочка была введена при температуре 25°С после закачки одного порового объема вытесняющего агента, вторая – при 80°С после закачки 2,5 порового объема. В опыте Б первую оторочку ввели при тех же условиях, что и в опыте А, а вторую оторочку ввели при 120°С после закачки четырех поровых объемов 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°С составил 9%. В опыте Б прирост нефтеотдачи при 80°С составил всего 2%, хотя накопленная нефтеотдача при 80°С 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 концентрацией 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.

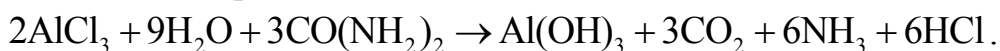
3. Для повышения эффективности пароциклических обработок скважин рекомендуется до или после ПЦО закачивать в призабойную зону пласта 10%-й раствор карбамида или других азотсодержащих растворов.

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

## **12.5 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  $30 \div 320^\circ\text{C}$ . 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  $100^\circ\text{C}$ ) происходит гидролиз карбамида и уменьшение кислотности раствора. При достижении порогового значения рН, 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 гидролизуеться с образованием аммиака и углекислого газа, что приводит к постепенному повышению рН 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  $100\text{-}250^\circ\text{C}$  составляет  $1\ 500\text{-}3\ 000\ \text{мПа} \cdot \text{с}$ .

Состав обладает высокой поверхностной активностью, что обеспечивает его хорошие нефтewытесняющие способности.

В процессе лабораторных работ, которые проводились применительно к условиям Усинского месторождения в институте «Печорнипинефть» 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  $250^\circ\text{C}$ ) 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  $4 \div 35$  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 нефтевытесняющей композиции НИНКА, также разработанной в Томске. Для повышения эффективности ПЦО обводнённых скважин в них для изоляции обводнённых интервалов и снижения обводнённости закачивается композиция ГАЛКА.

### 13. Термогазовые технологии

Метод впервые предложен в 1971 г. во ВНИИнефти и имеет отечественный приоритет. Метод основан на закачке воздуха в пласт и его трансформации в эффективные вытесняющие агенты за счёт внутрипластовых окислительных процессов.

Термогазовая технология имеет принципиальные отличия от обычно понимаемого процесса внутрипластового горения, реализуемого на высоковязких нефтях. При сухом внутрипластовом горении в пласте с высоковязкой нефтью 60-80% вытеснения реализуется в области фронта горения. В термогазовой технологии на фронте высокотемпературных реакций вытесняется всего 5-15% нефти (рис. 13.1).

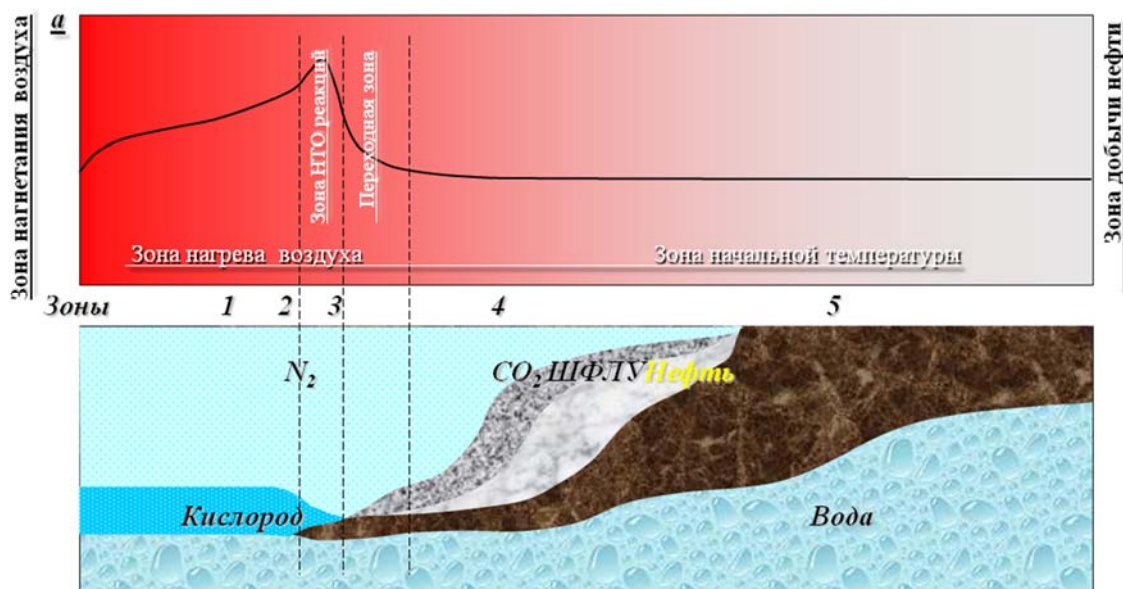


Рисунок 13.1 – Термогазовая технология на фронте высокотемпературных реакций

В результате окислительных реакций непосредственно в пласте вырабатывается высокоэффективный газовый агент, содержащий азот, углекислый газ и ШФЛУ. Основное вытеснение обеспечивается именно газовыми агентами.

Высокая эффективность достигается за счёт реализации полного или частично смешивающегося вытеснения. Исследования на кернах показали, что после закачки воздуха остаточная нефтенасыщенность за фронтом вытеснения снижается до 5-7%. Высокие пластовые температуры создают условия для полного потребления кислорода, гарантируют безопасное ведение процесса.

В 1980-х и начале 1990-х гг. в рамках Программы проектов промышленных испытаний и освоения современных МУН метод термогазового воздействия прошёл успешные испытания на месторождениях Украины, Азербайджана,

США, в т. ч. в соответствии с международным соглашением «Интернефтеотдача» МНТК «Нефтеотдача» (СССР) – НК «Амоко» (США).

В результате промысловых испытаний закачки воздуха на данных месторождениях было достигнуто существенное увеличение добычи нефти (в 1,5 раза и более), увеличение нефтеотдачи (до 64% и более), а также обеспечена полная утилизация кислорода. Однако впоследствии Программа была свёрнута и до сих пор не восстановлена.

Тем временем в США промысловые испытания и освоение термогазовой технологии получают всё большее развитие. Если в 2002 г. технология ТГВ в США применялась на 5-ти объектах, то в 2009 г. уже на 11 (рис. 13.2).

Ряд проектов имеют промышленный масштаб: *месторождение CedarHills – более 200 действующих скважин.*

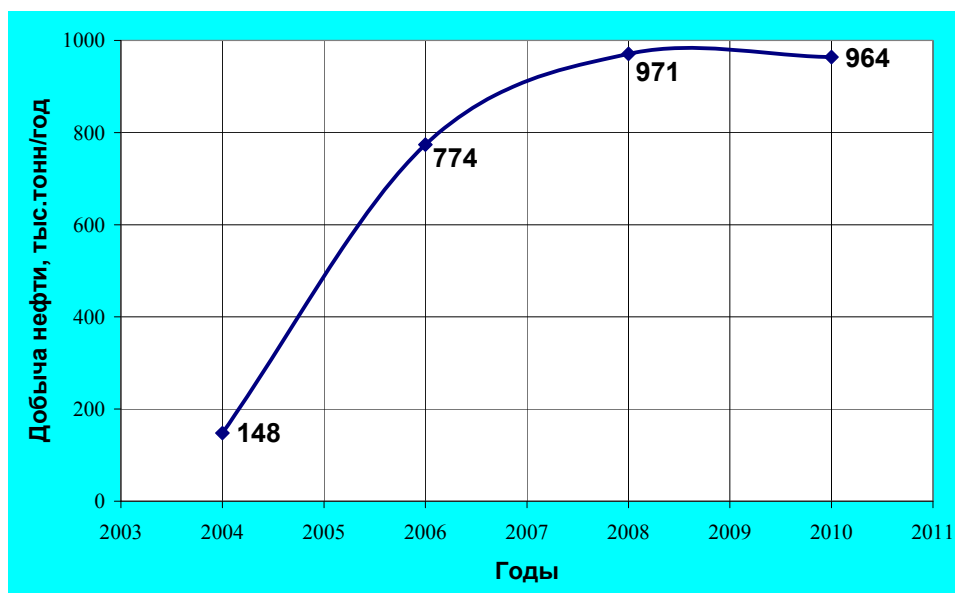


Рисунок 13.2 – Добыча нефти в США за счёт термогазовой технологии

Преимущества термогазовой технологии:

- относительная простота реализации;
- нулевая стоимость используемого газового агента (природный газ, CO<sub>2</sub>, азот, применяемые в проектах «газового заводнения», необходимо либо вырабатывать, либо, по крайней мере, транспортировать к месту закачки, что стоит определённых денег, тогда как воздух бесплатен и всегда рядом в неограниченных количествах);
- возможность применения технологии на объектах с весьма низкопроницаемыми ( $10 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> и менее) и низкопористыми (менее 15%) коллекторами;
- возможность применения на объектах с водочувствительными коллекторами, не пригодными для заводнения;

- высокий потенциал по приросту нефтеотдачи, в том числе на объектах в значительной степени выработанных при заводнении (при нефтенасыщенности менее 40% и даже 30%);

- важнейшим преимуществом технологии является возможность её осуществления при весьма редких сетках скважин – до 100 га/скв., что крайне важно для глубокозалегающих пластов;

- возможность использования скважин обычной конструкции и реализации технологии на разбуренных месторождениях.

К благоприятным для реализации технологии объектам относятся месторождения с высокой пластовой температурой и относительно высоким пластовым давлением. Нефти в таких месторождениях, как правило, относительно маловязкие.

Практически все месторождения Сибири с глубинами залегания более 2 000 м являются кандидатами для применения технологии ТГВ. Сегодня разработка сибирских месторождений ведётся преимущественно путём закачки холодной воды в пласт.

Одним из крупнейших в Сибири является Приобское месторождение.

Приобское месторождение содержит трудноизвлекаемые запасы нефти в низкопроницаемых коллекторах – 72% от всех извлекаемых запасов промышленных категорий.

Предполагаемое относительно низкое конечное извлечение нефти при разработке с применением заводнения (20...29% на различных участках, рассчитанное на изотермических моделях) на Приобском месторождении определяет актуальность и необходимость разработки и внедрения инновационных МУН.

Особенности геолого-физических характеристик продуктивных пластов Приобского месторождения, в первую очередь повышенный уровень пластовой температуры (до 100°C и более), являются важной предпосылкой целесообразности применения здесь термогазовой технологии. Применение ТГВ на Приобском месторождении позволит повысить нефтеотдачу до 40% и более. Потенциал прироста извлекаемых запасов нефти на Приобском месторождении в случае масштабного применения термогазовой технологии оценивается в размере 150-200 млн тонн.

## 14. Волновое воздействие на пласт

Известно множество способов волнового и термоволнового (вибрационного, ударного, импульсного, термоакустического) воздействия на нефтяной пласт или на его призабойную зону [12,13].

Основная цель технологии – ввести в разработку низкопроницаемые изолированные зоны продуктивного пласта путём воздействия на них упругими волнами, затухающими в высокопроницаемых участках пласта, но распространяющимися на значительное расстояние и с достаточной интенсивностью, чтобы возбуждать низкопроницаемые участки пласта. Применением таких методов можно достичь заметной интенсификации фильтрационных процессов в пластах и повышения их нефтеотдачи в широком диапазоне амплитудно-частотной характеристики режимов воздействия.

При этом положительный эффект волнового воздействия обнаруживается как в непосредственно обрабатываемой скважине, так и в отдельных случаях, при соответствующих режимах обработки проявляется в скважинах, отстоящих от источника импульсов давления на сотни и более метров. То есть при волновой обработке пластов принципиально можно реализовать механизмы как локального, так и дальнего площадного воздействия, пользуясь установившейся терминологией. Методы упруговолнового воздействия можно разделить: на акустические (ультразвуковые и звуковые), гидравлические с использованием волн давления, ударно-волновые и вибросейсмические. В основе их действия лежат близкие механизмы влияния на среды, отличающиеся скоростью протекания процессов, зависящих от частоты и амплитуды колебаний.

С помощью акустических методов можно воздействовать в основном только на призабойную зону скважины. Радиус действия звуковых, ударных волн и волн давления значительно больше и составляет порядка десятков и сотен метров от скважины. Вибросейсмический метод позволяет воздействовать не только на все месторождения в целом по площади и разрезу, но и на группу месторождений в радиусе от 3 до 10 км, а возможно и более.

Строго говоря, вибросейсмическим методам, как и ударно-волновым, присущи более сложные механизмы воздействия на подземные формации, так как обычно используемые ими источники колебаний генерируют не только продольные, но и поперечные волны существенно большей амплитуды, чем каждый из перечисленных выше методов. Однако генерация этими методами волн давления является важным фактором влияния на углеводородоотдачу пластов. В группу указанных волновых способов, отобранных по основному меха-



низму воздействия на пласты, следует включить и способы, использующие механические вибрации, так как в конечном счёте они приводят к возникновению в пластах упругих волн, а также дилатационно-волнового воздействия.

Среди способов, применяемых для восстановления производительности нефтяных и увеличения приёмистости нагнетательных скважин, особенно привлекательны (из-за простоты применения и относительно низкой себестоимости) гидрофизические, в частности, базирующиеся на принципах использования энергии ударных волн. Ударные волны являются частным случаем упругих волн большой амплитуды, фаза сжатия которых распространяется с большей скоростью, чем фаза растяжения. Основное свойство волн, независимо от их природы, состоит в том, что в форме (виде) волн осуществляется перенос энергии без переноса вещества. Упругая энергия (энергия звука) передаётся по акустическим волноводам, представляющим собой каналы с чёткими границами в виде стенок, свойства которых резко отличаются от свойств внутренней и наружной сред. Буровая скважина является наглядным примером акустического волновода. Гидроудары, согласованные по частоте повторения со скоростью ударной волны и глубиной скважины, способны раскачать столб жидкости до получения периодических перепадов давления на забое в десятки и сотни МПа. Чем больше скорость движения жидкости, её плотность, а также скорость распространения ударной волны, тем больше величина ударного повышения давления. В жидкостях распространяются только продольные волны, а в твёрдых средах – продольные и поперечные. При циклическом ударном воздействии в зоне перфорационных отверстий происходит отрыв отложений от стенок поровых каналов. Волны сжатия, многократно отражаясь, трансформируются в волны растяжения, которые способствуют развитию и образованию новых трещин, а также превращению субкапиллярных пор в капиллярные. Перепады давления при импульсном воздействии изменяются попеременно по величине и направлению, в результате чего жидкость перемещается из застойных зон и каналов в зоны активного дренирования.

Генерирующие в пласте колебания должны по возможности соответствовать частоте естественных колебаний скелета породы и насыщающих флюидов. Такие колебания вызывают несколько эффектов, отражающихся на жидкостях и находящихся в пласте газах. Они снижают когезионные и адгезионные связи, значительно уменьшают проявление капиллярных сил, слипание между породой и жидкостью, способствуют стимулированию группирования нефтяных капелек в потоки, облегчая течение углеводородов в пористой среде. Энергия, распространяющаяся в продуктивном пласте в виде упругих волн, изменяет

контактный угол между жидкостями и породой, уменьшая гидравлический коэффициент трения, тем самым облегчается их течение в направлении скважин, дебиты которых возрастают и перепады давления в призабойной зоне пласта увеличиваются. Создание перепадов давления способствует не только очистке поровых каналов пласта, но и разрушению его скелета.

Механизм разрушения может быть представлен следующим образом. Повышение давления приводит к расширению существующих трещин коллектора и образованию новых. Спад давления сопровождается их смыканием. Повторяющиеся деформации способствуют усталостному разрушению породы. Изменение скорости и направления движения жидкости в зоне питания скважины при изменении давления на стенки продуктивного пласта позволяет подвергать породу пласта воздействию напряжений сжатия, растяжения, изгиба и сдвига. Нефть, как и все структурированные среды, обладает свойством тиксотропии, которое заключается в том, что при встряхивании среды происходит резкое снижение её вязкости из-за разрушения структурного каркаса. Это явление может быть с высокой эффективностью использовано в практике увеличения нефтеотдачи пластов. Таким образом, при одновременной обработке мощными ударными волнами определённого числа скважин, в том числе и нагнетательных, на месторождении можно, во-первых, расширить контуры питания скважин за счёт увеличения проницаемости коллектора и, во-вторых, улучшить фильтрационную способность самой нефти за счёт снижения её вязкости. Такое воздействие может привести не только к увеличению дебитов скважин, но и к повышению КИН в целом по месторождению.

При распространении акустического поля в реальной среде часть энергии поля переходит в теплоту. Влияние акустического поля на тепло- и массоперенос в капиллярно-пористых средах установлено на основе ряда экспериментально обнаруженных явлений. К ним относятся увеличение эффективной теплопроводности сред, изменение условий фазовых переходов в системах нефть – газ и внутриводная конвекция. В результате воздействия акустического поля наблюдается 1,5-2-кратное увеличение эффективной температуропроводности как в насыпных, так и в цементированных образцах [12]. При этом осуществляется термоакустическое воздействие на пласт. Наибольшее увеличение эффективной температуропроводности наблюдается в водонасыщенных породах.

На Абдрахмановской площади Ромашкинского месторождения были выполнены работы по сейсмоакустическому воздействию на пласты, при котором излучатель устанавливался против продуктивного пласта и передача осуществлялась через жидкость. Целями исследований были изучение возможности ис-

пользования метода для повышения коэффициента нефтеизвлечения, интенсификации добычи нефти. Сейсмоакустическое воздействие основано на использовании упругих волн. Основные эффекты, возникающие при прохождении упругих волн через насыщенные пористые среды следующие:

- ускорение (до 1 000 раз) гравитационной сегрегации нефти и воды;
- увеличение относительных фазовых проницаемостей для нефти в большей степени, чем для воды;
- увеличение (в десятки раз) скорости и (до 3 раз) полноты капиллярного вытеснения нефти водой;

Такие эффекты возникают при больших интенсивностях воздействия, т. е. при больших акустических давлениях (10<sup>3</sup>...10<sup>4</sup> Па). При этом возникает сейсмоакустическая эмиссия, сопровождаемая возникновением трещин, подвижек и изменением напряжённого состояния пород, т. е. при длительном воздействии упругими колебаниями происходит накопление дефектов на неоднородных породах, которые под действием напряжённого состояния приводят к образованию трещин и соответственно вызывают сейсмоакустическую эмиссию. Одновременно с процессом образования трещин в плотных породах сейсмоакустическое воздействие приводит к разрывам отдельных межзерновых контактов, облегчению переупаковки зёрен и постепенному увеличению уплотнения.

При наложении акустических полей на тепловые резко интенсифицируются следующие процессы, играющие важную роль в механизме прогрева и нефтеотдачи Ярегского пласта при реализации метода теплового воздействия на пласт:

- увеличивается эффективная теплопроводность пород, благодаря чему возрастает скорость прогрева пласта за счёт теплопроводности, играющей важную роль в прогреве Ярегского пласта;
- возрастает скорость капиллярного вытеснения нефти водой;
- снижается коэффициент растворимости газа в нефти, что способствует интенсификации нефтеизвлечения за счёт режима растворённого газа при меньших температурах.

Учитывая вышеизложенное, применение метода термоакустического воздействия можно считать одним из перспективных направлений повышения эффективности паротеплового воздействия на пласт Ярегского месторождения.

## 15. Микробиологические методы повышения нефтеотдачи

Микробиологические методы – это перспективная технология для извлечения остаточной нефти, не извлекаемой другими способами. Дополнительная добыча нефти с помощью микроорганизмов основывается на целенаправленном использовании их физиолого-биохимических особенностей.

К ним относится способность микроорганизмов расти в широком диапазоне температур, давлений, солёности вод, в аэробных и анаэробных условиях, способность использовать для роста и жизнедеятельности разнообразные источники питания и энергии: от  $H_2$ ,  $CO_2$  до нефти. При этом они образуют самые разнообразные метаболиты: газы ( $CH_4$ ,  $CO_2$ ,  $N_2$ ,  $H_2$ ), органические и жирные кислоты, растворители, поверхностно-активные вещества, ферменты, разнообразные полимеры, в том числе полисахариды [14].

Основные области применения метода – это стимуляция скважин, очистка скважин от парафина, изменение вязкости флюидов, модификация тяжёлых нефтей и битумов в пласте, повышение нефтеотдачи пластов.

Предполагаемые механизмы увеличения нефтеотдачи базируются на свойствах микробных метаболитов, под действием которых могут меняться свойства пород, нефти и пластовых вод. Так, газы способствуют разбуханию нефти, снижению её вязкости и увеличению пластового давления. Органические кислоты, способные растворять кальциты, увеличивают пористость и проницаемость пород. БиоПАВ и жирные кислоты могут снижать межфазное натяжение на границе вода – нефть, могут способствовать мицеллообразованию.

Ферменты микроорганизмов вызывают деструкцию тяжёлых нефтей и битумов и в сочетании с биоПАВ увеличивают их подвижность. Образующиеся растворители типа ацетона, метанола, этанола, бутанола разжижают нефть. Биополимеры способны увеличивать вязкость пластовых вод, могут закупоривать поры и трещины.

Микробиологические методы в настоящее время развиваются в двух направлениях:

- введение в пласт бактериальной продукции, полученной на поверхности (микроорганизмы выращивают в ферментерах большой ёмкости), затем используют или культуральную жидкость, содержащую нужные метаболиты, или выделяют и получают метаболиты в чистом виде;
- образование нефтевытесняющих продуктов микроорганизмами непосредственно в пласте.

Такое разделение метода является довольно условным, так как многие микроорганизмы можно использовать для образования нефтевытесняющих агентов как в пласте, так и в ферментерах большой ёмкости на поверхности.

Что касается микроорганизмов, сконструированных генно-инженерными методами, то использование их на поверхности более предпочтительно, так как в пласте невозможно или крайне сложно создать селективные условия, которые предотвратят потерю ценных признаков.

Разрабатываются следующие технологии микробиологического метода, основанные на образовании метаболитов микроорганизмами в пласте:

- в пласт вводится культура микроорганизмов или ассоциация культур вместе с питательным субстратом, обычно мелассой с солями азота и фосфора или без солей;

- в пласт вводится только питательный субстрат типа мелассы с солями азота для активизации аборигенной микрофлоры;

- в пласт вводится аэрированный раствор солей азота и фосфора для активизации пластовой микрофлоры, которая должна существовать за счёт окисления пластовой нефти;

- в пласт вводится ассоциация аэробных микроорганизмов, способных расти на нефти, вместе с раствором солей азота и фосфора и катализатором для обеспечения роста анаэробных условий пласта.

Применению любой из технологий должно предшествовать тщательное изучение геологических и петрофизических особенностей месторождения, история его разработки, исследование коллекторских свойств пород, состава и свойств нефти, воды, изучение аборигенной микрофлоры.

Главное преимущество микробиологических методов – минимальные затраты, возможность извлечения остаточной нефти, экологическая чистота.

## Приложение 1

### Лабораторная работа «Расчёт процесса вытеснения нефти с помощью ПАВ»

**Задача 6.1.** В водонасыщенный участок пласта шириной  $b = 400$  м, толщиной  $h = 15$  м, пористостью  $m = 0,25$  и с расстоянием между нагнетательной и добывающей галереями  $l = 500$  м через нагнетательную галерею закачивается водный раствор ПАВ с концентрацией  $c_0$  и темпом закачки  $q = 500$  м<sup>3</sup>/сут. ПАВ сорбируется скелетом породы по закону Генри, формула которого имеет вид:  $a(c) = \alpha c$ , где  $\alpha$  – коэффициент сорбции;  $\alpha = 0,2$ .

Определить скорость продвижения фронта сорбции ПАВ (фронта ПАВ) и построить график распределения концентрации ПАВ в пласте в произвольный момент времени.

**Решение.** Для определения скорости фронта ПАВ и распределения их концентрации в пласте выведем уравнение материального баланса. Для этого выделим элемент объёма пласта (рис. П.1.1)  $\Delta V = \Delta x b h$ , в котором будем считать движение жидкостей, происходящим вдоль оси  $Ox$ , и составим уравнение баланса объёма ПАВ. Воду и водный раствор ПАВ будем считать несжимаемыми жидкостями.

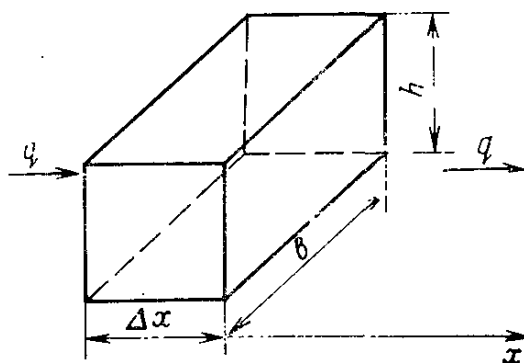


Рисунок П.1.1 – Элемент прямолинейного пласта

За время  $\Delta t$  в элемент  $\Delta V$  войдёт объём ПАВ:

$$Q_1 = q_{нас} \Delta t = q c(x, t) \Delta t .$$

За то время из элемента  $\Delta V$  выйдет объём ПАВ:

$$Q_2 = q_{нас} \Delta t = q c(x + \Delta x, t) \Delta t .$$

В момент времени  $t$  в элементе объёма пласта  $\Delta V$  было ПАВ:

$$Q_3 = m \Delta V [c(\bar{x}, t) + \alpha(\bar{x}, t)] .$$

За время  $\Delta t$  количество ПАВ изменилось и стало равным:

$$Q_4 = m \Delta V [c(\bar{x}, t + \Delta t) + \alpha(\bar{x}, t + \Delta t)] .$$

Здесь  $x$  – некоторая точка интервала  $\Delta x$ , в которой концентрация ПАВ равна среднему значению концентрации в элементе объема  $\Delta V$  соответственно в моменты времени  $t$  и  $t + \Delta t$ .

Составляя уравнение баланса, получим

$$Q_1 - Q_2 = Q_4 - Q_3,$$

или

$$qc(x,t)\Delta t - qc(x + \Delta x,t)\Delta t = m\Delta V[c(\bar{x},t + \Delta t) + \alpha(\bar{x},t + \Delta t) - c(\bar{x},t) - \alpha(\bar{x},t)].$$

Деля обе части полученного уравнения на  $\Delta V\Delta t$  и устремляя  $\Delta x$  и  $\Delta t$  к нулю, получим:

$$m \frac{\partial}{\partial t} [c + \alpha(c)] + \frac{q}{bh} \frac{\partial c}{\partial x} = 0.$$

Вспоминая, что по условию задачи  $a(c) = ac$ , и производя несложные преобразования, получим окончательную форму уравнения баланса водного раствора ПАВ в первоначально водонасыщенном пласте:

$$\frac{\partial c}{\partial t} + \frac{q}{mbh(1 + \alpha)} \frac{\partial c}{\partial x} = 0.$$

Для решения этого уравнения необходимо знать начальные и граничные условия. Сформулируем эти условия.

В начальный момент времени  $t = 0$  в пласте отсутствует ПАВ, т. е.

$$c(x,0) = 0.$$

Начиная с момента времени  $t = 0$ , в пласт через нагнетательную галерею закачивается водный раствор ПАВ с концентрацией закачки  $c = c^\circ$ . Таким образом, граничное условие будет иметь вид:

$$C(0,t) = c^\circ.$$

Решение вышеуказанных задач хорошо известно, результат определяют по формулам:

$$\begin{aligned} c(x,t) &= c^\circ, & x &\leq \frac{q}{mbh(1 + \alpha)}t, \\ c(x,t) &= 0, & x &> \frac{q}{mbh(1 + \alpha)}t. \end{aligned}$$

Отсюда следует, что фронт сорбции ПАВ движется со скоростью:

$$v_c = \frac{v}{m(1 + \alpha)},$$

где  $v$  – линейная скорость фильтрации,

$$v = \frac{q}{(bh)} = \frac{500}{400 \cdot 15} = 0,0833 \text{ м/сут.}$$

Подставляя в выражение для скорости фронта сорбции ПАВ значение скорости фильтрации  $v$  и заданные по условию задачи значения пористости и коэффициента сорбции ПАВ, находим  $v_c$ :

$$v = \frac{0,0833}{0,25 \cdot 1,2} = 0,277 \text{ м/сут.}$$

Распределение концентрации ПАВ в пласте вдоль оси  $Ox$  в произвольный момент времени  $t$  имеет вид, изображенный на рисунке П.1.2.

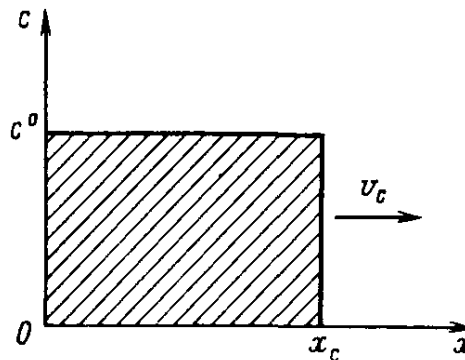


Рисунок П.1.2 – Зависимость концентрации ПАВ в случае линейной изотермы сорбции ПАВ пористой средой от расстояния

**Задача 6.5.** В пласт, первоначально насыщенный водой с пористостью  $m=0,2$  и имеющий размеры  $l=500$  м,  $b=300$  м,  $h=10$  м, закачивается оторочка ПАВ с концентрацией  $c_0=0,001$  при расходе  $q=400$  м<sup>3</sup>/сут. Оторочка проталкивается водой с тем же расходом  $q$ . ПАВ адсорбируется пористой средой по закону, формула которого имеет вид:

$$a(c) = \alpha c,$$

где  $\alpha = 0,3$ .

На стадии проталкивания оторочки водой происходит десорбция ПАВ (т. е. обратное растворение части адсорбированного ПАВ в прокачиваемой воде).

$$\bar{a}(c) = \bar{a}(c) + (\alpha - \bar{a})c_0,$$

где  $\bar{a} = 0,1$ ;  $\bar{a}_0 = (\alpha - \bar{a})c_0$  характеризует необратимо сорбированное породой количество ПАВ (рис. П.1.3).



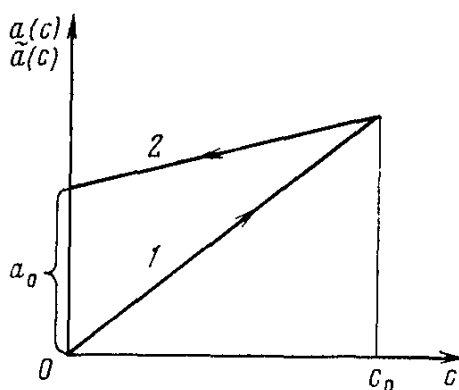


Рисунок П.1.3 – График зависимости сорбции (1) и десорбции (2) ПАВ пористой породой (случай линейной изотермы сорбции и десорбции):

$\alpha_0$  – количество ПАВ, необратимо сорбированного породой

Определить оптимальный объём оторочки ПАВ и время, необходимое для её создания. Оптимальным считать такой объём оторочки, который исчезает при подходе фронта ПАВ к линии отбора. Движение жидкостей считать прямолинейным, а сами жидкости – несжимаемыми.

**Решение.** На стадии создания оторочки ПАВ решение известно (смотрите задачу 6.1):

$$c = \begin{cases} c^0, & x \leq v_c t \\ 0, & x > v_c t \end{cases}.$$

Будем считать, что в момент времени  $t = t_*$  формирование оторочки закончилось и началась стадия проталкивания её по пласту водой, закачиваемой с расходом  $q$ . Для определения скорости тыла оторочки ПАВ выведем уравнение, описывающее распределение концентрации активных веществ на стадии проталкивания оторочки закачиваемой водой.

Выделим элемент объёма пласта  $\Delta V = \Delta x b h$  (см. рис. П.1.4) и рассмотрим баланс объёма ПАВ.

За время  $\Delta t$  в элемент  $\Delta V$  вошёл объём ПАВ:

$$Q_1 = qc(x, t)\Delta t.$$

За это же время из элемента  $\Delta V$  вышло следующее количество ПАВ:

$$Q_2 = qc(x + \Delta x, t)\Delta t.$$

В момент времени  $t$  в элементе объёма  $\Delta V$  содержалось количество ПАВ:

$$Q_3 = m\Delta V[c(\bar{x}, t) + \alpha(\bar{x}, t)],$$

которое за время  $\Delta t$  изменилось и стало равным:

$$Q_4 = m\Delta V[c(\bar{x}, t + \Delta t) + \alpha(\bar{x}, t + \Delta t)]$$

Составляя уравнение баланса, получим:

$$Q_1 - Q_2 = Q_4 - Q_3,$$

или после подстановки полученных выражений для  $Q_1 - Q_4$ , деления обеих частей уравнения на  $\Delta V \Delta t$  и устремления  $\Delta x$  и  $\Delta t$  к нулю будем иметь:

$$m \frac{\partial [c(x,t) + \bar{\alpha}(x,t)]}{\partial t} + \frac{q}{bh} \frac{\partial c}{\partial x} = 0.$$

Используя выражение для определения  $a(c)$ , после несложных преобразований получим уравнение распределения концентрации ПАВ в пласте на стадии проталкивания оторочки водой в виде:

$$\frac{\partial c}{\partial t} + \frac{q}{m(1+\bar{\alpha})} \frac{\partial c}{\partial x} = 0.$$

Отметим, что в момент времени  $t = t^*$  (момент окончания создания оторочки и начала проталкивания её водой) во всех сечениях пласта, через которые прошёл фронт оторочки ПАВ, концентрация ПАВ будет равна концентрации закачки. Таким образом, начальное условие будет иметь вид:

$$c(x, t_*) = c^\circ, \quad x \leq x_\phi(t_*).$$

Начиная с момента времени  $t = t_*$  оторочка будет проталкиваться водой, не содержащей ПАВ. Поэтому граничное условие примет вид:

$$c(0, t) = 0, \quad t \geq t_*.$$

Решение вышеуказанных задач хорошо известно. Результат получают по формулам:

$$c(x, t) = \begin{cases} 0, & x \leq v_T(t - t_*) \\ c^\circ, & v_\phi \geq x \geq v_T(t - t_*) \end{cases},$$

где  $v_T$  – скорость тыла оторочки, определяемая по соотношению

$$v_T = \frac{q}{m(1+\bar{\alpha})bh}.$$

Характерное распределение концентрации ПАВ в пласте показано на рисунке П.1.4.

Найдём время  $t_*$  создания оторочки. Из определения оптимального объёма оторочки имеем:

$$v_\phi t^* = \frac{qt^*}{mbh(1+\bar{\alpha})} = l,$$

$$v_T(t^* - t_*) = \frac{q(t^* - t_*)}{mbh(1+\bar{\alpha})} = l.$$

Решая эти два уравнения относительно  $t_*$ , получим:

$$t_* = t^* - \frac{mbh(1 + \bar{\alpha})}{q} = \frac{mbhl(\alpha - \bar{\alpha})}{q} =$$

$$= \frac{V_{nop}}{q}(\alpha - \bar{\alpha}) = \frac{0,2 \cdot 500 \cdot 300 \cdot 10}{400} 0,2 = 4,11 \text{ года.}$$

Объём оторочки ПАВ при этом составит:

$$V_{om} = \frac{qt_*}{1 + \alpha} = \frac{(\alpha - \bar{\alpha})}{1 + \alpha} V_{nop} = \frac{0,2}{1,3} V_{nop} \approx 0,15 V_{nop}.$$

Таким образом, для условий нашей задачи оптимальным является объём оторочки ПАВ, равный 15% порового объёма пласта  $V_{nop}$ .

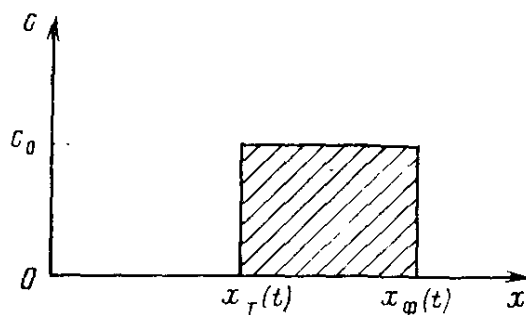


Рисунок П.1.4 – Зависимость концентрации ПАВ в пласте при проталкивании оторочки раствора водой (случай линейных изотерм сорбции и десорбции ПАВ) от расстояния. Движение жидкостей – прямолинейно-параллельное:

$C$  – концентрации ПАВ,  $x_\phi(t)$  и  $x_T(t)$  – соответственно положение

фронта и тыла оторочки ПАВ в момент времени  $t$

## Приложение 2

### Практическое занятие «Опыт применения растворителей на пермокарбоновой залежи Усинского месторождения»

Ниже приведены результаты экспериментальных и промысловых исследований эффективности применения растворителей для увеличения нефтеотдачи пермокарбоновой залежи Усинского месторождения и выбор оптимального размера оторочки растворителя при различных температурах пласта.

При реализации метода вытеснения нефти растворителями в пласт закачивается оторочка растворителя определённых размеров, которая смешивается с нефтью. Затем эта оторочка перемещается по пласту каким-либо рабочим агентом: водой, газом или их смесью. По мере перемещения по пласту оторочка «чистого» растворителя будет сокращаться в размерах за счёт смешения с нефтью на передней границе и вследствие неполного вытеснения её проталкивающим агентом. Поэтому существует некоторый оптимальный размер оторочки, позволяющий с наименьшими затратами растворителя получить наибольшую нефтеотдачу.

Цель лабораторных исследований – определить оптимальный размер оторочки растворителя для условий Усинского месторождения. При этом учитывалось, что особенностью пермокарбоновой залежи Усинского месторождения является наличие под ней девонской залежи лёгкой нефти, большая часть которой в плане совпадает с пермокарбоновой залежью. Поэтому одним из вариантов разработки пермокарбоновой залежи высоковязкой нефти может быть перепуск в эту залежь девонской нефти через специальные перепускные скважины. Расчёты показывают, что в этом случае температура лёгкой нефти на уровне пермокарбоновой залежи составит около 40°C. Учитывая это, исследования проводились при двух значениях температур – 25°C (начальная пластовая температура) и 40°C.

Исследования проводились на насыпной модели пласта длиной 450 мм [11]. Методика работ состояла в следующем: вначале модель заполняли пластовой водой, которая потом вытеснялась дегазированной тяжёлой нефтью Усинского месторождения до появления на выходе безводной нефти. Затем модель термостатировалась при заданной температуре. После этого в модель закачивали определённое количество растворителя (в качестве растворителя использовали девонскую лёгкую нефть Усинского месторождения). В последующем переходили к закачке воды, которую вели до практически полного обводнения добываемой продукции. Скорость вытеснения нефти в период закачки растворителя и воды была постоянной.

Результаты исследований приведены в таблице П.2.1.

Таблица П.2.1 – Результаты опытов по вытеснению высоковязкой нефти оторочками лёгкой нефти, перемещаемыми водой

Номер серии	Номер опыта	Пористость модели, %	Проницаемость, $k \cdot 10^{-15}$ , м <sup>2</sup>	Содержание связанной воды в модели, %	Температура опыта, °С	Размер оторочки лёгкой нефти, в поровых объёмах	Нефтеотдача, %
I	1	38,0	920	21,0	25	0,1	40,6
	2	32,0	1000	18,0	25	0,2	57,4
	3	35,0	1300	18,4	25	0,3	41,2
	4	35,0	1300	20,0	25	0,5	25,4
	5	31,6	940	24,7	25	1,0	36,2
	6*	33,8	1190	24,6	25	0	33,3
II	1	34,0	970	17,0	40	0,1	37,7
	2	34,0	1230	26,0	40	0,3	49,4
	3	33,0	970	28,1	40	0,5	77,0
	4	32,3	960	27,0	40	1,0	22,5
	5*	31,5	880	23,8	40	0	31,4

\*) Вытеснение нефти водой (без оторочки).

Нефтеотдача определялась по следующей формуле:

$$\eta = \frac{q_{доб} - q_{зак}}{q_{нач}}$$

где  $q_{доб}$  – общее количество добытой в опыте нефти;

$q_{зак}$  – количество закачанной в модель лёгкой нефти;

$q_{нач}$  – начальное содержание нефти в пласте.

На рисунке П.2.2 приведены зависимости коэффициента нефтеотдачи от размера оторочки растворителя для температуры 25°С и 40°С. Из рисунка видно, что при начальной температуре пласта (кривая I) оптимальный размер оторочки равен 0,2 порового объёма пласта. При оптимальном размере оторочки нефтеотдача достигает 57,4%, что в 1,7 раза больше, чем при гидродинамическом вытеснении нефти одной водой той же температуры. При температуре 40°С максимального значения (77%) нефтеотдача достигает при размере оторочки лёгкой нефти 0,5 порового объёма пласта.



1 – температура 25°C; 2 – температура 40°C

Рисунок П.2.2 – Зависимость нефтеотдачи от размера оторочки растворителя

Таким образом, существует оптимальный размер оторочки растворителя, превышение которого приводит к преждевременному прорыву растворителя на выходе из модели. В результате этого в пласте создаются каналы с пониженным фильтрационным сопротивлением, по которым в дальнейшем фильтруется вытесняющий агент. Это приводит к снижению охвата и нефтеотдачи пласта. Увеличение оптимального размера оторочки при увеличении температуры обусловлено тем, что с повышением температуры пласта снижается соотношение вязкостей нефти и растворителя. В результате повышается охват пласта.

Таким образом, проведенные исследования показали, что метод вытеснения высоковязкой нефти пермокарбоновой залежи оторочками перепускаемой девонской нефти этого же месторождения, перемещаемыми водой, следует рассматривать как один из перспективных методов увеличения нефтеотдачи.

Следует отметить, что одним из факторов, осложняющим применение растворителей в условиях неоднородных пластов, содержащих высоковязкую нефть, является языкообразование, которое приведёт к низкому охвату пласта вытеснением. Однако при тщательном контроле за продвижением лёгкой нефти, своевременном регулировании фронта вытеснения и циклического режима нагнетания можно добиться значительного увеличения охвата пласта процессом.

В условиях, когда фильтрация растворителя, закачиваемого в пласт, происходит в основном по высокопроницаемым зонам, представляет интерес оценка скорости диффузии растворителя в пористые блоки и эффективности вытеснения высоковязкой нефти в трещины. С этой целью были проведены опыты, в которых использовались нефтенасыщенные образцы пермокарбонной залежи Усинского месторождения диаметром 60-70 мм, отобранные при бурении скважин. Исследуемые образцы помещались в керосин и выдерживались при разных температурах 7 суток, в течение которых регулярно измерялось количество выделившейся нефти и содержание в этой нефти тяжёлых компонентов – смол и асфальтенов. Было проведено 3 опыта с близкими по свойствам образцами при 25, 50 и 100°C. Во всех опытах получены близкие значения нефтеотдачи – в среднем 50%.

Проведённые исследования показывают, что при фильтрации растворителя по трещинам, в результате диффузионного обмена, высоковязкая нефть в блоках может быть частично замещена на менее вязкую углеводородную жидкость, извлечь которую значительно проще.

Для оценки эффективности обработки призабойных зон пласта растворителями были проведены экспериментальные исследования на насыпной модели пласта, которая набивалась карбонатной породой и затем заполнялась пластовой нефтью Усинского месторождения из пробоотборника при противодействии на выходе из модели – 10 МПа.

Затем в модель пласта закачивались различные объёмы конденсата. После этого по истечении некоторого времени (выдержки) с целью диффузионного обмена осуществляли отбор нефти на режиме истощения с той стороны модели, куда закачивался конденсат. Исследования проводили при температуре 25°C, соответствующей начальной температуре пласта. Сопоставление кривых истощения пласта без обработки конденсатом (базовый опыт) и после обработки различными объёмами конденсата показывает, что почти во всем интервале снижения пластового давления нефтеотдача пласта после обработки конденсатом на 3-6% меньше, чем в базовом опыте. Это объясняется тем, что при закачке конденсата в залежь высоковязкой нефти улучшаются условия дегазации высоковязкой нефти. При этом возрастает фазовая проницаемость для газа и его энергия используется менее эффективно. В то же время, сопоставляя темпы истощения пласта в различных опытах, можно сделать вывод, что при обработке конденсатом в 1,5-2 раза возрастают темпы отбора нефти за счёт снижения фильтрационных сопротивлений пласта. Если же учесть значительное снижение гидравлических сопротивлений в добывающих скважинах и выкидных линиях, то эффект может быть ещё больше.

Пробная закачка конденсата, вырабатываемого из попутного газа на Усинском ГПЗ, была проведена в феврале-мае 1982 г. в скважины 1326 и 1327 участка залежи, разрабатываемого на естественном режиме. Следует отметить очень быструю реакцию окружающих скважин. Отдельные из них, расположенные на расстоянии до 250 м от нагнетательной, начали реагировать через один-два дня после начала закачки. Несмотря на небольшой объём закачки (3700 т), конденсат распространился через 5 суток на расстояние почти 2 км в северо-восточном направлении. В результате закачки конденсата добыча нефти на ДНС, к которой были подключены реагирующие скважины, возросла с 795 до 899 в феврале и 824 м<sup>3</sup>/сут в марте. Дебит отдельных реагирующих скважин замерить не удалось из-за интенсивного дегазирования нефти при смешении с конденсатом.

В 1980 г. был проведён опыт по созданию оторочки растворителя, перемещаемой паром в нагнетательной скважине 1504 участка ПТВ-1. В качестве растворителя использовалась лёгкая девонская нефть того же месторождения, имеющая плотность 0,843 г/см<sup>3</sup>, вязкость 15 мПа · с и газосодержание 10 м<sup>3</sup>/т. В период закачки лёгкой нефти оценивались приёмистость нагнетательной скважины, реакция добывающих скважин и характер распространения фильтрационных потоков. При давлении на устье 7-8 МПа приёмистость нагнетательной скважины в процессе закачки уменьшилась с 700 до 300 м<sup>3</sup>/сут. Это связано с увеличением давления в призабойной зоне пласта (закачка не компенсируется отбором), выпадением парафина в насосно-компрессорных трубах и призабойной зоне.

Спустя 3,5 месяца после начала закачки была зафиксирована реакция двух фонтанных скважин: 1015, расположенной в 75 м от нагнетательной, и 1016, удалённой от нагнетательной на 380 м и находящейся за пределами опытного элемента. Скорость продвижения закачиваемого агента в направлении скв. 1016 свыше 100 м в месяц, что свидетельствует о фильтрации по высокопроницаемым зонам, вероятно по трещинам.

Интересно, что увеличение дебитов реагирующих скважин 1015 и 1016 произошло почти одновременно с появлением в их продукции лёгкой нефти. Это свидетельствует об отсутствии эффекта поршневого вытеснения из-за неустойчивости фронта и прорывов лёгкой нефти, обусловленных неоднородностью карбонатного коллектора и большим соотношением вязкостей вытесняемого и вытесняющего агентов.

В ноябре-декабре 1980 г. дебиты нефти по скв. 1015 в отдельные дни достигали 300-350 т/сут, а по скв. 1016 – 200 т/сут при содержании лёгкой нефти в



добываемой продукции 15-20%. Среднесуточные дебиты в декабре 1980 г. увеличились до 163 т/сут (скв. 1015) и 80 т/сут (скв. 1016). До начала реакции дебиты составляли: по скв. 1015 – 10-11 т/сут, по скв. 1016 – 5 т/сут. Таким образом, при увеличении в добываемой продукции лёгкой нефти до 15-20% дебиты скважин возрастают в среднем в 15-16 раз.

Анализ динамики закачки лёгкой нефти показал, что с ростом уровня закачки свыше 200 т/сут её объём превышает прирост добычи нефти по реагирующим скважинам. При снижении уровня закачки до 200 т/сут наблюдалась обратная картина: прирост добычи нефти по реагирующим скважинам превышал объём закачки лёгкой нефти. Опыт показал, что для уменьшения утечек легкой нефти за пределы разрабатываемой площади закачку следует вести оптимальным темпом – 150-200 т/сут.

С целью выравнивания фронта продвижения лёгкой нефти в январе 1981 г. был прекращён отбор нефти из реагирующих скважин. Кроме того, с февраля 1981 г. перешли к циклической закачке лёгкой нефти в скважину 1504, которую вели до конца 1981 г. После закачки 100 тыс. т лёгкой нефти был осуществлён переход к закачке в пласт горячей воды с температурой 250-300°C.

Сопоставление значений нефтеотдачи северной части ПТВ-1, где расположена скв. 1504, с южной частью участка, где закачивалась одна горячая вода, свидетельствует о почти в 2,5 раза большей нефтеотдаче той части участка, где до закачки теплоносителя была создана оторочка растворителя.

### Приложение 3

#### Практическое занятие «Изучение опыта применения азотсодержащих соединений на Ярегском нефтяном месторождении»

С целью повышения эффективности вытеснения нефти паром на участке ОПУ-1 был проведён эксперимент по закачке в пласт раствора карбамида. В нагнетательную скважину №26 (см. рис. П3.1) после закачки пара было закачено 5 т карбамида, растворённого в 8 м<sup>3</sup> воды. В результате термического разложения карбамида выделилось 1 900 м<sup>3</sup> CO<sub>2</sub> и 3 700 м<sup>3</sup> аммиака. Степень гидродинамической связи между нагнетательной скважиной №26 и окружающими добывающими скважинами была установлена по времени обнаружения аммиака в добывающих скважинах, удалённых от нагнетательной на расстояние 50 м. В продукции скважин как до начала эксперимента, так и в процессе его проведения, определялось содержание CO<sub>2</sub> (в газовой фазе) и HCO<sub>3</sub> в воде. По результатам анализов отобранных проб газа было зафиксировано резкое увеличение содержания CO<sub>2</sub>: с 5,5 до 91,6% в скв. №25, с 29,5 до 90,7% в скв. №28, с 1,2 до 50,4% в скв. №40 (см. рис. П3.1). В скв. №29 отмечено незначительное увеличение содержания CO<sub>2</sub>, что свидетельствует о лучшей гидродинамической связи скв. №26 со скв. №№24, 25, 28, чем со скв. №29.

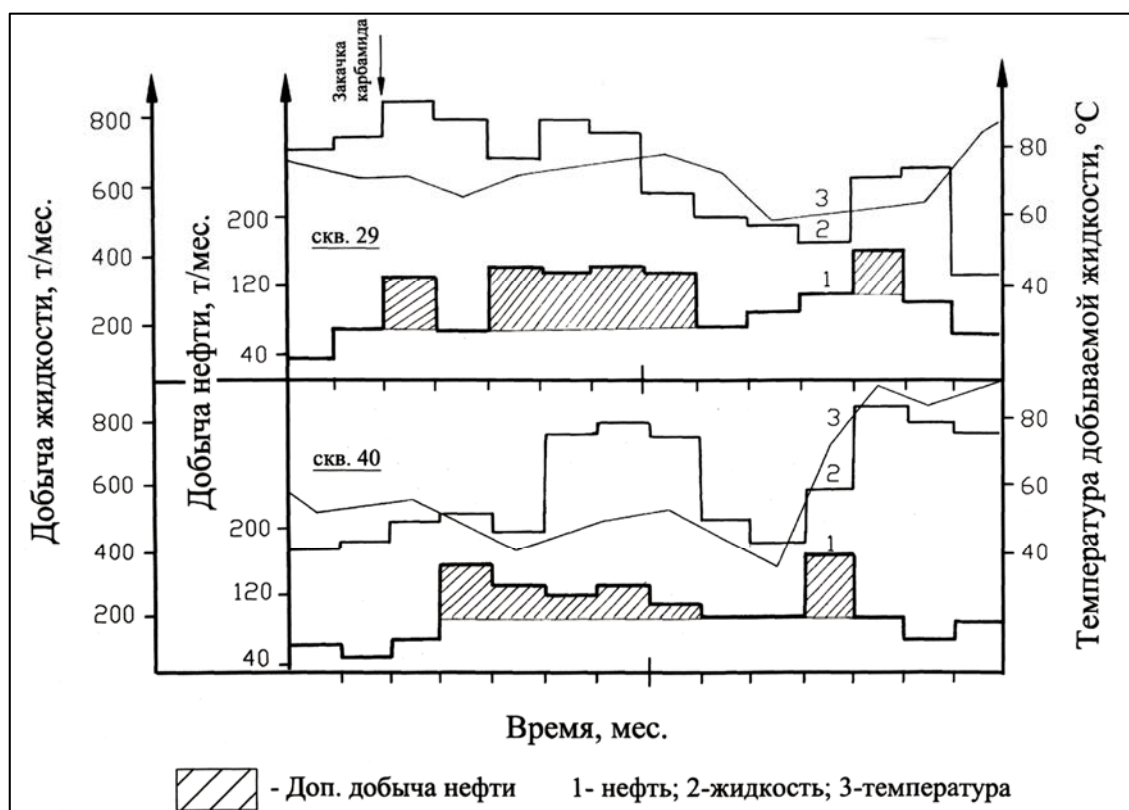


Рисунок П.3.1 – Результаты закачки карбамида в скв. №26

Следует отметить, что наибольший эффект от закачки карбамида был получен по добывающим скважинам, которые не имеют ярко выраженной гидродинамической связи с нагнетательными скважинами. Это обусловлено разложением карбамида с образованием газа в зонах высокой проницаемости, по которым первоначально происходит фильтрация раствора карбамида. В результате этого образуется газонефтяная эмульсия пониженной подвижности, что приводит к частичной закупорке зон высокой проницаемости и перераспределению закачиваемого пара в направлении нереагирующих добывающих скважин с вовлечением в разработку ранее неохваченных зон пласта.

В результате закачки карбамида в скв. №26 возросла добыча нефти по всем скважинам элемента, кроме скв. №28.

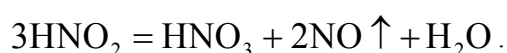
Наиболее существенно возросла добыча нефти по скв. №№29 и 40.

В целом продолжительность эффекта составила около 5 мес., общая дополнительная добыча нефти – более 360 т.

В период проведения эксперимента по закачке карбамида наблюдались и негативные моменты. Так, в скв. №№41 и 25, в которых было зафиксировано особенно сильное выделение аммиака, газовый вентиль забивался белым осадком, вследствие чего скважины приходилось останавливать. Это связано с тем, что при попадании аммиака и углекислого газа в охлаждённые зоны образуется карбонат аммония. В этом случае для удаления осадка необходимо периодически пропаривать скважину путём закачки пара через НКТ или затрубное пространство в течение суток.

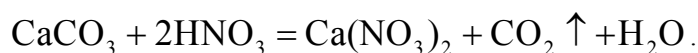
В целом, на основании проведённых пробных закачек карбамида можно сделать выводы, что периодическая (2-3 раза в год) закачка карбамида в паронагнетательные скважины способствует значительному ускорению реакции добывающих скважин, повышению темпа отбора нефти и увеличению охвата пласта процессом воздействия.

На основании результатов лабораторных исследований была разработана технология, основанная на использовании для воздействия на пласт, наряду с карбамидом, нитрита натрия. При закачке в пласт растворов нитрита натрия в результате реакции с органическими кислотами, содержащимися в нефти, при температурах 100-150°C образуются соли органических кислот и азотистая кислота, которая, являясь неустойчивым соединением, разлагается:



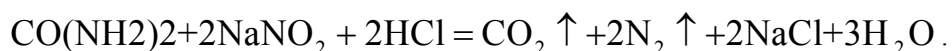
Образующиеся в результате реакции окись азота и азотная кислота способствуют повышению эффективности вытеснения нефти. При наличии в пла-

сте карбонатных компонентов азотная кислота реагирует с ними с выделением углекислого газа:



Опыт показал, что при обработке пласта карбамидом, несмотря на положительный технологический эффект, в скважины поступает аммиак, который создаёт некоторые технические проблемы.

Для устранения этого недостатка в пласт дополнительно следует закачивать соляную кислоту, нейтрализующую аммиак. При последовательной закачке в пласт карбамида, нитрита натрия и соляной кислоты происходит следующая реакция:



В результате этого в пласте образуется большое количество нетоксичных газов (углекислого и азота), которые интенсифицируют процесс нефтеизвлечения.

Комплексная обработка пласта карбамидом, нитратом натрия и соляной кислотой была проведена по паронагнетательной скв. №31.

Цель обработки – комбинированное воздействие на пласт паром и продуктами разложения азотсодержащих соединений (карбамида и нитрита натрия): углекислым газом и азотом. Всего в скважину было закачено 2 т карбамида, 4,5 т нитрита натрия и 9 м<sup>3</sup> ингибированной соляной кислоты концентрацией 20%. После обработки скв. №31 была введена под закачку пара. По всем реагирующим скважинам элемента 31, удалённым на 50 м от нагнетательной скважины периодически отбирались пробы газа на хроматографический анализ. Явное увеличение содержания углекислого газа наблюдалось только по скв. №32 – до 85,8%. Содержание азота в отобранных пробах по скв. №№9 и 10 возросло до 63,3 и 71,4% соответственно. Часть выделяющихся газов растворяется в воде и нефти, поэтому в воде должно повышаться содержание карбонатных анионов. С целью контроля за изменением состава пластовой воды отбирались пробы воды и определялось содержание  $\text{HCO}_3^-$  по реагирующим скважинам. Анализы показали, что содержание карбонатных анионов возросло со 120 до 439 мг/л в скв. №9, 342 мг/л в скв. №10 и 390 мг/л в скв. №32. Резкий рост добычи нефти по скв. №№9 и 10 зафиксирован через месяц после закачки химреагентов. Всего за два месяца по двум скважинам было дополнительно добыто 47 т нефти.

Основной эффект от закачки химреагентов ожидалось получить после увеличения давления закачки пара. Однако закачка пара была прекращена из-за выхода из строя парогенераторов, что не позволило получить ожидаемый эффект.

В целом результаты промышленных испытаний подтвердили эффективность применения азотсодержащих соединений для периодической закачки в неоднородный пласт, насыщенный аномально вязкой нефтью, с целью ускорения реакции скважин на закачку пара, увеличения темпов отбора нефти и повышения охвата залежи процессом теплового воздействия.

На ранней стадии теплового воздействия на пласт для ускорения реакции скважин на площадную закачку пара наиболее целесообразна комплексная закачка в нагнетательные скважины растворов карбамида, нитрата натрия и соляной кислоты. На поздней стадии процесса целесообразно периодически закачивать в нагнетательные скважины раствор карбамида, углеаммиакатов или углеаммонийной соли концентрацией 5-10%. Общий расход химреагентов на одну обработку нагнетательной скважины – 5-10 т.

## Использованная литература

1. Желтов, Ю. П. Разработка нефтяных месторождений : учеб. для вузов / Ю. П. Желтов. – М. : Недра, 1998. – 332 с.
2. Гиматудинов, Ш. К. Физика нефтяного и газового пласта / Ш. К. Гиматудинов, А. И. Ширковский. – 4-е изд. стереотип. – М. : Альянс, 2005. – 311 с.
3. Сургучёв, М. Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов / М. Л. Сургучёв. – М. : Недра, 1985. – 308 с.
4. Рузин, Л. М. Технологические принципы разработки залежей аномально вязких нефтей и битумов / Л. М. Рузин, И. Ф. Чупров. – Ухта : УГТУ, 2007. – 244 с.
5. Кудинов, В. И. Новые технологии повышения добычи нефти / В. И. Кудинов, Б. М. Сучков. – Самара, 1998. – 368 с.
6. Антониади, Д. Г. Увеличение нефтеотдачи пластов газовыми и парогазовыми методами / Д. Г. Антониади. – Краснодар : Советская Кубань, 2000. – 464 с.
7. Итоги науки и техники. Серия: Разработка нефтяных и газовых месторождений. Том 24. – М. : ВНИТИ, 1993.
8. Ларри, Лейк. Основы методов увеличения нефтеотдачи / Лейк Ларри. – Университет Техас, 2005.
9. Малофеев, Г. Е. Нагнетание в пласт теплоносителей для интенсификации добычи нефти и увеличения нефтеотдачи : учеб. пособие / Г. Е. Малофеев, О. М. Мирсаетов, И. Д. Чоловская. – М.- Ижевск : Институт компьютерных исследований, 2008. – 224 с.
10. Забродин, П. И. Вытеснение нефти из пласта растворителями / П. И. Забродин, Н. Л. Раковский, М. Д. Розенберг. – М. : Недра, 1968. – 223 с.
11. Рузин, Л. М. Исследования эффективности воздействия растворителей на пласт пермокарбонной залежи Усинского месторождения / Л. М. Рузин, Р. В. Сергеева, В. А. Выборов // Труды Печорнипинефти. – Ухта, 1984. – С. 49-52.
12. Кузнецов, О. Л. Физические основы вибрационного и акустического воздействия на нефтяные пласты / О. Л. Кузнецов, Э. М. Симкин, Дж. Чилингар. – М. : Мир, 2001. – 260 с.
13. Дыбленко, В. П. «Волновые методы воздействия на нефтяные пласты с трудноизвлекаемыми запасами / В. П. Дыбленко. – М. : ОАО ВНИИОЭНГ, 2008. – 80 с.
14. Розанова, Е. П. Микробиологические методы повышения нефтеотдачи пластов / Е. П. Розанова, С. С. Беляев, М. В. Иванов. – М. : ВНИИОЭНГ. – Обзор. инф. сер.: Нефтепромысловое дело, 1987. – 42 с.

*Учебное издание*

Рузин Леонид Михайлович  
Морозюк Олег Александрович

**Методы повышения нефтеотдачи пластов  
(теория и практика)**

Учебное пособие

Корректор О. В. Мойсеня  
Редактор П. В. Котова  
Технический редактор Л. П. Коровкина

План 2014 г., позиция 003. Подписано в печать 31.10.2014 г.  
Компьютерный набор. Гарнитура Times New Roman.  
Формат 60x84 1/16. Бумага офсетная. Печать трафаретная.  
Усл. печ. л. 7,3. Уч.-изд. л. 6,6. Тираж 120 экз. Заказ №289.

Ухтинский государственный технический университет.  
169300, Республика Коми, г. Ухта, ул. Первомайская, д. 13.  
Типография УГТУ.  
169300, Республика Коми, г. Ухта, ул. Октябрьская, д. 13.