

**МИНИСТЕРСТВО ВЫСШЕГО И СРЕДНЕГО СПЕЦИАЛЬНОГО
ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ УЗБЕКИСТАН**

**БУХАРСКИЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ ПИЩЕВОЙ И
ЛЁГКОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ**

Кафедра: «Техника и технология нефтегазовой промышленности»

На правах рукописи
УДК 62.23.27.76

Бокиева Шахноза Комиловна

**Применение новых методов нефтеотдачи пластов на
месторождениях Узбекистана**

**Специальность: 5А 540301-Разработка и эксплуатация нефтяных и
газовых месторождений.**

ДИССЕРТАЦИЯ

на соискания академической степени магистра

Научный руководитель:

т.ф.н. Бозоров Г.Р.

Заведующий кафедрой:

доц. Жумаев К.К.

Руководитель отдела магистратуры:

доц. Шомуродов Т.Р.

Бухара-2011г.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Стр.

ВВЕДЕНИЕ.....	4
Глава I. РАЗВИТИЕ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ В ОБЛАСТИ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕГАЗООТДАЧИ.....	8
1.1. Нефтеотдача пластов при различных условиях дренирования залежи пластов.....	11
Глава II. НОВЫЕ МЕТОДЫ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ.....	16
2.1. Классификация и назначение методов повышения нефтеотдачи пластов....	18
2.2. Направления и фазы развития методов увеличения нефтеотдачи пластов...	22
2.3. Условия успешного применения методов.....	26
2.4. Критерии применимости методов увеличения нефтеотдачи пластов.....	30
2.5. Дополнительные критерии применимости методов увеличения нефтеотдачи пластов.....	37
2.6. Эффективность методов увеличения нефтеотдачи пластов.....	41
2.7. Оценка технологического эффекта на поздней стадии разработки.....	45
2.8. Оценка технологического эффекта при применении методов увеличения нефтеотдачи пластов с начала разработки.....	47
Глава III. НОВЫЕ МЕТОДЫ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ ПРИМЕНЯЕМЫЕ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ БАШКИРТОСТАНА.....	50
Глава IV. МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ, ПРИМЕНЯЕМЫЕ И РЕКОМЕНДУЕМЫЕ ДЛЯ ВНЕДРЕНИЯ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ УЗБЕКИСТАНА	53
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	81
ЛИТЕРАТУРА.....	84

АННОТАЦИЯ

В данной работе из приведённого обзора новых методов повышения нефтеотдачи пластов рассмотрены возможности применения новых методов увеличения нефтеотдачи пластов на месторождениях Узбекистана. На основе приведенных результатов применения новых методов нефтеотдачи пластов на месторождениях Узбекистана, выявлены методы повышения нефтеотдачи рекомендуемые для внедрения её на месторождениях.

АННОТАЦИЯ

Ушбу ишда келтирилган қатламларнинг нефтбераолишлигини оширишнинг янги усуллари асосида Ўзбекистон конларида қатламнинг нефт бериолишлигини оширишнинг янги усуллари кўллаш имконияти кўриб чиқилган. Келтирилган натижалар асосида Ўзбекистон конларида қатлам нефт бераолишлигини оширишнинг янги усуллари куллаш аниқланган нефт бераолишнинг янги усуллари конларда куллаш учун тавсия этилади.

SUMMARY

In given work from brought review of the new methods of increasing oil of the return layer are considered possibility of the using the new methods of the increase oil of the return layer on handicraft industrys Uzbekistan. On base brought result of the using the new methods oil of the return layer handicraft industry Uzbekistan is revealed methods of increasing oil of the return recommended for introducing on handicraft industry.

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность работы. Методы увеличения нефтеотдачи пластов - очень сложные, дорогостоящие и сравнительно малоизученные процессы, эффективность которых в реальных условиях зависит от множества геолого-физических и технологических факторов. Затраты на создание мощности по добыче 1 т нефти этими методами в 5-10 раз выше, чем при обычном заводнении. Поэтому при промышленном внедрении методов увеличения нефтеотдачи пластов будет существовать риск получения неоптимального эффекта или даже экономических потерь, а принятие решений по изучению, испытанию и применению методов в перспективе будет происходить в условиях неопределённости. Увеличение нефтеотдачи пластов – повышение степени извлечения нефти из недр – самая актуальная проблема на протяжении всей истории нефтегазовой промышленности. На каждом этапе развития специалисты стремились, продлить добычу нефти из скважин, повысить их продуктивность, улучшить вытеснение нефти из пласта за счёт качества вскрытия, обработки призабойных зон, размещения скважин, искусственного воздействия на пласты, регулирования процесса эксплуатации и др.

Цель настоящей работы: Изучение и выявление новых методов увеличения нефтеотдачи пластов применяемых на месторождениях Узбекистана

Основные задачи исследований:

1. Направления и фазы развития методов увеличения нефтеотдачи пластов
2. Определение эффективности методов увеличения нефтеотдачи пластов
3. Состояния исследований в области применения новых методов увеличения нефтеотдачи (НМУН) пластов

Методы решения поставленных задач.

1. Анализ методов и опытно – промышленных работ по повышению нефтеотдачи пластов месторождений Узбекистана
2. Изучение новых методов нефтеотдачи пластов применяемых на месторождениях Башкиростана
3. Оценка технологического эффекта на поздней стадии разработки
4. Оценка технологического эффекта при применение методов увеличения нефтеотдачи пластов с начала разработки

Основные защищаемые положения.

1. Возможности применения новых методов увеличения нефтеотдачи пластов на месторождениях Узбекистана.
2. Состояния исследований в области применения новых методов увеличения нефтеотдачи (НМУН) пластов.
3. Критерии применимости методов увеличения нефтеотдачи пластов
4. Эффективность методов увеличения нефтеотдачи пластов

Практическая значимость.

1. Результаты применения новых методов нефтеотдачи пластов месторождениях Узбекистана
2. Методы повышения нефтеотдачи рекомендуемые для внедрения на месторождениях Узбекистана

Публикация.

По теме диссертации опубликована одна работа.

Объём работы.

Магистерская диссертация состоит из введения, четырёх глав, заключения и списка литературы. Объём магистерской диссертации страниц, в том числе рисунков и таблиц и список использованной литературы из наименований.

В Узбекистане 2011 год объявлен «Годом малого бизнеса и предпринимательства». Об этом было объявлено в торжественном собрании, посвященное 18-летию Конституции Республики Узбекистан, которое прошло во Дворце международных форумов «Узбекистон».

Глава Узбекистана предложил объявить наступающий новый 2011 год «Годом малого бизнеса и частного предпринимательства» в целях повышения на новый уровень социально-экономического развития страны. «Сегодня малый бизнес и частное предпринимательство своей особо важной и весомой долей в экономике, ролью и воздействием, проще говоря, большой значимостью, которую не заменит ни одна сфера и направление, занимают особое место в развитии государства и общества», - отметил Президент Узбекистана.

Президент подчеркнул: «Если в 2000 году субъектами малого бизнеса было произведено 30% внутреннего валового продукта страны, то спустя небольшой срок, по итогам 2010 года этот показатель, как ожидается, достигнет 53%». «Затрагивая эту тему, хочу особо привлечь ваше внимание к тому, что малый бизнес и частное предпринимательство становятся важным фактором по обеспечению занятости и источником стабильного дохода. Об этом свидетельствует и тот факт, что в настоящее время в этой сфере трудятся свыше 74% от общей численности занятого населения страны», - заявил он.

Глава Узбекистана сказал, что серьезное значение необходимо придать решению вопроса об участии субъектов малого бизнеса и частного предпринимательства в сфере внешней экономической деятельности, их выхода на региональные и мировые рынки. «В настоящее время у нас малый бизнес и частное предпринимательство в основном сосредоточены в сферах торговли, услуг и связи, переработки сельскохозяйственной продукции. Вместе с тем необходимо создать широкие возможности для развития малого бизнеса и частного предпринимательства в промышленных отраслях, организации современных высокотехнологичных инновационных

производств, в сферах нанотехнологий, фармакологии и фармацевтики, информационно-коммуникационных и биотехнологий, применения альтернативной энергетики, одним словом, открыть путь развитию малого бизнеса и частного предпринимательства.

Глава I. РАЗВИТИЕ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ В ОБЛАСТИ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕГАЗООТДАЧИ ПЛАСТОВ.

Проблема повышения коэффициентов извлечения углеводородных полезных ископаемых и, в частности, нефти остаётся одной из основных проблем в нефтяной промышленности.

Благодаря широкому применению заводнения нефтяных пластов и превращению этого метода разработки из вторичного в первичный (в настоящее время 75% нефтяных залежей вводятся в разработку с применением заводнения), текущий коэффициент нефтеотдачи, по многим месторождениям, значительно возрос, а средняя проектная величина оценивается в настоящее время в 45%.

Повидимому, это ещё не исчерпывает возможностей метода заводнения, однако ясно, что резкий прирост коэффициента нефтеотдачи и сокращение пластовых потерь нефти, превышающих сейчас 50%, возможен лишь на основе новых методов разработки.

Но и при существующих методах разработки коэффициент нефтеотдачи сильно изменяется в зависимости от конкретных физико-геологических условий залежи, то есть от свойств нефтей (прежде всего их реологических характеристик), свойств пород, содержащих нефть и строения залежи.

По отдельным нефтяным месторождениям, где разработка ведётся в осложнённых условиях (высоковязкие нефти, неоднородность и трещиноватость коллекторов, большие водоплавающие зоны, наличие начального градиента давления (НГД), неньютоновский характер нефти), коэффициенты нефтеотдачи значительно ниже указанных выше средних значений. Так, например, в залежах с высоковязкой (в пластовых условиях) нефтью, при заводнении, обычно текущие коэффициенты нефтеотдачи не превышают 20-25%, а конечные, очевидно, не превысят 30-35% (некоторые месторождения Азербайджана, Узбекистана).

В залежах с повышенной неоднородностью пластов заводнение приводит к незапланированной добыче большого количества воды.

Применение традиционных систем разработки с редкими первоначальными сетками скважин на водоплавающих залежах (или на водоплавающих участках залежей) приводит к очень низким (не более 10%) текущим коэффициентам нефтеотдачи при быстром возрастании обводненности продукции до 80-90% .

Анализ данных по большому числу месторождений Узбекистана показал, что коэффициент нефтеотдачи залежей, где есть основания предполагать проявление неньютоновского характера нефтей, в среднем в 2 раза ниже, чем залежей с ньютоновским характером нефтей.

Недостаточный учет на стадии проектирования особенностей геологии залежей, физико-химических свойств пород и насыщающих их жидкостей и газов приводит к развитию в пластах нежелательных процессов (прорыв воды языками или по пропласткам, образование целиков нефти, неравномерность распространения давления, конусообразование), что затрудняет достижение запланированных коэффициентов нефтеотдачи.

Несмотря на значительное количество проводимых научно-исследовательских работ по вопросам нефтегазоотдачи пластов, проблема повышения коэффициентов извлечения углеводородов продолжает оставаться чрезвычайно острой. Требуется радикальное улучшение научно-теоретического обоснования различных методов и способов повышения нефтеотдачи, усиление изысканий новых методов и, особенно, проведение промышленных испытаний и внедрение разработанных приёмов в практику. Одной из важных проблем, при оценке коэффициента нефтеотдачи, является подсчёт запасов нефти и газа. Кроме методологических вопросов здесь возникает ряд задач, в частности определение эффективной мощности пласта, которая в случае проявления может в значительной степени изменяться, выявление взаимодействия водоносной и нефтеносной частей пласта.

Определение численного значения коэффициента нефтеотдачи связано с некоторыми условностями и не всегда может быть проведено с необходимой точностью.

Одним из основных путей борьбы за увеличение нефтеотдачи можно считать совершенствование методик выбора и проектирования систем разработки, улучшение методик газогидродинамических расчётов в направлении более полного учёта физико–геологических особенностей залежей.

Даже в тех случаях, когда существующие технологические приёмы не в состоянии обеспечить высокие значения коэффициентов нефтеотдачи, важно знать реально достижимые их значения, поскольку ошибка в прогнозе может иметь далеко идущие экономические последствия вплоть до неправильной ориентации развития целых экономических районов.

Для правильного определения коэффициентов нефтеотдачи необходим наиболее полный учёт всех действующих физико–геологических и технологических факторов. Если поставить вопрос о расчёте коэффициента нефтеотдачи, то мы располагаем хорошо разработанным аппаратом подземной гидродинамики, описывающим основные процессы, происходящие в пласте. Однако на этом пути мы сталкиваемся, помимо значительных, но преодолимых трудностей математического характера и с принципиальной трудностью. Мы никогда не имеем и не можем иметь той полной информации о пласте, которая нужна для гидродинамических расчетов.

Поэтому детерминированный гидродинамический анализ не может быть окончательным. Гидродинамика полезна в том отношении, что она позволяет провести анализ определенных моделей залежи и из этого анализа сделать выводы о влиянии различных факторов на нефтеотдачу. Однако и формирование моделей, и применение полученных выводов к реальным системам - это задача инженера, в значительной мере опирающаяся на его опыт, является анализ разработки конкретных месторождений с учётом всей

имеющейся информации о них и вывод из гидродинамического рассмотрения.

В определенной степени инженерный опыт поддается формализации. Средством такой формализации является статистический анализ, позволяющий выявить связь между исследуемой величиной и факторами, по предположению на неё влияющими. Такой подход, опирающийся на определённую предварительную информацию, в частности гидродинамическую, при выборе определяющих параметров, обладает тем преимуществом, что более адекватен реальной стохастической (случайной) природе объекта исследования. Можно пойти дальше и поставить вопрос о том, чтобы разбить всю область значений определяющих факторов на такие “районы”, чтобы для каждого из них исследуемая величина (коэффициент нефтеотдачи) принимала с некоторым допуском определенное значение. При этом мы приходим к задаче классификации, или распознавания образов, так же решаемой статистическими методами. В принципе решение этой задачи могло бы стать основой для прогнозирования нефтеотдачи. То есть мы имеем четыре аспекта проблемы определения коэффициента нефтеотдачи – гидродинамическая теория, анализ разработки месторождений, статистический анализ и классификация.

1.1. НЕФТЕОТДАЧА ПЛАСТОВ ПРИ РАЗЛИЧНЫХ УСЛОВИЯХ ДРЕНИРОВАНИЯ ЗАЛЕЖИ

Коэффициентом нефтеотдачи пласта принято называть разность между начальной и остаточной (конечной) нефтенасыщенностью, отнесенную к начальной.

При современном уровне развития технологии и техники нефтедобычи

физически возможный коэффициент нефтеотдачи значительно меньше единицы. Даже если сетка расположения скважин плотная, а водные факторы значительные, нефтеотдача редко достигает 70-80%

Нефтеотдача зависит от вида используемой энергии. Наибольшее ее значение отмечается в условиях вытеснения нефти водой, что связано обычно с большими запасами энергии краевых вод, которые могут быть даже неограниченными по сравнению с запасами энергии свободного газа, сжатого в газовой шапке и растворённого в нефти. Это объясняется также большой эффективностью промывки пор водой, так как соотношение вязкостей нефти и воды более благоприятно при вытеснении нефти водой, чем газом. Наконец, увеличению нефтеотдачи при вытеснении нефти водой может благоприятствовать физико-химическое взаимодействие воды с породой и нефтью. Вода обладает лучшей отмывающей и вытесняющей способностью, чем газ.

Эффективность вытеснения нефти газом, выделяющимся из раствора, ниже эффективности при других источниках пластовой энергии. Это объясняется ограниченным объёмом газа, который имеется в пласте, и небольшим соотношением вязкостей газа и нефти, что способствует быстрому прорыву газа в скважины вследствие его большой подвижности. Газ, кроме того, является фазой, не смачивающей породы пласта, что способствует увеличению количества остаточной нефти.

Значительно эффективнее проявляется энергия газа из газовой шапки. В процессе расширения газа нефть перемещается к забою, и первоначально происходит эффективное вытеснение нефти из пласта при сравнительно небольшой его газонасыщенности. Дальнейшее снижение эффективности расширения газовой шапки обусловлено в основном несмачиваемостью твердой фазы газом и небольшой его вязкостью, что приводит к прорыву газа к скважинам через крупные каналы и более проницаемые зоны пласта.

Значительное влияние на нефтеотдачу залежей с газовой шапкой оказывает угол наклона пластов. При крутых углах падения пластов условия

гравитационного отделения газа от нефти улучшаются, и эффективность вытеснения нефти газом повышается.

Микронеоднородный и сложный характер строения перового пространства – причина прорыва вод и газа по отдельным каналам и образования водонефтегазовых смесей в пористой среде. Совместное движение различных несмешивающихся фаз в пласте представляет собой сложный процесс, в котором капиллярные силы проявляются во много раз больше, чем при "поршневом" вытеснении нефти водой.

Известно, что вытеснение взаимно растворимых жидкостей характеризуется высокой нефтеотдачей, близкой к 95–100%.

Высокая вязкость нефти по сравнению с вязкостью воды способствует уменьшению нефтеотдачи. По результатам исследований с увеличением вязкости нефти значительно проявляются различные местные неоднородности физических свойств пород, приводящие к возникновению небольших, но многочисленных участков, обойденных фронтом воды и плохо ею промываемых.

На нефтеотдачу пластов в значительной степени влияет удельная поверхность пород. Нефть гидрофобизует поверхность твердой фазы, и часть нефти, находящейся в пленочном состоянии, может быть удалена из пласта лишь специальными методами воздействия.

Макронеоднородное строение пластов – наиболее существенная причина неполной отдачи нефти пластом. Неоднородностью строения, свойств и состава пород объясняется появление зон, не промываемых водой и слабо дренируемых газом. Оказалось также, что нефтеотдача зависит от свойств пористой среды и условий вытеснения нефти водой и газом (количество и состав связанной воды, состав и физико-химические свойства нефти и горных пород, скорость вытеснения и др.).

Исходя из причин, вызывающих неполную отдачу пластом нефти, можно отметить следующие пластовые формы существования остаточной нефти:

- 1) капиллярно удержанная нефть;
- 2) нефть в пленочном состоянии, покрывающая поверхность твердой фазы;
- 3) нефть, оставшаяся в малопроницаемых участках, обойденных и плохо промытых водой;
- 4) нефть в линзах, отделенных от пласта непроницаемыми перемычками и не вскрытых скважинами;
- 5) нефть, задержавшаяся у местных непроницаемых экранов (сбросы и другие непроницаемые перемычки).

Пленочная нефть покрывает тонкой смачивающей пленкой поверхность твердой фазы пласта. Количество этой нефти определяется радиусом действия молекулярных сил твердой и жидкой фаз, строением поверхности минерала и размером удельной поверхности пород.

Измерения тонких слоев жидкости, а также исследования распределения остаточной воды в пористой среде показывают, что объем остаточной нефти, находящейся в пленочном состоянии, в реальных условиях во много раз меньше, чем капиллярно удержанной.

Кроме пленочной и капиллярно удержанной нефти, значительные ее количества могут оставаться в обойденных и плохо промытых водой участках, а также в изолированных линзах, тупиках и местных непроницаемых экранах и перемычках.

Небольшие значения коэффициентов нефтеотдачи естественных коллекторов свидетельствуют о значительном количестве нефти, остающейся пласте в виде мелких и больших ее целиков вследствие неоднородности строения пород и пластов.

Наиболее эффективен водонапорный режим, и поэтому для повышения нефтеотдачи пластов при разработке залежей нефти следует стремиться к сохранению естественного или воспроизведению искусственного режима вытеснения нефти водой. Технология заводнения может быть улучшена выбором таких параметров процесса, которые обеспечивают наилучшие

условия вытеснения нефти водой. При заводнении залежей можно изменять режим (скорость) закачки воды в пласт, поверхностное ее натяжение на границе с нефтью и смачивающие свойства (обработкой воды специальными веществами), вязкость и температуру.

Глава II. НОВЫЕ МЕТОДЫ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ

При всех достоинствах освоенного промышленностью метода заводнения нефтяных залежей как метода извлечения нефти он тем не менее уже не обеспечивает необходимую конечную степень извлечения нефти из пластов, особенно в условиях неоднородных пластов и повышенной вязкости, нефти когда достигается механизма и особенностей процесса заводнения нефтяных залежей стали настойчиво искать способы повышения его эффективности.

В 50-х годах повышение эффективности заводнения осуществлялось в основном изменением схемы размещения нагнетательных скважин (законтурное, осевое, блоковое, очаговое, площадное). Много внимания уделялось оптимизации давления нагнетания воды, выбору объектов разработки, повышению эффективности заводнения за счет размещения добывающих скважин и др. В начале 60-х годов начали усиленно изучать способы улучшения вытесняющей способности воды за счет добавки различных активных агентов. В качестве таких агентов стали изучать и применять углеводородный газ, полимеры, поверхности -активные вещества, щелочи, кислоты и др. Цель заключается в том, чтобы повысить охват пластов заводнения и устранить или уменьшить отрицательное влияние сил, удерживающих нефть в заводнении и устранить или уменьшить отрицательное влияние сил, удерживающих нефть в заводненных зонах пластов .

К низкопотенциальным методам относятся циклическое воздействие на пласты, изменение направления потоков жидкости, применение водорастворимых поверхности – активных веществ, кислот, щелочей и полимеров, увеличивающих нефтеотдачу на 2 – 8 % по сравнению с обычным заводнением . К наиболее высокопотенциальным относятся методы вытеснения высоковязкой нефти паром, внутри пластовым горением и маловязкой нефти мицеллярными растворами, увеличения нефтеотдачу на 15

Рис. Классификация методов увеличения нефтеотдачи

схема

Рис. Целевое назначение методов увеличения нефтеотдачи

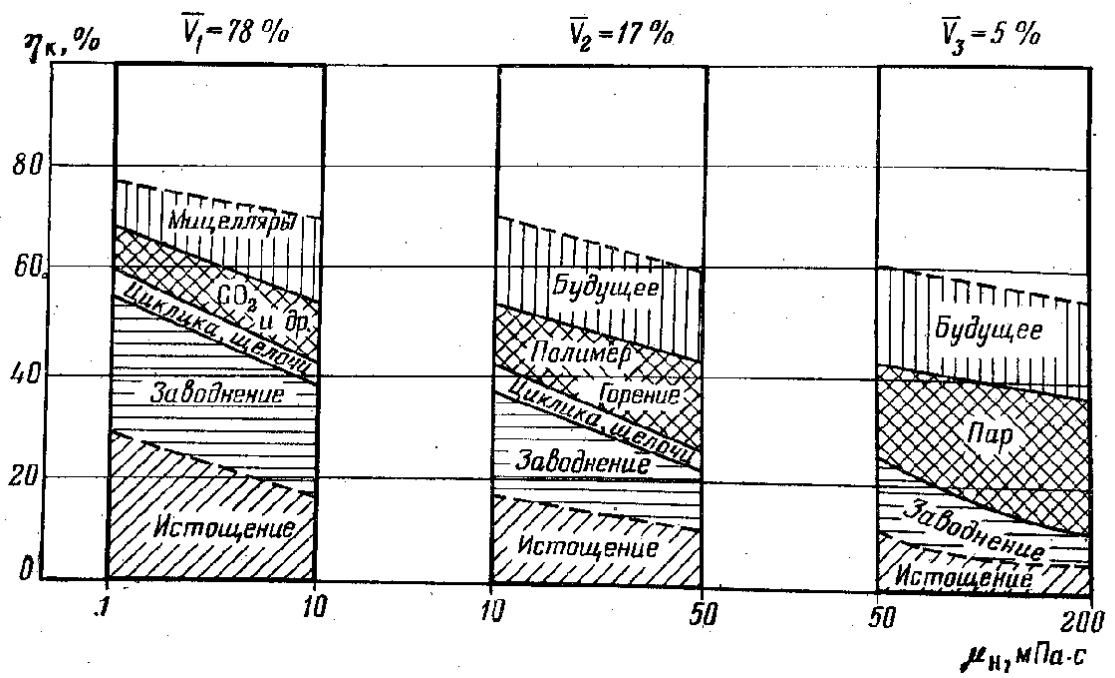


Рис. 1. Конечная нефтеотдача пластов в зависимости от методов разработки и вязкости нефти.

-20 %. Эффективность вытеснения нефти углекислым и углеводородным газами совместно с заводнением занимает промежуточное положение (5 -15%) (рис.)

Классификация методов увеличения нефтеотдачи пластов

2.1-таблица

Назначения	Способ воздействия	Рабочий агент
Воздействие на нефть, оставшуюся в пласте в макромасштабе– повышение охвата вытеснением	<p>Повышение вязкости вытесняющего агента</p> <p>Понижение вязкости нефти</p> <p>Увеличение (расширение) объема нефти</p> <p>Увеличение дренируемой (работающей) толщины пласта</p>	<p>Полимеры</p> <p>Мицеллярные растворы</p> <p>Пар</p> <p>Воздух+вода (горение)</p> <p>Углекислый газ</p> <p>То же</p> <p>Пар</p> <p>Воздух +вода (горение)</p> <p>ПАВ</p> <p>Полимеры</p>
Воздействие на нефть, оставшуюся в пласте в микромасштабе– вытеснение рассеянной остаточной нефти.	<p>Достижение смешиваемости нефти и вытесняющего агента</p> <p>Снижение межфазного натяжения</p> <p>Повышение смачиваемости пласта водой</p> <p>Повышение фазовой</p>	<p>Водогазовые смеси</p> <p>Щелочи</p> <p>Вода (циклическое заводнение)</p> <p>Углекислый газ</p> <p>Газ высокого давления</p> <p>Мицеллярные растворы</p>

	проницаемости для нефти и снижение для воды.	Щелочи Водорастворимые ПАВ Водогазовые смеси
--	---	---

По своему назначению и способу воздействия известные методы увеличения нефтеотдачи пластов можно классифицировать следующим образом.

2.1.Классификация и назначение методов повышения нефтеотдачи пластов.

Распределение остаточной нефтенасыщенности пластов требует, чтобы методы увеличения нефтеотдачи эффективно воздействовали на рассеянную нефть в заводненных или загазованных зонах пластов, на оставшиеся с высокой нефтенасыщенностью (но ниже начальной) слабопроницаемые слои и пропластки в монолитных заводненных пластах, а также обособленные линзы в разрезы и зоны (участки) в плане, совсем не охваченные дренированием системой скважин. Представляется совершенно бесспорным, что при столь широком многообразии состояния остаточной нефтенасыщенность, а также при большом различии свойств нефти, воды и газа и проницаемости нефтенасыщенных зон пластов не может быть одного универсального метода увеличения нефтеотдачи пластов, устраняющего все причины остаточной нефтенасыщенности. Кратка причины образования остаточной нефти и пути ее извлечения представлены ниже.

Причины образования	Пути извлечения
Расчленность, прерывистость пластов дренированием за счет системы	Повышение охвата
Составляет 0,1 -0,8 объема залежи..... объектов, вскрытия	размещения скважин выбора

нагнетания.

Неоднородность пластов по проницаемости пластов за счет уменьшения

Мости от 0,01 до 3 -4 мкм².....
для воды, увеличение

Выравнивание проводимости фазовой проницаемости вязкости и др.

Вязкость нефти больше вязкости воды увеличение вязкости И изменяется от 1 -5 до 50 – 1000 мПа.с. нефти

Снижение вязкости нефти, воды; объемное расширение

Межфазные, молекулярные силы на натяжения на контакте Контакте нефти с водой и породой пористой среды. Тавляют 18 -30 мН/м.....

Устранение межфазного нефть – вода; гидрофилизация

Микрон неоднородность составляет $1 \cdot 10^{-4}$ проявление гравитационных сил; удельная поверхность пористой среды – $(0,05 - 3) \cdot 10^4 \text{ см}^2/\text{см}^3$ или $(0,02 - 1,5 \text{ м}^2/\text{г})$

Ослабление молекулярных и тационных сил.

Известные методы увеличения нефтеотдачи пластов в основном характеризуются направленным, кумулятивным действием, каждый из которых воздействует на одну – две причины, вызывающие остаточную нефтенасыщенность. По типу рабочих агентов классификацию известных

методов увеличения нефтеотдачи пластов. В основе всех известных методов увеличения нефтеотдачи пластов лежит заводнение, т.е. вода – основной компонент всех рабочих агентов, к которому добавляются химические продукты, газ, воздух, теплоносители и растворители.

В рамках обычного заводнения нефтяных залежей, без добавок к воде активных агентов, повысить охват заводнением и нефтеотдачу пластов можно применением технологии и системы заводнения, наилучшим образом соответствующих особенностям геологического строения пластов (циклическое воздействие на слоистые, самостоятельные скважины на обособленные линзы, пропластки и др.).

Добавления к воде активных агентов (ПАВ, полимеров, щелочи, двуокиси углерода, углеводородного газа, мицеллярных растворов) осуществляется для повышения охвата пластов заводнением и вытеснения остаточной нефти из заводненных зон.

Все эти методы характеризуются различной потенциальной возможностью увеличения нефтеотдачи пластов (от 1,5 – 2 до 25 – 35 % от балансовых запасов) и разными критическими факторами их применения.

Остаточную нефть из заводненных частей пластов могут эффективно вытеснять только мицеллярные растворы и углекислый газ, которые обеспечивают смешиваемость нефти с вытесняющим агентом, т.е. устраняют действие капиллярных сил, удерживающих эту нефть. Повышать охват заводнением неоднородно – слоистых и зонально – неоднородных пластов способны полимерные растворы, углекислый газ, водогазовые смеси, циклическое воздействие, изменение направления потоков жидкости, щелочи, уменьшающие подвижность воды и неоднородность потоков.

С помощью пара и внутрипластового горения за счет снижения вязкости нефти одновременно увеличивается и вытеснения нефти, и охват пластов по сравнению с обычным заводнением только в случае высоковязких нефтей. Водорастворимые ПАВ и серная кислота обеспечивают повышение

нефтеотдачи пластов в основном за счет увеличения работающей толщины пластов в скважинах, так как мало снижают межфазное натяжение.

Нефть, оставшаяся в обособленных линзах и пропластках, можно извлекать только с помощью специально пробуренных на них скважин или переведенных с других горизонтов.

Потенциальные возможности и критические факторы метода увеличения нефтеотдачи пластов.

2.2-таблица

Рабочие агент	Увеличения нефтеотдачи, %	Критический фактор применения рабочего агента.
Вода +газ	5 –10	Гравитационное разделение. Снижение продуктивности
Полимеры	5 -8	Соленость воды и пласта. Снижение продуктивности
Щелочи	2 -8	Активность нефти.
Мицеллярные растворы	8 -20	Сложность технологии. Сложность воды и пласта. Снижение продуктивности.
Двуокись углерода	8 -15	Снижение охвата. Регенерация, коррозия
Пар	15 -35	Потери теплоты. Малая глубина. Вынос песка. Технические проблемы
Воздух + вода (горение)	15 -30	Осложнения при инициировании. Охвата

		<p>горением. Технические проблемы. Охвата окружающей среды.</p>
--	--	---

Исходя из потенциальных возможностей и назначения методов, можно отметить, что для наших нефтяных месторождений с маловязкими нефтями, разрабатываемых с использованием заводнения, к наиболее перспективным методам относятся применение:

- 1) Двуокиси углерода;
- 2) Водогазовых смесей;
- 3) Мицеллярных растворов, а для месторождений с высоковязкими нефтями:
 - 1) пара;
 - 2) внутрислоевого горения.

Остальные методы будут использоваться в основном для интенсификации добычи нефти и

Регулирования процесса разработки с целью достижения проектных показателей, так как их потенциальные возможности ниже возможных погрешностей при расчетах эффективности заводнения.

2.2. Направления и фазы развития методов увеличения нефтеотдачи пластов.

Развитие методов извлечения нефти из недр как и любого другого технологического процесса происходит в двух направлениях – по горизонтали и по вертикали. Движения технологического процесса по горизонтали происходит за счет его усовершенствований, повышающих эффективность или улучшающих экономические показатели, но не изменяющих основы, механизм процесса. Примером длительного движения технологического процесса разработки нефтяных месторождений по горизонтали служит искусственное заводнение пластов. С момента появления этого процесса вытеснения нефти в 40–х годах до настоящего времени, происходит его развитие – усовершенствуется система размещения нагнетательных и добывающих скважин, улучшается технология (режим) нагнетания воды в пласты, условия эксплуатации скважин, развивается способы контроля и регулирования добыча нефти, заводнения пластов и др.

Все эти мероприятия существенно повышают эффективность заводнения нефтяных залежей без изменения его основы. Развитие технологии по горизонтали происходит на основе анализа опыта и результатов на протяжении всего периода применения от нововведения до инженерной практики, когда возникает необходимость перехода на качественно новую технологию. Специальных теоретических и поисковых исследований для этого не требуется.

Научно –технический прогресс любой отрасли, в том числе и добычи нефти, определяется движением технологии по вертикали, которое характеризуется переходом технологии на качественно новую степень, более высокую по эффективности и отличающуюся от предшествующей механизмом процесса. Большая часть известных новых методов увеличения нефтеотдачи пластов по своему механизму принципиально отличается от обычного заводнения и механизму принципиально отличается от обычного

заводнения и действительно представляет собой движение технологии разработки нефтяных месторождений по вертикали. Методы вытеснения нефти мицеллярными растворами, углекислым газом за счет внутрипластового горения, а также паром характеризуется совершенно иными, значительно более сложными и качественно более эффективными процессами, чем заводнение. Методы же вытеснения нефти водными растворами ПАВ, полимеров, щелочей и водогазовыми смесями являются улучшенными модификациями заводнения нефтяных залежей, поскольку они основаны на простом улучшении вытесняющих свойств воды, хотя также сопровождается сложными процессами адсорбции, деструкции молекул, изменением фазовых проницаемостей и пр.

Развитие технологии извлечения нефти по вертикали проходит следующие обязательные фазы – этапы. табл.2.3.

Таблица 2.3.

Поиск	Изучение физико–химических, гидрогазотермодинамических явлений и микропроцессов
Воплощение	Определение условий вытеснения нефти, воздействия на Нефти, воздействия на нефть и пористую среду
Научная демонстрация	Доказательство эффективности процесса вытеснения нефти На моделях пластов
Разработка	Изучения механизма процесса и влияния различных факторов на его эффективность
Опытный образец (пока-	Демонстрация реализуемости

Зательный опыт)	<p>процесса и технологических</p> <p>Эффекта в промышленных условиях на месторождении</p>
Проектирование	<p>Создание математических моделей, методов проектирование</p> <p>Изучение технологии</p>
Промышленные испытания	<p>Определение технологической и экономической эффективности процесса в различных геолого – физических условиях.</p> <p>Обоснование оптимальной технологии и систем разработки.</p> <p>Технико – экономическое</p>
Обоснование	<p>Определение масштаба, перспектив применения и потребных материально – технических средств</p> <p>Материально – техническое обеспечение задания на производство химических продуктов, техники, оборудования. Включение в планы смежных отраслей.</p>
Инженерная практика	<p>Промышленное внедрение процесса на месторождениях.</p> <p>Обоснование методов регулирования и модификаций.</p>

Для нормального развития технологии и уменьшения риска неэффективных затрат на применение новой технологии в принципе невозможно изменить указанный порядок фаз (этапов) или сократить их число. Требуется именно такая последовательность этапов развития любой принципиально новой технологии – от поиска до промышленного внедрения. Все попытки сократить или ускорить их прохождение неизбежно ведут к ущербу их изучения и освоения. Первые три фазы развития принципиально новых технологий принято относить к фундаментальным исследованиям, следующие три фазы –к прикладным исследованиям, а последующие три –к так называемой разработке технологий.

Продолжительность полного цикла развития новой технологии разработки нефтяных месторождений от появления идеи до промышленного применения достигает 15-20 лет. Так было, например, с технологией заводнения нефтяных месторождений, внутрипластового горения, мицеллярно –полимерного заводнения и др. подобная продолжительность полного цикла развития технологий разработки нефтяных месторождений обусловлена большой инертностью, сложностью перестройки нефтяной промышленности на новые процессы и трудностью создания необходимой материально –технической базы для них. Промышленное внедрение новых технологий разработки нефтяных месторождений возможно только на основе развитой индустрии. Смежные отрасли промышленности (нефтехимическая, машиностроительная, металлургическая и др.) должны быть способными производить в огромных масштабах сложные, высококачественные химические продукты, технику, оборудование и приборы.

В приведенной последовательности фаз особенно важное значение имеют показательный опыт и промышленные испытания методов, которые проходятся с двумя целями.

1. Обоснование оптимальной технологии для промышленного применения методов на конкретных месторождениях. Эту цель можно достигнуть при соблюдении порядка испытания и внедрения методов.

2. Определение области возможного применения методов, физико – геологических и технологических критериев применимости и прогнозирования материально –технической базы. Эту цель можно достигнуть при достаточно большом числе опытов, проведенных в разных геолого – физических и технологических условиях.

2.3.Условия успешного применения методов.

Принципы внедрения методов на конкретных месторождениях.

Все известные методы увеличения нефтеотдачи пластов сложные и дорогие. При разработки месторождений новыми методами в пластах происходят сложнейшие процессы и явления –адсорбция и десорбция химических реагентов, разрушение структуры растворов и сложных молекул, фазовые переходы, массоперенос, диффузия, дистилляция и окисление нефти, кондуктивный и конвективный перенос теплоты, диссипация, химические реакции и превращения веществ, отложение солей, инверсия смачиваемости, капиллярные процессы и поверхностные явления, диссоциация пород, гравитация и другие, которые пока очень слабо изучены и требуют специальных фундаментальных исследований. Эти процессы и явления определяют особенности механизма извлечения нефти и эффективности достигаемых показателей методов увеличения нефтеотдачи пластов. Как показывает практика опытно –промышленных испытаний, разработка месторождений известными методами увеличения нефтеотдачи пластов в 7 -10 раз дороже, чем при заводнении. По этому успешно применение метода увеличения нефтеотдачи пластов возможно только при научно обоснованном проекте, в котором установлена оптимальная технология процесса, и строгом ее соблюдении.

Для проектирования оптимальной технологии применения методов увеличения нефтеотдачи пластов требуется следующее.

Детальные знания строения и состояния месторождений, изменение коллекторских свойств пластов, микро –и микронеоднородности,

достоверное распределение текущей нефтегазонасыщенности пластов по всему объему залежей.

Правильные представления о механизме и технологии процесса на основе лабораторного изучения его характеристик и эффективности при пластовых условиях (керна, жидкости, давление, температура).

Опытно –промышленные испытания метода –изучение эффективности в различных геолого –физических условиях и технологии на месторождениях.

Математическое моделирование процесса –развитие численных методов и проектирования, адекватно отражающих разработку месторождений.

Только при этих условиях можно составить эффективную технологическую схему (проекта) применения нового метода увеличения нефтеотдачи пластов.

Для соблюдения проектной технологии процесса при его реализации требуется следующее.

Соответствующие материально – технические средства и капитальные вложения.

Четкая организация работ, направленная на выполнение проектной технологии, сроков начала процесса, объема и концентрации реагентов в оторочках, давлений нагнетания, темпов отбора, размещения скважин и др.

Без выполнения всех запроектированных условий осуществления процесса воздействия на пласты нельзя рассчитывать на достижение проектных (возможных) показателей эффективности.

В связи со сложностью и высокой стоимостью всех новых методов увеличения нефтеотдачи пластов внедрения их на проекте целесообразно и необходимо осуществлять в несколько этапов, чтобы избежать неоправданных больших расходов. Принципы многоэтапного испытания и внедрения методов увеличения нефтеотдачи пластов на крупных конкретных месторождениях диктуются также тем, что реальную эффективность

промышленного применения любого метода можно установить только по фактическим данным испытания. Поэтому обычно внедрение метода увеличения нефтеотдачи пластов проходит следующие этапы.

Такая последовательность этапов изучения и внедрения сложных методов увеличения нефтеотдачи пластов обязательна для обеспечения максимального эффекта при крупном промышленном применении, ибо поспешность и экономия на малом неизбежно приводят к большим потерям. табл.2.4.

Лабораторные исследования любого метода увеличения нефтеотдачи пластов при условиях, близких к пластовым, - совершенно необходимый этап работ перед тем, как решить. На основе этих исследований применяется первоначальная технология процесса – концентрация химических реагентов, объемы оторочек, соотношения расходов разных агентов и другие характеристики процесса, закладываемые в расчеты испытывать его на месторождении.

Таблица 2.4.

Этап	Цель
Лабораторное изучение	Определение характеристик процесса при пластовых условиях моделирования процесса на кернах, пластовых жидкостях, давлении и температуре
Промышленная демонстрация	Минитест, реализация процесса на малом участке для доказательства качественного эффекта
Промышленный опыт	Проведение процесса при реальных условиях с целью определения возможного количественного технологического эффекта

Опытно –промышленные испытания	Испытание процесса при разных сетках скважин и технологии для определения оптимальных условий применения и реальной технической и экономической эффективности
Промышленное внедрение	Применение в масштабе всей залежи для увеличения добычи нефти и извлекаемых запасов.

Промышленная демонстрация процесса проводится при минимальных расстояниях между скважинами (до 25- 50 м) с тем, чтобы показать возможность реализации процесса физически, технологически и технически, а также убедиться в качественной эффективности его в конкретных условиях месторождения в кратчайшие сроки.

Например, при мицеллярном растворе важно установить, при каких условиях он не разрушается в пористой среде, вытесняет остаточную нефть, и выяснить схему технического обустройства процесса. Вслед за этим можно переходить к организации промышленного опыта при реально существующей или экономически целесообразной сетке скважин с тем, чтобы определить возможный технологический эффект и применение экономические показатели, получить представление о реальной технологии и технических условиях осуществления процесса на месторождения.

На основе первого промышленного опыта следует расширить испытания метода на несколько (три –пять) опытных участков или элементов с разным свойствами пласта, или залежей при разных сетках скважин и разных технологиях. Эти испытания позволят обосновать оптимальную систему разработки, размещение и плотность сетки скважин, наиболее эффективную технологию, реально достижимые показатели и математическую модель для проектирования процесса.

После опытно –промышленных испытаний на нескольких участках распространение нового процесса разработки на все крупное многопластовое месторождение будет базироваться на собственном опыте и сопровождаться минимальным риском получения эффекта ниже запланированного (возможного).

2.4.Критерии применимости методов увеличения нефтеотдачи пластов.

На стадии промышленного испытания и промышленного внедрения методов увеличения нефтеотдачи пластов возникает проблема эффективного их применения. Объективно вопрос формулируется так: какой наиболее существенно повышающий извлекаемые запасы и уровень добычи нефти при благоприятных экономических показателей методов увеличения нефтеотдачи пластов необходимо выбрать для конкретного нефтяного месторождения (залежи) с определенными геолого – физическими свойствами и условиями разработки ? Ответить на этот вопрос всегда не просто, так как для любого месторождения (залежи) могут оказаться применимыми несколько методов. Чтобы выбрать наилучший методов, надо знать следующее:

Нефтенасыщенность (водогазонасыщенность) пластов или степень их истощения, заводнения;

Свойства нефти и пластовой воды – вязкость, содержание серы, парафина, асфальтенов, смол, солей;

Коллектор и его свойства –песчаник, алевролит, известняк, проницаемость, толщину, неоднородность, прерывистость, расчлененность, глубину, удельную поверхность, вещественный состав, глинистость, солевой состав.

Расположение и техническое состояние пробуренных скважин;

Наличие материально –технических средств, их качество, характеристику и стоимость;

Отпускную цену на нефть;

Потребность в увеличении добычи нефти.

Их совокупность создает многовариантную задачу, которая решается лишь при специальных конкретных изучении и технологическом анализе с ограничениями (требованиями), заданными заранее. Первые три качественных условиях (физико – геологические свойства пластов, нефти и воды) очень сильно, но неоднозначно определяют целесообразный метод увеличения нефтеотдачи пластов.

На основе многочисленных лабораторных исследований и опытно – промышленных испытаний методов увеличения нефтеотдачи пластов, проведенных в нашей стране и за рубежом, накоплены достаточно обширные знания и представления о количественных критериях, характеризующих свойства пластовой нефти, воды и пластов, для успешного их применения.

Их анализ позволяет отметить некоторые характерные, общие для всех методов критерии, ограничивающие или сдерживающие применение всех методов.

1.Трещиноватость пластов. Предельная неоднородность пластов в этом случае вызывает быстрый прорыв дорогостоящих рабочих агентов в добывающие скважины и их нерациональное использование. Как отмечалось, объем трещин не превышает 1,5 -2 % от общего объема пор пластов, а гидропроводность их может достигать 60 -80 % от общей гидропроводности пластов. По этому в сильнотрещиноватых пластах при низком охвате рабочим агентом и малой дополнительной добыче нефти наступает предел агентом и малой дополнительной добыче нефти наступает предел экономической рентабельность процесса, даже при неоправданных затратах.

2.Газовая шапка. Для всех методов весьма неблагоприятно наличие естественной высокой газонасыщенности какой –либо части пласта, так как нагнетаемые рабочие агенты устремляется в газовую часть, обладающую в 20 -100 раз более высокой проводимостью, чем нефтенасыщенная часть. В

результате, как и в трещиноватом пласте, происходит неэффективный расход рабочих агентов.

3. Нефтенасыщенность пластов. Высокая водонасыщенность нефтяного пласта (более 70 -75 %) недопустима для применения всех известных методов увеличения нефтеотдачи по экономическим причинам, так как вытесняющая способность дорогостоящих агентов используется лишь на 25 - 35%, а остальная часть расходуется бесполезно на водонасыщенную часть пласта. Многие методы (горение, вытеснение паром, водорастворимыми ПАВ) неприменимы при нефтенасыщенности пластов менее 50% просто из – за некупаемости затраченных средств. Если основная часть состояния, то требуется применение методов, способных сделать ее подвижной (углекислый газ, мицеллярные растворы), а если большая часть остаточной нефти размещена в неохваченных слоях и прослоях, то требуется методы, повышающие охват вытеснением (полимеры, водогазовые смеси, щелочи). По этому нефтенасыщенность пластов перед началом применения методов увеличения нефтеотдачи пластов очень важный определяющий критерий. Требуется тщательное конкретное изучение нефтенасыщенности пласта, ее детерминированного распространения по объему залежей, охвата заводнением и степени вытеснения в заводном объеме, прежде чем принять решение о применении того или иного метода или технологии процесса. Совершенно однозначно установлено, что, чем выше исходная средняя нефтенасыщенность пластов, тем выше абсолютный и относительный технологический и экономический эффект от любого метода увеличения нефтеотдачи пластов.

4. Активный водонапорный режим. Когда нефтяная залежь разрабатывается при активном естественном водонапорном режиме (обычно это небольшие по размеру залежи с высокопродуктивными пластами и малой вязкости нефти), то при этом достигается высокий охват пластов заводнением и низкая остаточная нефтенасыщенность пласта (менее 25 -30%) за счет вытесняющих свойств. Контурной пластовой воды. В этих условиях

применение методов увеличения нефтеотдачи пластов осложняется тем, что либо достигаемая низкая остаточная нефтенасыщенность исключает возможность применения многих методов, либо краевые зоны залежей, находящиеся под активным водонапорным режимом, невозможно подвергнуть эффективному воздействию дорогостоящими рабочими агентами. Нагнетание их законтурные скважины ведет к потере агентов, а во внутриконтурные скважины –к снижению эффективности.

5. Вязкость нефти. Этот фактор очень сильный и в большинстве практических случаев самый решающий по экономическим критериям. Все физико –химические методы, применяемые в совокупности с обычным заводнением, экономически оправданны только при вязкости нефти мене 25 - 30 мПа. С . Полимерное заводнение допускает более высокую вязкость (до 100 -150 мПа. °С) в высокопроницаемых пластов. Термические методы (выиснение нефти паром, горение, пароциклические обработки)целесообразно применять при более высокой вязкости нефти, так как в этом случае достигается больший эффект снижения ее вязкости при нагреве. Однако при высокой вязкости нефти более 500 -1000 мПа.с и тепловые методы с обычной скважинной технологией становится уже нерентабельными. При такой высокой вязкости нефти требуется очень плотная сетка скаважин (менее 1 -2 га/СКВ),что связано с большими затратами, расходами энергии и не всегда экономически оправдывается. В этих случаях более целесообразной может оказаться термошахтная разработка, допускающая бурение скважин на малом расстоянии друг от друга (20 -50м).

6. Жесткость и соленость воды. Для применения метода увеличения нефтеотдачи пластов важное значение приобретают свойства пластовой воды и воды, используемой для приготовления рабочего агента. Все физико – химические методы увеличения нефтеотдачи пластов резко снижают свою эффективность при высокой солености, и особенно при большом содержании солей кальция и магния в пластовой воде, используемой для приготовления

растворов, вследствие деструкции молекул, адсорбции химических реагентов, образования осадков, инверсии структуры и снижения вытесняющей способности растворов. Кроме того, для приготовления растворов микроорганизмами и последующей коррозии оборудования. При тепловых методах эти свойства воды не имеют значения, если не считать, что для приготовления пара в парогенераторах также требуется чистая умягченная лишенная кислорода вода.

7. Глинистость коллектора. Высокое содержание глины в нефтеносных пластах (более 10%) противопоказано для всех методов увеличения нефтеотдачи пластов. При высоком содержании глины в пластах физико – химические методы снижают свою эффективность вследствие большой адсорбции химических продуктов.

Методы увеличения нефтеотдачи пластов в зависимости от геолого – физических условий

Таблица 2.5.

Нефть, вода	Пласт	Метод
-------------	-------	-------

<p>Маловязкая легкая нефть, вода с малым содержанием солей, особенно кальция и магния</p>	<p>Песчаный неистощенный, высокопроницаемый, слабопроницаемый, неоднородный</p> <p>Карбонатный неистощенный, трещиноватый, пористый</p>	<p>Заводнение, циклическое воздействие, водогазовая смесь, закачка ПАВ, применение газа высокого давления</p>
<p>Маловязкая нефть, вода с малым содержанием солей, особенно кальция и магния</p>	<p>Песчаный истощенный (заводненный), высокопроницаемый, слабо-трещиноватый, неоднородный</p> <p>Карбонатный заводненный, высокопроницаемый, слабопроницаемый.</p> <p>Песчаный неистощенный, высокопроницаемый, слабопроницаемый</p>	<p>Заводнение, циклическое воздействие, применение щелочей, истощение</p> <p>Мицеллярный раствор, углекислый газ, водогазовые смеси</p>
<p>Средневязкая, смолистая (активная) парафинистая нефть, вода с малым содержанием солей, особенно кальция и магния</p>	<p>Карбонатный неистощенный, высокопроницаемый, слабопроницаемый трещиноватопористый</p> <p>Песчаный заводненный, высокопроницаемый, монолитный, однородный</p> <p>Песчаный глубокозалегающий, высокопроницаемый, слабопроницаемый</p>	<p>Применение углекислого газа, циклическое воздействие</p> <p>Заводнение (горячая вода), применение полимеров, закачка водогазовой смеси, щелочи</p>

<p>Высоковязкая тяжелая нефть, вода пластовая с большим содержанием солей</p>	<p>Песчаный, высокопроницаемый, слабопроницаемый, неглубокозалегающий</p>	<p>Заводнение (горячая вода), циклическое воздействие, закачка щелочи, углекислого газа Применение углекислого газа, микроэмульсий, водогазовых смесей Внутрипластовое горение Закачка пара, пароциклические обработки</p>
---	---	---

Адсорбция химических реагентов пропорциональна удельной поверхности пористой среды, которая для алевритов и полимиктовых коллекторов в 10 -50 раз выше, чем для кварцевых песчаников. В результате этого химические продукты выпадают из растворов, оседают в ближайшей окрестности нагнетательных скважин, а в основной части пласта нефть вытесняется обедненными растворами. Применение тепловых методов в высокоглинистых коллекторах, когда глина служит цементирующим материалом зерен породы, приводит к нарушению консолидации пластов и большому выносу песка в добывающие скважины.

2.5.Дополнительные критерии применимости методов увеличения нефтеотдачи пластов

Помимо указанных критериев, общих для всех методов увеличения нефтеотдачи пластов, при выборе одного метода для конкретных геолого – физических условиях того или иного месторождения необходимо руководствоваться следующими дополнительными частными критериями.

1.Вытеснение нефти углекислым газом.

Вязкость нефти должна быть меньше 10 -15 мПа.с, так как при более высокой вязкости ухудшаются условия смесимости CO_2 с нефтью. Все известные промышленные опыты с углекислым газом проводились на месторождениях с меньшей вязкостью нефти.

Пластовое давление должно быть более 8 -9 мПа для обеспечения лучшей смесимости углекислого газа с нефтью, которая повышается с увеличением давления.

2.Нагнетание водогазовых смесей.

Вязкость нефти более 25мПа.с неблагоприятна для применения метода. Как и при обычном заводнении, происходят неустойчивое вытеснение нефти и образование байпасов.

Большая толщина пласта способствует гравитационному разделению газа и воды и снижению эффективности вследствие уменьшения охвата вытеснением.

3.полимерное заводнение.

Температура пласта более 70⁰С приводит к разрушению молекул полимера и снижению эффективности.

При проницаемости пласта менее 0,1 мкм² процесс полимерного заводнения трудно реализуем, так как размеры молекул раствора больше размеров пор и происходит либо коагуляция призабойной зоны, либо механическое разрушение молекул.

В условиях повышенной солености воды и содержания солей кальция и магния водные растворы полиакриламида становятся неустойчивыми, нарушается их структура и пропадает эффект загущения (повышения вязкости) воды; полимеры биологического происхождения не нуждаются в этом ограничении.

4. Нагнетание водорастворимых ПАВ.

Недопустима температура пласта более 70°C по тем же причинам, что и для полимера.

Пласты с высокой смачиваемостью водой (гидрофильные) неблагоприятны для применения водорастворимых ПАВ, так как их эффект направлен на повышение смачиваемости пористой среды.

5. Вытеснение нефти мицеллярными растворами.

Так как мицеллярные растворы обязательно применяются вместе с полимерными, то на них распространяются те же ограничения по температуре, проницаемости пласта и солености.

Мицеллярные раствор на основе нефтяных сульфатов при большом содержании солей кальция и магния в пласте, вследствие ионного обмена этих солей с сульфатом, превращаются в высоковязкие эмульсии, резко снижающие проводимость пластов.

Вязкость нефти допускается не более 15 мПа.с, так как для выравнивания подвижности требуются повышать вязкость мицеллярного раствора за счет дорогостоящего компонента (спирта).

Продуктивные пласты могут быть представлены только песчаниками, так как в карбонатных пластах содержится много ионов кальция и магния, которые разрушают нефтяные сульфаты и мицеллярные растворы.

6. Вытеснение нефти горением.

Вязкость нефти должна быть более 10 мПа.с, так как для поддержания процесса горения нефти в пласте требуется достаточное содержание ней кокса (асфальтенов).

При толщине пласта менее 3 м и проницаемости менее $0,1 \text{ мкм}^2$ этот метод нецелесообразен из –за больших непродуктивных потерь теплоты в кровлю и подошву залежи.

Требуется глубина пласта более 150м, чтобы обеспечить достаточную толщину покрывающих пород для контроля за процессом горения и не допустить прорыва продуктов горения на поверхность.

7. Вытеснение нефти паром.

Толщина пласта менее 6м недопустимо по экономическим соображениям. Процесс вытеснения нефти паром становится невыгодным из –за больших потерь теплоты через кровлю и подошву залежи.

Глубина залегания пласта не должна превышать 1200м из –за потерь теплоты в стволе скважины, которые достигают 3% на каждые 100м глубины, и технических трудностей обеспечения прочности колонн, особенно у устья скважин.

Желательно, чтобы проницаемость пласта была более $0,2 - 0,3 \text{ мкм}^2$, а темп вытеснения нефти был достаточно высоким для уменьшения потерь теплоты в кровлю и подошву залежи.

Общие потери теплоты в стволе скважин и в пласте не должны превышать 50% поданной на устье нагнетательной скважины, чтобы получить экономический эффект от процесса.

8. Вытеснение нефти раствором щелочи.

Ограничения в применении этого метода увеличения нефтеотдачи пластов минимальные.

Эффективность его применения зависит прежде всего от состава пластов нефти.

Метод неприменим, если пластовая нефть обладает малым индексом кислотности (отношение содержания гидроокиси калия к массе нефти)-менее $0,5 \text{ мг/г}$.

Применение щелочных растворов не ограничивается температурой и типом коллектора. В отличие от всех других физико –химических методов

щелочные растворы вполне применимы при температурах до 150 -200⁰С, а также в карбонатных пластах.

Поскольку щелочные растворы повышают смачиваемость породы пласта водой, то они обладают преимуществом перед другими методами для применения в предпочтительно гидрофобных и гидрофобизованных пластах.

Применение щелочных растворов неэффективно в пластах с большим содержанием глин (более 10%), в которых коэффициент вытеснения нефти такой же, как и обычной водой.

Все приведенные критерии применимости методов увеличения нефтеотдачи пластов использовать лишь для первичного отбора методов, определения перспектив их внедрения и потенциальных масштабов применения.

При выборе методов повышения нефтеотдачи пластов для какого –либо конкретного месторождения нефти может сложиться ситуация, когда исходя из указанных критериев, понадобятся два –три метода. В этом случае применение решения о применении того или иного метода повышения нефтеотдачи пластов должно основываться на детальном технологическом и экономическом расчете с учетом наличия материально –технических средств и капитальных вложений, а также целей по добыче нефти.

Некоторая часть запасов нефти на многих месторождениях (с сильно трещиноватыми пластами) вообще непригодная для применения всех известных методов увеличения нефтеотдачи пластов, кроме циклического заводнения. Для таких запасов нефти необходим целенаправленный поиск неизвестных методов или видоизменение, комбинирование известных разработанных методов воздействия на пласты со специфическими геолого – физическими свойствами.

2.6. Эффективность методов увеличения нефтеотдачи пластов.

Во всех случаях промышленного испытания и внедрения методов увеличения нефтеотдачи пластов возникает необходимость оценки их эффективности по промысловым данным. На стадии опытных работ это необходимо для того, чтобы принять решение о целесообразности промышленного применения метода, а на стадии промышленного внедрения, чтобы определить эффективность от затраченных средств. При этом, естественно, требуется объективная, достоверная оценка эффективности метода, чтобы не зависеть и не занижить его потенциальных возможностей. При оценке эффективности метода необходимо различать следующие понятия эффективности.

1. идеальная (и) – истинная, потенциальная (теоретическая) эффективность метода, которую можно было бы достигнуть при самых благоприятных условиях пласта, идеальном проведении процесса, с использованием всех его энергетических и физических возможностей.
2. Возможная (в) – проектная эффективность метода при правильном отражении и использовании всех особенностей его механизма и оптимальной технологии процесса для подходящего месторождения.
3. Достигаемая (д) – фактическая эффективность метода, реализуемая в пласте при практических условиях осуществления процесса, с неизбежными отклонениями от проектной технологии, с несоответствиями качества материально – технических средств и др.
4. Оцениваемая (о) – измеренная или определенная тем или иным способом по промысловым данным эффективность метода, зависящая от точности способа, достоверности исходных данных и объективности определения.

Обычно идеальная или потенциальная возможная эффективность метода увеличения нефтеотдачи пластов (И) достигается в лабораторных условиях при высокой степени изученности процесса. На практике такая эффективность недостижима. Например, при смешивающемся вытеснении

нефти газом или мицеллярными растворами достигается извлечение 95 -98% нефти из относительно однородных пористых сред. В реальных условиях на такое извлечение нефти рассчитывать не приходится из –за более сложного строения пластов и отличия промышленного процесса от лабораторного. Однако долгое время коэффициент вытеснения нефти водой в лабораториях из моделей пласта называли нефтеотдачей пласта. А которые специалисты до сих пор эффективность, полученную в лаборатории, переносят на практические условия, отождествляя ее конечной нефтеотдачей пласта, предельно достижимой в реальных условиях (в).

Возможная или проектная эффективность метода определяется при проектировании и зависит от адекватности расчетных моделей процессу и достоверно исходных данных. Даже в лучшем случае в проектах происходит завышение эффективности процесса, так как реальные условия разработки пластов зависят от многих неустойчивых факторов и всегда сложнее схематизированных упрощенных расчетных моделей фильтрации жидкостей и вытеснение нефти активными агентами.

Фактически достигаемая эффективность метода увеличения пласта (д) – конкретная, однозначная величина, как правило, ниже проектной эффективности в силу неизбежных отклонений от заданной (оптимальной) технологии процесса, изменении характеристик и свойств рабочего агента, условий его нагнетания, эксплуатации скважин и др.

И наконец, оцениваемая эффективность метода (о) по промысловым данным при точном измерении и определении должна быть ниже фактически достигаемой, так как весь объем пласта, подвергнутый воздействию рабочего агента, возможно измерить, а косвенные определения эффекта через продукцию и исследования скважин искажены запаздыванием его проявления.

Поэтому указанные понятия эффективности методов увеличения нефтеотдачи пластов связаны соотношением

шнршщгншене

Это всегда необходимо помнить при решении вопроса о применении метода. Однако практически оценки и определения эффективности методов увеличения нефтеотдачи пластов по промысловым, так и завышенными, по сравнению с достигаемой эффективностью, из –за следующих одновременно действующих причин:

Недостаточность, непредставительность промысловой информации или отсутствие необходимых данных;

Погрешность, искаженность информации (ошибки в размерах участков);

Наложение на результаты побочных эффектов от других проводимых мероприятий (циклическое воздействие, обработка скважин, загрязнение призабойных зон, форсирование отбора и др);

Несоответствие используемого способа оценки эффекта особенностям метода;

Неопытность или необъективность технологов, определяющих эффект.

Вследствие этих причин иногда возникают большие противоречия в оценки эффективности и даже возможностей методов, особенно малопотенциальных. Например, оценки эффективности заводнения с поверхности – активными веществами типа ОП -10, проведения различными специалистами для одних и тех же условий, отличается в 3 -4 раза (от 2 -4 до 10 -12% увеличения конечной нефтеотдачи пластов). Чтобы достигнуть достоверной оценки эффективности методов увеличения нефтеотдачи пластов, при проведении промышленных опытов необходимо стремиться к устранению всех указанных осложняющих причин.

Для этого требуется следующее.

Из каждой скважины извлекать максимум данных о свойствах пластов, жидкостей, условиях вытеснения нефти и притока нефти, т.е. обеспечивать полный вынос керна, отбирать пробы нефти, газа и воды на анализ, проводить геофизические и гидродинамические исследования, точные

размеры дебитов нефти, расходов и добычи воды, газовых факторов, температуры и др.

Размеры опытных участков и размещение скважин должны быть такими, чтобы исключить ошибку в проведении границы зоны, подвергнутой воздействию рабочего агента. Измерения всех величин и параметров должны быть максимально точными.

Во время проведения нового процесса воздействия на пласты надо обеспечить чистоту призабойных зон скважин (не загрязнять), сохранять неизменными условия эксплуатации скважин не только в пределах опытных участков, но и смежных зон. Если же изменение условий разработки залежи (циклическое воздействие, изменение направления потоков жидкости, обработки призабойных зон скважин, повышение депрессий на пласт и др.) неизбежны, то требуется разделение эффектов от нового метода и от других мероприятий. Загрязнение призабойных зон может исказить реальную эффективность метода.

Эффективность разных методов увеличения нефтеотдачи пластов, применяемых в различных геолого – физических условиях, требуется определять различными способами в зависимости от характера проявления эффекта и наиболее представительных показателей.

Эффективность метода увеличения нефтеотдачи пластов должны определять специалисты, понимающие механизм процессов, физико – химические и гидродинамические процессы, а также геологическое строение нефтяного пласта.

2.7. Оценка технологического эффекта на поздней стадии разработки.

Объективная экстраполяция показателей добычи нефти и других показателей разработки залежи, участка – основной и наиболее точный способ определения технологического эффекта по фактическим результатам

опытно –промышленныхQ работ или промышленного внедрения метода повышения нефтеотдачи пластов. Существуют различные способы графоаналитического или статистического анализа эффективности методов увеличения нефтеотдачи пластов, основанные на отыскивании эмпирической зависимости изменения показателей разработки базового варианта в период до применения метода и экстраполяции ее на будущий период его применения.

Если базовым вариантом разработки являлось заводнение, то отыскиваются такие способы выражения накопленной добычи нефти, которые приближались бы к прямолинейной зависимости от другого промыслового показателя (характеристики вытеснения). Если базовым являлись режимы истощения, то удобнее анализировать изменение текущих показателей –отборов нефти, или дебитов нефти на одну добывающую скважину.

Применение способов прогнозирования основных технологических показателей разработки при заводнении возможно только при обводнении добываемой продукции скважин от 30 до 90%.

Все имеющиеся способы не учитывают технологических изменений при разработке объекта (бурение дополнительных скважин, изменение режима работы скважин и др.).

Отсутствие универсальных способов, применение для любых объектов, и в результате необходимость предварительной апробации в конкретных условиях.

Период прогноза на будущее не может быть больше периода, предшествующего обводнению. На ранних стадиях заводнения это ограничивает их применение, точность прогноза становится очень низкой.

Несмотря на указанные недостатки, сопоставление фактических показателей способов и прогнозных, полученных до применения метода, наиболее надежно и наглядно.

Большой практический опыт использования различных графических способов сравнения показателей разработки различных объектов, прогноза перспектив разработки месторождений при заводнении, оценки технологической эффективности различных технологических мероприятий, проводимых на месторождениях, позволяет рекомендовать пять предпочтительных способов, к основным достоинствам которых относятся следующие:

Достаточно высокая надежность получаемых результатов;

Простота использования и наглядность;

Возможность интегрального учета геологических особенностей строения пласта;

Возможность определения различных показателей эффективности и добычи нефти за счет применения метода, снижения добычи воды, повышения темпа разработки и др.

Точность оценки технологической эффективности методов в значительной мере зависит от соблюдения технологии разработки объекта во время применения метода (такой же, как и до применения), а также от длительности периода, на который проводится экстраполяция.

Применение указанных способов оценки эффективности методов в каждом конкретном случае требует предварительной их апробации для данного месторождения или района. На основании этой апробации дается оценка точности их применения по дисперсии фактических и расчетных данных.

Если базовым вариантом разработки служит режим истощения, то экстраполируются фактические показатели текущей добычи нефти во время может аппроксимироваться показательной, гиперболической или гармонической функцией. Выбор приемлемой функции, как и в предыдущих случаях, определяется наименьшей дисперсией фактических и расчетных данных.

Добыча нефти за счет применения метода определяется как разница фактических и расчетных показателей для базового метода, полученных экстраполяцией на одинаковый объем добытой жидкости или время.

Применение метода на поздней стадии не исключает как дополнительный способ оценки эффективности сравнение технологических показателей опытного и конкретного участков.

2.8. Оценка технологического эффекта при применении методов увеличения нефтеотдачи пластов с начала разработки.

К наиболее трудным и неопределенным для оценки технологического эффекта относятся случаи, когда метод повышения нефтеотдачи пластов применяется с самого начала разработки, как, например, применение ПАВ при разработке месторождений Западной Сибири, применение тепловых методов для разработки Каражанбасского, Усинского и других месторождений.

Сложность этого обусловлена отсутствием возможности сравнить фактические данные на опытном участке применения метода. По этому оценка технологического эффекта от применения метода базируется либо на фактических результатах разработки другого участка, так называемого контрольного.

В первом случае возможны погрешности, связанные с неточностью исходной информации или методики расчетов. Во втором случае трудность заключается в выборе контрольного участка, который должен быть идентичен опытному как по геолого – физическими свойствам, так и по условиям разработки. Выдержать же идентичность опытного и контрольного участков по всем показателям не удастся практически никогда. В результате возможна неоднозначность в определении технологического эффекта. А поскольку этот показатель имеет не теоретическое, но и практическое значение, у одних специалистов возникает заинтересованность в эффекте, а у

других –недоверие к результатам его определения. Это особенно проявляется при испытании методов, характеризующихся незначительным приростом нефтеотдачи пластов (таких, как заводнение с ПАВ, серной кислотой) и длительным периодом до начала ощутимого реагирования добывающих скважин на воздействие, особенно в начальный период применения методов.

Для выхода из этого положения есть два пути. Один состоит в том, что неопределенность оценок эффекта можно преодолеть статистически, т.е. большим числом опытных работ и соответствующей их обработкой методами многофакторного анализа. Для этого необходимо тщательно анализировать все результаты, обобщать опыт применения метода на многих участках, накапливать данные для статистической обработки. С течением времени появится уверенность в точности определения технологического эффекта тех или иных методов увеличения нефтеотдачи пластов. Это верный, не долгий путь.

Другим путем, наиболее достоверным, на наш взгляд, является сопоставление фактических результатов разработки малого по размеру опытного участка при строго выдержанной технологии с показателями разработки того же участка, полученными на основе адекватной математической модели. После полной адаптации математической модели к фактическим данным опытного участника эффект от применения метода может определяться сравнительным расчетом с базовым вариантом. При необходимости вводятся коррективы на различие темпов разработки или поправки на несоответствие проектных и фактических показателей.

Применение тепловых методов для разработки высоковязких нефтей обычно приводит к существенному увеличению нефтеотдачи и текущих нефти по сравнению с разработкой на истощение. В этом случае при определении технологического эффекта рекомендуется использовать метод так называемых «долевых коэффициентов», представляющих собой отношение прироста конечной нефтеотдачи к общей нефтеотдаче. Добыча

нефти за счет применения метода определяется умножением полной добычи нефти на коэффициент долевого участия метода.

В тех случаях, когда без применения методов увеличения нефтеотдачи пластов разрабатывать залежи экономически нецелесообразно, всю нефть следует считать добытой за счет применения методов.

В случаях незначительных приростов нефтеотдачи пластов в начальный период рекомендуется определять добычу нефти за счет применения методов умножением (массы) закаченного реагента на установленную расчетом или опытом удельную добычу нефти, т.е. добычу на единицу объема (массы) израсходованного реагента.

Если метод применяется на месторождении, данные разработки которого хорошо вписываются в имеющиеся корреляционные зависимости от геолого – физических свойств пласта, то показатели базового варианта в отдельных случаях можно определять по ним.

Глава III. Применение новых методов нефтеотдачи пластов на месторождениях Башкиростана

НЕФТЕОТДАЧА ПЛАСТОВ (НП), степень полноты вытеснения нефти из продуктивного горизонта в скважины (шахты) водой или газом под

воздействием пластовой энергии. НП оценивается коэффициент нефтеотдачи (отношение добытой нефти к ее геол. запасам). В зависимости от особенностей геол. строения, коллекторских свойств и характеристик пластовой нефти, системы и технологии разработки величина конечной НП по разл. залежам нефти Башкортостана меняется от 8-30% (режимы эксплуатации - гравитационный, растворенного газа) до 30-65% (жесткий водонапорный режим). Средняя конечная нефтеотдача пластов по месторождениям Башкортостана - 42%. Крупным достижением в области повышения нефтеотдачи пластов в Башкортостане явилось освоение новой технологии добычи нефти с искусств. поддержанием пластового давления путем закачки воды в девонские пласты Туймазинского месторождения (1948). Текущая НП на этом м-нии к наст. времени превысила 58%. Внедрение заводнения позволило резко сократить число нефт. скважин (в 15-20 раз), повысить темпы добычи нефти, получить большую НП (в 2,5-3 раза) по сравн. с естеств. режимом истощения залежей. Для увеличения НП на м-ниях Башкортостана ведутся работы по оптимизации плотности сетки скважин на залежах, содержащих нефть повышенной вязкости (св. 20 МПа. с). Результаты опытных работ (Ново-Хазинская площадь Арланского м-ния) и гидродинамич. расчеты показали, что при уплотнении сетки скважин с 32 до 16,5 га/скважину конечная НП возрастает на 7-8%.

Эксперименты по циклическому нагнетанию воды проводили по пластам Д-I и Д-IV Шкаповского месторождения в начале и в конце 70-х гг. На первом этапе отмечали рост отборов нефти на 40% за счет уменьшения обводненности с 80 до 73%; использовался метод изменения направления фильтрационных потоков путем доп. разрезания водонефтяных зон на южном. участке пласта Д-I. Производили также повышение темпов отбора жидкости на большинстве нефтяных месторождений Башкортостана. Благодаря внедрению этих технологий ПО "Башнефть" впервые в стране в течение длит. периода (1970-80) удерживало год. добычу нефти в объеме 40

млн. тонн. В целом система разработки месторождений Башкортостана характеризуется интенсивным заводнением (соотношение нагнетательных и добывающих скважин 1:5), довольно высокой плотностью сетки скважин (6-25 га/скважину). С искусств. заводнением добывается 96% нефти.

Для оценки промышленной эффективности и увеличения объемов НП ПО "Башнефть" совместно со специализированными институтами (Баш. Научно-исследовательский и проектный институт нефтяной промышленности, институт по повышению нефтеотдачи пластов, институт проблем нефтехимпереработки и др.) испытывает на основных месторождениях Башкортостана св. 50 технологий, в т.ч. физико-химические и микробиологические методы, начиная с 1966, газовые с 1975. Закачка водных растворов ПАВ, полиакриламидов и биореагентов осуществлялась на Арланском, углекислоты - на Сергеевском, горячей воды - на Воядинском, внутрипластовое влажное горение на Арланском месторождениях, закачка диоксида углерода, биополимера "Симусан", аэрированной воды и солей для активизации пластовой микрофлоры - на Узыбашевском месторождении и Юсуповских площадях Арланского месторождения.

Внедрены высокоэффективные технологии по закачке в пласт осадкообразующих силикатно-щелочного, аммиачного и аммиачно-полимерного р-ров, биореагента и полимера со стеклом и с глинистой суспензией и т.д. В результате применения указ. технологий в расчете на один очаг с обводненностью 91-99% доп. добыча нефти в среднем составила 1000 т/год.

Принципиально новым и эффективным методом увеличения НП рифовых нефтяных месторождений Южного Башкортостана, которые эксплуатируются на естественном режиме истощения, является сводовое (вертикальное) смешивающееся вытеснение нефти оторочкой углеводородного газа высокого давления. Первые опытно-промышленные

работы на Озеркинском месторождении, начатые в 1976, показали высокую эффективность и перспективность метода (увеличение НП за 10-15 лет на 3,4-4,1%).

Глава IV. Методы повышения нефтеотдачи, применяемые и рекомендуемые для внедрения на месторождениях Узбекистана [1, 2, 9, 10, 11, 12]

4.1. Анализ капитального ремонта скважин на месторождениях УДП «Мубарекнефтегаз» по состоянию на 01. 01. 2010 года.

На площадях, находящихся в районе деятельности УДП «Мубарекнефтегаз», ремонт нефтяных и газовых скважин производит ОАО НДКТ Караулбазарское, ОАО БУХПИ и ОАО НГИ (Касанское) подразделяющие на участки Кокдумалак, Северный Уртабулак, Крук и Арниез, Денгизкуль, Шода, Карим, Каракум, Шурчи.

В плане оснащенности ОАО НГКТ располагает 23мя бригадами капитального ремонта, работающих по 12-24 часовому графику, оснащен 2мя станками «АК-60», 12-ю станками А-50, одним станком УПТ 1-50, а также станком «Скайтоп», Канадским станком «Айдеко», 1 станок Франкс и БУ-75 которой занимается углублением, 2 станок АЗ- 37. Также переброшены 3 станка «А-50» ОАО «Нефтегазиспытание».

Предусматривалась отремонтировать капитальным ремонтом на 2010 год 123 скважин. В течении 12 месяцев фактически отремонтированы 125 скважин, что составляет 101,62 %, освоено в денежном выражении за 12 месяц 4299067 тыс.сумов против годового плана 4683206 тыс.сумов. Геофизические работы выполнены на сумму 332242 тыс. сум, против годового плана 480000 тыс. сум.

В настоящие время, кроме ОАО НГИ на месторождение Кокдумалак, Шода, Карим с помощью станка А-50, ОАО НГИ отремонтировано 17 скважин против годового плана 18 скважин. Освоено в денежном выражении 517336 т.с. против годового плана 515511 тыс.с.

Подземный ремонт на месторождениях Северный Уртабулак, Крук производит ОАО Полвонтош «Нефтегазкудуктамирлаш», который в течении года должен был отремонтировать одним станком А-37 работающий

в 2 смены 100 скважин. За 12 месяцев фактический отремонтированы 110 скважин, что составляет 110 %, освоено в денежном выражении 83969 т.с. против годового плана 10144 тыс. сум .

Подземным ремонтом на 01.01.2010 г. отремонтированы собственными силами УДП «Мубарекнефтегаз» 56 скважин при плане 50 скважин. Соляно-кислотная обработка произведена на 64 скважинах.

Законченные капитальным ремонтом скважины, по видам подразделяются следующим образом.

Изоляционные работы

Крук -№ 73, 72, 28, 32, 26, 22, 77, 61, 31, 97, 36, 70, 36, 38, 62, 57, 4, 59, 63.

Северный Уртабулак -№ 67, 97, 49, 79, 104, 90, 84, 25, 82.

Кокдумалак - № 70, 232, 261, 92, 33, 54, 138, 101, 37, 239, 124,72,104, 46, 68, 18, 159, 205, 89, 117, 87, 43, 30, 206, 264,50, 63, 150, 126, 214, 159,75.

№ 57, 128, 120, 112, 70, 64, 33, 34 (ОАО НГИ)

Северный Памук - № 18 (ОАО НГИ)

Янги Памук -№ 2 (ОАО НГИ)

Зап. Крук - № 12

Шода - № 2 (ОАО НГИ)

Итого – 72 скважин.

Спуск насоса УЭЦН

Кокдумалак - № 52, 206, 61,77, 64, 84, 63, 206, 158, 54, 264, 150, 61, 52, 186, 84, 118, 54 (ОАО НГКТ) ; № 54, 136, 118 (ОАО НГИ)

Северный Уртабулак - № 105, 25, 108.

Итого – 24 скважин.

Перевод скважин на другой горизонт

Кокдумалак -№ 149, 86, 251, 253, 58, 281, 255, 67, 262, 30, 31, 72, 89, 286, 76, (Перевод с н\д на г\д) , 83 (Пер. из бездейств на вод\наг).

Крук -№ 40 (Перевод с н\д на вод \ наг).

Итого - 17 (ОАО НГКТ)

Дострел

Кокдумалак -№ 148

Итого - 1 скв.

Извлечение НКТ

Кокдумалак №84 ревизия насос УЭЦН

Крук – № 74, 71 ревиз.НКТ

Северный Уртабулак №91, 22 (ревз.подв.), 40 (вост. забой), 71 (пром. забой.)

Денгизкуль - № 73

Сардоб - № 5

Жаркок - № 66

Итого- 10 скв.

Углубления

Кокдумалак- № 240, 266 (БУХПИ)

№ 76, 306, 2

Итого- 5скв.

Замена резиновых элементов . Освоение. Глушение.

Кокдумалак-№ 1Г (спуск пуск муфты) , 150 (спуск НКТ 250м освоение)

Юж. Кемачи - № 25

Арниез - № 1

Умид - № 39, 39

Итого – 6 скв.

Установка ликвидационного и консервационного моста.

Юж. Мубарек - № 40, 48, 45, 34

Карим -№ 50, 11, 14, 9

Денгизкуль -№ 4

Умид - № 35

Итого – 10 скв.

Итого на 01.01.2010 г. отремонтированы, в том числе

ОАО НГКТ – 125 скважин ;

ОАО НГИ – 18 скважин;

БУХПИ – 2 скважины . (Углубления)

Прирост нефти от капитального ремонта составляет – **773235,2 тн.**

Прирост газа от капитального ремонта составляет – **1348737 тыс.м³ .**

Прирост конденсата от капитального ремонта составляет – **215932 тн.**

Подземный ремонт глубинно-насосных скважин

ОАО Полвонтош « Нефтегазкудуктаъмирлаш» собственными силами

выполнил подземный ремонт на следующих скважинах:

Крук -№ 66, 39, 14, 36, 67, 46, 91, 77, 55, 89, 39, 67, 65, 46,70, 71, 67, 55, 60, 58, 43, 58, 46, 26, 39, 56, 55, 49, 37, 3, 74,67, 77, 46, 43,49, 26, 96, 77, 67, 49, 76, 65, 46, 77, 97,39, 78, 81,80, 86, 60, 75, 68, 66, 58, 36, 64, 86, 34, 65, 46, 43, 96, 44, 26, 41, 43, 4, 56, 58, 64, 57, 77, 43, 26, 96, 44, 67, 84, 46, 55, 6, 43, 49, 28, 84, 38, 6, 78, 59, 37, 96, 55.

Сарык кум - № 12, 1, 5, 11, 10, 12, 10

Сев.Уртабулак - № 22, 83, 104, 93, 82, 105, 99, 44.

Итого : 110 скважин

Собственными силами НГПУ « Мубарекнефтегаз»

Крук - № 70, 78, 56, 76, 13, 96, 73, 58, 70, 96, 46, 73, 94, 39, 56, 36, 96, 34, 37, 58, 65, 71, 58, 70, 13, 24, 96, 55, 66, 62, 57, 46, 43, 67

Сев. Уртабулак -№ 104, 84, 57, 43, 102, 92, 57, 93, 95, 48, 1, 100, 79, 105, 104, 103.

Итого- 56 скважин.

ОАО НГКТ Караулбазар

Крук

-замена насоса ; № 32, 4, 61, 82, 77, 65, 58, 38, 55, 34, 59, 86, 82, 43, 38, 38, 77, 28, 72 .

Сев. Уртабулак – промывка забоя; № 100,4,97, 88, 52, 100, 82, 67, 100, 79, 99, 95;

-замена насоса; № 43, 82, 95, 58, 90, 86, 44, 100, 76, 83, 44, 82, 99, 88, 75, 44, 76, 104, 99, 75, 76, 104, 75, 90, 75, 105, 25, 11, 75, 25, 44, 44, 84, 75, 83, 90, 61

Умид – глушение; № 47

Зап. Крук - № 19, 19.

Итого – 71 скв.

Итого по УП «Мубарекнефтегаз»

-на 01.01.2004г. подземный ремонт 237 скважин.

Таблица 4.1.

Сведения

о проведении капитального ремонта нефтяных скважин на месторождения УП «Мубарекнефтегаз»
на 01. 01.2010г.

№ П.п	№ скв	Цель ремонта	Дата начала ремонта	Дата окончания ремонта	Продол жительность ремонта дни	Дебит до ремонта		Дебит после ремонта			За декабрь				Доп. Добыча с начала года
						Q _{нефг} т\сут	Q _{обвод} %	Q _{нефг} т\сут	Q _{обвод} %	Получен Эффект т\сутки	Q _{нефг} т\сут	Q _{обвод} %	Получен Эффект т\сутки	Доп. Добыча т\сут	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
ОАО « Нефтегазкудуктаьмирлаш»															
Месторождение Кокдумалак															
1	70	Изоляция, перфорация	11.12.08	07.01.09	21	30	73	181,3	54,0	+151	11	95			16820
2	138	Спуск муфты	20.11.08	21.01.09	22	85	60	88	28	+3	59	70	-	-	162
3	76	Углубление	26.08.08	05.01.09		0	68	49	17	49	56	21	56	1680	11240
4	52	Спуск УЭЦН	29.11.0	23.01.09	32	0	80	40,62	80	+40	8	96	+8	248	3860
5	54	Спуск УЭЦН	26.12.08	30.01.09	30	0	85	86	46	+86	-	46	-	-	4644
6	206	Спуск УЭЦН	23.01.09	09.02.09	17	0		28		28	-		-	-	1148
7	61	Спуск УЭЦН	07.02.09	26.02.09	19	0	80	26	80	26	4,1	97	4,1	16,4	1273,6
8	136	Изоляция, перфорация Спуск УЭЦН	28.01.09	25.02.09	30	28	50	265,0	50	+237	169	70	+141	4230	57217
9	101	Газлифт	10.02.09	28.02.09	18	0		19	5	+19	37	31	+37	1110	13137
10	83	Перевод с н\д на водонаг.	24.01.09	27.02.09	34	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

11	77	Спуск УЭЦН	26.02.09	13.03.09	16	27	50	228	50	+201	227	61	+200	6000	57251
12	118	Спуск УЭЦН	05.03.09	19.03.09	14	57	50	151	18	+94	21	88	-	-	3832
13	64	Спуск УЭЦН	27.02.09	19.03.09	21	0	44	154	32	+154	82,4	62	100	2554,4	15775,4
14	84	Спуск УЭЦН	24.03.09	20.03.09	16	0	38	56	5	+56	107	40	107	3317	12344
15	232	Изоляция, перфорация	23.01.09	22.03.09	59	30	59	153	20	+123	95	66	+65	1950	21146
16	63	Спуск УЭЦН	14.03.09	23.03.09	10	0		44	72	+44	10	93	10	310	2544
17	57	Изоляция, перфорация	19.03.09	08.04.09	20	44	69	151	3,5	+107	82	50	+38	1140	19831
18	92	Изоляция, перфорация	23.03.09	10.04.09	18	0	60	60	2	+60	34	28	+34	1020	11754
19	261	Изоляция, перфорация	23.03.09	09.04.09	17	0	70	255	8	+255	120	48	120	3600	39261
20	54	Изоляция, перфорация	24.03.09	11.04.09	18	0	70	160	7	+160	175	35	175		12398
21	206	Изоляция, перфорация	23.03.09	18.04.09	26	0	65	191	4,5	+191	143	55	143	4433	16127
22	33	Изоляция, перфорация	19.03.09	21.04.09	34	0	90	178	2	+178	144	26	144	4320	19966
23	104	Изоляция, перфорация	25.08.08	12.05.09	271	0	95	118,7	45	+118	95	60	95	2850	25848
24	239	Изоляция, перфорация	15.04.09	10.05.09	28	0	95	13,5	32	+13,5	98	60	98	2940	9886
25	37	Изоляция, перфорация	15.04.09	11.05.09	29	0	95	45	37	+45	52	55	52	1560	9275
26	72	Изоляция, перфорация	20.04.09	02.05.09	13	22	75	83,3	32	+83,3	29	75	16	480	6670
27	128	Изоляция,	14.04.09	13.05.09							33	87	+33	990	9644

		перфорация													
28	124	Изоляция, перфорация	17.04.09	24.05.09	39	0	80	55	34	+55	38	78	+38	1140	13926
29	68	Изоляция, перфорация	11.05.09	06.06.09	26	0	95				71	61	71	2130	18961
30	46	Изоляция, перфорация	12.05.09	07.06.09	26	0	95				50	67	50	1500	14275
31	120	Изоляция, перфорация	14.05.09	15.06.09	33	0	90				66	8	44	308	6402
32	18	Изоляция, перфорация	14.05.09	18.06.09	36	0	95				50	75	50	1500	15230
33	205	Изоляция, перфорация	13.05.09	19.06.09	38	0	90				163	18	163	4890	31644
34	159	Изоляция, перфорация	18.05.09	22.06.09	36	0	95				210	16	210	6300	18795
35	89	Изоляция, перфорация	24.05.09	23.06.09	31	0	95				74	38	74	2220	5674
36	158	Спуск ЭЦН	27.05.09	27.06.09	31	0	90				82	55	82	2460	15443
37	54	Спуск ЭЦН	08.06.09	01.07.09	24	0	35				42	43	113	1260	11935
38	264	Спуск ЭЦН	29.06.09	16.07.09	17	0	39				36	39	36	144	144
39	150	Спуск ЭЦН	24.06.09	17.07.09	23	0	22				45	22	45	1350	1485
40	2	Углубление	18.01.09	23.07.09	155	0	-				159	5	159	4770	14752
41	117	Изоляция, перфорация	20.06.09	24.07.09	34	0	95				132	20	132	3960	21930
42	87	Изоляция, перфорация	02.07.09	07.08.09	35	10	95				40	48	40	1200	6950
43	61	Изоляция, перфорация	19.06.09	08.08.09	49	0	90				106	40	106	3180	15715

44	186	Спуск ЭЦН	30.07.09	17.08.09	18	0	20				94	46	94	2820	13340
45	52	Изоляция, перфорация	25.07.09	24.08.09	30	0	95				84	60	84	2520	13070
46	206	Изоляция, перфорация	09.08.09	12.09.09	33						51	58	51	1530	6600
47	264	Изоляция, перфорация	14.08.09	14.09.09	30						110	40	110	3300	11798
48	84	Изоляция, перфорация	26.08.09	25.09.09	30						52	72	52	1560	5100
49	50	Изоляция, перфорация	17.07.09	18.09.09	31						23	50	23	690	3376
50	64	Изоляция, перфорация	09.08.09	20.09.09	41						136	22	136	4080	15126
51	63	Спуск ЭЦН	25.08.09	25.09.09	30						36	80	36	1080	3367
52	150	Изоляция, перфорация	27.09.09	11.10.09	15						28	60	28	840	2405
53	118	Изоляция, перфорация	01.10.09	21.10.09	21						10	950	10	300	675
54	33	Изоляция, перфорация	19.09.09	17.10.09	38						104	25	104	3120	3120
55	126	Изоляция, перфорация	22.08.09	18.09.09	36						82	27	82	2460	7065
56	112	Изоляция, перфорация	16.06.09	14.03.09	28	28	90				112	52	+84	2604	15630
57	70	Изоляция, перфорация	15.07.09	06.08.09	21	11	95				34	61	+23	713	4597
58	214	Изоляция,	16.09.09	04.11.09	48	10	90				87	50	+77	2387	5126

		перфорация													
59	54	Ревизия УЭЦН. Изоляция, перфорация	16.10.09	25.11.09	39	0	78				79	45	+79	2054	2054
60	34	Изоляция, перфорация	18.10.09	11.11.09	23	0	90				70	60	+70	2170	4815
61	75	Изоляция, перфорация	27.10.09	13.11.09	17	0	90				20	30	+20	620	620
62	159	Ревизия установки Изоляция, перфорация	15.10.09	07.12.09	52	0	85				78	52	+78	2028	2028
63	11	Спуск пуск. муфты	26.11.09	15.12.09	19	0	45				156	45	+156	3120	3120
Итого : 739447 тн.															
Месторождение Северный Уртабулак															
64	67	Изоляция, перфорация	01.12.09	20.01.09	51	0	10	0,6	95	+0,6	+0,07	96	0,07	0,28	101,67
65	97	Изоляция, перфорация	01.01.09	06.02.09	16	1,5	90	4	38	+3,5	0,14	55	-	-	757,3
66	49	Изоляция, перфорация	20.01.09	28.02.09	39	2	90	9,2	65	+7	7,29	74	+5,29	249	2169,39
67	79	Изоляция, перфорация	07.02.09	13.03.09	25	2	9	9	8	6	0,14	20	-	-	326,7
68	91	Извлечь НКТ	18.12.08	14.05.09		0,1	80	0,2	85	0,1	0,07	92			18,2
69	104	Спуск насос	26.04.09	04.05.09	9	0	-	4,2	15	4,2	1,19	22	1,19	32,13	669,33
70	84	Изоляция,	14.05.09	01.07.09		0,5	85				6,16	86	5,66	175,46	591,46

		перфорация													
71	105	Спуск насос	13.07.09	22.07.09		0	40			17	6,79	60	6,79	135,8	2265,8
72	25	Изоляция, перфорация	05.06.09	20.08.09		1	90								44
73	25	-«-				2					11,84	30	+9,84	305,04	1115,04
74	82	Изоляция, перфорация				2					13,13	38	+11,31	350,61	1329,61
Итого : 8225,19 тн.															
Месторождение Крук															
75	72	Изоляция, перфорация	20.11.08	03.01.09	45	0,8	100	+4	61	+4	0,29	90			3207,6
76	73	Изоляция, перфорация	20.11.08	26.12.08	36	1,1	100	11	50	11	4,5	70	4,4	136,4	2539,9
77	74	Извлечение, перфорация	10.12.08	13.03.09	63	0					1,9	90	1,9	58,9	319,6
78	28	Изоляция, перфорация	02.01.09	23.02.09	53	1					3,3	60	2,3		4,6
79	40	Перевод на вод\наг	21.01.09	03.02.09	11										
80	32	Изоляция, перфорация	03.02.09	27.03.09		0,7							-	-	-
81	26	Изоляция, перфорация	16.03.09	24.04.09	39	2,5	90	21,7	50		6,2	70	3,7	114,7	2141
82	22	Изоляция, перфорация	28.03.09	05.05.09	39						0,19	80	0,19	0,95	2,05
83	77	Изоляция, перфорация	03.05.09	28.05.09	26	1	95	1,4	60	1,4	4,4	60	3,4	105,4	508,3
84	71	Ревизия НКТ	03.06.09	15.06.09	13	0					9	65	9	279	1590,2

85	61	Изоляция, перфорация	29.05.09	24.06.09	27	1,7	95				28	45	26,3	815,3	4589,3
86	31	Изоляция, перфорация	14.04.09	27.06.09	73	0					0,09	80	0,09	0,75	3,45
87	36	Изоляция, перфорация	25.06.09	28.07.09		0	90				0,3	90	0,3	1,5	24,5
88	97	Изоляция, перфорация	16.06.09	19.07.09		2,8	85				42	40	39,2	1215,2	5625,2
89	70	Изоляция, перфорация	11.07.09	07.08.09		2,5	90				42	55	40,5	1410	2190
90	4	Изоляция, перфорация				1					3,3	80	2,3	71,3	141,3
91	57	Ремонт насоса				0					3,2	70	3,2	99,2	207,2
														Итого : 24399,7 тн	

Получена дополнительная добыча - 773235,2 тн.

Сведения

о проведении капитального ремонта газовых скважин на месторождения УП

« Мубарекнефтегаз» на 01. 01.2010 г.

Таблица 4.2.

№п\п	№ скв	Цель ремонта	Дата начала ремонта	Дата окончания ремонта	Продолжительность ремонта дни	Дебит до ремонта		Дебит после ремонта		За декабрь			Доп. добыча с начала года
						Q _{газ} тыс м ³ /сут	Q _{обвод} %	Q _{газ} тыс м ³ /сут конденсат	Получен Эффект	Q _{газ} тыс м ³ /сут конденсат тн\сут	Получен Эффект	Доп. Добыча Август Газ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Месторождение Кокдумалак													
1	306	Углубление	17.12.08	18.03.09	77	0		500	500				Г-46960 К-7090
2	149	Перевод с нефтедоб. на газодоб.	21.11.08	20.03.09	79	0		714	714	560	560	17386	167169 28053
3	251	Перевод с нефтедоб. на газодоб.	07.04.09	01.05.09	25	0		522	690				104346 13904
4	86	Перевод с нефтедоб. на газодоб.	23.03.09	26.04.09	35	0		500	500	566	566	17574	155304 25852
5	58	Перевод с нефтедоб. на газодоб.	03.05.09	25.05.09	23	0	-	673	673	581	581	18032	142660 23472

6	253	Перевод с нефтедоб. на газодоб.	27.04.09	23.05.09	27	0	-	632	632	592	592	18381	142364 23372
7	281	-« -	02.05.09	08.06.09	38	0				432	432	13402	118781 19493
8	67	Перевод с нефтедоб. на газодоб.	24.05.09	02.07.09	38	0				464	464	14398	96652 16583
9	255	Перевод с нефтедоб. на газодоб.	23.06.09	02.08.09	39	0				529	529	16417	87948 14051
10	30	-« -	14.07.09	15.09.09	61	0				464	464	14398	51860 8190
11	262	-« -	03.08.09	24.09.09	51	0				484	484	15017	49202 7743
12	31	-« -	13.09.09	18.10.09	35	0				478	478	14829	40314 6329
13	72	-« -	17.09.09	18.09.09	31	0				581	581	18032	36159 5683
14	89	-« -	17.09.09	14.10.09	27	0				507	507	15744	48802 6720
15	286	-« -	15.09.09	22.10.09	37	0				546	546	16955	32721 5137
16	76	-« -	15.09.09	20.11.09	55	0				625	625	19377	27455 4310

**С начала года получена дополнительная добыча газа - 1348737 тыс. м³
конденсата -215982 тн.**

4.2. Методы повышения нефтеотдачи рекомендуемые для внедрения на месторождениях Узбекистана

Анализ состояния разработки месторождений Узбекистана показал, что основным способом воздействия на нефтяные залежи был и остается метод заводнения и различные его модификации. Вместе с тем в лабораторных условиях исследовано большое количество методов, позволяющих значительно увеличить нефтеотдачу пластов.

Ряд способов испытаны в промысловых условиях и внедрены в промышленную практику. Приведем основные результаты применения МУН на примере некоторых месторождений.

Щелочное заводнение третьего горизонта поднадвига месторождения Андижан велось с 1979 года. На конец 1984 года закачали 952 т. каустической соды разной концентрации, что в пересчете на сухой вес 100% концентрации составляет 419 т. Технологический эффект процесса принят в виде 22.0 тыс. т. нефти, в том числе 18.0 тыс. т. за счет щелочного воздействия, остальной эффект получен за счет изменения фронта нагнетания и интенсификации работы скважин. В дальнейшем работы остановлены из-за технического состояния нагнетательных скважин. На месторождении Южный Аламышик за 1983-84 годы было закачено порядка 550 тонн щелочных отходов на основе промышленных отходов производства капролактама. Технологический эффект за время внедрения составил 2.0 тыс. т. дополнительно добытой нефти. Как показывают результаты, в зависимости от физико-химических свойств пластового флюида и коллектора, 1.5-3 т. указанного отхода эквивалентны одной тонне каустической соды.

На месторождении Бостон применена модифицированная схема щелочного заводнения с созданием в пласте первичной и вторичной оторочки из щелочного раствора. Первичная и вторичная оторочка с применением многокомпонентной содо-сульфатной смеси обладает свойствами химического буфера, позволяющего создать эффективный фронт вытеснения. В дальнейшем оторочка продвигается по пласту закачиваемой

водой. В целом технологический эффект выразился в уменьшении обводненности добывающих скважин, при этом дополнительная добыча нефти составила 2.0 тыс. т.

Месторождение Западный и Восточный Ташлы. Сущность МУН сводилась к следующему: в пласте создавались три многофункциональные оторочки. Первая из раствора содо-сульфатной смеси (концентрация 4-6%, возможно применение отходов капролактама). Создает первичный фронт вытеснения в виде химического буфера образуя стойкие эмульсии с выпадением в осадок при контакте с пластовыми водами, что способствует повышению коэффициента охвата пласта. Вторая из комплексного состава 4 КСА (на основе АПАВ, спирта и ССС) позволяет формировать вторичный вал из малоактивной нефти значительно повышая коэффициент вытеснения. И третья, загущающая оторочка, из щелочного раствора эфиров целлюлозы. Предотвращает разрушение первых двух оторочек и также эффективно как поршень способствует вытеснению нефти. После закачки оторочки продвигаются закачиваемой водой. В 1992 г. по Западному участку залежи охваченному МУН получен прирост добычи нефти в объеме 2,372 тыс. тонн. По Восточному участку 4,89 тыс.т.

Нефтегазоконденсатное месторождение Кокдумалак введено в опытно-промышленную эксплуатацию с декабря 1988 г. В соответствии с проектными документами разработка месторождения должна была осуществляться при поддержании пластового давления путем подконтактного заводнения и обратной закачки сухого газа (сайклинг-процесс). Начальное пластовое давление составляло 57.6-57.3 МПа в нефтяной части, и 57.3-56.2 в газоконденсатной части. Максимальный эффект достигается от поддержания пластового давления за счет сохранения пластового давления газоконденсатной части залежи на одном уровне до конца сайклинг-процесса (55.6Мпа по данным ВНИИгаза и 43.93 МПа по данным ВНИИнефти). В случае реализации проектных решений конечный коэффициент конденсатоизвлечения составляет от 60.9% (ВНИИгаз) до

63.1% (ВНИИнефть). Из-за позднего завершения строительства нагнетательной компрессорной станции осуществлено с двухгодичным опозданием после начала разработки газоконденсатной части залежи. В результате этого, к началу сайклинг-процесса пластовое давление в газоконденсатной части снизилось на 10.2 МПа и составило 43.0 МПа. Позднее начало сайклинг-процесса повлекло к выпадению конденсата в пластовых условиях в жидкую фазу. После начала закачки темп падения пластового давления стабилизировался на уровне 0.22-0.24 МПа в месяц против 0.42-0.45 МПа до начала его реализации. За период осуществления сайклинг-процесса извлечено нестабильного конденсата более 16.0 млн. т., что на 4.2 млн. т. меньше предусмотренного проектными показателями, но на 4.1 млн. т. больше против режима истощения.

В таблице 4.3. приведены рекомендуемые методы увеличения нефтеотдачи пласта и возможное применение их на нефтяных месторождениях Узбекистана.

Таблица 4.3.

Методы повышения нефтеотдачи рекомендуемые на месторождениях Республики Узбекистан

Месторождения	Тип коллектора	Физические				Физико-химические				Газовые			Тепловые методы		
		Циклическое заводнение	ГГРП	бурение гориз.скважин	Бурение вторых накл.стволов	Оторочки ПАВ	Оторочки щелочей	Оторочки полимеров	Волокн.-дисперс. система	Сухой газ	Закачка азота	Водогазовые	Закачка пара	Закачка горячей воды	ВДОГ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Бухарская обл.															
1. Джаркак	Т				+										
2. Шурчи	Т				+										
3. Акджар	Т,к														
4. Караулбазар, Сарыташ	Т,к				+										
5. Крук	К		+	+	+					+	+	+			
6.Западный Крук	К		+	+	+						+	+			
7. Газли, XIII горизонт	Т			+	+										
8. Муллахол	Т			+	+										

9. Южный Кемачи	К			+												
Кашкадарьинская обл.																
10. Шуртепа	Т				+											
11. Марковское	К			+	+											
12. Кокдумалак	К			+	+	+			+	+	+	+				
13. Кокдумалак-подриф	К		+	+		+		+								
14. Памук	К		+	+	+											
15. Западный Ташлы	Т,к	+		+	+	+										
16. Восточный Ташлы	Т,к	+		+	+	+										
17. Северный Уртабулак	К	+	+	+	+	+	+	+	+							
18. Умид	К		+	+	+							+				
19. Сарыча	К				+											
20. Арнияз	К				+											
21. Сардоб	К				+											
22. Чегаринская группа	К				+											
23. Гармистон	К		+	+	+									+		
24. Яккасарай-Зап. Як-рай	К		+	+	+											
Сурхандарьинская обл.																
25. Ляльмикар	Т				+									+	+	+
26. Кокайты	Т				+									+	+	+
27. Коштар	Т				+									+	+	+
28. Миршади	Т				+									+	+	+
29. Джейранхана	Т				+									+	+	+
30. Учкызыл	Т				+									+	+	+

Наманганская обл.															
31. Наманган-Кушанское	T		+	+	+								+	+	
32. Тергачи	T		+	+	+								+	+	
33. Шорбулак	T		+	+	+								+	+	
Андижанская обл.															
34. Палванташ	T	+			+	+		+			+	+			
35. Андижан	T	+			+	+		+			+	+			
36. Шарихан-Ходжибад	T		+												
37. Южный Аламышик	T		+												
38. Бостон	T		+												
39. Хартум	T		+												
40. Восточный Хартум	T		+												
Ферганская обл.															
41. Северный Сох	T									+					
42. Чонгара-Гальча	T														
43. Западный Палванташ	T	+		+	+	+	+	+							
44. Ханкыз	T	+			+	+	+	+							
45. Чимиан-Яркуган	T	+		+	+	+	+	+							
46. Авваль	T	+		+	+	+	+	+							
47. Восточный Авваль	T	+		+	+	+	+	+							
48. Варык-1	T	+		+	+	+	+	+							
49. Шорсу	T	+		+	+	+	+	+							
50. Варык-2	T	+		+	+	+	+	+							

4.3. Анализ методов и опытно – промышленных работ по повышению нефтеотдачи пластов месторождений Узбекистана

Повышение степени извлечения из недр является самой актуальной и острой проблемой на протяжении всей истории развития нефтяной промышленности. Однако, как никогда эта проблема стала требовать все большее внимание в связи возрастающим истощением запасов нефти разрабатываемых месторождений. В то же время вероятность нахождения новых месторождений для пополнения истощающихся запасов уменьшается.

В энергетически программах многих нефтедобывающих стран мира этой проблеме уделяется особое внимание как одному из основных направлений увеличения ресурсов нефти и сокращения дефицита в ней.

Проблема увеличения в степени извлечения нефти многосторонняя. Нами проведен анализ и обобщение результатов применения новых методов увеличения нефтеотдачи пластов на месторождениях Узбекистана.

Необходимо отметить, что проблема эффективного применения нового метода увеличения нефтеотдачи еще далека от всего окончательного решения. Поэтому в перспектив необходимо провести аналитические, лабораторных и промысловые исследования по изучению характера влияния отдельных факторов на нефть извлечения, оптимального набора геологических и технологических характеристик и показателей разработки.

4.3.1. Состояния исследований в области применения новых методов увеличения нефтеотдачи (НМУН) пластов

С целью увеличения использования запасов недр в начале 70- х годов впервые в Узбекистане были начаты исследования для применения НМУН. Эти исследования в основном были проведены в бывшем институте «СредАзНИПИнефть» произведенного объединения «Узбекнефть».

В связи с тем, что большинство нефтяных залежей Узбекистана разрабатывались с применением различных видов заводнения, в качестве основного направления применением НМУН пластов были выбраны физико-химические методы воздействия на пласты, отличающиеся сравнительной простотой и эффективностью и не требующие больших капитальных вложения и энергетических затрат.

Лабораторными исследованиями, проведенными в институте «СредАзНИПИнефть» установлено, что снижение поверхностного натяжения ведет к повышению охвата пластов заводнением и улучшению нефтевытеснения.

В результате исследований выявлен ряд залежей нефти, которые активизируются под воздействием щелочного раствора. К ним относятся нефти III- горизонта поднадвига месторождения Андижан, XVII горизонта месторождения Южный Аламышик, VIII горизонта месторождения Северный Сох, III горизонта месторождения Бостон и др.

Как известно, методом щелочного заводнения основан на явлении снижения межфазного натяжения на границе раздела вода –нефть при наличии в воде веществ, дающих щелочную реакцию, и изменение характеристики смачиваемости в системе нефть –растворов щелочи –порода.

Снижения межфазного натяжения вызывается наличием в нефти кислотных компонентов, которые в контакте с щелочами образуют поверхность активные вещества, что ведет не только снижению межфазного поверхностного натяжения, но и эмульсированию части остаточной нефти. Установлено, что поверхностное натяжение высокоактивной нефти на границе с растворами щелочной может снижаться до тысячных долей дин/см, величина снижения зависит от щелочности pH раствора. При этом установлено, что при вытеснении нефти III горизонта поднадвига месторождения Андижан из модели пласта раствором 0,3% каустической воды коэффициент вытеснения при доотмыве увеличивается на 20 -26%. Кроме того, растворы щелочи существенно ускоряют процесс капиллярного

впитывания воды в пласт, что способствует увеличению охвата пласта вытеснением.

Лабораторными исследованиями, проведенными в начале 80 –х годов, выявлена возможность использования вместо дефицитной каустической соды отходы производства капролакатама производства Чирчикского комбината «Электрохимпром», растворимая часть которых представляет собой содосульфатную смесь, состоящую из карбоната натрия 55 -57%, сульфата натрия 27 -28%, хлористого натрия 12 -13% и едкого натрия до 6%.

Лабораторные исследования нефтевытесняющих свойств растворов щелочей из отходов производства капролакатама проводилось с нефтью и (пластовой водой) XVIII горизонта месторождения Южный Аламышик.

Полученные экспериментальные данные по совместимости с пластовой водой, урону снижения поверхностного натяжения нефти на границе с раствором, по нефтевытесняющим и антикоррозийным свойствам положительно характеризует эти реагенты.

По данным лабораторных исследований для нефти XVIII горизонта коэффициент вытеснения в среднем повышается в зависимости от концентрации раствора (от 0,5 до 4;) от 6 до 26%. При добавлении к щелочному раствору КМЦ эффективность вытеснения возрастает и коэффициент вытеснения увеличивается до 19 -37%.

4.3.2. Результаты применения новых методов нефтеотдачи пластов месторождениях Узбекистана.

Залежь нефти III горизонта месторождения Андижан разрабатывается с 1945г., разбуривалась в два этапа в 1946 -1949 годы и в 1955 -1956 годы, общее число пробуренных скважин составило 53, плотность сетки -4,5 га/СКВ. К началу щелочного заводнения, к марту 1979 г., убывающий фонд скважин составлял 23 скважины, нагнетательный фонд 6 скважин. Средний

дебит нефти одной добывающей скважины составлял 1,13 т/сут, жидкости 5,14 т/сут, средняя приемистость одной нагнетательной скважины -42 м³/сут.

Обводненность добываемой продукции 78%. Предусматривалась создание нефтяной оторочки из 0,3% NaOH в объеме 14% порового объема, которая в последующем проталкивалась водой.

В процесс щелочного заводнения по ряду причин технологии его проведения была несколько изменена. Одним из необходимым условий проведения щелочного заводнения, согласно утвержденной техсхемы, являлось соблюдение непрерывности закачки щелочного раствора в начальным период создания оторочки. Фактически, впервые два года из –за несвоевременного поступления щелочи закачка раствора велась циклично, промежутках между циклами закачивали пресную воду в объеме 210 -220 м³/сут. Концентрация закачиваемого раствора не всегда выдерживалась на проектном уровне.

С марта 1979г. По 31.12.1983г было закачено 752т каустической соды, в том числе по годам: 1979г. -65, 1980г. -87тб 1981г. - 200т, 1982г. -200т, 1983г. -200т. Поскольку поставляемая щелочь не всегда была 100%, а колебалось в пределах от 39 -98%, фактически пересчетное количество щелочи на 100% концентрации составляла 378т.

За это период было дополнительно добыто 5,8 тыс.нефти. Суммарный экономически эффект щелочного заводнения III горизонта поднадвига за 1979 -1983 годы составил 344,2 тыс.руб. При этом, на каждую тонну закачиваемого реагента дополнительно добыто 40 т нефти.

На опытном участке III пласте (восточное поле)месторождение Андигана с 1079 по 1985 годы велась закачка щелочного раствора через 2 нагнетательные скважины. Эффективность процесса аналогична с достигнутым результатами по III пласту поднадвига месторождения Андигана. Закачка щелочного раствора в две нагнетательные скважины III горизонта восточной поля позволило дополнительно добыть более 5,0 тыс.т. нефти. В последующем (начиная с 1986)для повышения эффективности

процесса была рекомендована новая технология создания оторочек, которая не была реализована.

Залежь нефти XVIII горизонта месторождения Южный Аламышик введена в эксплуатацию в 1986 году. В 1970 -1972 годы производилось интенсивное разбуривание залежи. В 1972 -1974 годы наступило интенсивное обводнение добывающих скважин, расположенных в приконтурной зоне залежи, что привело резкому падению отбора нефти. С целью поддержания, уровня добычи и пластового давления, которое за три года разработки снизилось на 6 атм. И к 1970г. Составило 93атм. В 1971г., начато законтурное заводнение, способствующее некоторому росту дебитов скважин, вызванное прорывом «языков» воды по высокопроницаемым пропласткам, расположенным в верхней части горизонта.

На основе участка залежи расположено 8 добывающих скважин, оборудованных ШГН, велась комбинированная закачка: в пять приконтурных скважин качали воду, в три скважины внутри залежи качали щелочной раствор (с сентября 1983г).плотность сетки скважин основного участка 6,0 га/СКВ. Средняя приемистость нагнетательных скважин 50 - 60м³/сут, средний дебит нефти одной добывающей скважины основного участка 2,28т/сут.

В начальный период закачивали щелочной раствор 0,5 - 1,0%коцентрации, далее концентрация раствора была увеличена до 2,5 -3% всех трех нагнетательных скважинах за счет некачественного цементажа стали образовываться грифоны что конечном результате повлияли на темп создания оторочки.

Предусмотренная по технологии первичная оторочка повышенной концентрации была эффективна на начальном этапе процесса, с 1986г. Отмечались прорывы воды к забоям добывающих скважин и рост обводненности по ряду скважин.

Перепуск термальной воды в первые три года (м –е Хаудаг) сопровождался увеличением годовых отборов с 4,6 до 6,2 тыс.т, а в

последующем произошло резкое их снижение. Если к началу организации заводнение содержание воды составляло 14,9%(1979)то в 1980г. -20,4% в 1981г. -1(2,2%, в 1982г. -52,0% и т.д.

Лабораторные эксперименты, проведенные в институте «СредАзНИПИнефть» показали, что для повышения эффективности перепуска термальных вод, его температура должна превышать 80 -90%.

Технологическая схема разработки VIII горизонта месторождения Северный Сох, с применением модифицированного щелочного заводнения на основе отходов местного производства, принята к внедрению ОАО «ФЕРГАНАНЕФТЬ» в 1996г.

За время эксплуатации VIII горизонта пластовое давление в нем упало с 15,0МПа до 6,1МПа. Средняя обводненность продукции составляет 93 95%, значения газового фактора снизилось с 113,3 м³/т до 30м³/т. Для увеличения нефтеотдачи VIII горизонта реализуется физико –химическое воздействия на него ПАВом САГ -1, представляющего собой отходов производства Кокандского масложиркомбината. Отход этот содержит 5 -20% массы продукта поликонденсации хлопкового гудрона с акрил –аминокислотной в соотношении 1,5/2,5 при температуре 60 -90С.

Для приготовления САГ -1,представляющего неионогенное Кокандского МЖК –соапсток –смешивается в пропорции 1т к 120кг каустической соды в присутствии серной кислоты и на протяжении 3 часов содержится под давлением в цехе дистилляции. Указанное сочетание поверхности –активного вещества и раствора щелочи позволяет предполагать воздействие этого комплекса на нефть VIII горизонта месторождения Сев.Сох, характеризуемое снижением ее поверхностного натяжения с 34,2 до 0,9 дн/см², что соответствует воздействию на нефть щелочным раствором концентрацией 1,25 -0,5%. В результате значки такого щелочного раствора можно надеяться получить на плотном участке увеличения конечной величины нефтеотдачи до коэффициента 0,634 вместо базового 0,587 от начальных геологических запасов, равных 714,0 тыс.т.нефти. При расчете

фактического экономического эффекта за отчетный год последнее предложение аннотации должна быть изложено с учетом фактически полученного коэффициента нефтеотдачи.

4.3.3. Возможности применения новых методов увеличения нефтеотдачи пластов на месторождениях Узбекистана.

В результате оценки критериев применимости физико –химических методов увеличения нефтеотдачи пластов, и на основе лабораторных исследований проведенных в институте «СредАзНИПИнефть» выявлена возможность их эффективного применения на залежах нефти горизонта ККС месторождения Андижан, УШ+1Х горизонтов месторождения западный Палванташ, Ш пласта месторождений Хартум, Восточный Хартум. В результате применения физико –химических методов увеличения нефтеотдачи пластов на вышеуказанных объектов конечная нефтеотдача может быть увеличена на 4,2 -5%. Опыт проведения опытно –промышленных работ на длительно эксплуатируемых залежах Узбекистана (Ш пласт и Ш пласт поднадвига месторождения Андижан, VIII пласт месторождения Северный Сох) позволяет утверждать, что на выбранных для применения методов повышения нефтеотдачи будут достигнуты достаточно высокие технико – экономические показатели.

В заключении необходимо отметить, что из-за незначительных объемов остаточных запасов нефти (текущей нефтенасыщенности) многих залежей (месторождений), применение методов увеличения нефтеотдачи пластов с экономической точки зрения могут оказаться нерентабельными.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Увеличение нефтеотдачи пластов – основное направление повышения эффективности разработки нефтяных месторождений, способ удовлетворить будущие потребности в нефти. Ресурсы нефти, самого эффективного сырья, ограничены. Вместе с тем степень извлечения открытых запасов нефти из недр наименьшая и составляет в среднем не более 40-45 %, в лучших условиях – не более 70-75 % при разработке месторождений самыми эффективными освоенными методами.

Первый этап работ был посвящен изучению современного зарубежного опыта по методам воздействия на призабойную зону скважин (ПЗС) с выдачей рекомендаций по возможному использованию их в условиях нефтяных месторождений Узбекистана. Проведенный обзор по основным методам применяемых за рубежом позволил выделить перспективные из них, а также на основе анализа результатов промышленного внедрения методов применяемых и развиваемых на наших месторождениях, дать рекомендации для использования их на разрабатываемых месторождениях Узбекистана. (Таблица 4.3.)

1. Физические методы

Освоенные и проходящие апробацию в настоящее время на месторождениях: ГРП, ГХРП, повторные ГПП, вибрационное воздействие, имплузионное воздействие.

Перспективные направления: создание депрессий (с использованием газов, пен, устройств для очистки скважин и др.), декомпрессионная обработка, щелевая разгрузка, кавитационно-волновое воздействие.

2. Физико-химические методы

Освоенные и проходящие апробацию на месторождениях: кислотные обработки (соляной кислотой, метанольно-кислотные, конденсатные, растворами ПАВ, закачка ингибиторов)

Перспективные направления: удешевление проведения работ за счет использования местных отходов химической промышленности.

3. Термические методы

Освоенные и проходящие апробацию на месторождениях: электропрогрев, паротепловые обработки.

Перспективные направления: импульсно-дозированное тепловое воздействие, термогазохимическое воздействие.

1. Методы воздействия для ограничения или изоляции притока пластовых вод.

Освоенные и прошедшие апробацию на месторождениях методы изоляции основанные на закачке жидкого стекла и гелецементных составов.

Второй этап работ был посвящен изучению современного зарубежного опыта по методам увеличения нефтеотдачи пластов, с выдачей рекомендаций по возможному использованию их в условиях нефтяных месторождений Узбекистана. Проведенный обзор по основным методам применяемых за рубежом, рассмотрены новые методы нефтеотдачи пластов применяемые на месторождениях Башкиростана, позволил выделить перспективные из них.

На основе анализа методов применяемых и развиваемых на наших месторождениях, выданы рекомендации для использования их на разрабатываемых месторождениях Узбекистана (таблица 4.3.).

Приведем методы воздействия, приводящие к повышению нефтеотдачи пластов, возможные для применения на месторождениях Узбекистана:

Физические методы воздействия: циклическое воздействие на пласт; изменение направления фильтрационных потоков, ФОЖ: реализация усовершенствованного метода ФОЖ с сочетанием физико-химических методов воздействия, вибровоздействие на пласт наземными установками; глубокопроникающий гидроразрыв пласта; бурение горизонтальных стволов, бурение многозабойных горизонтальных и горизонтально разветвленных скважин.

Физико-химические методы воздействия: оторочки растворов ПАВ, щелочей, полимеров, полимер-дисперсные системы, волокнисто-дисперсные системы, гелеобразующие системы, комбинированные технологии закачки сшитых полимерных систем и последующие ПАВ – кислотные обработки.

Газовые методы воздействия: Закачка сухого газа, азота, CO_2 , водогазовое воздействие, газовое вытеснение с оторочкой из пенообразующих реагентов.

Тепловые методы: Закачка пара, горячей воды, электропрогрев между скважинами, термогазохимический разрыв пласта, ВДОГ.

Перечисленные МУН являются на наш взгляд наиболее перспективными и могущими в ближайшее время при соответствующей подготовке пройти апробацию на опытных участках. Наиболее интересные из них из газовых – это создание на уровне ГНК оторочки из воды содержащей нефтеводорастворимые пенообразующие реагенты, которая будет продвигаться за счет закачки газа вытесняя нефть в добывающие скважины, предотвращая преждевременные прорывы газа. Среди физических методов – усовершенствованная технология ФОЖ, с регулированием фильтрационных параметров ПЗС с одновременным регулированием процесса заводнения. Из физико-химических – технологии повышения охвата пласта заводнением с применением волокнисто-дисперсных систем.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. И.А.Каримов « Все наши планы и проблемы служат для ускоренного развития страны для повышения блага народа.» Ташкент 2001г.
2. Агзамов А.Х., Ахунджанова М.И., Гриненко А.В.. «Технологическая схема разработки III горизонта месторождения Бостон с применением модифицированного щелочного заводнения», СредазНИПИнефть, Ташкент, 1984 г.
3. Агзамов А.Х., Гриненко А.В., Кадыров А.К.и др. «Составление технологических схем и ведение авторского надзора за внедрением новых методов повышения нефтеотдачи на месторождениях ПО «Узбекнефть». СредазНИПИнефть, Ташкент, 1984 г.
4. Ащепков М.Ю. «Методические рекомендации к определению технологической эффективности применения дилатационно-волнового воздействия на продуктивные пласты», Нефтепромысловое дело 12/2001.
5. Баранов Ю.В., Нигматуллин И.Г., Панарин А.Т.. «Основные результаты и перспективы применения волокнисто-дисперсных систем на Ромашкинском месторождении», Интервал, 7/2002.
6. Батырбаев М.Д., Булавин В.Д., Селякови В.И.др. «Применение технологии электровоздействия для интенсификации добычи нефти», Нефтяное хозяйство, 11/2002.
7. Белянин Г.Н. «О терминологии и классификации методов искусственного воздействия на нефтяные пласты». Нефтяное хозяйство, 1979, №1. С.39-42.
8. Вестермарк Р.В., Мелони Д.Р. «Интенсификация притока вибрационным воздействием на забой скважины для увеличения отбора нефти», Нефтегазовые технологии 5-6/2002.
9. Горбачев Ю.И., Иванова Н.И., Никитин А.А. «Акустические методы повышения нефтеотдачи пластов и интенсификация добычи нефти», Нефтяное хозяйство 5/2002.

10. Гриненко А.В., Богдановская И.Н. «Программа работ по применению новых методов повышения нефтеотдачи пластов на месторождениях ПО «Узбекнефть». СредазНИПИнефть, Ташкент, 1986 г.
11. Гриненко А.В., Сафарова Л.А. «Анализ и авторский надзор за внедрением щелочного заводнения III горизонта поднадвига месторождения Андижан и технологической схемы опытно-промышленной разработки XVIII горизонта месторождения Южный Аламышик с применением модифицированного щелочного заводнения», СредазНИПИнефть, Ташкент, 1983 г.
12. Гриненко А.В., Сидикходжаев Р.К., Холодова Т.В. «Оказание научно-технической помощи в проведении ОПР и авторский надзор за испытанием технологии по выравниванию фронта продвижения закачиваемой воды на месторождении Северный Уртабулак с целью повышения нефтеотдачи», УзбекНИПИнефтегаз, Ташкент, 1992 г.
13. Гриненко А.В., Сидикходжаев Р.К., Холодова Т.В. «Оказание научно-технической помощи, авторский надзор и оценка технологической и экономической эффективности внедрения новых технологий увеличения нефтеотдачи на месторождениях Восточный Ташлы и Западный Ташлы», УзбекНИПИнефтегаз, Ташкент, 1992 г.
14. Губанов В.Б., Елисеев Д.Ю., Стрижов И.Н. «Метод лабораторного исследования волокнисто-дисперсных систем используемых для повышения нефтеотдачи пластов», Нефтепромысловое дело 11/2001.
15. Дункан Грант и Балковски Питер «Реализация методов увеличения нефтеотдачи: практика проектирования, заканчивания и эксплуатации скважин», Нефтегазовыз технологии.
16. Дункан Грант. «Методы увеличения нефтеотдачи практика проектирования, заканчивания и эксплуатации скважин», Нефтегазовые технологии, 2/1995.
17. Дябин А.Г., Кан В.А., Соловьев Е.В. «Результаты внедрения приоритетных технологий ОАО «РМНТК «Нефтеотдача» по повышению

нефтеотдачи на объектах с трудноизвлекаемыми запасами ОАО «Нижневартовскнефтегаз» (за 1993-1999 годы)», Интервал, 7/2002.

18. Жданов С.А. «Применение методов увеличения нефтеотдачи пластов: Состояние, проблемы, перспективы», Нефтяное хозяйство 4/2001.

19. Жданов С.А. «Методы повышения нефтеотдачи и интенсификация добычи нефти: взаимосвязь и различие». Бурение и нефть, 2003, №5.

20. Захаренко Л.Т., Котельников, В.А. Шарбатова В.В. и др. «Селективное ограничение водопритоков обратными водонефтяными эмульсиями на основе материала «Полисил-ДФ», Нефтяное хозяйство, 5/2001.

21. Ибатуллин Р.Р., Подымов Е.Д., Шутов А.А. и др. «Использование метода на базе искусственного интеллекта для выбора объекта и технологии увеличения нефтеотдачи пласта», Нефтяное хозяйство, 10/2002.

22. Ибатуллин Р.Р., Тахаутдинов Ш.Ф., Ибрагимов Н.Г. и др. «Техника и технологии интенсификации добычи нефти на объектах ОАО «Татнефть». Бурение и нефть, 5/2003.

23. Ибатуллин Р.Р., Тахаутдинов Ш.Ф., Ибрагимов Н.Г. «Результаты и перспективы применения методов увеличения нефтеотдачи в ОАО «Татнефть», Нефтяное хозяйство, 5/2002.

24. Иванов А.И. «Состояние и перспективы работ по повышению нефтеотдачи пластов на месторождениях ОАО «Лукойл». Интервал, 9/2000.

25. Игдавлетова М.З., Хлебникова М.Э., Сингизова В.Х. и др. «О взаимовлиянии химреагентов в технологических процессах добычи нефти», Нефтепромысловое дело, 1/2001.

26. Казаков А.А., Казаков В.А. «Использование метода распознавания образов для прогнозирования эффективности перевода скважин на ФОЖ. Нефтяное хозяйство, 12, 1991 г.

www.oilgaz.ru

www.ziyonet.uz

www.e-lib.gmii.uz

www.tradzor.ru

www.oilcapital.ru