

## СОДЕРЖАНИЕ:

Введение

1. Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи пластов

2. Физические методы повышения нефтеотдачи пластов.

3. Микробиологические методы повышения нефтеотдачи

Заключение

Список использованной литературы

## ВВЕДЕНИЕ

Эффективность извлечения нефти из нефтеносных пластов современными, промышленно освоенными методами разработки во всех нефтедобывающих странах на сегодняшний день считается неудовлетворительной, притом что потребление нефтепродуктов во всем мире растет из года в год. Средняя конечная нефтеотдача пластов по различным странам и регионам составляет от 25 до 40%.

Например, в странах Латинской Америки и Юго-Восточной Азии средняя нефтеотдача пластов составляет 24–27%, в Иране – 16–17%, в США, Канаде и Саудовской Аравии – 33–37%, в странах СНГ и России – до 40%, в зависимости от структуры запасов нефти и применяемых методов разработки.

Остаточные или неизвлекаемые промышленно освоенными методами разработки запасы нефти достигают в среднем 55–75% от первоначальных геологических запасов нефти в недрах.

Поэтому актуальными являются задачи применения новых технологий нефтедобычи, позволяющих значительно увеличить нефтеотдачу уже разрабатываемых пластов, на которых традиционными методами извлечь значительные остаточные запасы нефти уже невозможно.

## 1. ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ

Силикатно-щелочное воздействие. Технология вытеснения нефти из целиков и увеличения охвата пласта заводнением заключается в снижении проницаемости водопроводящих каналов за счет внутрислоевого образования упругих дисперсий на путях фильтрации воды [1]. Опыт работы в НГДУ “Чекмагушнефть” показывает, что наиболее эффективна попеременная закачка оторочек щелочных растворов и высокоминерализованных вод. Для предотвращения преждевременного смешения силикатно-щелочного раствора (СЩР) с вытесняющей сточной водой между ними закачивают оторочки инертной жидкости, например, пресную воду. Место выпадения осадков в пласте регулируют объемами оторочек пресной воды и раствора реагентов, а степень снижения проницаемости обводненных зон продуктивного коллектора - изменением концентрации гидроксида и силиката натрия.

Кроме того, добавление полимеров в раствор одного из реагентов позволяет “связать” отдельные образующие в пласте дисперсные частицы между собой и с породой пласта и, тем самым, снизить проницаемость трещин и крупных пор. Увеличивая относительное содержание полимера в растворе, можно снизить проницаемость за счет адсорбции, и наоборот, уменьшая относительное содержание полимера до нуля, снизить ее за счет изменения дисперсных фаз.

Оторочки СЩР закачивают в пласт выборочно через нагнетательные скважины с высокой приемистостью, в основном с блочных установок, содержащих емкости большой вместимости, цементировочными агрегатами ЦА-320 бригадой капитального ремонта скважин. Для приготовления СЩР используют натр едкий технический (ГОСТ 2263-79), стекло натриевое жидкое (ГОСТ 2263-79), стекло натриевое жидкое (ГОСТ 13078-81), полиакриламид сухой дробленый (ТУ6-16-157-78) или порошкообразные

марки. Концентрация компонентов в растворе составляет: силиката натрия - 2,0; гидроксида натрия - 0,2...2,0; ПАА - 0,01...0,06 %. Водородный показатель (рН) нагнетаемого в пласт СЩР должен быть равен 12,7...13,7.

Внедрение силикатно-щелочного воздействия в НГДУ “Чекмагушнефть” начато в 1990 г. Первые закачки проводились в основном через БКНС. Охват силикатно-щелочным воздействием в последние годы возрос: увеличилось число месторождений и объем использования данной технологии. При проведении закачек реагентов используют не только насосы БКНС, но и ЦА-320 бригады КРС. В табл. 2.1 приведены показатели эффективности внедрения СЩВ в НГДУ “Чекмагушнефть” за 1990-1998 гг.

В течение 1990-1998 гг. на месторождениях НГДУ “Чекмагушнефть” испытаниями были охвачены 38 нагнетательных скважин, воздействующих на 179 добывающих, из которых прореагировали 65, что составляет 36%. В результате обработки было получено 35,9 тыс. т нефти, в среднем 945 т на одну скважинообработку.

Кроме того, за последние годы снижена добыча попутно добываемой воды на 128 тыс. т. Промысловые испытания свидетельствуют о необходимости периодической обработки нагнетательных скважин гелеобразующей композицией, поскольку продолжительность эффекта ограничена. Проведенные испытания СЩВ подтверждают его эффективность для извлечения остаточной нефти, обеспечивающую перераспределение фильтрационных потоков за счет выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин и снижающую содержание попутно добываемой воды в продукции нефтяных скважин.

Для расширения масштабов круглогодичного применения СЩВ в требуемых объемах необходимо разрабатывать морозоустойчивые реагенты.

Закачку силикатно-щелочного раствора (СЩР) проводили на Манчаровском месторождении. В 1996 г. обработали пять скважин, дополнительная добыча нефти составила 8336 т. В 1997 г. от внедрения

данной технологии дополнительно добыли 9702 т нефти, обрабатывалось восемь скважин. Итого за два года прирост в добыче нефти составил 18038 т.

Щелочно-полимерное воздействие (ЩПВ). Перспективным методом воздействия на пласт в условиях терригенных отложений на месторождениях НГДУ “Чекмагушнефть” является селективная изоляция водопритока с применением водоизолирующих материалов на основе щелочей: закачка аммиачных и щелочно-полимерных растворов, различных щелочных отходов и др. Одной из масштабно испытанных технологий является ЩПВ на обводненные пласты.

Увеличению нефтеотдачи способствует как повышение охвата пластов заводнением, так и снижение проницаемости водопромытых зон за счет образования упругих гидрофобных дисперсных систем при взаимодействии щелочно-полимерного раствора (ЩПР) с высокоминерализованными пластовыми водами и изменения направления фильтрационных потоков [1].

Технология ЩПВ является разновидностью метода регулирования проницаемости водопроводящих каналов пласта осадкообразующими реагентами для обработки ПЗ и отличается от процесса СЦВ небольшими объемами разделительных оторочек пресной воды, отсутствием жидкого стекла в растворе.

Технологический процесс должен осуществляться с использованием существующих на промысле систем ППД.

В НГДУ “Чекмагушнефть” щелочно-полимерное воздействие было начато в 90-х годах с закачки аммиачных вод, а с 1997 г. проводится закачка щелочно-полимерного раствора в нагнетательные скважины.

Показатели применения данной технологии за 1990-1998 гг. в НГДУ “Чекмагушнефть” представлены в табл. 2.2.

Анализ полученных результатов показывает, что проведенные закачки аммиачной воды на месторождениях НГДУ “Чекмагушнефть” не дали ожидаемого эффекта. Поэтому в 1997-1998 гг. было начато использование щелочно-полимерных растворов. Внедрение данного метода на 13 очагах

воздействия позволило добыть 11026 т дополнительной нефти, что в среднем составляет 848 т на одну скважину.

Отметим, что при применении ЩПР прореагировали более 26 % добывающих скважин, тогда как при закачке аммиачной воды лишь 9 %.

На мой взгляд, работы по ЩПВ необходимо продолжить и на других месторождениях НГДУ “Чекмагушнефть” с учетом геологического строения и состояния разработки, исходя из анализа эффективности внедренных мероприятий.

Закачка композиций на основе алюмохлорида. В основу технологии заложен принцип гелеобразования в высокопроницаемых каналах продуктивного пласта с использованием алюмохлорида - отхода производства химической промышленности. Применяется на месторождениях с неоднородными пластами, имеющими высокопроницаемые пропластки, и при прорыве воды по отдельным прослоям и зонам. Сущность данного метода заключается в образовании гидроксида алюминия при смешивании солей алюминия с щелочными растворами. Работы проводятся с использованием серийно выпускаемого оборудования, применяемого при капитальном и текущем ремонте скважин. В НГДУ “Чекмагушнефть” использование данной технологии было начато в 1995 г. За 1995-1998 гг. были обработаны 26 нагнетательных и две добывающие скважины.

Показатели эффективности внедрения осадкогелеобразующей технологии на основе алюмохлорида представлены в табл. 2.3.

Проведенные испытания показали достаточно высокую эффективность применения алюмохлорида в качестве гелеобразующего реагента. Обработка 26 нагнетательных скважин позволила дополнительно добыть 10047 т нефти. Общее число прореагировавших добывающих скважин - 38, что составляет 36 % от общего числа (103) окружающих добывающих скважин. Отметим также, что использование этого метода непосредственно в двух добывающих скважинах положительного эффекта не имело.

Внедрение комплексной технологии “Когор” в НГДУ “Чекмагушнефть” было начато в 1996 г. Технология, разработанная в БашНИПИнефти [1] и основанная на совместном применении многокомпонентной композиции из легкодоступных осадкогелеобразующих реагентов: алюмохлорида, силиката натрия, глинистой суспензии, каустической соды, сточной и пресной воды, предназначена для снижения обводненности добываемой жидкости и увеличения нефтеотдачи пластов.

Многокомпонентную технологию “Когор” следует применять на месторождениях с терригенными и карбонатными коллекторами с коэффициентом выработанности извлекаемых запасов не более 0,95 и обводненностью более 85 %. В зависимости от конкретных геолого-промысловых условий проводится подбор модификации “Когор”.

Внедрение данной технологии было начато в 1996 г. на пяти месторождениях НГДУ “Чекмагушнефть”. Технологический эффект после обработки составил 17,7 тыс. т нефти.

Показатели применения технологии “Когор” за 1996-1998 гг в НГДУ “Чекмагушнефть” представлены в табл. 2.4. Промысловые результаты, полученные при применении технологии водоизолирующего воздействия на пласт, указывают на эффективность внедрения данного метода, который позволил получить в среднем на одну обработку дополнительно 570 т нефти. При этом число прореагировавших скважин составило около 41 % от всех скважин. Отметим, что положительные результаты получены на разных месторождениях с различными геолого-физическими условиями.

Осадкогелеобразующая системная обработка. Технология заключается в последовательной закачке щелочи и алюмохлорида. Данная обработка проводилась в 1996 г. в шести скважинах Менеузовского месторождения. Эффект составил 1581 т нефти. В конце 1997 г. обработке подвергли три скважины Андреевского и две скважины Менеузовского месторождений, на начало 1998 г. дополнительно добыто 192 т нефти.

## 2. ФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ.

Метод гидровибровоздействия. Данный метод применили на участке Грем-Ключ Юсуповской площади на скв.6045. Характеристика скважины к началу ГВВ следующая: дебит - 6 м<sup>3</sup>/сут; обводненность - 90 %; плотность воды - 1,035 г/см<sup>3</sup>; всего с начала разработки добыто 48916 т нефти и 134430 м<sup>3</sup> жидкости; диаметр обсадной колонны 146 мм; искусственный забой - 1241 м; эксплуатационные объекты - Stul и Sbob; интервалы перфорации: 1192...1197,2 м; 1206,8...1207,6 м; 1209,2...1210,8 м; 1220...1223,2 м. В скважине проделаны следующие работы: промывки и шаблонирование до забоя, опрессовка пакером выше и ниже интервалов перфорации, ГВВ с компрессированием, спуск пакера в интервал 1224...1225 м. В “хвосте” - контейнере помещен глубинный манометр с часовым механизмом, гидровибратор с переводниками длиной 43,72 м спущен на глубину 1141,0 м.

Гидровибровоздействие проводилось с 01.04.98 и до 07.04.98 г. Осуществлено семь последовательных циклов воздействия с регистрацией изменений забойного давления с частотой 9 мин с итоговым результатом 7147 качаний. В результате циклически повторяющихся спускоподъемных операций (при ходе вверх создается депрессия на пласт, при ходе вниз - репрессия) достигается эффект формирования гидровибраций в пластах.

В итоге происходит перераспределение остаточной нефти за счет увеличения ее подвижности и последующей консолидации.

Комплексная оценка возможного эффекта от гидровибровоздействия на скв. 6045 производилась сотрудниками ЦНИПР и ЦДНГ2 НГДУ “Чекмагушнефть”. На скв. 3979, 6144, 6205 и 6248 были установлены спецпробоотборники с подвижным зондом ПСУ-ПЗ, конструктивно разработанные сотрудниками ЦНИПР НГДУ “Чекмагушнефть”, и отобраны послойные пробы в реагирующих скважинах до, во время и после ГВВ. После проведения ГВВ на скв. 6045 также был установлен ПСУ-ПЗ.



Использование спецпробоотборников позволило с большой степенью точности определить оптимальную точку отбора проб и, следовательно, определить истинную обводненность добываемой продукции.

Анализ динамических уровней показывает, что заметное снижение динамического уровня произошло на скв. 6205 и 6144 (на 15...30 %). Одной из причин снижения уровней может быть вынос к ПЗП механических примесей в связи с ГВВ.

Также в 1998 г. была разработана программа работ по проведению ГВВ через скв. 192 Крещено-Булякской площади.

Дилатационно - волновое воздействие (ДВВ) осуществлялось на месторождениях Менеузовском, Саитовском, Юсуповском.

Технология ДВВ основана на использовании статических, создаваемых весом колонны НКТ, и динамических, возбуждаемых работой ШГН, напряжений для формирования в продуктивной толще пород поля упругих деформаций, инфранизкочастотных волновых процессов и интенсивной сейсмической эмиссии, разрушающих связанную воду и стимулирующих фильтрационные процессы.

Статические нагрузки на пласт, создаваемые весом колонны НКТ, которую полностью или частично опирают на забой в зумпфе, вызывают перераспределение поля напряжений в породах, в том числе в продуктивном пласте, частичную структурную перестройку и интенсивную сейсмическую эмиссию. В результате структурной перестройки частично высвобождается защемленная нефть, образуются новые фильтрационные каналы. В частности, в продуктивном пласте над точкой опоры колонны возникает дилатация (разуплотнение) пород, раскрываются поры, фильтрационные каналы, что улучшает фильтрацию.

Оценка эффективности ДВВ проводилась по скв. 6072. Месяцы, по которым создавалась база - июнь, июль, август. Дата проведения ДВВ - 22.09.98 г. Число реагирующих скважин - 14.

Очаг воздействия - скв. 6072. Обводненность снизилась в среднем за 3 месяца на 0,3 %. Дополнительная добыча нефти с момента ДВВ и до конца календарного года составила 406 т.

Очаг воздействия - скв. 1053. База - июнь, июль, август. Дата проведения ДВВ - 08.09.98 г., число реагирующих скважин - 3. Наблюдается устойчивая тенденция к снижению обводненности добываемой жидкости. Дополнительная добыча за 4 месяца составила 52 т нефти, добыча воды снизилась на 997 т, жидкости - на 945 т. В среднем за 4 месяца падение обводненности составило 0,4 %.

Очаг воздействия - скв. 3555. Месяцы, по которым создавалась база - июнь, июль, август. Дата проведения ДВВ - 25.09.98 г., число реагирующих скважин - 11. Обводненность в среднем за 3 месяца упала на 2,5 %. Дополнительная добыча нефти по очагу скв. 3555 с момента ДВВ и до конца 1998 г. составила 100 т.

### 3. МИКРОБИОЛОГИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ

Закачка сухого активного ила. В НГДУ “Чекмагушнефть” внедрение закачки сухой формы активного ила было начато в 1990 г. Биореагент представляет собой активный ил очистных сооружений микробиологических или гидролизных производств, полученный путем сгущения до 20...25 г/дм<sup>3</sup> для сушки на распылительных сушилках при температуре не более 90 °С до влажности 10 %.

Закачка реагента осуществляется через нагнетательные скважины. Обработку скважин следует проводить одно- и многократно. Периодичность устанавливается по результатам исследований скважин и уточняется в ежегодных программах промысловых работ.

В табл. 2.5 представлены показатели эффективности применения сухого активного ила в НГДУ “Чекмагушнефть” за 1990-1998 гг.

На четырех месторождениях НГДУ “Чекмагушнефть” проведено 68 обработок очаговых нагнетательных скважин, охвачено воздействием более 282 добывающих скважин, из которых про- реагировало 85, что составляет 30 %. За счет внедрения сухого ила дополнительно добыто 43515 т нефти.

В среднем на одну обработку по НГДУ “Чекмагушнефть” было получено 640 т нефти. Удельный эффект составил 296 т на 1 т реагента.

Полученные результаты показывают, что внедрение микробиологического воздействия на основе сухого ила эффективно и позволяет с небольшими затратами извлекать остаточную нефть из слабодренируемых участков и зон пласта.

Закачку сухого и жидкого активного ила на Юлдузовском участке Юсуповской площади проводили в песчаники бобриковского горизонта. В 1993 г. обработали две нагнетательные скважины сухим активным илом.

Дополнительная добыча нефти составила 2377 т. В 1994 г. воздействие на продуктивные пласты проводили через три нагнетательные скв. 461, 6024,

6100 Юсуповской площади путем закачки сухого активного ила (ИАИП- 1), но эффект сразу не был обнаружен, дополнительно получили в 1995 г. ( до повторной обработки) 993 т нефти. В 1995 г. также проводилась обработка, эффект составил лишь 154 т дополнительной нефти, а по переходящим скважинам в 1996 г. Дополнительно получено 3225 т нефти. В 1997 г. обработки жидким и сухим активным илом проводились как на Юсуповской, так и на Карача-Елгинской, Шелкановской площадях и на Манчаровском месторождении. Общий эффект составил 768 т нефти. С 1996 г. закачку жидкого активного ила начали проводить на Карача-Елгинской площади, обработали пять скважин, первоначальный эффект незначителен - лишь 20 т нефти, однако прирост был получен в 1997 г. по переходящим скважинам и составил 3270 т дополнительной нефти. Также в 1996 г. обработали активным илом семь скважин Яркеевской площади Манчаровского месторождения, дополнительно получено 268 т нефти, в 1997 г. по этим же скважинам до повторной обработки было получено 863 т нефти.

Применение композиций биополимера биоПАВ на Таймурзинском месторождении путем закачки в нагнетательные скважины. В результате было дополнительно добыто за 1996 и 1997 гг. 442 т нефти.

В 1996 г. закачку провели на пяти скважинах Таймурзинского месторождения, за отчетный год дополнительная добыча составила лишь 241 т нефти, таким же низким оказался переходящий эффект от этих пяти скважин в 1997 г. - 38 т нефти. Повторная обработка проводилась в 1997 г. уже на восьми скважинах Таймурзинского месторождения. Эффект опять оказался незначительным, дополнительная добыча составила лишь 163 т нефти.

Закачка бактерицида F-777 на Юсуповской площади. Сначала в 1996 г. закачку проводили по отдельным 25 скважинам участка Юлдуз Юсуповской площади, затем воздействовали через КНС-6, КНС-9, КНС-5 и БКНС-11 системы ППД полностью на участки Юлдуз и Грем-Ключ Юсуповской площади. За первые месяцы 1996 г. Эффект от данной обработки не был

выявлен, а в 1997 г. по всему переходящему фонду дополнительная добыча от этой обработки составила 3183 т нефти. В 1997 г. закачивали F-777 в те же объекты, что и в 1996 г. Дополнительная добыча нефти составила 2277.

Всего от закачки бактерицида F-777 было получено 5460 т дополнительной нефти.

Биокомплексная технология - один из видов микробиологического воздействия. Применение для снижения обводненности скважин регулированием процесса вытеснения в обводненных коллекторах. Технология предусматривает применение избыточного активного ила (ИАИ) - отхода биологических очистных сооружений (БОС) Стерлитамакского АО "Каустик" с добавкой полимера ВПК-402 (биореагент ИАИП-1) и бактерицида F-777.

Применяется на месторождениях с высокой степенью выработки извлекаемых запасов

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Согласно обобщенным данным при применении современных методов увеличения нефтеотдачи, КИН составляет 30–70%, в то время как при первичных способах разработки (с использованием потенциала пластовой энергии) – в среднем не выше 20–25%, а при вторичных способах (заводнении и закачке газа для поддержания пластовой энергии) – 25–35%. МУН позволяют нарастить мировые извлекаемые запасы нефти в 1,4 раза, то есть до 65 млрд. тонн. Среднее значение указанного коэффициента к 2020 году благодаря им увеличится с 35% до 50% с перспективой дальнейшего роста. Если в 1986 году добыча нефти за счет МУН составляла в мире около 77 млн. тонн, то в настоящее время она увеличилась до 110 млн. тонн. Всего, по данным Oil and Gas Journal, к 2006 году в мире, за исключением стран СНГ, реализовывался 301 проект по внедрению МУН. Отметим также, что, по оценкам специалистов, использование современных методов увеличения нефтеотдачи приводит к существенному увеличению КИН. А повышение КИН, например, лишь на 1% в целом по России позволит добывать дополнительно до 30 млн. тонн в год.

Таким образом мировой опыт свидетельствует, что востребованность современных МУН растет, их потенциал в увеличении извлекаемых запасов внушителен. Этому способствует и то обстоятельство, что себестоимость добычи нефти с применением современных МУН по мере их освоения и совершенствования непрерывно снижается и становится вполне сопоставимой с себестоимостью добычи нефти традиционными промышленно освоенными методами.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Геолого-технологические особенности разработки нефтяных месторождений северо-запада Башкортостана / Ф.Х. Хатмуллин, И.М. Назмиев, В.Е. Андреев и др.-М.: ВНИИОЭНГ, 1999.-283 с.
2. Шелепов В.В. «Состояние сырьевой базы нефтяной промышленности России Повышение нефтеотдачи пластов».
3. Юлбарисов Э.М. Геологические основы применения микробиологического метода повышения нефтеотдачи пласта с высоковязкой нефтью / Э.М. Юлбарисов.-Уфа: УИТиС АНК “Башнефть”, 2002.-167 с.