

УДК 621.791.01

ВЛИЯНИЕ МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ НА НАДЕЖНОСТЬ НЕФТЕПРОМЫСЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Белокурова Е.В., Макаренко В.Д.,
Шатило С.П., Прохоров Н.Н., Беляев В.А., Васильев Л.В.

Нижневартковский филиал

Тюменского государственного нефтегазового университета, Нижневартовск

На основании анализа литературных данных и результатов исследований установлены причины отказов нефтепромысловых систем, а также предложены научно обоснованные рекомендации по совершенствованию конструкций внутрискважинного оборудования и технологических методов проектирования, строительства и эксплуатации металлоконструкций нефтяных объектов.

Известно, что с начала 80-х годов прошлого столетия одним из основных методов повышения нефтеотдачи пластов (ПНП) является заводнение нефтяных залежей, однако в последние годы оно не обеспечивает необходимую конечную степень извлечения нефти из пластов. Закачка воды в качестве вытесняющего агента не обеспечивает требуемых темпов добычи нефти, причем добываемая продукция быстро обводняется, что приводит к сильному коррозионному и гидроэрозийному износу внутрискважинного и наземного оборудования. При этом на закачку воды в пласты тратится огромное количество энергии, что приводит к росту себестоимости добываемой продукции.

В связи с этим нефтяники настойчиво искали способы повышения эффективности заводнения пластов для увеличения добычи нефти. Все существующие методы (более 60) ПНП подразделяются на следующие группы:

1. гидродинамические и газовые;
2. физико-химические;
3. электрофизические;
4. комбинированные;
5. прочие.

В процессе разработки Самотлорского месторождения широкое применение нашел гидродинамический метод – заводнение нефтяных залежей, которое обеспечило сравнительно высокую нефтеотдачу пластов. Однако показатели по добыче постепенно снижались, особенно в сильно неоднородных объектах, что было связано с прорывом нагнетаемой воды к добывающим скважинам по высокопроницаемым пропласткам, оставляя неохваченными низкопроницаемые зоны. Для повышения эффективности добычи нефти было предложено циклическое заводнение, сущность которого заключается в создании в пластовых условиях периодических волн увеличения и снижения давления. Под воздействием

знакопеременных перепадов давления происходит перераспределение потоков жидкости в неравномерно насыщенном пласте. Нестационарное заводнение, как метод регулирования разработки, начало применяться на Самотлорском месторождении с 1975 г. Нестационарное заводнение осуществляется путем попеременной работы двух, трех и более групп нагнетательных скважин, группируемых в ряды по принципу «подряд». Продолжительность полуциклов изменяется в диапазоне 30...120 суток.

Многочисленными исследователями отмечается снижение эффективности нестационарного заводнения с увеличением обводненности продукции. Однако это сопряжено с другими факторами:

- снижение текущего пластового давления;
- выбытием значительной части фонда скважин;
- форсированным отбором жидкости и т.д.

Последними исследованиями циклического заводнения на Самотлорском месторождении, проведенными в Институте «СибГеоТех» (г. Нижневартовск), установлена зависимость прироста коэффициента нефтеизвлечения от коэффициента нестационарности (отношение объемов закачки воды на минимальном режиме к объемам закачки воды на максимальном режиме). Эта зависимость обратно пропорциональна функции Бакли-Лаверетта.

В качестве иллюстрации на рис. 1.1 показаны приросты коэффициентов нефтеизвлечения в зависимости от нестационарности для объектов БВ₆ и БВ₈ Покачевского месторождения (аналога объекта БВ₈ Самотлорского месторождения) при текущем обводнении 92% [5].

В этом же институте был проанализирован другой важный параметр – время полуцикла волны давления. Установлено, что вышеперечисленные факторы (снижение давления, выбы-

тие фонда скважин и т.д.) приводят к закономерному снижению коэффициента пьезопроводности. Это влечет за собой увеличение полупериода волны [41].

Таким образом, со снижением коэффициента нестационарности и увеличением полупериода волны можно добиться значительного прироста нефтеизвлечения за счет циклического заводнения.

Другим перспективным направлением является сочетание циклического заводнения с физико-химическими методами. Например, циклическое заводнение с физико-химическим воздействием, реализованное по программе РМТК «Нефтеотдача» на объекте АВ₂₋₃ Самотлорского месторождения в 1996-1997 гг. на 15 нагнетательных и 32 добывающих скважинах, позволило дополнительно добыть более 470 тыс.т. нефти [6].

Наряду с заводнением, используется другой метод ПНП – закачка в нефтяные залежи углеводородного газа и водогазовых смесей.

Схема закачки агентов включает в себя двойную систему обустройства по поддержанию пластового давления: обычную с заводнением от кустовой насосной станции и дополнительную для закачки газа.

Обустройство опытного участка для закачки включает: компрессорную станцию (КС) высокого давления с тремя электроцентробежными компрессорами модели «Дрессер-Кларк» общей производительностью 1 млрд.м³ в год с максимальным выходным давлением газа 35,0 МПа, две нити газопроводов 168x7 мм до газораспределительной батареи (ГРБ), газораспределительную батарею на 14 скважин, разводящие газопроводы до скважин и обвязку устьев скважин. Вода в скважины закачивается по разводящим водоводам от кустовой насосной станции (КНС) с насосами ЦНС – 500x1900. Обвязка устьев нагнетательных скважин, где предусмотрена закачка газа и воды, исключает попадание газа на КНС. Добываемая продукция скважин проходит через замерные установки типа «Спутник», где осуществляются замеры дебитов и газового фактора, и далее, через промысловый нефтепровод, поступает на комплексный сборный пункт (КСП). На КСП осуществляется двухступенчатая сепарация и первичная подготовка нефти. Газ 1-й ступени сепарации с давлением 0,5 МПа подается на прием КС.

Процесс водогазового воздействия на Самотлорском месторождении был реализован в период 1984-1991 г.г. при научно-техническом участии Институтов СибНИИ НП и НижневартовскНИПИнефть.

Анализ результатов внедрения водогазового воздействия на нефтяные пласты позволил сделать следующие выводы (рис. 2 и 3):

- процесс газового воздействия в режиме ограниченной взаиморастворимости является эффективным методом повышения нефтеотдачи низкопроницаемого, сложноеоднородного заглинизированного пласта БВ₁₀;

- в 2-3 раза увеличиваются темпы разработки;

- повышается фонд устойчиво фонтанирующих скважин;

- улучшаются гидродинамические характеристики пластовых флюидов;

- становится возможным, без снижения темпов добычи, разрабатывать объект сравнительно длительное время при ограничении или снижении объемов закачки газа.

К газовым методам относится также закачка широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ). Подача ШФЛУ осуществляется, как правило, с ГПЗ по продуктопроводу под давлением 4...5 МПа на систему закачки. Этот метод широко апробирован на Мыхпайском месторождении и дал положительные результаты [6].

Наиболее широкое применение на промыслах нашли физико-химические методы, которые по воздействию на пласты можно подразделить на методы:

- а) направленные на увеличение коэффициента вытеснения нефти из пористой среды путем улучшения нефтеотмывающих свойств закачиваемой воды;

- б) направленные на повышение охвата залежей воздействием воды;

- в) комплексного воздействия.

Первый метод (а) основывается на применении поверхностно-активных веществ (ПАВ) в качестве добавок при заводнении нефтяных пластов. Первые работы по использованию данного метода были опубликованы в США в 40 – 50-х годах XX века.

Впервые в отечественной практике этот метод в виде водных растворов ПАВ типа ОП-10 проходил промышленное испытание в 1964 г. на Арланском месторождении. Технология заводнения нефтяных залежей с применением водорастворимых и нефтерастворимых ПАВ испытывались на более чем 30 опытных участках.

Механизм процесса вытеснения нефти из пластов водным малоконцентрированным раствором ПАВ типа ОП-10 основан на снижении поверхностного натяжения между нефтью и водой с 35-45 до 7-8,5 мН/м и изменении краевого угла смачивания кварцевой пластинки от 18 до 27%.

Показано, что после контакта исследовавшихся нефтей с водными растворами ПАВ происходит существенное улучшение реологических и фильтрационных характеристик нефти.

Проведенные в ТатНИПИнефть, СибНИИНП и ВНИИТнефть опыты по доотмыву остаточной нефти из заводненных пластов показали, что водные растворы неионогенных ПАВ в этом случае увеличивают коэффициент вытеснения нефти из моделей пористой среды в среднем на 2,5-3%.

На Самотлорском месторождении закачка ПАВ проводилась по технологиям БашНИПИнефть, ТатНИПИнефть и НижневартовскНИПИнефть с 1978 по 1988 гг., однако в настоящее время не применяется из-за отрицательной технологической эффективности в условиях Самотлорского месторождения.

В ходе развития физико-химических МУН отчетливо прослеживается тенденция наделять нефтевытесняющий флюид элементами саморегулирования, позволяющими ему длительное время сохранять свои функции в пласте. В институте химии нефти (ИХН) СО РАН (г. Томск) реализован один из вариантов этой тенденции, основанный на представлениях о нефтевытесняющем флюиде как физико-химической системе с отрицательной обратной связью. Эти представления были положены в основу разработки физико-химических принципов подбора композиций ПАВ с учетом термодинамических и кинетических параметров системы нефть – порода – водная фаза, влияющих на вытеснение нефти из пористой среды. Предложено использовать щелочные буферные системы с максимумом буферной емкости в интервале 9.0-10.5 ед. рН для обеспечения отрицательной обратной связи в нетевытесняющих композициях ИХН, позволяющей им сохранять, саморегулировать комплекс коллоидно - химических свойств, оптимальный для целей нефтевытеснения. Отличительная особенность систем состоит в том, что их компоненты являются составной частью геохимических циклов азота, углерода и кислорода. Это обеспечивает их экологическую приемлемость и многофункциональность: компоненты служат источником питания аборигенной пластовой микрофлоры, естественными индикато-

рами - трассерами фильтрационных потоков в залежи и др.

С применением композиций ИХН разработаны две технологии:

- обработка призабойных зон скважин большими объемами композиций;
- закачка большеобъемных оторочек (порций) композиций с целью воздействия на межскважинное пространство пласта.

Апробация этих методов проводилась на объектах «Томскнефть», «Нижневартовскнефть» и «Юганскнефтегаз» в 1984 – 1989 гг.

Испытания проводились путем закачки оторочек композиций ИХН на опытных участках. Закачка была основана на способности композиций ИХН снижать фильтрационные сопротивления в призабойных зонах скважин и остаточную нефтенасыщенность, вызывать гидрофилизацию породы коллектора и уменьшать набухаемость глин (глинистого цемента коллектора, фильтра бурового раствора), деструктурировать межфазные слои на границе нефть-порода-вода [28, 29, 19]. Данная технология применима в различных геолого-физических условиях месторождений для пластов с температурой 283-403 К, проницаемостью 0,005 – 0,5 мкм², причем наибольший эффект достигается для низкопроницаемых неоднородных коллекторов, в частности, юрских и меловых пластов, типичных для Западной Сибири.

Анализ разработки опытных участков с привлечением результатов геофизических, гидродинамических и физико-химических исследований показал, что под воздействием композиций ИХН наблюдалось улучшение процесса заводнения (табл. 2.10 и рис. 2.13):

- стабилизация или уменьшение темпов роста обводненности;
- улучшение параметров призабойной зоны нагнетательных скважин и пласта: продуктивности, гидро-, пьезопроводности, проницаемости;
- увеличение динамических уровней;
- снижение остаточной нефтенасыщенности;
- улучшение характеристик вытеснения нефти;
- увеличение или сохранение коэффициента действующей толщины пласта;
- наличие компонентов композиции ИХН (ПАВ, аммиачной селитры), обеспечивает повышение рН продукции добывающих скважин;
- движение композиций ИХН по пласту как единого целого при постепенном разбавлении, сопровождающееся снижением обводненности.

Таблица 2.10. Эффективность применения композиций ИХН на опытных участках Самотлорского месторождения

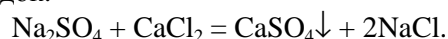
Пласт, нагнетательная скважина	Балансовые запасы	Закачено композиций ИХН	Прирост коэффициента нефтеотдачи, %	Дополнительная добыча нефти	
	тыс.т			тыс.т	т/т композиций ИХН
А ₁₋₃ , 4110	3115	5	1,2	37,1	7,4
Б ₁₀ , 12168	1614,7	2,3	0,3	5	2,2
Б ₁₀ , 12162	547	1,6	2	10,8	6,8
А ₁ ¹⁺² , 15930	1258,1	1,6	0,9	10,9	6,8
А ₁ ³ , 15618	1562,2	1,5	1,1	16,5	11
АВ ₂₋₃ , 3493	10950	11,6	0	0	0

Физико-химические методы группы (б), основанные на увеличении коэффициента охвата пласта воздействием, используют различные технологии закачки растворов в нефтяные пласты.

В частности, на основе лабораторных и патентных исследований ЗАО «Тюмень-Технология» разработана технология, основанная на закачке в заводненные пласты раствора, содержащего сульфат натрия (СС).

Сущность технологии заключается в последовательной закачке в нефтяной пласт через нагнетательные скважины одной или нескольких оторочек раствора сульфата натрия, либо составов на его основе, буферной оторочки воды и вспомогательного реагента-хлорида кальция или реагента, его образующего в пластовых условиях. Закачка в пласт указанных оторочек реагентов обеспечивает образование нерастворимого осадка сульфата кальция, снижающего проницаемость водопромытых зон и увеличивающего фильтрационное сопротивление нагнетаемой воды, что позволяет подключить в разработку участки пласта, ранее не охваченные заводнением, и снизить обводненность продукции добывающих скважин на участке.

В результате смешения и последующей реакции в пласте растворов сульфата натрия и хлорида кальция образуется водонерастворимый осадок:



Технология обладает следующими основными характеристиками и достоинствами:

- увеличение нефтеотдачи происходит за счет блокирования водонасыщенных и водопромытых интервалов пласта созданием в них нерастворимого осадка и интенсификации разработки слабодренлируемых зон и интервалов;

- осадок образуется исключительно в пласте в водопромытых зонах при взаимодействии закачиваемого реагента с минерализованной водой, что исключает блокирование нефтенасыщенных зон и интервалов;

- реализация технологии не требует специального оборудования;

- технология легко воспроизводима и не несет побочных отрицательных явлений (не способствует увеличению коррозии, АСПО и солеотложений, исключается образование осадка в рабочих емкостях, оборудовании и т.д.);

- реагент не подвергается термодеструкции, что очень важно для условий глубоко залегающих пластов;

- технология высокорентабельна: на 1 т химреагента (активное вещество) гарантируется не менее 500 т дополнительной нефти.

Областью применения данной технологии являются нефтяные пористые или трещиновато-пористые коллектора, представленные песчаниками со средней проницаемостью не менее 0,05 мкм², пористостью не менее 14% и обводненностью добываемой продукции не менее 50%.

Реагенты, используемые в технологии, коррозионно малоактивны, не оказывают отрицательного влияния на процессы подготовки нефти и не ухудшают качество товарной нефти.

Технология реализуема при температуре окружающей среды от -30 до +40°С.

Для реализации технологического процесса используется следующее оборудование:

- цементировочный агрегат ЦА-320 по ТУ 26-02-706-76 (2 шт.) для приготовления и закачки рабочих составов в скважину;

- автоцистерны АЦ-10 по ТУ 26-16-99-79 (2-4 шт.) для доставки жидких химреагентов на участок приготовления рабочих составов;

- передвижная паровая установка ППУ-3М для работы в зимний период;

- емкости металлические на 10-50 м³ для хранения и приготовления жидких реагентов;

- эжекторное устройство.

Анализ внедрения технологии СС показывает следующее:

- технология внедрена на многих месторождениях Западной Сибири;

- проведено 230 скв.-операций, причем получено 984,5 тыс.т. дополнительной нефти,

удельная технологическая эффективность составляет 42,3 тыс.т. нефти на 1 скв.-операцию;

- внедрение технологии СС на Самотлорском месторождении (табл. 3.1) показывает, что она наиболее приемлема на сильнонеоднородных

коллекторах (пласты АВ₁³ и АВ₂₋₃) и менее эффективна для монолитных пластов с менее выраженной проницаемостной анизотропией по разрезу (пласт АВ₄₋₅).

Таблица 3.1. Объемы внедрения технологии СС на Самотлорском месторождении

Пласт	Кол-во скв.-опер.	Объем закачки р-ра, м ³	ΔQ, м	Годы реализации
АВ ₁ ³	32	352	131078	1995-1999
АВ ₂₋₃	11	1050	46966	1995-1996
АВ ₄₋₅	4	560	6325	1996
БВ ₈	16	1900	135170	1995-1996

Регулирование процессов заводнения послойно-неоднородных пластов и увеличение конечной нефтеотдачи возможна на основе использования полимердисперсных систем (ПДС).

Технология применения ПДС для повышения нефтеотдачи пластов на месторождениях Западной Сибири была разработана Институтами ВНИПИнефтепромхим (г. Казань) и НижневартовскНИПИнефть [36].

В 1988 г. в соответствии с РД 39-5765678-259-88Р [37] началось широкое промышленное внедрение этой технологии на месторождениях Западной Сибири.

Метод применения ПДС основан на увеличении коэффициента охвата заводнением на поздней стадии разработки эксплуатационных объектов месторождений, представленных терригенными продуктивными пластами полимиктового состава с высокой степенью зональной и послойной неоднородности фильтрационных свойств.

Сущность метода заключалась в последовательной закачке в пласт (через нагнетательную скважину) чередующимися порциями определенного объема слабоконцентрированного раствора (0,05-0,1%) полимера и суспензии глины (2-6%). Раствор и суспензия проникали в высокопроницаемые интервалы, промытые закачиваемой водой, и зоны объекта эксплуатации и, благодаря флокулирующему воздействию полимера, глинистые частицы суспензии выпадали в осадок с образованием крупных агрегатов, закупоривающих поровые каналы коллектора. В результате повышалось фильтрационное сопротивление промытых зон объекта воздействия. Таким образом, в залежи уменьшалась проницаемость для закачиваемой воды и активизировалась фильтрация в низкопроницаемых зонах и интервалах продуктивного пласта.

Технологический процесс с использованием ПДС позволяет существенно повысить эффективность метода заводнения на залежах с продуктивными пластами, неравномерно и недоста-

точно охваченными воздействием из-за высокой степени неоднородности фильтрационных свойств. Метод повышения нефтеотдачи осуществляется без капитальных вложений на строительство скважин с помощью существующего нефтепромыслового оборудования.

На Самотлорском месторождении при опытно-промышленных испытаниях в качестве компонентов ПДС были использованы полиакриламид (ПАА) марки РДА-1030 и бентонитовый глинопоршок. Закачивание ПДС производилось Самотлорским управлением по химизации технологических процессов (СУпоХТП) и было осуществлено в соответствии с разработанной технологией без осложнений на всех шести выбранных для испытаний опытных участках (продуктивные пласты с различными геолого-физическими условиями). Испытаниями были охвачены пласты АВ₁², АВ₁³, АВ₂₋₃ и БВ₁₀ Самотлорского месторождения.

Технологический процесс воздействия на испытываемые пласты состоял из закачки через насосно-компрессорные трубы нагнетательных скважин последовательно чередующимися порциями водного раствора ПАА и глинистой суспензии заданных концентраций. Для предотвращения перемешивания компонентов в стволе скважины и призабойной зоны пласта при переходе от закачки одного компонента в ствол скважины и в призабойной зоне пласта при переходе от закачки одного компонента к другому производилось нагнетание буферного объема воды (5-8м³).

Компоненты ПДС готовились на устье скважины при помощи агрегатов типа ЦА-320 или АН-700 с использованием металлических емкостей, эжекторного смесителя и закачиваемой воды.

Опытно-промышленные работы показали возможность введения в продуктивные терригенные пласты полимиктового состава с различной геологической характеристикой больших объемов ПДС, позволяющих резко увеличить

фильтрационные сопротивления высоко проницаемых и промытых водой зон пластов.

Улучшение эксплуатационных характеристик работы скважин и показателей разработки опытных участков под воздействием ПДС подтверждают высокую эффективность применения испытываемого технологического процесса в различных геолого-промысловых условиях Самотлорского месторождения. О высокой технологической эффективности процесса свидетельствуют геофизические и гидродинамические исследования, проведенные до и после закачки системы ПДС [35].

Данные эксплуатационных показателей добывающих скважин, характер изменения состава и свойств попутно добываемой воды на опытных участках свидетельствует о влиянии ПДС на зональное перераспределение фильтрационных потоков в эксплуатационном объекте. Подтверждением служит активное реагирование на за-

качку не всех, а лишь отдельных скважин опытных участков. Проявление эффекта в реагирующих скважинах фиксируется заметным увеличением дебита нефти, уменьшением или стабилизацией обводненности продукции и т.д. О значительном изменении гидродинамического режима в результате закачивания ПДС свидетельствует также проявление положительного эффекта в добывающих скважинах и второго ряда, расположенных на незначительном удалении от нагнетательных скважин.

Таким образом, на шести опытных участках Самотлорского месторождения в результате применения ПДС дополнительно было добыто 47,3 тыс.т. нефти.

В табл. 3.4 приведены достигнутые на каждом опытном участке величины повышения нефтеотдачи пластов от применения ПДС.

Таблица 3.4. Повышение нефтеотдачи пласта за счет применения ПДС

Скважины	Опытный участок					
	12160	14738	4095	7181	2677	2859
Начальные балансовые запасы нефти, тыс.т	719	637	1662	2006	980	902
Дополнительная добыча нефти за счет применения ПДС, тыс.т	8,5	8,3	7,5	10,0	7,5	5,5
Повышение нефтеотдачи пласта за счет применения ПДС, %	1,18	1,3	0,45	0,6	0,7	0,6

Для наглядности на рис. 3.2 приведены примеры характеристик вытеснения по участку (скв. 2859).

На Самотлорском месторождении технология ПДС нашла широкое применение. В табл. 3.5

приведены объемы внедрения технологии ПДС и объемы дополнительной добычи нефти в динамике по годам.

Таблица 3.5. Динамика основных технологических показателей применения ПДС на Самотлорском месторождении

№ п/п	Параметр	НГДУ	Годы						
			1995	1996	1997	1998	1999	2000	Всего
1	Количество скв.-операций, шт	ЧН	1	5	6				12
		ПН				10		61	71
		СН				24	24		48
		Всего	1	5	6	34	24	61	131
2	Дополнительная добыча нефти, тыс. т	ЧН	0	24,2	41,8				66,0
		ПН				21,7		101,1	122,8
		СН				22,4	63,2		85,6
		Всего	0	24,2	41,8	44,1	63,2	101,1	244,4

Обозначения: ЧН – Черногорнефть; ПН – Приобьнефть; СН – Самотлорнефть.

Таким образом, применение ПДС обеспечивает получение технологического эффекта в коллекторах полимиктового состава в широком диа-

пазоне изменений геолого-физических условий залежей.

Метод повышения нефтеотдачи успешно может быть реализован на месторождениях, продуктивные пласты которых имеют среднюю абсолютную проницаемость $0,10 \text{ мкм}^2$ и более, глубину залегания до 2700 м, начальную пластовую температуру до $70 \text{ }^\circ\text{C}$, обводненность добываемой продукции скважин до 99%.

Технологический эффект от применения ПДС проявляется благодаря перераспределению фильтрационных потоков по площади и разрезу эксплуатационного объекта, которое способствует охвату заводнением малоактивных и трудноизвлекаемых запасов месторождений.

Благоприятными объектами для применения технологии закачки ПДС являются терригенные продуктивные пласты, характеризующиеся высокой неоднородностью, неудовлетворительный коэффициент нефтеотдачи которых связан с недостаточным охватом заводнением запасов нефти в коллекторах с более низкими фильтрационными свойствами.

На Самотлорском месторождении успешно прошла испытание технология с использованием полимердисперсных систем и волокнисто-дисперсных систем (ПДС и ВДС), предназначенная для увеличения нефтеотдачи неоднородных по проницаемости пластов, характеризующихся наличием высокопроницаемых промытых интервалов и зон при низком охвате заводнением. Технология разработана ВНИПИнефтепромхим (г. Казань) и НижневартовскНИПИнефть (г. Нижневартовск) [38].

Технология направлена на повышение эффективности нефтевытесняющего действия ПАВ в условиях заводненных пластов, когда непосредственная закачка реагента малоэффективна в связи с непроизводительным расходом его по промытым высокопроницаемым интервалам и зонам эксплуатационного объекта. Цель достигается путем предварительного повышения фильтрационного сопротивления промытых пропластков закачкой ПДС. Это позволяет повысить охват неоднородного пласта воздействием и увеличить коэффициент нефтевытеснения за счет нефтеотмывающих свойств закачиваемых ПАВ.

Закачка в пласт ПДС с ПАВ не требует дополнительных капиталовложений, то есть основывается на использовании существующего нефтепромыслового оборудования.

Технология реализуется путем последовательной закачки в нагнетательную скважину ПДС и водного раствора ПАВ.

Технологическим эффектом от применения ПДС с ПАВ является извлечение дополнительного количества нефти из пласта. Базой сравнения для оценки эффективности служат показатели разработки пласта методом заводнения.

Проявление технологического эффекта на каждом опытном участке по испытанию ПДС с ПАВ определялось на основе комплексного анализа результатов геофизических, гидродинамических исследований скважин и динамики показателей разработки в целом по участку и по скважинам в отдельности.

Материалы гидродинамических исследований показывают возникновение вокруг забоя нагнетательной скважины, в результате воздействия реагентами, зоны фильтрационного сопротивления.

Расчет дополнительной добычи нефти за счет применения технологии закачки ПДС с ПАВ производился в соответствии с РД 39-23-764-82 по характеристикам вытеснения.

Результаты испытаний ПДС с ПАВ на двух участках Самотлорского месторождения показали, что применение этой технологии позволяет получить значительное количество дополнительной нефти.

Удельная эффективность ПДС с ПАВ составила $18,3 \text{ тыс.т}$ нефти на 1 скв.-операцию.

Несмотря на высокую эффективность применения ПДС для увеличения «коэффициента охвата воздействием», в конце 80-х годов прошлого века его широкомасштабное применение начало сдерживаться из-за возросшей стоимости импортного полиакриламида.

В НИИнефтепромхиме была разработана технология повышения охвата неоднородного пласта воздействием с применением волокнисто-дисперсной системы (ВДС) с использованием в качестве одного из компонентов неоднородного материала – древесной муки.

Технология увеличения конечного коэффициента нефтеотдачи высокообводненных послойно-неоднородных пластов с применением волокнисто-дисперсной системы заключается в последовательно чередующейся закачке в пласт через нагнетательные скважины водных суспензий древесной муки и глины. Древесная мука (ДМ), поступающая в высокопроницаемые прослойки неоднородного пласта, благодаря наличию на своей поверхности тончайших волокнистых ответвлений – фибрилл, за счет сил физического взаимодействия закрепляется на стенках пор. Более мелкие частицы глины, при нагнетании их вслед, задерживаются фибриллами древесной муки, в результате чего образуется стойкая к размыву структурированная волокнисто-дисперсная система и уменьшается сечение промытых каналов породы пласта. С течением времени древесная мука и глина предельно набухают, усиливая закупоривающий эффект, что приводит к перераспределению сложившихся нерациональных потоков фильтрации с подключением в

активную разработку слабодренлируемых или вообще не охваченных зон пласта.

Всего за 1992 – 1999 гг. на месторождениях Западной Сибири было проведено более 300 скв./обр. Дополнительная добыча нефти составила более 1,6 млн. Расчеты, выполненные по методике СибНИИ НП, показывают, что применение ВДС для увеличения «коэффициента охвата воздействием» увеличивает прогнозируемый КИН от 0,25 до 0,31.

Кроме рассмотренных методов, на месторождениях Западной Сибири нашел применение метод ПНП, основанный на использовании гидроструйных и гидроприводных насосов.

Эффективность применения ГСН характеризуется улучшением ряда технологических показателей объектов:

1. Эксплуатация добывающих скважин, оборудованных ГСН на участках всех пластов, характеризуется снижением или стабилизацией обводнения продукции, увеличением темпов добычи нефти и жидкости в 2-6 раз, увеличением коэффициентов охвата и нефтеотдачи, вовлечением в активную разработку трудноизвлекаемых и не извлекаемых запасов нефти.

2. Комплексный параметр $L_n (Rk/гс)$ из формулы Дюпюи на скважинах, оборудованных ГСН, снижается в среднем в 1,5 – 5,0 раза, что показывает увеличение коэффициента по степени и характеру вскрытия и подключение в работу низкопроницаемых и нефтенасыщенных интервалов.

3. Из геологических запасов 11,407 млн.т. в активную разработку дополнительно вовлекаются 1537,5 тыс.т. трудноизвлекаемых и 657,7 тыс.т. неизвлекаемых запасов нефти. При этом коэффициент нефтеизвлечения достигнет величины 0,484 (что выше проектного – 0,4247).

На рис.1 представлен среднегодовой объем дополнительной добычи нефти от применения МУН на Самотлорском месторождении и период применения методов. На рис.2 изображена доля среднегодовой добычи нефти от применения методов ПНП на Самотлорском месторождении.

Из анализа приведенных выше результатов следует, что:

1. В настоящее время не существует универсального метода ПНП в целом по нефтяным месторождениям Западной Сибири. Для каждого участка пласта и скважины необходимо проводить подбор методов ПНП исходя из геолого-физических свойств коллекторов, физико-химических свойств нефтей и пластовых вод, а также стадий и моментов воздействия на залежь. При этом важное значение имеют стоимость химических реагентов, входящих в состав композиций, и затраты на их применение, а также

влияние их на коррозионную стойкость нефтепромышленного оборудования.

2. На основании проведенного анализа для большинства пластов Самотлорского месторождения рекомендуется применение метода циклического заводнения с предварительным проведением исследований по определению зон со слабо дренлируемыми и недренлируемыми запасами и закачки осадкообразующих и гелеобразующих систем. При этом применение физико-химических методов ПНП должно сопровождаться с учетом следующих правил:

- на первоначальном этапе используются мягкие (восстанавливающиеся) технологии;
- с увеличением количества обработок объемы закачки увеличиваются;
- с уменьшением удельной эффективности производится переход на более жесткую технологию.

3. Учитывая проведенные многочисленные исследования, доказывающие снижение эффективности циклического заводнения при росте обводнения, рекомендуется поэтапное внедрение газовых методов ПНП, которые нашли широкое применение в мировой практике добычи нефти.

Для выяснения степени влияния методов повышения нефтеотдачи пластов на коррозионно-механическую стойкость трубопроводов и внутрискважинного оборудования были систематизированы и обобщены результаты многолетних наблюдений (с 1997 по 2003 г.) за состоянием нефтепромышленного оборудования на месторождениях Нижневартовского региона.

На рис. 1 и 2 представлены распределения отказов нефтепромышленного оборудования в зависимости от методов ПНП.

Анализ данных на рис. 1 показывает, что основными причинами аварийных отказов оборудования являются локальная (язвенная) коррозия и сероводородное растрескивание. В то же время, как следует из рис. 2, наибольшее влияние на снижение надежности оборудования оказывают следующие методы ПНП: гидродинамические и газовые; физико-химические и комбинированные. Причем такая аналогия проявляется на основных видах оборудования – НКТ, обсадные трубы и промышленные трубопроводы.

Анализ причин отказов оборудования в зависимости от методов повышения нефтеотдачи пластов позволил разработать технологические и технические мероприятия по совершенствованию последних с целью снижения их коррозионной активности, в частности:

1. Физико-химические методы ПНП:

- добавление ингибиторов отечественного и зарубежного производства в составы реагентов, закачиваемых в нефтяные пласты, например, к

композиции ИХН добавляется роданистый аммиак и т.п.;

- снижение жесткости воды путем добавления ПАВ или закачка ее в скважины в чистом виде как низкой, так и высокой концентрации;

- добавление деэмульгаторов с целью расщепления эмульсий в пласте и в системе сбора нефти;

- добавление химреагентов в пласт для наиболее полного затампонирования существующих каналов (трещин) с аномально низким фильтрационным сопротивлением и одновременного повышения коэффициента охвата заводнением;

- с целью нейтрализации рН среды, контактирующей с обсадной колонной и НКТ, закачка нейтрализаторов в пласт с последующей их реакцией в пласте;

2. Гидродинамические и газовые методы ПНП:

- при циклическом воздействии на пласт стремиться к максимально равномерному распределению давления на устье по группам нагнетательных скважин с целью снятия или снижения механических нагрузок;

- закачка переходной (буферной) жидкости при переходе с закачки газа на воду и, наоборот, с раствора хлорида кальция на метанол и т.п.;

- добавление в композиционные составы гидрофобизаторов с целью уменьшения поступления воды в продукцию;

- добавление в композиционные составы полимеров для водоизоляции и временного покрытия поверхности НКТ;

- с целью уменьшения выноса мехпримесей, производить закачку в пласт полимеров для образования более крупных конгломератов в пласте.

Для повышения надежности нефтепромыслового оборудования рекомендуется выполнять следующие меры в процессе проектирования и сооружения скважин:

- бурение скважин производить по спецпроектам, предусматривающим повышенное давление нагнетания;

- цементирование межколонного пространства между обсадной колонной и НКТ до забоя;

- для предупреждения коррозии, вызванной как механическим эрозийным повреждением, так и прохождением электрохимических процессов, следует на поверхности НКТ и обсадной колонны наносить коррозионностойкие лакокрасочные покрытия;

- освоение скважин управляемыми депрессиями, для чего необходимо использовать, например, струйные насосы.

Струйные насосы имеют следующие преимущества.

1. Долговечность. Такие насосы работают на нефтяных месторождениях в течение 3-4 лет без заметных следов износа.

2. Возможность смены в скважинах любой искривленности обратной промывкой, что резко снижает трудоемкость обслуживания и число спуско-подъемных операций.

3. Малые размеры. Сечение рабочей части насоса меньше сечения НКТ.

4. Простоту и надежность конструкции.

5. Способность работать в сложных условиях (высокая температура, химически- и абразивно-активная среда, большие обводненность и газосодержание добываемого продукта).

6. Ограничение подачи площадью сечения скважины; при диаметре скважины 150 мм она достигает 1500 м³/сут.

7. Обеспечение более значительного снижения забойного давления по сравнению с СШН, ГПН и газлифтом; возможность работать при давлении ниже давления насыщения. При испытании установки ЭЦН – струйный насос, на приеме струйного насоса достигнуто давление около 4 МПа при подаче 500 м³/сут.

8. Возможность определить без измерений в скважине пластовое и забойное давление, а также коэффициент продуктивности вследствие того, что проточные каналы насоса аналогичны насадкам и трубкам Вентури. Измерениями расходов и давлений на поверхности с последующей обработкой данных можно полностью автоматизировать работу по контролю параметров пласта.

9. Возможность применения с ГПН в результате идентичности силовых установок. Оба насоса – гидроприводные, при этом охватывается диапазон подач от минимальной до максимальной. ГПН предпочтительнее использовать при малой и средней подачах и применении достаточно чистых жидкостей, а струйные насосы – во всех остальных случаях, в том числе при наибольшей мощности. В связи с этим при разработке наземных силовых установок, в первую очередь, следует обеспечить требования, предъявляемые к струйным насосам как по подаче, так и по напорам, учитывая, что объемные насосы могут работать с недогрузкой без снижения к.п.д. При этом возрастает лишь срок службы приводной части.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Технология применения композиций ИХН в целях интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи на месторождениях ПО «Томскнефть»: РД 39-0148070-258 88 Р.

2. Алтунина Л.К., Кувшинов В.А. Увеличение нефтеотдачи пластов композициями ИХН

//Проблемы и достижения в исследовании нефти.
- Томск: ТНЦ СО АН СССР, 1990.-с. 221-258.

3. Алтунина Л.К., Кувшинов В.А., Ефремов И.О. и др. Композиции ИХН СО АН СССР для интенсификации добычи нефти и увеличения нефтеотдачи пластов. - Препринт / ТФ СО АН СССР; N22, Томск, 1987. -57 с.

4. Временная инструкция по применению полимердисперсной системы для повышения нефтеотдачи заводненных полимиктовых пластов месторождений Западной Сибири НПО «Союзнефтепромхим».-Казань.- 1987.

5. Руководство по технологии применения полимердисперсной системы для повышения нефтеотдачи заводненных полимиктовых пластов месторождений Западной Сибири. РД 39-5765678-259-88Р, Главтюменьнефтегаз, 1988.

6. Технология регулирования профилей приемистости водонагнетательных скважин полимерными суспензиями. - Автореферат канд. дис. А.Я. Соркина.- Москва.-1999.-20 с.

INFLUENCE of the METHODS of INCREASING NEFTEOTDACHI LAYER ON RELIABILITY NEFTEPROMYSLOVOGO EQUIPMENT

Belokurova E.V., Makarenko V.D., Shatilo S.P. , Prohorov N.N., Belyaev V.A., Vasilev L.V.

Based on the data analyses and the result of studies, the causes of the failures of the petroleum oil production equipment are determined. As well, scientifically proved recommendations are suggested on the upgrading of the down hole equipment and technological designing technique on the constriction and operation of the metal ware of the petroleum facilities.