


Применение форсированного отбора жидкости для повышения эффективности разработки на примере площадки тарасовском месторождении

Работу подготовил студент: Квапиш Е.В Группа: РЭНГМ-16-01

Преподаватель: Покрепо А.А.



Форсированный отбор жидкости достаточно эффективен на водонефтяных зонах, где имеются выдержанные глинистые перемычки между разнонасыщенными частями продуктивного разреза. Выдержанность глинистых перемычек является условием проявления описанной закономерности и подразумевается ниже при использовании терминов водоплавающей залежи и водонефтяной зоны (ВНЗ).

В настоящее время отсутствует четкое определение целей и задач форсированного отбора жидкости. Существует мнение, что форсированный отбор — рациональный вариант разработки нефтяной залежи на завершающем этапе, который надо проектировать, официально утверждать и обязательно выполнять. Для его проектирования имеется все необходимое: методика, включающая модель зонально и послойно неоднородного пласта, уравнения разработки нефтяной залежи, общий экономический критерий рациональности, методы решения обратных задач по определению основных параметров нефтяных пластов и практически примененных систем разработки; современная вычислительная техника и полученная индивидуально по скважинам информация об их эксплуатации: о дебитах жидкости и обводненности (следовательно, о дебитах нефти), забойных давлениях (следовательно, о коэффициентах продуктивности), составе солей в отбираемой воде (следовательно, о доле посторонней воды). Довольно странным представляется, что при наличии всего этого проблема форсированного отбора не исследована в полном объеме, а форсированный отбор противопоставляется рациональному. На многих нефтепромыслах очень плохо обстоит дело с информацией об эксплуатации каждой скважины. В этих условиях для промысловиков более приемлем и понятен форсированный отбор, чем рациональный, ибо для форсированного отбора не нужна или почти не нужна информация. В условиях неполного объема информации об эксплуатации скважин многие нефтепромысловые работники непоколебимо уверены, что лучше зависеть производительность глубинных насосов. При нежелании и неумении устанавливать индивидуально по скважинам рациональные отборы устанавливают форсированные, не осознавая, что часто увеличение отбора жидкости уменьшает отбор нефти на 10—20 % и более.

Форсирование отборов на скважинах месторождений Западной Сибири выявило тенденцию снижения обводненности продукции в результате этого мероприятия на многих водоплавающих залежах, таких как объект АС5-6 Южно-Балыкского месторождения, объект БС12 Майского месторождения; объекты АС4 и БС6

Петелинского месторождения, объект БС11 Ефремовского месторождения, объект БС8 Кудринского месторождения, объекты БП9 и БП10-11 Гарасовского месторождения. На рис. 1 представлена динамика суммарных эксплуатационных показателей скважин объекта АС4

Петелинского месторождения, на которых было проведено форсирование отборов

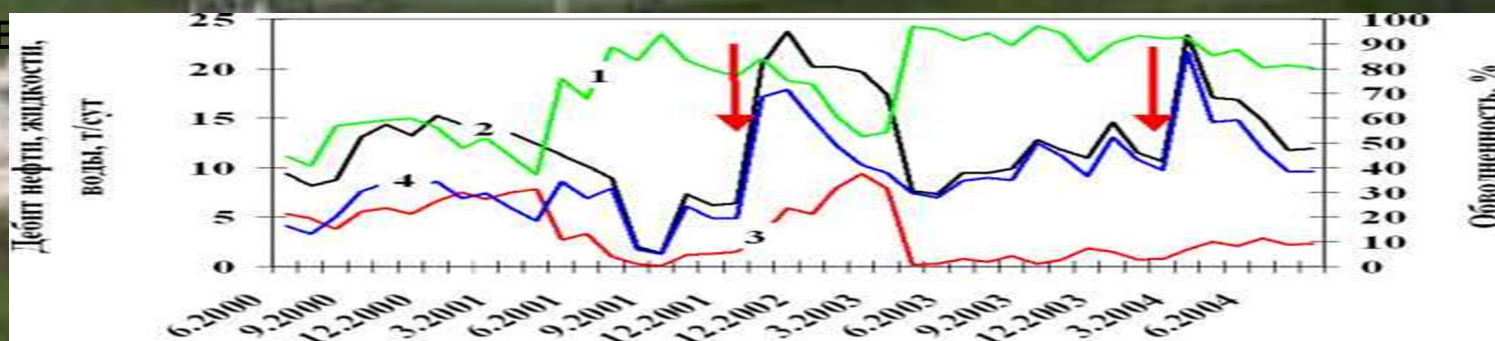


Рис. 1. Динамика суммарных эксплуатационных показателей скважин объекта АС4 Петелинского месторождения, на которых проведен форсированный отбор жидкости: 1 - средняя обводненность продукции; 2 - средний дебит жидкости; 3 - средний дебит нефти.

НА РИС. 2 ИЗОБРАЖЕНА ДИНАМИКА ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ
ФОРСИРОВАННОЙ СКВАЖИНЫ № 1046 ОБЪЕКТА БП10-11
ТАРАСОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ. НАЧАЛО ФОРСИРОВАНИЯ
ОТБОРОВ НА РИСУНКАХ ОТМЕЧЕНО СТРЕЛКОЙ. ОБЕ ДИНАМИКИ
ХАРАКТЕРИЗУЮТСЯ СНИЖЕНИЕМ ОБВОДНЕННОСТИ ПРОДУКЦИИ С
РОСТОМ СРЕДНЕГО ДЕБИТА ЖИДКОСТИ. НА РИС. 2 ОТМЕЧАЕТСЯ И
ОБРАТНАЯ ЗАКОНОМЕРНОСТЬ – РОСТ ОБВОДНЕННОСТИ ПРОДУКЦИИ
ПРИ СНИЖЕНИИ ДЕБИТА ЖИДКОСТИ.

РИС. 2. ДИНАМИКА ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ
СКВАЖИНЫ № 1046 ОБЪЕКТА БП10-11 ТАРАСОВСКОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ:

1 - ОБВОДНЕННОСТЬ ПРОДУКЦИИ; 2 - ДЕБИТ ЖИДКОСТИ; 3 -
ДЕБИТ НЕФТИ; 4 - ДЕБИТ ВОДЫ

Применение эмульгатора ЭКС-ЭМ марки «Б»

Для увеличения эффективности разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти, так же может быть предложена комплексная технология, которая заключается в реализации нестационарного заводнения в сочетании с адресными обработками нагнетательных скважин путем закачки композиций химреагентов, направленных на снижение слоистой неоднородности, повышение охвата пласта, интенсификацию вытеснения нефти из низкопроницаемых пропластков, ограничение непроизводительной закачки воды в уже промытые, высокопроницаемые прослои.

Наиболее известными в практике являются технологии закачки различных полимерных систем, композиций на основе жидкого стекла

Предварительный анализ полученных результатов показывает, что средний дополнительный технологический эффект составляет 14 т дополнительно добытой нефти на 1 т жидкого стекла), а также обратных эмульсий. Эти технологии широко внедряются и широко используются нефтегазодобывающими предприятиями различных регионов России.

Нестационарное воздействие в комплексе с адресными обработками

Механизм действия потокоотклоняющих технологий.

Механизм действия потокоотклоняющих технологий основан на образовании в поровом пространстве промытых пропластков продуктивного коллектора барьеров для вытесняющей нефть воды путем закачки обратных эмульсий на основе эмульгатора ЭКС-ЭМ, жидкого стекла и интенсифицирующих композиций на основе кислот и гидрофобизирующих составов.

-Реализация опытно-промышленных работ на опытном участке Аганского месторождения (объект БВ8) по испытанию комплексной технологии повышения эффективности разработки трудноизвлекаемых запасов была начата 21 июня 2005 г. на основании составленной «Программы работ», учитывающей как время и продолжительность остановок нагнетательных скважин, так и ГТМ на конкретных скважинах.

-Технологическая эффективность от применения комплексной технологии, рассчитанная по методу характеристик вытеснения, оценивается в количестве 25125 т дополнительно добытой нефти, по состоянию на 01.05.07 г.

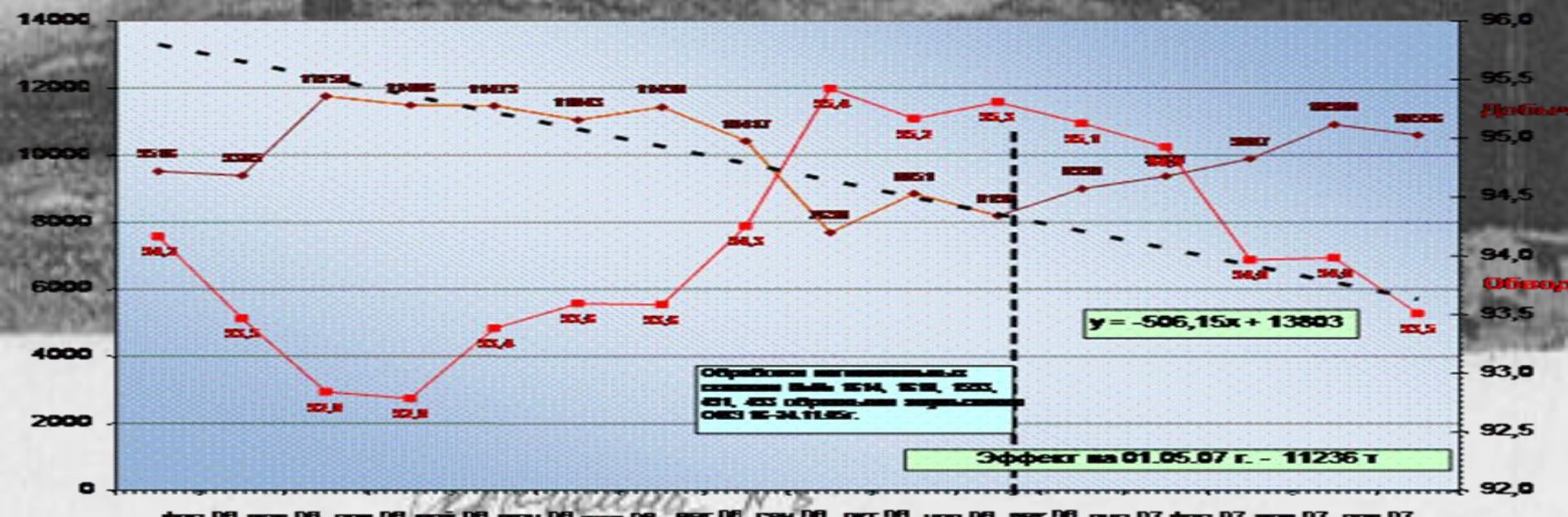
В ходе реализации комплексной технологии были выполнены обработки 5-ти нагнетательных скважин (№№ 1614, 1618, 1593, 491, 493) обратными эмульсиями на основе эмульгатора ЭКС-ЭМ в целях перераспределения фильтрационных потоков. Объем закачки составлял 100-200 м3 на одну нагнетательную скважину при удельной закачке от 10 до 21,7 м3 /м перфорированной толщины. Общий объем закачки обратной эмульсии составил 800 м3.

В результате проведенных обработок нагнетательных скважин на 01.05.07 г. было получено дополнительно 12972 т нефти, т. е. 2594 т дополнительной нефти на одну скважино-обработку (16,2 т. дополнительной нефти на 1 м3 закачанной обратной эмульсии!!!).

Динамика технологических показателей реагирующих добывающих скважин, представленная на рисунке 3 , показывает, что после проведения ОПЗ нагнетательных скважин обратными эмульсиями на основе эмульгатора ЭКС-ЭМ обводненность продукции окружающих добывающих скважин снизилась с 95,3 до 93,5%, а суммарная добыча по окружающим добывающим скважинам возросла с 8190 до 10526 т нефти в месяц.

Рисунок 3 Динамика технологических показателей участка реагирующих скважин Аганского месторождения (по обработкам)

Проведенные мероприятия по испытанию комплексной технологии повышения эффективности разработки трудноизвлекаемых запасов (сочетание гидродинамического и химического воздействия на пласт) показали целесообразность применения данной технологии и подтвердили правильность как выбора объекта разработки на основе критериального подхода, так расчета параметров реализации технологии.





ТЕХНОЛОГИЯ ПРИМЕНЕНИЯ ВОЛОКНИСТО-ДИСПЕРСНОЙ СИСТЕМЫ (ВДС) ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ

ВДС применяется для повышения нефтеотдачи высокообводненных неоднородных пластов на поздней и завершающей стадиях разработки. Эффект достигается за счет вовлечения в активную разработку слабодренлируемых запасов нефти при одновременном ограничении или отключении из работы высокообводненных пропластков и зон пласта.

Технология испытана и внедрена более чем на 23 месторождениях РФ (936 скв-обр). Дополнительная добыча нефти составила свыше 3,4 млн.т (1992-2006г.г.) (ТПП "Когалымнефтегаз", ТПП "Лангепаснефтегаз", ОАО "Нижневартовскнефтегаз", ОАО "Сургутнефтегаз", АО "Кондрпетролеум", ОАО "Томскнефть", ТТЮ "Татнефтепром", ОАО "Татнефть" и др.)

Удельная технологическая эффективность составляет 3,6-6,3 тыс. тонн дополнительно добытой нефти на одну обработку.

Технология может применяться при любой минерализации вод и температуре пласта до 300°C. Наиболее эффективно применение технологии в условиях трещиновато-поровых терригенных коллекторов при обводненности добываемой продукции более 80%. В технологии используются дешевые, экологически чистые материалы, имеющие широкую сырьевую базу.

Заключение

В XXI в. для поддержания уровня добычи во многих районах России необходимо эффективно использовать имеющиеся месторождения, большинство которых из числа разрабатываемых находится на стадии истощения активных рентабельных запасов. Их доля может еще уменьшиться в связи с неожиданным падением цен на нефть, что может случиться в любое время. Под угрозой закрытия, ликвидации или консервации окажутся целые промыслы и районы в Западной Сибири. Россия не сможет наполнить своей нефтью и своими нефтепродуктами даже внутренний рынок.

К сожалению, имеется ряд негативных последствий сверх интенсивного освоения нефтегазовых ресурсов Западной Сибири. Форсированная разработка как нефтяных, так и газовых месторождений привела к тому, что текущий коэффициент нефтеотдачи в Западной Сибири даже на завершающей стадии активного освоения составляет всего лишь 25-30 %, а в юрских отложениях - 15 %. Обводненность добываемой продукции в среднем по России составляет 82 %. Есть разрабатываемые месторождения в Западной Сибири, где в добываемой жидкости из скважин нефть составляет менее 10 %.

Среднесуточный дебит нефти одной скважины в России сегодня 7,4 т, и только высокая цена на нефть позволяет временно считать такие дебиты рентабельными. Кстати, и скважинный среднесуточный дебит газа в России немного превышает 6000 м³. Флюидодинамические процессы в газовых месторождениях более мобильны, и чрезмерно форсированный отбор ведет не только к быстрой потере пластовой энергии, но и снижению ресурсного потенциала, что можно наблюдать на газовых гигантах Западной