МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«УФИМСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ НЕФТЯНОЙ
ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

М.М. Аглиуллин, В.М. Абдуллин, М.М. Абдуллин

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕРМОБАРОХИМИЧЕСКОГО МЕТОДА УВЕЛИЧЕНИЯ ПРОДУКТИВНОСТИ НЕФТЕГАЗОВЫХ СКВАЖИН

УФА
Нефтегазовое дело
2020

УДК 622.276.53.004.13
ББК 33.361
О 62

Рецензенты:

Заведующий кафедрой «Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений» ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной университет», доктор технических наук, профессор
Юрий Алексеевич Котенёв

Заместитель начальника — главный инженер
УПНГ ОАО «Удмуртнефть», кандидат технических наук
Альберт Максутович Шайхулов

О 62 Опыт применения термобарохимического метода увеличения продуктивности нефтегазовых скважин: монография.
М.М. Аглиуллин, В.М. Абдуллин, М.М. Абдуллин. — Уфа:
Изд-во «Нефтегазовое дело», 2020. — 101 с.

ISBN 978-5-98755-280-3

В книге излагаются методические и технические основы способа термобарохимической обработки призабойной зоны скважин. Изложены различные способы и устройства, использованные при обработках, с непосредственным участием авторов и использованием своих изобретений. Количество обработанных скважин более двухсот. Приведены схемы и фотографии обработки.

Книга полезна для инженерно-технических работников проектных и нефтяных организаций, аспирантов, магистрантов и студентов направления «Нефтегазовое дело», а также предназначена для слушателей Института дополнительного профессионального образования.

ISBN 978-5-98755-280-3

УДК 622.276.53.004.13
ББК 33.361

© ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет», 2020
© Коллектив авторов, 2020
© Издательство «Нефтегазовое дело», 2020

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение……...3
1. Современные методы воздействия на призабойную зону пласта……..5
2. Тепловые методы воздействия……...7
3. Комплексные термобарохимические технологии обработки
призабойной зоны скважин (ТБХО)……..,..9
3.1. Отличительные особенности ТБХО технологий……10
3.2. Технические данные термобарохимических технологий……..…11
3.2.1. Технология ТБО-01……11
3.2.2. Технологии ТБО-02, ТБО-03……..13
3.3. Технические средства для термобарохимических технологий……..15
3.3.1. Аккумулятор давления АДС-5…….……..15
3.3.2. Оборудование и технические средства для ТБХО……...15
4. Требования к подбору скважин для ТБХО…….……18
5. Результаты применения метода ТБХО……....19
5.1. Результаты обработок скважин в Республике Башкортостан……...19
5.2. Результаты обработок скважин в Пермской области……..……..23
5.3. Результаты обработок скважин в Республике Казахстан…….24
5.3.1. Технологии на трубах ТБО-02, ТБО-03……..….24
5.3.2. Технология на кабеле ТБО-01…….……...28
6. Экологические преимущества применения ТБХО технологий……35
Выводы…….…..37
Заключение…….……39
Литература…….41
Приложение А……43
Приложение Б……44
Приложение В……45

«РАКЕТНОЕ ТОПЛИВО НА СЛУЖБЕ У НЕФТЯНИКОВ»

Введение

В настоящее время Россия сохраняет свои позиции крупнейшего производителя энергетических ресурсов в мире. Она имеет возможности полностью обеспечить свои внутренние энергетические потребности и одновременно оставаться в ряду основных экспортеров нефти и газа.

Прогрессирующий рост трудноизвлекаемых запасов нефти, после заводнения скважин, в районах, в развитие которых уже вложены большие материальные средства, предопределил на десятилетия вперед необходимость уделять больше внимания новым методам увеличения нефтеотдачи: физико-химическим, тепловым, газовым. В 2000 г. за счет применения данных методов в России было добыто около 42 млн т. Во многом выбор данной технологии объективно связан со структурой остаточных запасов нефти, значительная доля которых сосредоточена на заводненных месторождениях, в низкопроницаемых пластах [6].

В нефтяных компаниях России и ближнего зарубежья с каждым годом повышаются затраты на добычу нефти. Причинами этого являются:

1) переход основной группы месторождений на завершающую стадию разработки, требующую значительных материальных затрат для извлечения из недр тонны нефти;

2) снижение потенциальной энергии большинства разрабатываемых продуктивных пластов за счет формирования в их околоскважинном пространстве зон (т.н. призабойных зон пласта - ПЗП) со сниженными фильтрационными свойствами вследствие кольматации;

3) ввод в разработку залежей с трудноизвлекаемыми запасами.

Размеры подобных ПЗП в зависимости от вида, характера и времени работ (вскрытие, КРС, закачка и др.) с породами продуктивных пластов и составов флюидов варьируют в широких пределах от десятых долей до 10 и более метров. Работы по обработке скважин проводилось специалистами общества с ограниченной ответственностью Научно-производственная фирма «Использование конденсированных энергетических систем в нефтедобыче» (ООО НПФ «ИКЭС-нефть»).

1 Современные методы воздействия на призабойную зону пласта

С целью интенсификации нефтеизвлечения из продуктивных пластов в нефтедобывающими компаниями используются различные методы, среди которых наиболее часто применяются физические, включающие:
гидро- (ГРП, ЛГРП) и газодинамические (ГДРП) разрывы пластов; различные виды волновых: акустические (АВ), гидроакустические (ГАВ), вибросейсмические (ВСВ); импульсных: гидроимпульсные (ГИВ), электрогидравлические (ЭГВ) и термобарические (ТБО) воздействия.

Если гидро- и газодинамические разрывы пластов ориентированы на расформирование зон кольматации большой протяженности от 2 метров и более, то АВ, ГИВ и ЭГВ применяются для улучшения фильтрационных свойств закольматированных пород ПЗП размером до 2 метров [8].

Метод ВСВ, в отличие от всех остальных, затрагивает своим воздействием не столько прискважинные зоны, сколько целые участки продуктивных пластов, а метод ТБО используется для очистки пород ПЗП от органических (асфальто-смолистых и парафиновых) отложений (АСПО) и неорганических (минеральных). Техническая проработка, промысловая апробированность и стоимость операций перечисленных методов интенсификации различна [7].

Выбор метода воздействия на призабойную зону определяется пластовыми условиями. Так, например, удалить парафин и смолы осевшие на стенках перфорированных каналов, а также снизить вязкость нефти можно методами термохимической обработки скважин и теплового воздействия на призабойную зону. Химические методы, например, обработка пластов кислотами, дают хорошие результаты в слабопроницаемых карбонатных породах. Их весьма успешно применяют также и в других породах, например песчаниках, в состав которых входят карбонатные вещества. Механические методы - гидравлический разрыв пластов и торпедирование – применяют в

пластах, состоящих из плотных пород и имеющих проницаемость ниже средневзвешенной по пласту [9].

Среди новых методов повышения нефтеотдачи пласта большой интерес представляют методы термического воздействия. По заключению американских специалистов, внедрение этих методов позволит увеличить извлечении нефти из недр почти в 2 раза. В Соединенных Штатах разработано свыше 400 проектов по использованию различных модификаций этих методов в практике нефтедобывающих работ (рис.1).

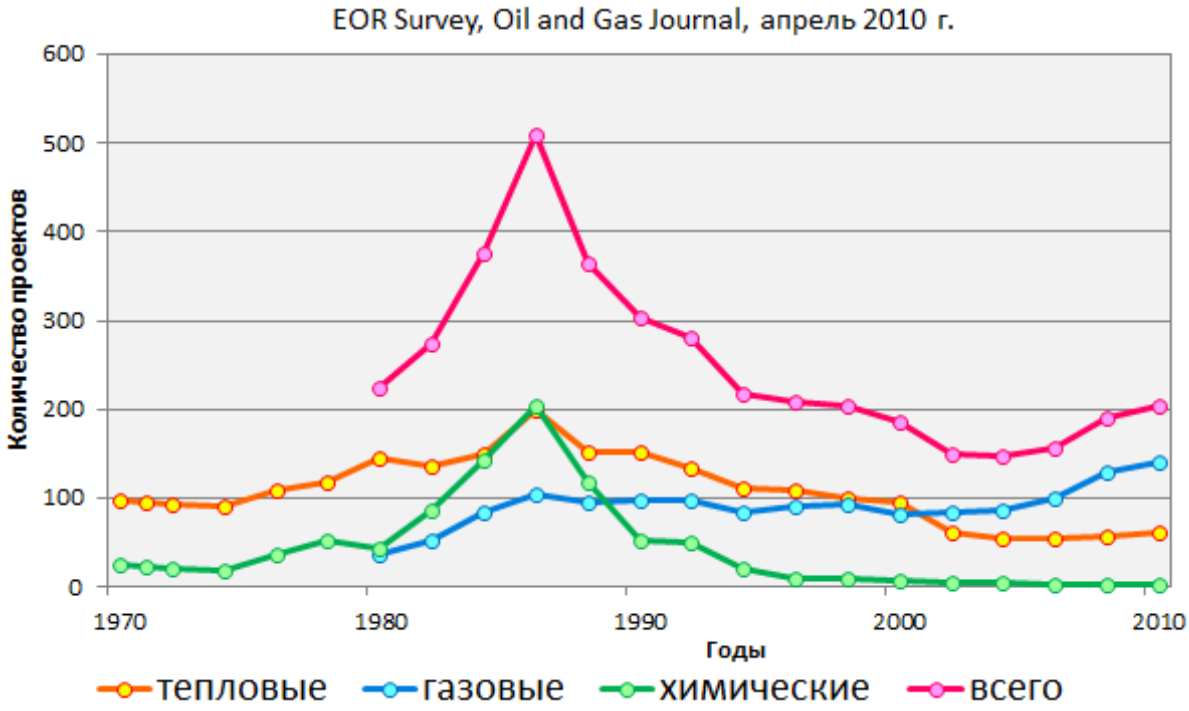


Рис. 1 Динамика применения методов EOR на месторождениях США

2. Тепловые методы воздействия

Во многих нефтегазодобывающих регионах России и ближнего зарубежья продукция скважин содержит большое количество асфальто-смолистых и парафинистых веществ, борьба с отложениями которых является большой проблемой для нефтегазодобывающих предприятий. Поэтому в данной работе рассматриваются методы обработки ПЗП, основанные на тепловом воздействии.

Тепловые методы воздействия на призабойную зону применяются при эксплуатации скважин, дающих парафинистые и смолистые нефти. В процессе эксплуатации таких скважин при понижении температуры нефти изменяется фазовое равновесие составляющих ее компонентов, уменьшается растворимость парафина и смол и последние осаждаются в призабойной зоне, на стенках скважин и в подъемных трубах. В результате закупорки пор ухудшается фильтрационная способность пласта, и продуктивность скважин снижается.

При прогреве призабойной зоны парафинисто-смолистые отложения в трубах, на стенках скважины, в фильтрующей зоне и порах пласта расплавляются и выносятся потоком нефти на поверхность. Это улучшает фильтрационную способность породы в призабойной зоне. Кроме того, снижается вязкость и увеличивается подвижность нефти, что также облегчает условия ее продвижения в пласте. [4].

Разработаны и применяются различные тепловые методы, обладающие наибольшей эффективностью. Их идея сводится к помещению источника тепла непосредственно на забой скважины и нагрев последнего до определенной температуры. В этом случае удается избежать непроизводительных потерь тепла, возникающих, например, при подаче тепла с поверхности.

Призабойную зону прогревают при помощи глубинных электро-нагревателей и газонагревателей, горячей нефтью, нефтепродуктами, водой и паром, а также путем термохимического воздействия.

В период 1960…1990 г.г. для удаления АСПО широко применялся метод термогазохимического воздействия (ТГХВ) аккумуляторами давления АДС. Призабойная зона пласта подвергалась тепловому и химическому воздействию при горении пороховых зарядов и ударно-механическому за счет образования большого количества пороховых газов за 1…5 сек горения расходуется от 30 до 150 кг топлива. Последний фактор зачастую приводил к различным нарушениям на забое скважины. Это явилось одной из причин отказа от метода ТГХВ и перехода многих российских нефтяных компаний на щадящие комплексные методы термогазохимического воздействия, такие как термоимплозия, термохимическое воздействие, термобарохимическое воздействие.

3. Комплексные термобарохимические технологии обработки призабойной зоны скважин (ТБХО)

Коллективом Научно – производственной фирмы «Использование конденсированных энергетических систем в нефтедобыче» (НПФ «ИКЭС-нефть» (г. Уфа)) разработан ряд так называемых термобарохимических технологий обработки призабойной зоны пласта.

Их особенность заключается в использовании пороховых (твердотопливных) зарядов, не вызывающих повреждения забоя скважин.

Сжигание заряда при этом производится в течение длительного времени (до 0,5 часа), обеспечивающего наиболее оптимальные и эффективные воздействия на призабойную зону пласта. В качестве заряда используются изделия АДС, изготавливаемые в ФГУП «НИИПМ» (г. Пермь) [5].

В технологиях ТБХО сведены воедино в один комплекс три метода обработки скважин: 1) метод термогазохимического воздействия (ТГХВ) с использованием пороховых зарядов, 2) химического воздействия, 3) методы гидроимпульсного и депрессионого воздействия с использованием различных имплозионных устройств [4].

Рассматриваемые технологии позволяют выполнить полный цикл обработки скважин: тепловое воздействие для расплавления органических отложений, химическое и гидроимпульсное - для разрушения неорганических минеральных отложений, депрессионное - для удаления подвижных отложений из призабойной зоны пласта в ствол скважины и далее вынос их из скважины для обеспечения безотказной работы глубинного насосного оборудования.

Технологии ТБХО опробованы и успешно применяются на месторождениях нефтегазодобывающих компаний как в России: в Республике Башкортостан (более 20 скв.), в Республике Татарстан (более 10 скв.), в Пермской области (более 60 скв.), так и в Республике Казахстан

(более 100 скв.). При этом удалось получить повышение продуктивности скважин после проведения ТБХО в 3 и более раз.

3.1. Отличительные особенности ТБХО технологий

1. Обработка осуществляется комплексом оборудования, опускаемым на забой после извлечения ГНО, спуск оборудования может осуществляться на НКТ или на геофизическом кабеле.

2. ПЗП подвергается одновременному воздействию следующих факторов.

а) термогазохимическое (ТГХВ) воздействие - сжиганием в интервале перфорации топлива на основе пороховых аккумуляторов давления АДС-5. Сжигаемое топливо имеет низкие линейные скорости горения, обеспечивающие длительное ТГХВ в течение 10…30 минут.

б) Химическое воздействие – химреагент нагретый горячими газообразными продуктами сгорания топлива, поступающими в интервал перфорации в едином газожидкостном потоке в процессе горения топлива.

3. ТГХВ может осуществляться в двух режимах.

а) Щадящий режим.

Газообразные продукты при ТГХВ после нагрева химреагента и скважинной жидкости в интервале перфорации поднимаются вверх по стволу скважины не вызывая существенного увеличения давления в обрабатываемом интервале. Данный режим рекомендуется для старого фонда скважин, при наличии близко расположенных водоносных пластов при некачественном цементировании обсадной колонны.

б) Газогидроразрыв пласта.

Осуществляется в интервале, изолированном пакером. При ТГХВ происходит рост давления до значений, обеспечивающих продавку газожидкостной смеси в ПЗП. Газогидроразрыв пласта рекомендуется для обработки слабопроницаемых коллекторов.

4. После ТГХВ производится отбор и удаление продуктов обработки из призабойной зоны пласта путем создания депрессии на пласт и вызова притока из пласта. В технологиях на трубах возможно осуществление многократного гидроимпульсного воздействия на пласт в процессе притока путем его прерывания. При этом давление на забое восстанавливается до пластового или гидростатического и повторное открытие притока сопровождается гидроударным депрессионным воздействием на ПЗП.

Здесь также имеет место два режима.

Щадящий – с созданием небольших значений депрессий и «мягкого» вызова притока из пласта.

Гидроударный режим – с созданием максимальной депрессии на пласт и максимального притока жидкости из пласта с крутым фронтом импульса давления на забое [2].

3.2. Технические данные термобарохимических технологий

3.2.1. Технология ТБО-01

Технология ТБО-01 выполняется на геофизическом кабеле и включает следующие операции:

1) Определение параметров скважины до ОПЗ.

2) Подготовку скважины (подъем оборудования, отбивку забоя, шаблонирование обсадной колонны).

3) Доставку на геофизическом кабеле на забой скважины компоновки из трех контейнеров, включающих аккумулятор давления АДС-5, химреагент и воздушную депрессионную камеру с клапанными узлами. При обеспечении проходимости в комплекс включается пакер ПВ-ЯГ-Н-122.

4) При отсутствии пакера осуществляется герметизация устья и долив скважины.

5) Термобарохимическое воздействие.

6) Подъем компоновки, спуск насосного оборудования, запуск скважины с последующим контролем параметров.

Состав компоновки ТБО – 01 (см. рис. 2).

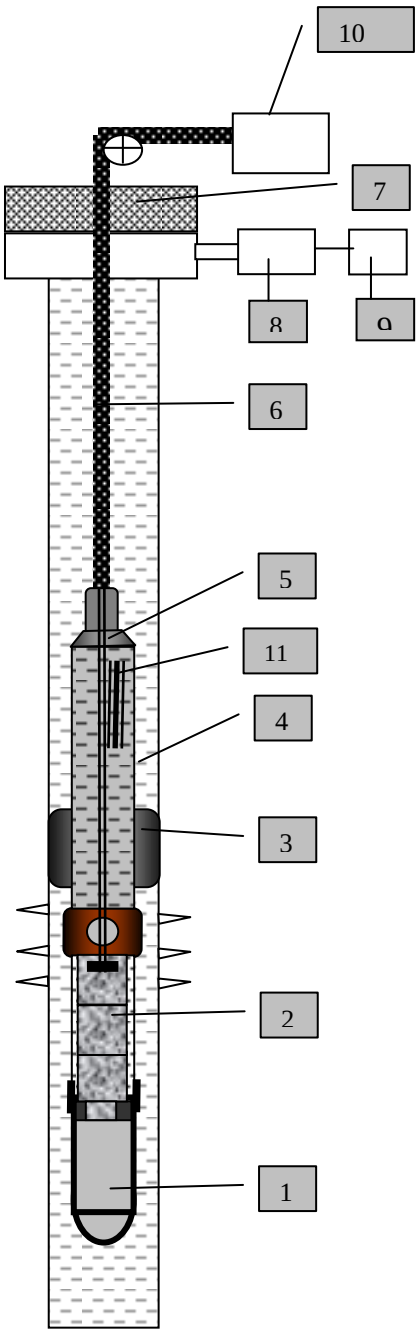


Рис.2 Комплекс оборудования при технологии ТБО-01

Состав комплекса оборудования:

1–депрессионная камера; 2-контейнер с термогазоисточником и выпускным клапаном; 3-пакерно-якорный узел; 4-контейнер с химреагентом (30…60 л.); 5-переводник на геофизический кабель; 6-кабель геофизический; 7-

уплотнитель устьевой; 8-насосный агрегат; 9-емкость; 10-подъемник каротажный; 11-автономный манотермометр.

3.2.2. Технологии ТБО-02, ТБО-03

Выполняется на насосно-компрессорных трубах и включают следующие операции:

1) Определение параметров скважины до ОПЗ.

2) Подготовку скважины (подъем оборудования, глушение скважины, отбивку забоя, шаблонирование обсадной колонны, проработку интервала установки пакера скребком).

3) Доставку на порожних НКТ компоновки, включающей клапанное устройство, контейнеры с АДС-5 и химреагентом, пакер, приборы регистрации давления и температуры.

4) Установку пакера (в технологии ТБО-03).

5) Термобарохимическое воздействие.

6) Технологическую выдержку.

7) Депрессионный отбор в НКТ продуктов ОПЗ с гидроимпульсным воздействием на пласт.

8) Промывку труб от продуктов ОПЗ.

9) Подъем компоновки на трубах.

10) Спуск насосного оборудования и запуск скважин с последующим контролем параметров.

Технологии ТБО-02 и ТБО-03 отличаются тем, что в ТБО-02 установка пакера производится после термобарохимического воздействия. При этом пласт подвергается более мягкому воздействию. В технологии ТБО-03 термобарохимическое воздействие происходит в замкнутом подпакерном пространстве с ростом давления и газогидроразрывом пласта [1].

Состав компоновки ТБО – 02, 03 (см. рис. 3).

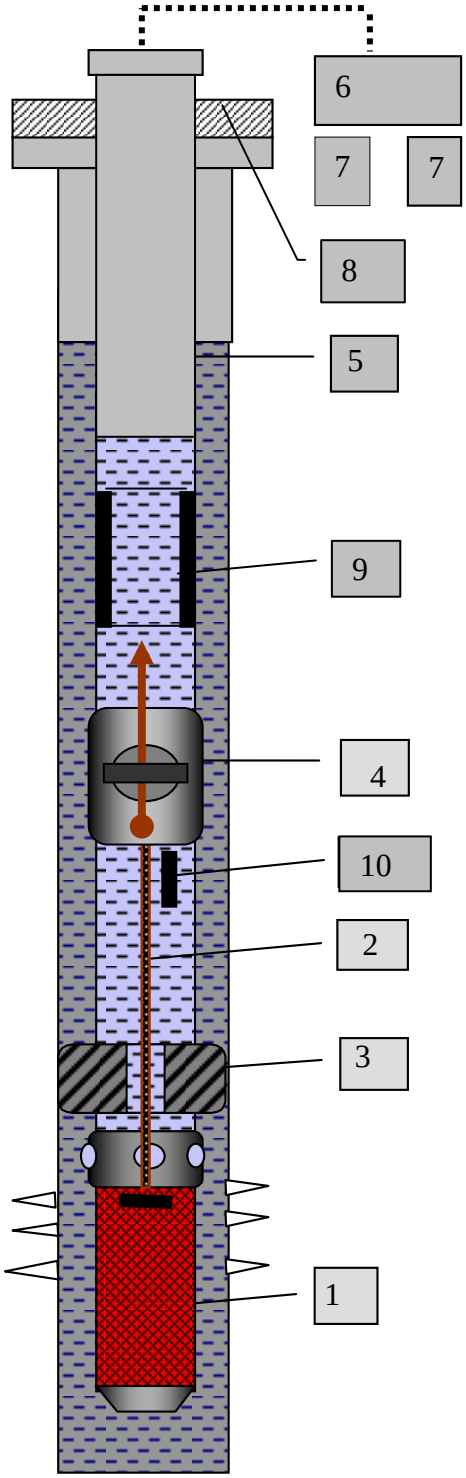


Рис. 3 Комплекс оборудования при технологии ТБО-02, 03

Состав комплекса оборудования:

1-контейнер с термогазоисточником (на основе АДС-5); 2-контейнер с химреагентом (30…150 л); 3-пакерно-якорный узел; 4-устройство клапанное

УК-41-112 с электроконтактным устройством; 5-колонна НКТ; 6-насосный агрегат; 7–емкости с химреагентом и продавочной жидкостью; 8-уплотнитель устьевой; 9-устройство УОС – ШГН, 10-манотермометр.

3.3. Технические средства для термобарохимических технологий

3.3.1. Аккумулятор давления АДС-5

Разработан и изготавливается по спецзаказам на российском оборонном предприятии ФГУП НИИ полимерных материалов в научно-техническом сотрудничестве с ООО НПФ «ИКЭС-нефть».

Технические данные партий АДС-5, применяемых в Республике Казахстан и Республике Башкортостан приведены в паспортах на изделия .

3.3.2. Оборудование и технические средства для ТБХО

В комплекс ТБХО входит глубинное и наземное оборудование (см. рис. 4, 5,6).



Рис. 4 Комплекс ТБХО



Рис. 5 Глубинная часть комплекса ТБХО



Рис. 6 Наземная часть комплекса ТБХО

Для транспортировки оборудования и выполнения работ по оперативной обработке результатов измерений используется спецавтомашина на базе УАЗ-39629 (рис.7).



Рис. 7 Спецлаборатория ТБХО на базе УАЗ - 39629

4. Требования к подбору скважин для ТБХО

Эффективность и безопасность обработок скважин зависит, в первую очередь, от правильного подбора скважин с учетом особенностей каждого метода. Для ТБХО необходимо учитывать следующие требования.

Общие требования.

1. Пластовое давление должно быть не ниже 70% от первоначального после вскрытия залежи;
2. Скважина должна иметь снижение дебита из-за закупорки прискважинной зоны пласта в процессе эксплуатации не менее чем в 2…..1,5 раза (вследствие отложений парафина и асфальто – смолистых веществ в призабойной зоне пласта, но не вследствие снижения пластового давления!);
3. Глубина скважин: для трубной технологии – до 2000м, для кабельной – до 2500м.
4. Дебит скважин по жидкости перед обработкой – до 20м^3/сут
5. Толщина коллектора 2...20 м;
6. Температура на забое не более 90 ^{0} С;
7. Обводненность продукции менее 80%
8. Отсутствие нарушений обсадной колонны.

Дополнительные требования для трубной технологии ТБО-02, ТБО-03

1. Наличие и качественное сцепление цемента с колонной или породой в пределах 20 м от интервала обработки;
2. Расстояние от продуктивного пласта до водоносного > 10 м;
3. Кривизна наклонной скважины - не более 30 град:
4. Обеспечение спуска и установки пакерно – якорного оборудования над интервалом перфорации.

5. Результаты применения метода ТБХО

5.1. Результаты обработок скважин в Республике Башкортостан

В АНК «Башнефть» опытные работы проводились на нерентабельном фонде нефтедобывающих скважин Ново-Хазинской площади Арланского месторождения. Основные залежи приурочены к бобриковскому и тульскому горизонту, выделена пачка пластов от С-1 до С-6. Коллектора представлены не только песчаниками, но и плотными алевролитовыми породами.

Скважины в эксплуатации с 80-ых годов, средняя обводненность – 65%, текущая нефтенасыщенность ~50%. Толщины пластов до 5м, глубина залегания ~1400м, температуры на забое 23…27 ^{0}C, пластовые давления 11…14 МПа. Снижение первоначального прироста дебита скважин за 10…15 месяцев эксплуатации в пределах 0…30%. Из 8 обработанных скважин одна не дала эффект, как выяснилось из-за нарушения технологического регламента (таблица 1). Среднее увеличение дебита по 7 скважинам с 0,88 до 2,03 т/сут. В скважинах, где была проведена изоляция верхнего пласта, опасность его нарушения исключалась установкой пакера ниже этого пласта.

На рис. 8 приведены диаграммы давления и температуры на забое скважины № 4345 Ново-Хазинской площади при проведении работ по технологии ТБО-03. Длительность горения пороховых зарядов составляет 20 минут при весе зарядов 18 кг. Пластовое давление ~13,5 МПа, давление газогидроразрыва пласта 23,9 Мпа, минимальное давление в начале притока 1,0 МПа. Забойная температура до ОПЗ - 26 ^{0}C, максимальное значение показаний термометра (38 ^{0}C) во время притока в трубы может быть проинтерпретировано как температура ближней зоны пласта через 80 мин после сгорания заряда. В качестве реагента использовались растворители АСПО и порошкообразный материал "Полисил", обладающий гидрофобными свойствами, в количестве 3 кг на 50…60л дизтоплива или нефраса [5].

При необходимости технология и оборудование позволяют получить гидродинамические параметры пласта после обработки по кривым притока и восстановления давления.

Таблица 1.

Результаты ОПЗ скважин по технологиям ТБХО в АНК «Башнефть»

1. № скв.	3401		5970		5574		5764		4345		5679		5571	
	до	после	до	после	до	После	до	после	до	после	до	после	до	после
2. пласт/ глубина залегания (м.)	CII- 1249,2-1255,2 CV- 1287,6-1270,4		CV-12974-1299 CVI^0-1301,8-1303,5 CVI-1309,01310,4		1523,6-1526 1531,6-1533				CII-1525,2-1527,2				CIV1343,0-1344,2 CV1346,0-1349,0	
3. способ эксплуатации (до обработки и после)	ШГН	ШГН	ШГН	ШГН	ШГН	ШГН	ШГН	ШГН	ШГН	ШГН	ШГН	ШГН	ШГН	ШГН
4. пластовое давление (до обработки и после), (атм)	107,7		127		80				147		82,5			
5. забойное давление (до обработки и после), (атм)														
6. динамический уровень (до обработки и после), (м)	670	780	740	900					1170		390		900	
7. статически уровень (до обработки и после), (м)													780	
8. состояние скв. (до обработки: в работе или в простои)														
9. состояние забоя скважины (до обработки и после)														
10. дата начала и окончания обработки	14.11.98 15.11.98		22.12.98 23.12.98		24.05.99 26.05.99				05.06.99 06.06.99		11.06.99 12.06.99		26.02.99 27.02.99	
11. замеры жидкости, (м^3/сут)	20,2	49,6	5,5	3,8	1,4	3,8	32,4	32	0,8	3,0	0,4	1,4	1,2	1,8
% воды	92,1	92	75	23	70	58	92,1	92	58	51	61,5	60	-	-
нефти (до обработки и после), (м^3/сут)	1,8	4,16	1,2	2,6	0,4	1,6	1,4	2,1	0,3	1,3	0,1	0,5	1,0	1,8
12. запуск скв. в работу	15.11.98		24.12.98		05.99		-		06.99		06.99		02.99	
13. дни эксплуатации (сут)	412		195		184		104		184		184		273	
14. замер жидкости, %воды, нефти на дату отчёта	-													
15. накопленная добыча жидкости и нефти (доп.добыча), (т)	с15.11.98 по 12.99 803		с24.12.98 по 09.99 275		с07.99 по 12.99 163		с09.99 по 12.99 99		с06.99 по 12.99 157		с06.99 по 12.99 80		с04.99 по 12.99 165	
16. тип коллектора, пористость, пр-мость	Новохазинская площадь НГДУ «Южарланнефть»													
17. физ-хим. свойства нефти, воды, газа														
18. газовый фактор														
19. затраты на производство работ и материалов (включая бр. КРС и т.д.)														
20. срок окупаемости данной технологии	Срок окупаемости в среднем до 2 мес. (в зависимости от технологии)													

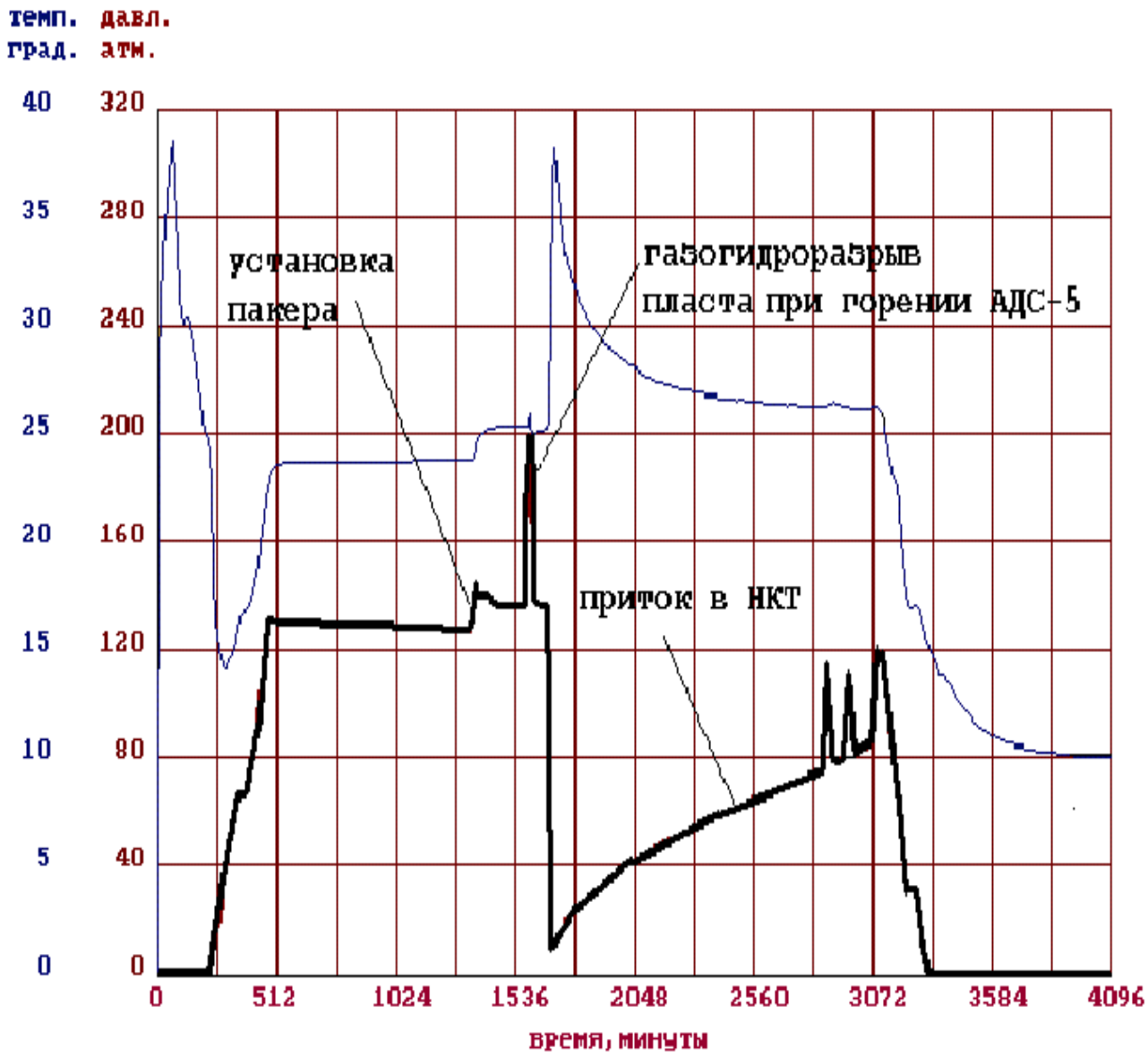


Рис. 8 Диаграммы давления и температуры на забое скв. № 4345 Арланского месторождения при термобарохимобработке

5.2. Результаты обработок скважин в Пермской области

В таблице 2 приведены результаты первых ТБХО в варианте ТБО-02 в Пермском регионе (22 скважины).

Таблица 2

Результаты ОПЗ скважин ОАО "ЛУКойл-Пермнефть" по технологии ТБО-02 в 1996-1997г.г.

№№ скважин	Дата ОПЗ	Дебит жидкости, $м^3$/сут		Обводненность,%		Прирост дебита нефти, т/сут	Дополни-тельная добыча нефти, т
		до ОПЗ	после ОПЗ	до ОПЗ	после ОПЗ		
Рассветное месторождение							
247	02.97 г	2	5	40	10	3.2	676.3
282	02.97 г.	2	2	15	5	0.3	70.7
222	03.97 г.	4	6	50	20	2.8	493.7
239	03.97 г.	3	7	10	5	3.9	650.6
273	03.97 г.	3.6	7	15	7	3.1	528.1
194	05.97 г.	2	4	30	5	2	257.5
201	06.97 г.	2	4	22	7	1.7	205.9
203	06.97 г.	2	4	22	11	1.2	125.8
155	07.97 г.-	2	4	36	20	1.8	114.9
427	07.97 г.	3	9	20	6	5.3	376.6
218	08.97 г.	2	5	16	7	2.8	159.6
Кокуйское месторождение							
859	07.97 г.	2	10	7	2.5	0.5	14
2302	08.97 г.	3	5	44	44	2.6	18
405	05.97 г.	5	-	3	-	10.9	327
Шумовское месторождение							
33	08.96 г.	6	12	4.7	3	7.9	1385
45	07.96 г.	10	11	0	3	0.3	52
53	12.96 Г.	1	3	0	2	2.3	695
61	07.96 г.	1	3	0	0	0.5	204
68	07.96 г.	3	17	0	0	12.3	2897
71	07.96 г.	1	30	0	20	24.5	9481

132	10.96 г	9	26	0	5	14.1	4519
150	10.96 г.	4	6	0	2	1.7	626

Результаты ОПЗ, усредненные по 22 скважинам:

- Прирост дебита по жидкости с 3,07 до 7,95 м куб/ сут
- Снижение обводненности с 14,49% до 8,07%
- Прирост дебита по нефти – 4.68 т/сут

Дополнительная добыча на 1 скважину –1078 т нефти [3].

5.3. Результаты обработок скважин в Республике Казахстан

5.3.1. Технологии на трубах ТБО-02, ТБО-03

По технологиям на трубах было обработано 8 скважин. На 01.06.02 этими скважинами отработано 529 суток и средний прирост дебита на 1 скважину составил 2,1 т/сут. Успешность обработок 76 % .

Применение метода ТБХО на трубах в условиях Узеньского месторождения ограничивается сложностью доставки на забой и обеспечения герметичности пакерно-якорного узла из-за большого количества парафиновых и солевых отложений на стенках скважин. По этой причине на первых двух скважинах (№ 5216, 5992) имели место недоходы до забоя, несмотря на их промывки и обработки скребком бригадами КРС. Обработки на этих скважинах были выполнены лишь на третьем спуске.

На рис. 9 приведен развернутый участок диаграммы давления и температуры на 3 –м спуске на забой скважины № 5216. По “пилообразной” диаграмме давления видно, что практически с устья скважины затруднено прохождение компоновки по стволу скважины. Аналогичные диаграммы и затруднения при спуске имели место на скважинах № 4553, 5441, 8509.

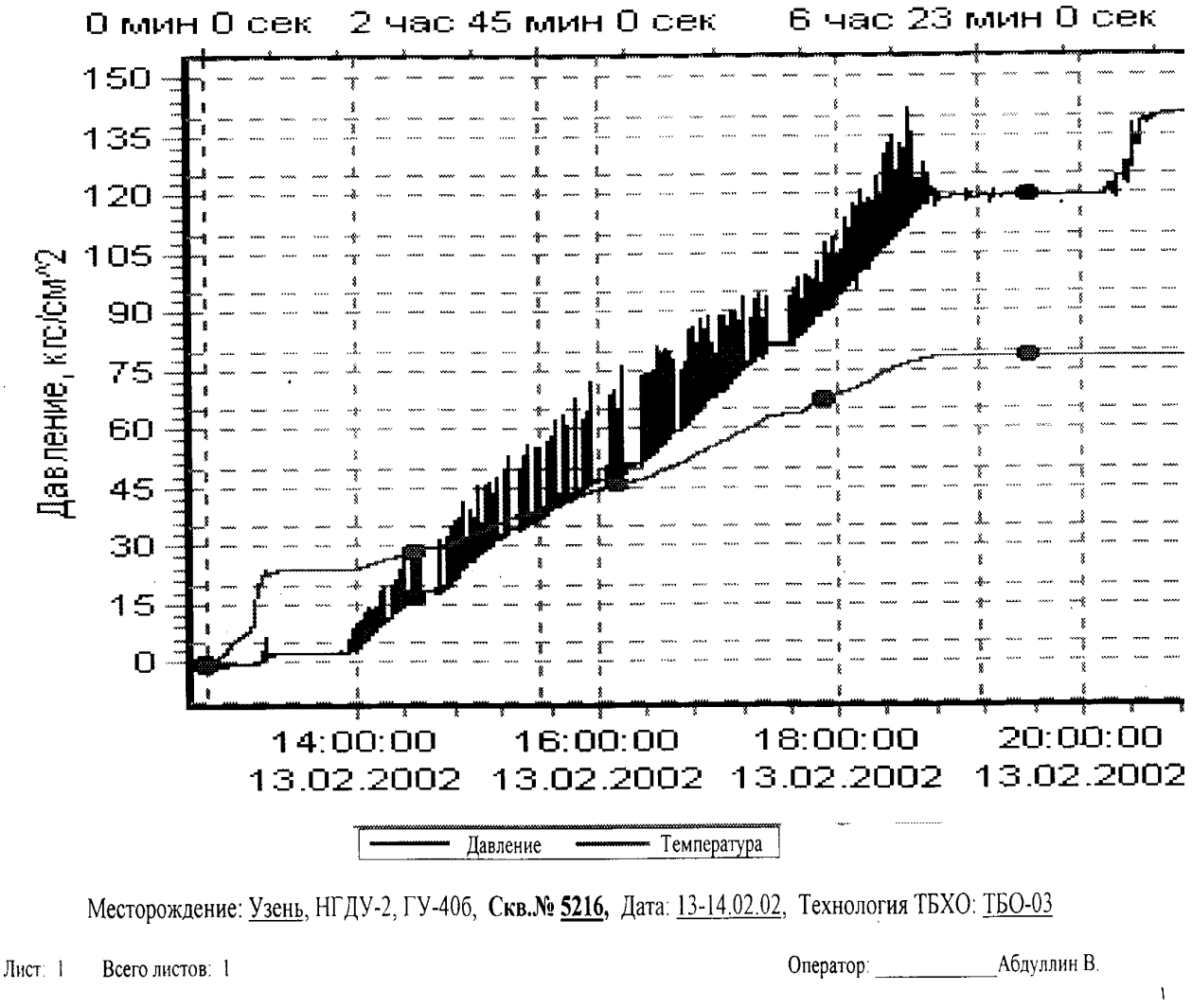


Рис. 9 Диаграммы давления и температуры на забое скважины № 5216

На части скважин наблюдался прорыв пороховых газов через уплотнительную манжету пакера с выбросом 2…3 м куб газожидкостной смеси. Вероятная причина – неполная проработка и наличие отложений в интервале установки пакера и как следствие, образование каналов в зазоре между манжетой и обсадной колонной горячими пороховыми газами во время роста давления под пакером. Этому может способствовать плохое

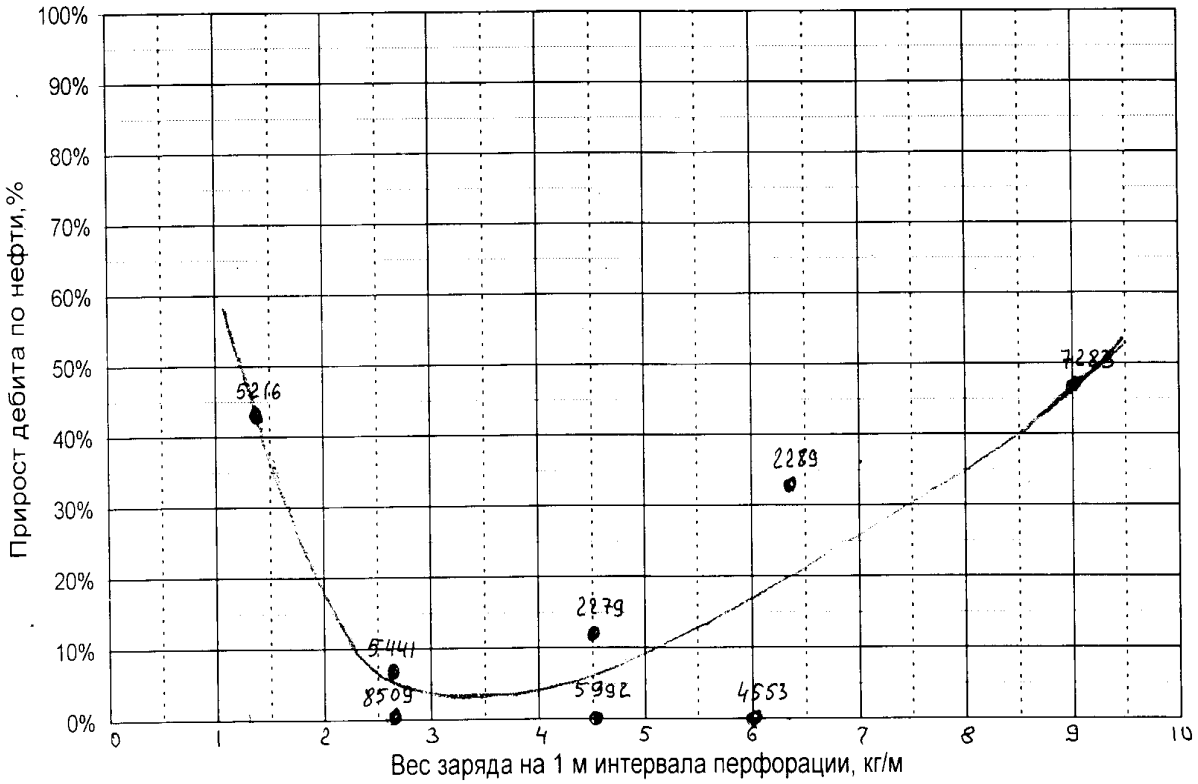
зацепление плашек якорного узла и его проскальзывание вверх при повышении давления.

В случае герметичности пакера и обеспечении полного цикла технологии ТБО-03 с газогидроразрывом пласта обнаружилась опасность прихвата забойной части компоновки. При нагреве ПЗП и повышении давления твердые солевые отложения теряют сцепление со стенкой обсадной колонны, разрушаются и выпадают на забой скважины. При открытии впускного клапана и создании серии гидроимпульсных ударов на пласт с перепадом давления в 10…12 МПа, кроме разрушения отложений на стенках скважины, может происходить разрушение породы в интервале перфорации, вынос частиц в ствол скважины и выпадение на забой. Частично твердые отложения захватываются потоком и оседают во внутренней полости труб.

Большое значение в технологиях ТБХО имеет вес порохового заряда. При нехватке заряда происходит недостаточный прогрев и эффект наблюдается небольшой. Эффект повышается при увеличении веса заряда. При излишнем увеличении веса заряда происходит перегрев ПЗП и эффект может понижаться из-за закупорки пласта этими же парафиновыми отложениями, переходящими при температурах выше 120…140 ^{0}C, вследствие процессов коксообразования, в твердое состояние.

На рис. 10 показана зависимость прироста дебита скважины от погонного веса порохового заряда на 1 м интервала перфорации по результатам обработки трубным вариантом ТБХО 8 скважин Узеньского месторождения. При значениях веса заряда от 3 до 5 кг/м наблюдается низкая эффективность ТБХО. Эффект повышается как при уменьшении, так и при увеличении веса зарядов. Это можно объяснить тем, что при весе заряда от 3 до 5 кг/м происходит перегрев органических отложений и их коксование. При меньшем весе происходит лишь тепловое воздействие и повышение текучести парафиновых отложений. Больший вес заряда приводит к

газогидроразрыву пласта, созданию новых каналов и трещин и увеличению проницаемости пласта в призабойной зоне.



Шифр значений - №№ скважин

Рис. 10 Зависимость геологического эффекта ТБХО от веса АДС (Технологии ТБО-02, ТБО-03 на тубах)

Учитывая, что на Узеньском месторождении имеется большой фонд скважин с малопонижающим дебитом (алевролиты, плотные песчаники) можно рекомендовать обработки этих скважин методом ТБХО на трубах с газогидроразрывом пласта при условии обеспечения следующих требований:

а) необходимо пакерное оборудование с опорой на стенки скважин механико-гидравлического типа,

б) после сжигания заряда должно осуществляться мягкое депрессионное воздействие без гидроударов на пласт, например, снижением уровня в скважине,

в) для газогидроразрыва пласта вес порохового заряда с характеристиками, приведенными в паспорте на данную партию, должен быть в пределах 6…10кг на 1м интервала перфорации [5].

5.3.2. Технология на кабеле ТБО-01

По кабельной технологии ТБО-01 обработано 12 скважин. На 01.06.02г этими скважинами отработано 714 суток, средний прирост дебита составил на 1 скважину 2,9 т/сут.

Успешность обработок – 83,3%.

2 скважины (№ 5954, 3044) не дали эффекта. Вероятные причины следующие.

Скв. № 5954 не соответствовала требованию по понижению дебита.

На скв. № 3044 в порядке эксперимента осуществлялась дополнительная продавка насосным агрегатом нагреваемой в процессе горения забойной газожидкостной смеси в пласт (см. диаграммы давления и температуры скв. № 3044 на рис. 11). Вероятно, произошло охлаждение призабойной зоны пласта продавочной жидкостью и повторная закупорка ПЗП. Это подтверждается незначительной остаточной температурой в интервале обработки – 68 ^{0}C Дренирование пласта имплозионной камерой оказалось недостаточным для очистки ПЗП. В дальнейшем необходимо исключать из регламента работ повышение давления при ТБХО насосным агрегатом. В герметичной скважине необходимый рост давления обеспечивается пороховыми газами.

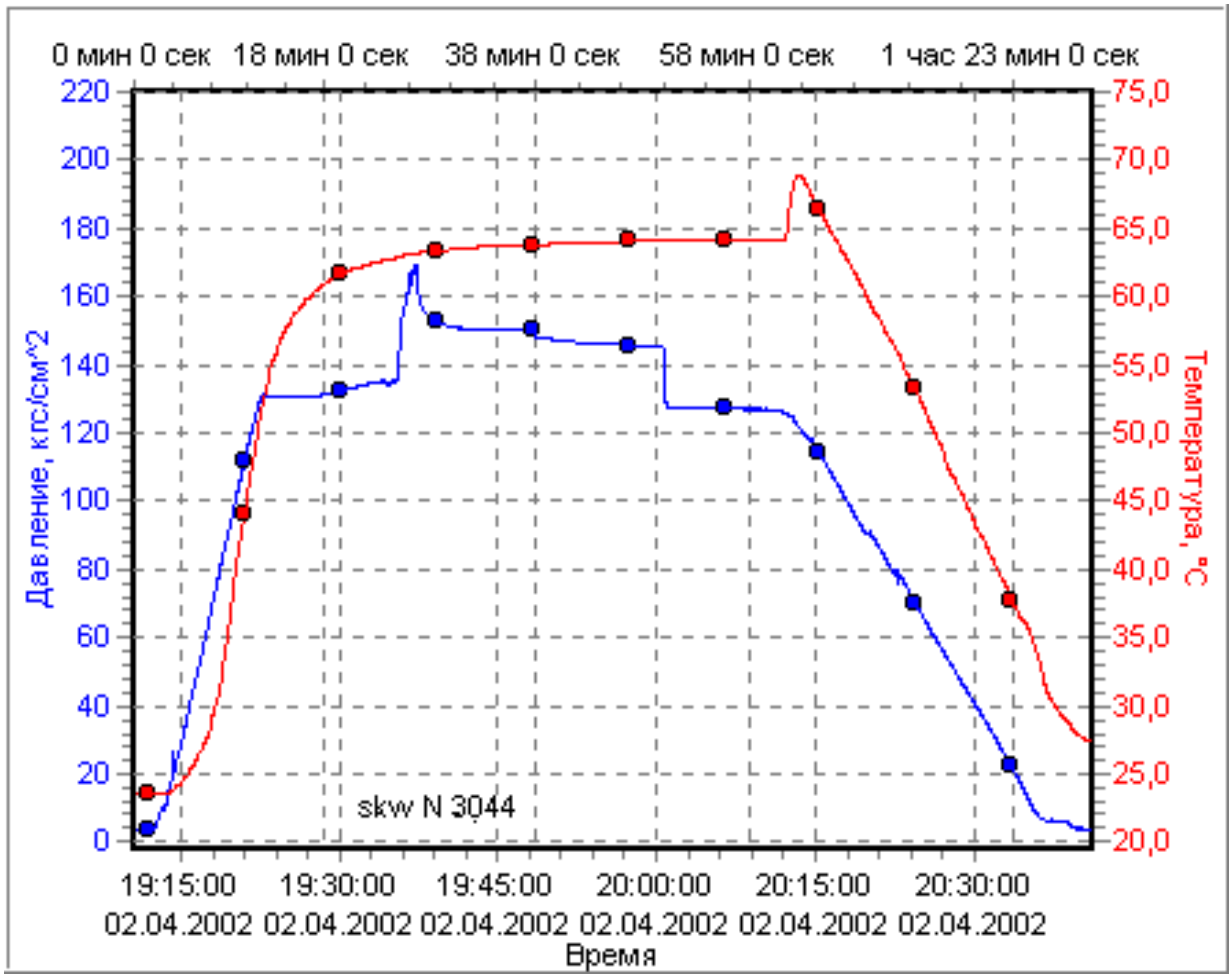
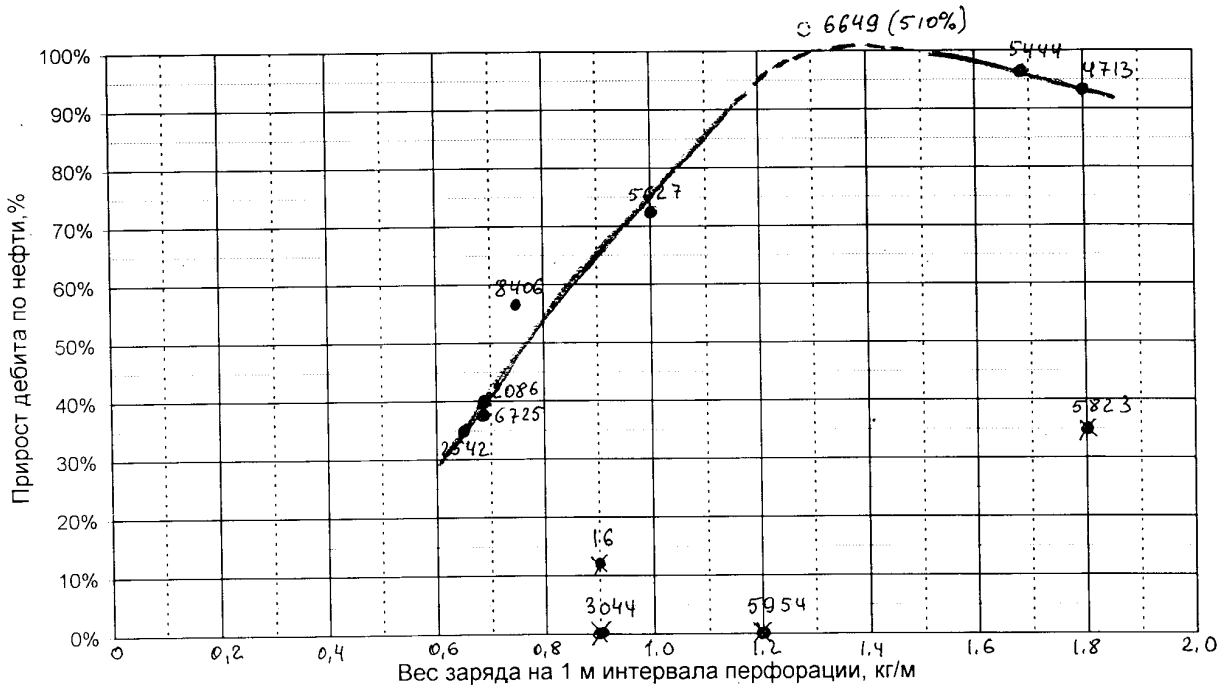


Рис. 11 Диаграмма давления и температуры при термобарохимобработке скважины № 3044, Узеньского месторождения.
Технология ТБО-01 (на кабеле, без пакера с герметизацией устья)

На рис.12 показана зависимость прироста дебита от погонного веса заряда для технологии на кабеле ТБО-01. Если исключить скважины, где имел место разрыв во времени между ТБХО и пуском скважины, то выявляется однозначная зависимость между этими параметрами. При весе заряда около 0,7 кг/м эффективность составляет 40%. С увеличением веса эффект увеличивается до максимума около 100% при значениях 1,2… 1,8 кг/м. Эти значения сходятся с аналогичной зависимостью для трубной технологии ТБХО (см. рис. 10), где также наблюдается тенденция к повышению эффекта в этом же интервале веса заряда (скв. № 5216 и 5833).

Вероятно, этот диапазон веса заряда следует считать наиболее эффективным для кабельной технологии ТБХО.



Шифр значений - №№ скважин

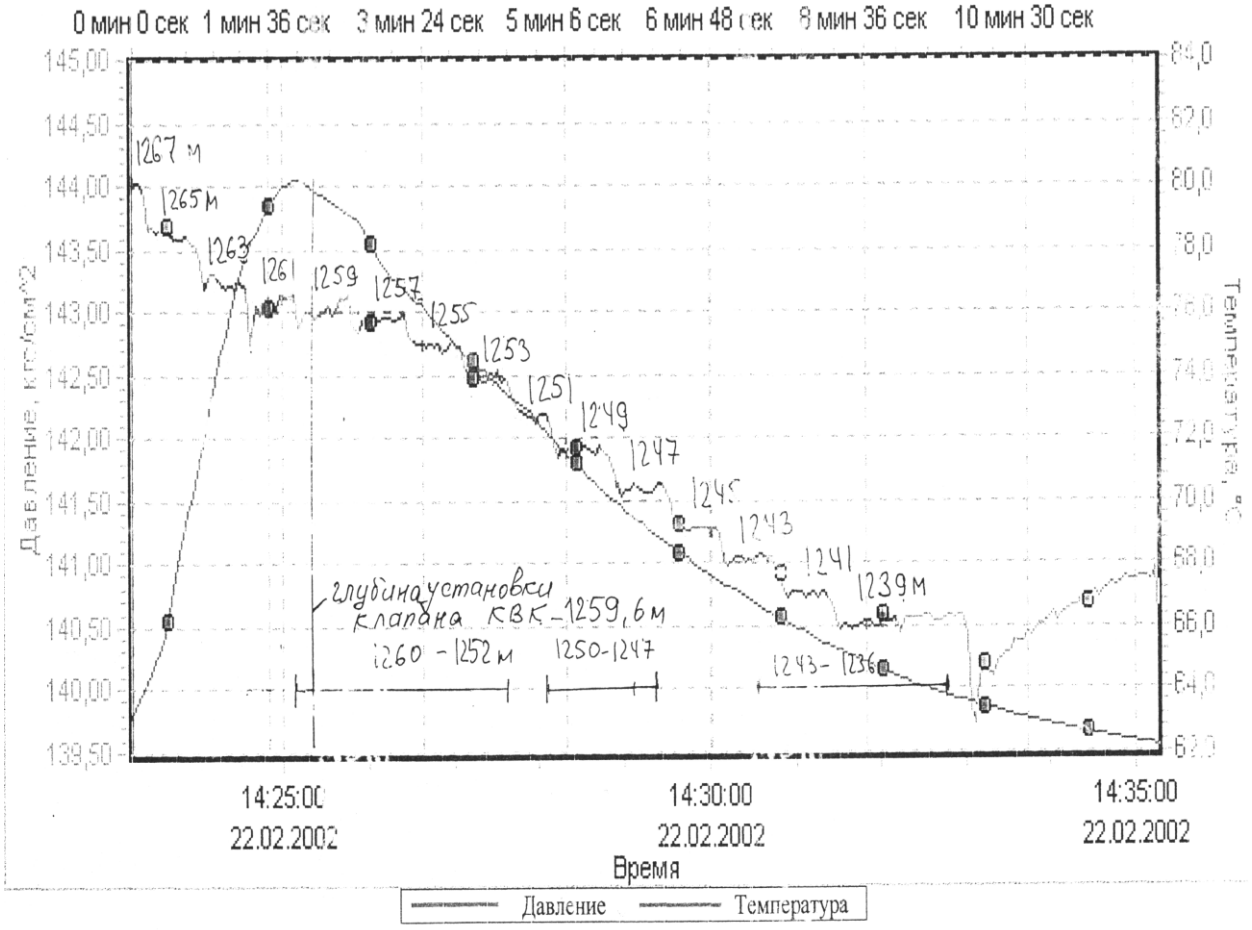
х – скважины с отклонениями от регламента

Рис. 12 Зависимость геологического эффекта ТБХО от веса АДС (Технологии ТБО-02, ТБО-03 на тубах)

На рис. 13, 14, по 2 скважинам приведены профили изменения температуры по стволу скважин после ТБХО на кабеле. Замеры получены протяжкой автономного электронного манотермометра, установленного в патрубке ниже порохового заряда, с точечными замерами на заданных глубинах. При весе заряда 16…18 кг обеспечивался прирост температуры от 62 до 82…85 ^{0}С по замерам через 0,5 часа после поджига заряда. Тепловое воздействие распространялось по стволу скважины до 40…50м с максимумом в 10…20м нижней части интервала. Длина прогреваемого участка совпадает с интервалами перфорации основной массы скважин Узеньского месторождения, что в большинстве случаев должно обеспечивать

охват прогревом практически всех пластов одним комплектом порохового заряда.

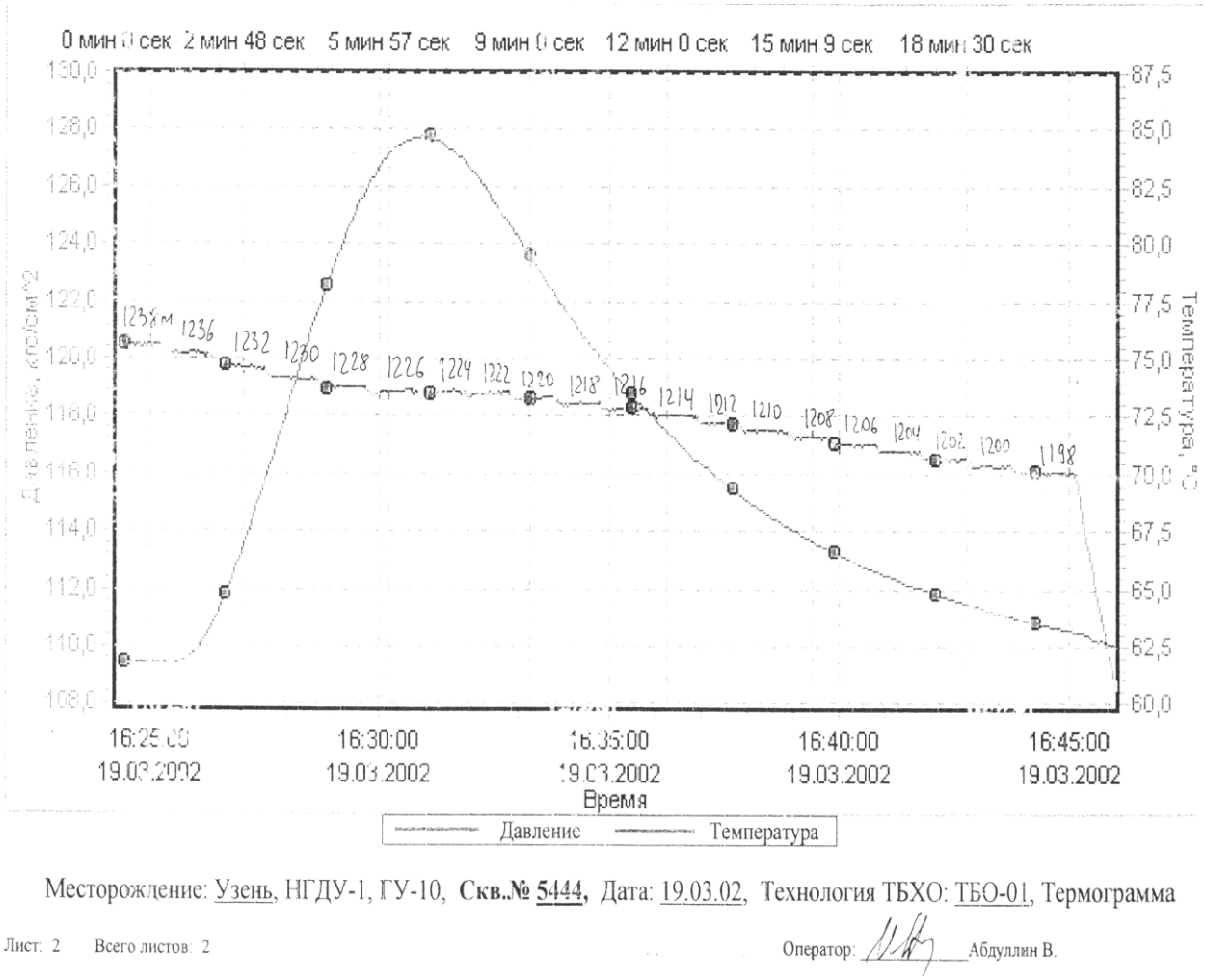
Потенциально возможный прирост на 1 скважину, который может быть получен в условиях Узеньского месторождения методом на кабеле ТБХО (технология ТБО-01) при условии выполнения требования по весу заряда 1…2 кг/м, по понижению дебита при предыдущей эксплуатации, с выдержанным технологическим составит в среднем 5,2 т/сутки.



Месторождение: Узень, НГДУ-2, ГУ-43, **Скв.№ 5627,** Дата: 22.02.02, Технология ТБХО: ТБО-01, Термограмма

Лист: 2 Всего листов: 3 Оператор: Абдуллин В.

Рис. 13 Термограмма интервала 1267–1239м после ТБХО интервала 1259,6-1254,6м



Месторождение: Узень, НГДУ-1, ГУ-10, **Скв.№ 5444,** Дата: 19.03.02, Технология ТБХО: ТБО-01, Термограмма

Лист: 2 Всего листов: 2 Оператор: Абдуллин В.

Рис. 14 Регистрация температуры в интервале 1200-1238м после ТБХО

В технологии ТБО-01 геологическая и технологическая безопасность обработок обеспечивается за счет:

1. Отсутствия пакерного оборудования и высокой проходимости компоновки в скважине.

2. Применения устьевых герметизирующих устройств (превентора, устьевого сальника на кабеле) предотвращающих возможность фонтанирования и обеспечивающими герметизацию скважины при ТБХО, стравливание давления пороховых газов после ТБХО, а при необходимости глушение скважины.

3. Доставки пороховых зарядов на забой в закрытом контейнере из НКТ, исключающей их оставление при неполном сгорании (см. рис. 16, 17).

4. Обеспечения медленного невзрывного горения АДС (15…20 минут).

5. Возможности подбора оптимального веса заряда для исключения недогрева или перегрева пласта и получения максимального эффекта.

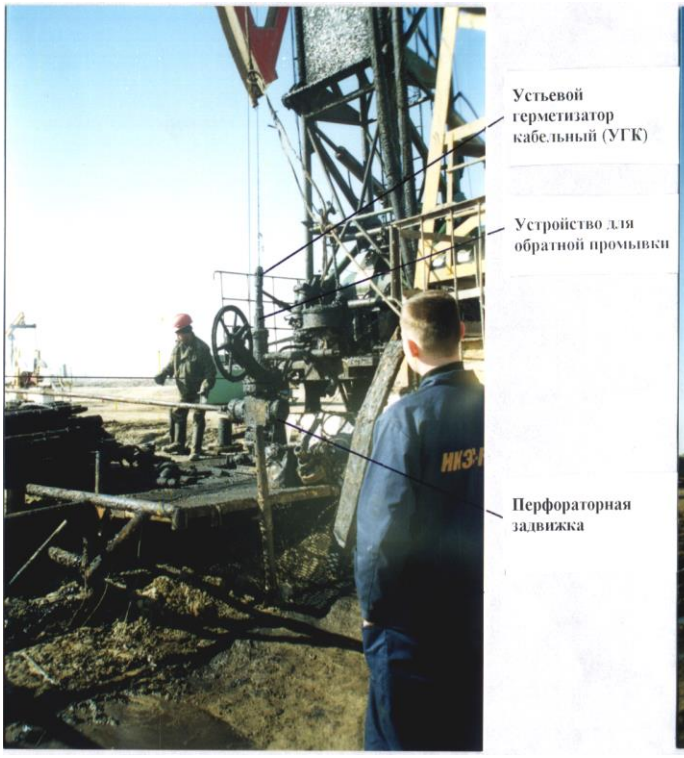


Рис. 15.
Устьевая арматура технологии ТБО-1 (вариант с УГК)



Рис. 16.
Компоновка ТБХО (технология ТБО-01)



Рис. 17 Монтаж пороховых зарядов АДС-5 в контейнер из НКТ

Технология ТБО-01, учитывая вышеприведенные особенности и относительно невысокую стоимость работ за счет их выполнения при текущем подземном ремонте скважин, возможности выполнения всех операций за одну спуско-подъемную операцию на кабеле может быть рекомендована к массовому применению на Узеньском месторождении [10].

Для выполнения операций за один спуско-подъем в дальнейшем потребуется в компоновку ТБО-01 добавить депрессионную камеру со сгораемой заглушкой, разрабатываемой в настоящее время по спецзаказу в ФГУП «НИИПМ». При выполнении обработок в этом году технологическим регламентом предусматривалось 2 спуска на забой. 1-ый – термобарохимическое воздействие и 2-ым спуском имплозионное воздействие. На одной скважине (№ 5444) в экспериментальном порядке была апробирована совмещенная обработка ТБХО с депрессионно-имплозионным воздействием. Получен прирост дебита 96% - на 4,8 т/сут. На устройство для термобарохимической обработки скважин в Казпатент направлена заявка на изобретение с № гос. регистрации 2002/0647.1 с приоритетом от 15 мая 2002г.

6. Экологические преимущества применения ТБХО технологий

Проблема уничтожения большого количества твердого ракетного топлива существует во многих странах мира. Проблема возникает в связи с необходимостью уменьшения числа военных ракет (договор СНВ-2 между США и Россией), а также с необходимостью замены твердотопливных ракет, выработавших срок службы, и уничтожения дефектных зарядов. Проблема уничтожения может быть решена различными путями, один из них – открытое сжигание зарядов твердого топлива.

Известно, что продукты горения современных видов твердого ракетного топлива содержат некоторые опасные газовые компоненты (соляная кислота, окиси азота, окись углерода, окись хлора и т.п.), а также аэрозоль оксида алюминия. Реальный состав продуктов горения, получающихся при горении крупногабаритных зарядов неизвестен из-за большой сложности процесса горения и недостатка исходных данных для вычислений. Во время сжигания зарядов образуются частицы оксида алюминия с развитой внешней поверхностью. Последующая конденсация вредных газовых компонентов (кислоты, бензапирены, диоксины и т.п.) на поверхности этих частиц может усилить влияние аэрозольных облаков на окружающую среду. Осаждение жидких и твердых аэрозольных частиц на земной поверхности ведет к загрязнению воды и почвы.

Одним из вариантов решения проблемы утилизации ракетного топлива является его использование в нефтедобывающей промышленности. В ООО НПФ «ИКЭС-нефть» разработаны технологии (ТБХО). в которых в качестве термогазоисточника используются аккумуляторы давления (типа АДС-5) основой которых является твердое ракетное топливо. В сотрудничестве с коллективом ФГУП «НИИПМ» были разработаны различные модификации АДС-5 применительно к ТБХО технологиям. В настоящее время на предприятии ФГУП «НИИПМ» выпускаются пороховые аккумуляторы давления различного диаметра и с различными скоростями

линейного горения, что позволяет варьировать как геометрическими параметрами оборудования для ТБХО скважин, так и параметрами процесса горения в скважине [1].

Выводы

1. В Республике Башкортостан, как и в других нефтедобывающих регионах России и ближнего зарубежья существует большая проблема снижения производительности нефтедобывающих скважин вследствие закупорки призабойной зоны пласта асфальто-смолистыми и парафиновыми компонентами нефти.

В работе автором описываются комплексные термобарохимические технологии обработки ПЗП нефтяных скважин (ТБХО), которые предлагаются к широкому применению с целью интенсификации добычи нефти.

2. При соблюдении всех требований технической инструкции по термобарохимвоздействию на ПЗП, правильных подборе и подготовке скважин эффективность обработки достаточно высока, затраты окупаются в течение 2-6 месяцев при продолжительности эффекта более года.

3. На месторождениях АНК «Башнефть», НК «ЛУКОЙЛ», ОАО «Татнефть», на Узеньском месторождении (Республика Казахстан) и др. апробированы новые технологии ОПЗ нефтяных скважин с использованием пороховых аккумуляторов давления АДС-5, отличающиеся от ранее применявшегося метода ТГХВ длительным термогазохимическим воздействием.

4. Скважинные работы проводились как опытно-промышленные с отработкой и испытанием различных режимов и методов термобарохимической обработки скважин.

5. Технология ТБО-03 с газогидроразрывом пласта, которая на порядок дешевле стандартного гидроразрыва пласта, учитывая большой фонд малодебитных скважин на месторождениях Республики Башкортостан, может быть рекомендована к промышленному применению.

6. Технология ТБО-01 ввиду относительно невысоких затрат на проведение работ, геологической и технологической безопасности, малых

затрат времени на проведение операций, достаточно высокого эффекта и успешности обработок может быть рекомендована к широкому внедрению на месторождениях Республики Башкортостан.

7. Внедрение технологий ТБХО попутно позволяет решить экологические проблемы, связанные с утилизацией твердого ракетного топлива с одновременным повышением эффективности работы эксплуатационного фонда скважин.

Заключение

В работе рассмотрена проблема очистки призабойной зоны скважин от асфальто-смолистых и парафинистых отложений, из-за которых существенно снижается продуктивность нефтяных скважин. Эта проблема особенно актуальна на месторождениях, где эксплуатируется в основном старый фонд скважин, а их продукция отличается повышенным содержанием АСПО – какими являются месторождения Республики Башкортостан.

Рассмотрены основные методы борьбы с отложениями АСПО, сделан вывод о том, что основой этих методов должно быть тепловое воздействие с целью разжижения отложений.

Подробно рассмотрены комплексные технологии термобарохимобработки скважин, разработанные в ООО НПФ «ИКЭС-нефть» и успешно применяемые в различных нефтедобывающих регионах.

Представлен анализ результатов проведения опытно-промышленных работ по восстановлению продуктивности нефтяных скважин на месторождении Узень (Республика Казахстан) и на месторождениях Республики Башкортостан.

Применение ТБХО технологий позволяет одновременно решать несколько задач, таких как - утилизация твердого ракетного топлива (важный экологический аспект) и повышение эффективности эксплуатации нефтяных скважин.

Преимущество ТБХО технологий перед аналогами заключается:

1. Использование в качестве твердого топлива - модернизированного аккумулятора давления АДС-5, доработанного с целью снижения скорости горения и увеличения времени горения до нескольких десятков минут.

2. Высокая эффективность и техническая безопасность за счет обеспечения герметизации интервала перфорации или скважины пакерным устройством или устьевыми уплотнительными устройствами.

3. Дополнительное воздействие при горении горячим химреагентом, доставленным на забой вместе с зарядами.

4. Дополнительное депрессионное или имплозионное воздействие после термогазохимического воздействия.

5. Выполнение всех операций за один рейс оборудования на забой скважины на трубах или на кабеле.

6. Относительно низкая стоимость предлагаемых технологий.

Эффективность технологий подтверждена опытными обработками, установлена продолжительность эффекта и срока окупаемости затрат.

Авторы лично принимали участие во внедрении трубных вариантов технологий (ТБО-02, 03), а также в разработке и внедрении кабельных вариантов технологий (ТБО-01).

Все технологии защищены охранными документами и являются собственностью авторского коллектива.

*Использование результатов данной работы без согласия авторов является нарушением авторских прав!

Литература

1. Аглиуллин М.М., Абдуллин М.М., Курмаев А.С., Рахматуллин Р.Х. Патент РФ №2123591. Способ обработки прискважинной зоны пласта и устройство для его осуществления. Оп. 20.12.98. Бюл. №35.

2. Аглиуллин М.М., Фазылов Р.Г., Абдуллин В.М., Курмаев А.С. Техника и технология интенсификации нефтяных скважин комплексным термобаровоздействием. - НТВ «Каротажник», вып. 38, 1998.

3. Еникеев М.Д., Фусс В.А., Андреев В.К. и др. Обработка скважин термобаровоздействием на месторождениях Пермской области. – «Нефтяное хозяйство». №4, 1999.

4. Еникеев М.Д., Латыпов Р.С., Камалов Ф.Х. и др. Методы и технологии испытания и воздействия на ПЗП. - НТВ «Каротажник», вып. 66, 2000.

5. Аглиуллин М.М., Абдуллин В.М., Шувалов А.В., Плотников И.Г. и др. Новые термобарохимические технологии обработки призабойной зоны пластов. - НТВ «Каротажник», вып. 92, 2002.

6. Родионов И. Интенсификация добычи нефти на месторождениях ОАО «ЛУКОЙЛ». – «Нефть и капитал», №5, спец. приложение «Нефтеотдача», - 2002.

7. Муравьев И.М., Базлов М.Н., Жуков А.И., Чернов Б.С. Технология и техника добычи нефти и газа. – М.: Недра, 1971.

8. Каплан Л. С., Ражетдинов У.З. Введение в технологию и технику нефтедобычи. – Уфа, 1993.

9. Г.М. Муравьев. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин. – М.: Недра, 1973.

10. Аглиуллин М.М., Абдуллин В.М. Геолого-технический отчет «Опытно-промышленные работы по обработке призабойной зоны нефтяных скважин по термобарохимическим технологиям». – Жанаозен, 2002.