

РАЗРАБОТКА И ВНЕДРЕНИЕ ТЕРМОБАРОХИМИЧЕСКОГО МЕТОДА УВЕЛИЧЕНИЯ ПРОДУКТИВНОСТИ НЕФТЕГАЗОВЫХ СКВАЖИН

М.М.Аглиуллин¹, В.М. Абдуллин², М.М. Абдуллин², С.А. Курмаев¹

¹*ООО НПФ «ИКЭС-нефть»*

²*Уфимский государственный нефтяной технический университет*

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, не извлеченных после заводнения, в районах, в развитие которых уже вложены большие материальные средства, предопределил на десятилетие необходимость уделять больше внимания новым методам увеличения нефтеотдачи: физико-химическим, тепловым, газовым. В 2000 г. за счет их применения в России было добыто около 42 млн т. Во многом причины применения этих методов объективно связаны со структурой остаточных запасов нефти, значительная доля которых сосредоточена на заводненных месторождениях, в низкопроницаемых пластах [6].

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 фильтровой 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 удастся избежать непроизводительных потерь тепла, возникающих, например, при подаче тепла с поверхности.

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

В 1960...1990 г.г. для удаления АСПО широко применялся метод термогазохимического воздействия (ТГХВ) аккумуляторами давления АДС. Призабойная зона пласта подвергалась тепловому, химическому воздействию при горении пороховых зарядов и ударно-механическому за счет образования большого количества пороховых газов за 1...5 сек горения 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.

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.

Особенность технологий заключается в использовании пороховых (твердотопливных) зарядов, не вызывающих повреждения забоя скважин.

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

В технологиях ТБХО сведены в один комплекс три метода обработки скважин: метод термогазохимического воздействия (ТГХВ) с использованием пороховых зарядов, химического воздействия, методы гидроимпульсного и депрессионного 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.). Повышение продуктивности скважин после проведения ТБХО в 3 и более раз.

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. 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. 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].

Технические данные термобарохимических технологий

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, включающими 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. 1).

1–депресссионная 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.

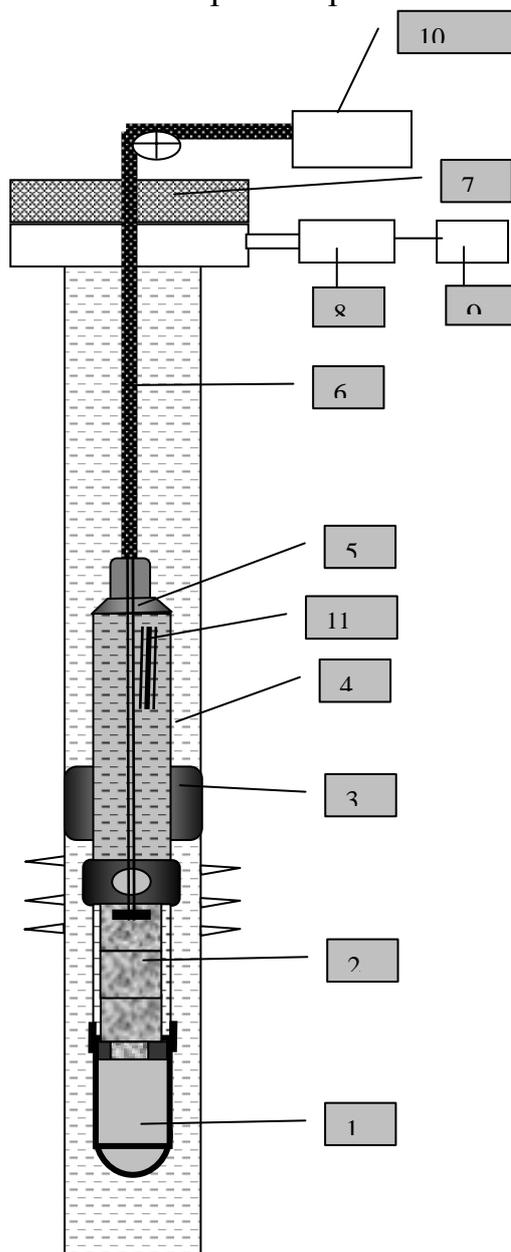


Рис. 1. Комплекс оборудования при технологии ТБО-01

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, проработка 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) Технологическая выдержка.
- 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. 2).

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 устьевого; 9-устройство УОС – ШГН, 10-манотермометр.

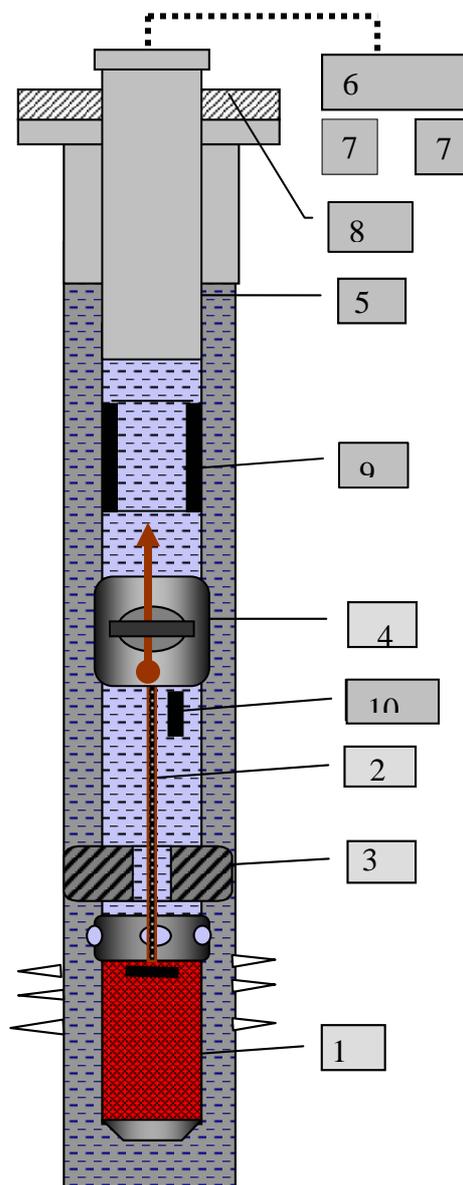


Рис. 2. Комплекс оборудования при технологии ТБО-02, 03

Требования к подбору скважин для ТБХО

Эффективность и безопасность обработок скважин в первую очередь от правильного подбора скважин с учетом особенности 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 20м³/сут
5. Толщина коллектора 2...20 м;

6. Температура на забое не более 90°C ;
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.

Результаты применения метода ТБХО

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.

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. Снижение первоначального прироста дебита скважин за 10...15 месяцев эксплуатации в пределах 0...30%. 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 $^{\circ}\text{C}$, пластовые давления 11...14 МПа. В скважинах, в которых была проведена изоляция верхнего пласта, опасность его нарушения исключалась установкой пакера ниже этого пласта.

На Рис. 3 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 $^{\circ}\text{C}$, максимальное значение показаний термометра (38 $^{\circ}\text{C}$) 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 гидрофобизирующими 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.) | СП- 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 | | | | СП-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 простое) | | | | | | | | | | | | | | |
| 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 | Новоказинская 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) | | | | | | | | | | | | | |

—

Диаграммы давления и температуры на забое скв. № 4345 Арланского месторождения при термобарохимической обработке по технологии ТБО-03 (июнь 1999г.)

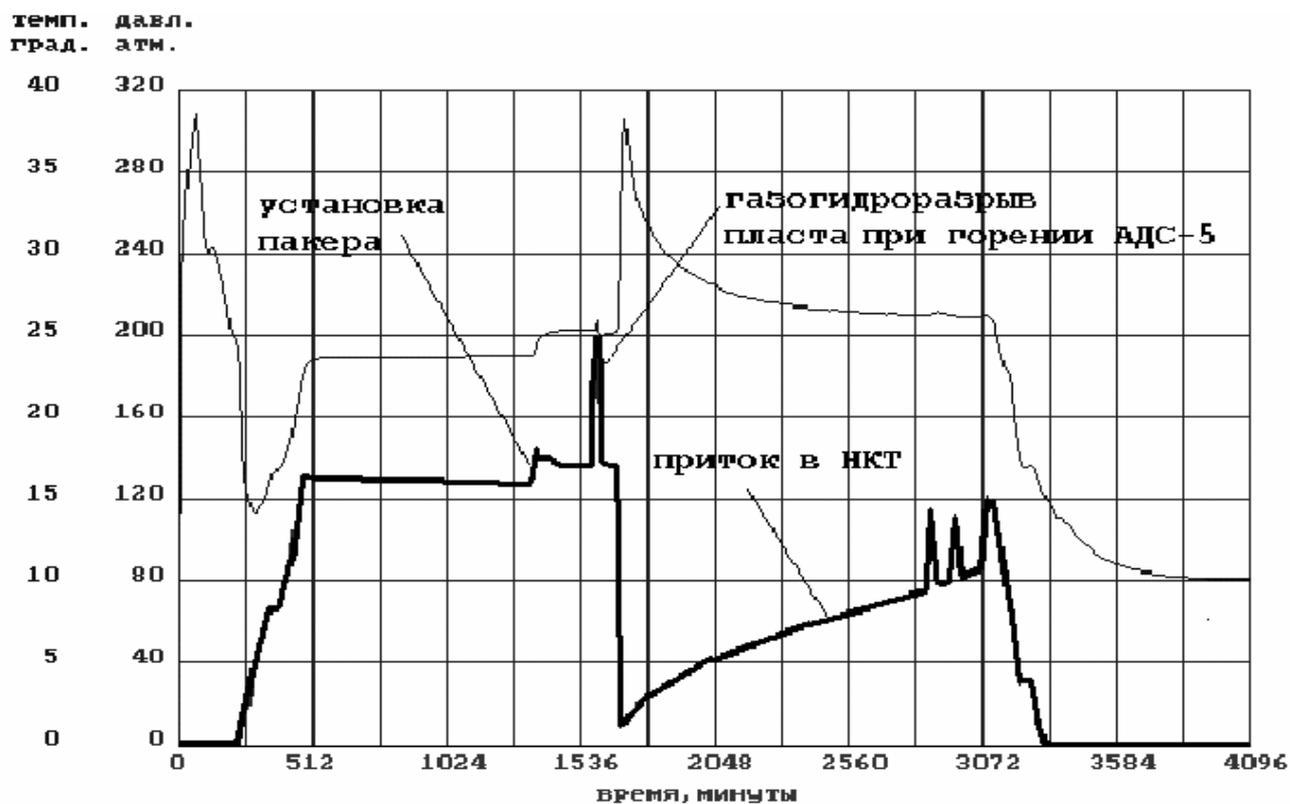


Рис. 3. Диаграммы давления и температуры на забое скв. № 4345

Результаты обработок скважин в Пермской области

В таблице 2 приведены результаты первых ТБХО в варианте ТБО-02 в Пермском регионе

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 | Дополнительная добыча нефти, т |
|---------------------------------|-----------|-------------------------------------|-----------|------------------|-----------|-----------------------------|--------------------------------|
| | | до ОПЗ | после ОПЗ | до ОПЗ | после ОПЗ | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
| Рассветное месторождение | | | | | | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
| 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:

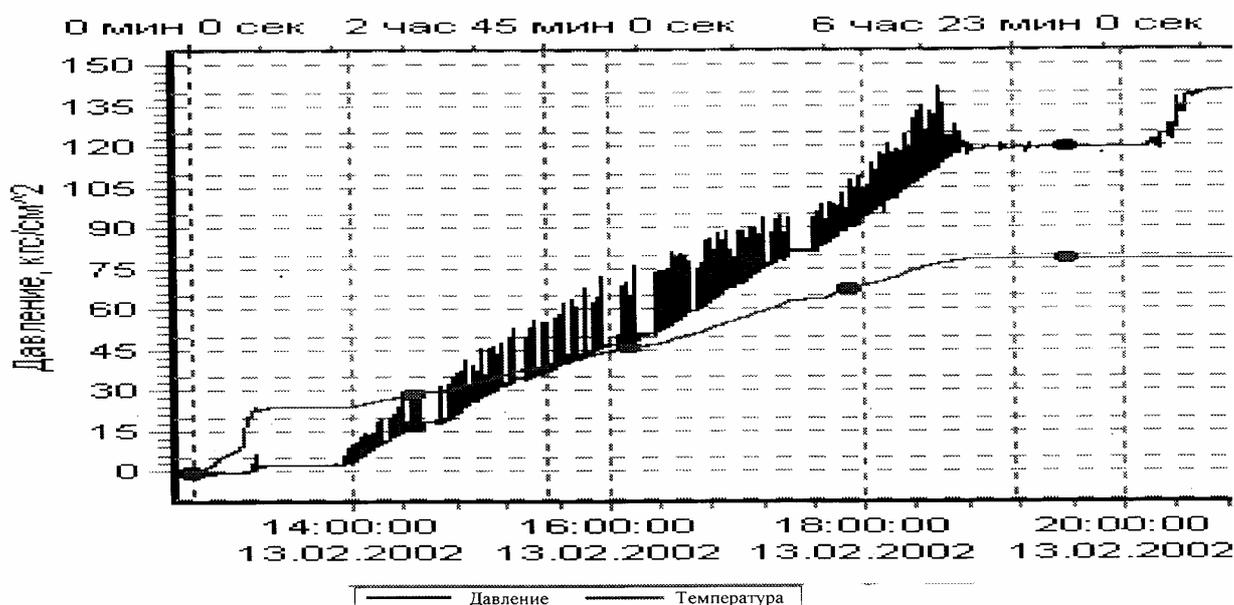
- ◆ Прирост дебита по жидкости с 3,07 до 7,95 м куб/ сут
 - ◆ Снижение обводненности с 14,49% до 8,07%
 - ◆ Прирост дебита по нефти – 4.68 т/сут
- Дополнительная добыча на 1 скважину – 1078 т нефти [3].

Результаты обработок скважин в Республике Казахстан 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. 4 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.



Месторождение: Узень, НГДУ-2, ГУ-406, Сква.№ 5216, Дата: 13-14.02.02, Технология ТБХО: ТБО-03

Лист. 1 Всего листов: 1

Оператор: _____ Абдуллин В.

Рис. 4. Диаграммы давления и температуры на забое скв. № 5216

В случае герметичности пакера и обеспечении полного цикла технологии ТБО-03 с газогидропорывом 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 °С, вследствие процессов коксообразования, в твердое состояние.

В результате опытных работ получена 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. Большой вес заряда приводит к газогидроразрыву пласта, созданию новых каналов и трещин и увеличению проницаемости пласта в призабойной зоне.

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].

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%.

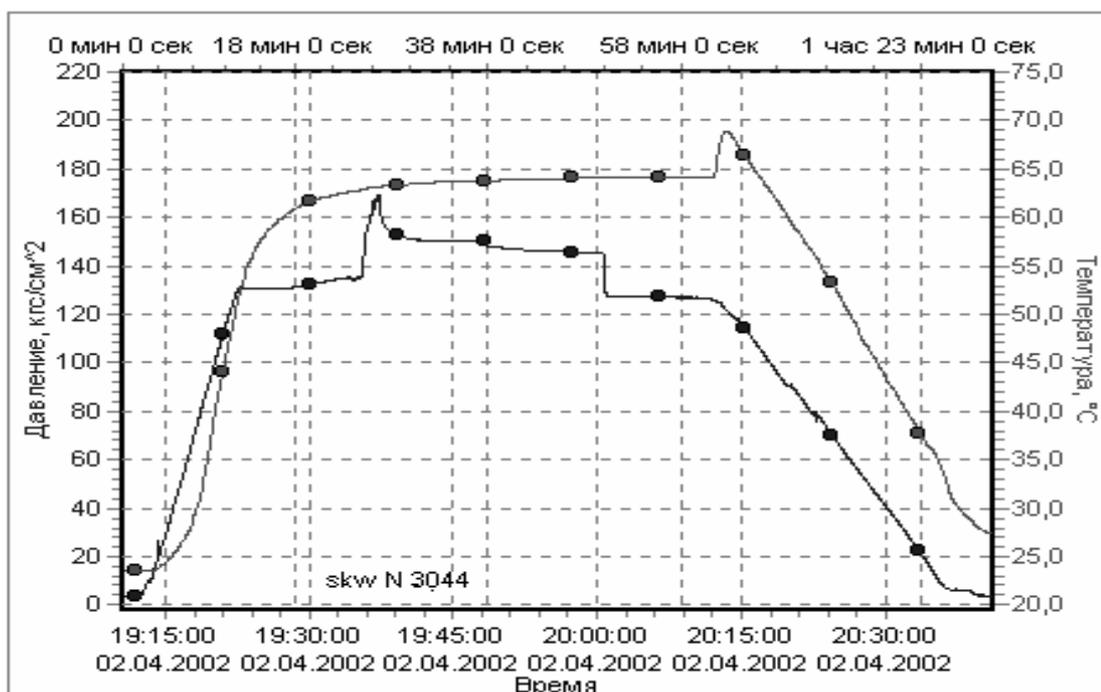


Рис. 5. Диаграмма давления и температуры при термобарохимобработке скважины № 3044, Узеньского месторождения.

Технология ТБО-01 (на кабеле, без пакера с герметизацией устья)

Также получена 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, 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.

На двух скважинах были произведены замеры профилей 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 °C 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 и в большинстве случаев должен обеспечиваться 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.

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. Доставка пороховых зарядов на забой в закрытом контейнере из НКТ, исключаящее их оставление при неполном сгорании (Рис. 7, 8).

4. Обеспечение медленного невзрывного горения АДС (15...20 минут).

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

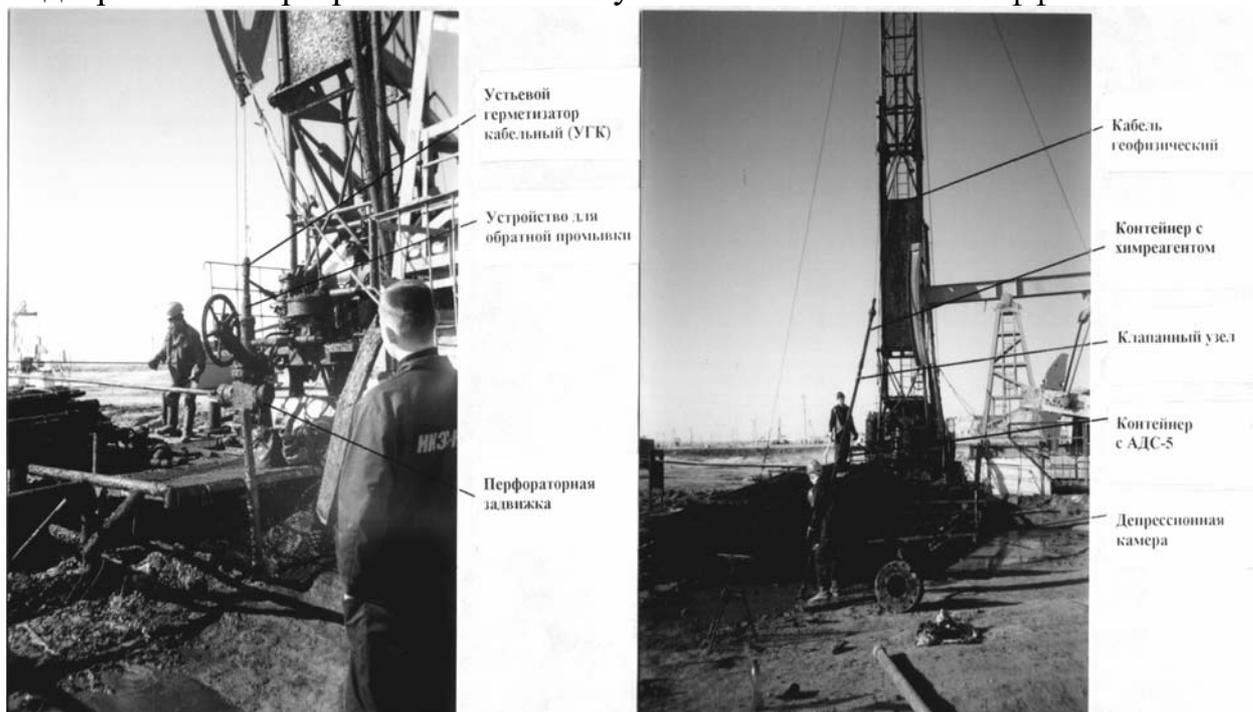


Рис. 6.
Устьевая арматура технологии
ТБО-1 (вариант с УГК)

Рис. 7.
Компоновка ТБХО
(технология ТБО-01)



Рис. 8. 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.

Экологические преимущества применения ТБХО технологий

Проблема уничтожения большого количества твердых ракетных топлив 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 твердых топлив.

Известно, что продукты горения современных твердых ракетных топлив 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 ракетных топлив является их 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 являются твердые ракетные топлива. 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.

2. При соблюдении всех требований технической инструкции по термобарохимическому воздействию 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. Решаются экологические проблемы, связанные с утилизацией твердых ракетных топлив с одновременным решением вопросов восстановления продуктивности нефтяных 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 термобарохимической обработки 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, что на сегодняшний день, при увеличении цен на нефть на мировом рынке, является первостепенной задачей нефтепроизводителей.

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.

Все ТБХО технологии защищены охранными документами и являются собственностью авторского коллектива.

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.

Авторы:

Аглиуллин Минталип Мингалеевич – директор ООО НПФ «ИКЭС-нефть», почетный нефтяник Российской Федерации.



Абдуллин Валерий Маратович – ведущий инженер кафедры «Прикладная математика и механика» УГНТУ, к.т.н.



Абдуллин Марат Мансурович – доцент кафедры «Инженерная графика» УГНТУ, к.т.н.



Курмаев Сергей Александрович – аспирант УГНТУ.