

УДК 622.245.54:622.245.545:622.276.6:669.782

## Применение комплексных технологий для капитального ремонта нефтегазовых скважин и повышения нефтеотдачи пластов

Application of Comprehensive Procedures in Oil and Gas Well Work-over Jobs and for EOR Purposes



В.Н. Николаев



О.Д. Ефимов

**В.Н. Николаев**

/ООО «Газпром подземремонт Уренгой»,  
г. Оренбург/

**О.Д. Ефимов, к.х.н.**

info@sintech.pro

Тел. 8 (843) 212-56-21

/ООО «Синергия Технологий», г. Казань/

V.N. Nickolaev

/ООО «Gazprom-Podzem-Remont Urengoy»,  
Orenburg/

O.D. Efimov, PhD

/ООО «Synergy of Technology», Kazan/

Рассказывается о технологиях, применяемых с целью глушения и интенсификации притока нефтяных и газовых скважин, очистки призабойной зоны от продуктов коррозии и различных отложений, увеличения проницаемости породы и производительности скважин, а также используемых в ремонтно-изоляционных работах. Представлена комплексная технология, применяемая для обработки призабойной зоны с применением потокоотклонителей и кислотных составов. Описана технология, используемая для глушения скважин с применением блокирующего состава на углеводородной основе «Унисолт» и инвертно-эмульсионного раствора на основе эмульгатора «Эксимол». Уделено внимание вопросам щадящего глушения скважин с АНДП и АВПД. Представлены комплексные технологии ремонтно-изоляционных работ. Рассказывается о кремнийорганических составах «Пласт-СТ» и композиции «Максан», применяемых для РИР, описаны их свойства и результаты применения. Показан механизм действия представленных технологий и опыт их использования.

**Ключевые слова:** повышение нефтеотдачи пластов, обработка призабойной зоны, технология с применением потокоотклонителей и кислотных составов, вязкоупругие поверхностно-активные вещества, цилиндрические мицеллы, гелирующий агент «Стрим-С», Оренбургское НГКМ, щадящее глушение скважин, технология с применением блокирующего состава на углеводородной основе «Унисолт», инвертно-эмульсионный раствор на основе эмульгатора «Эксимол», Вуктыльское НГКМ, глушение скважин с АВПД, Старо-Казанковское месторождение, солевой состав «Титан», ремонт нефтегазовых скважин, кремнийорганический состав «Пласт-СТ», композиция «Максан».

The paper discusses the procedures applied in well-killing and inflow stimulation in oil and gas wells, in cleaning BH zone from corrosion debris and various depositions, in increasing rock permeability and well productivity, as well as the ones used for WSO operations. The authors present the comprehensive method applied in BH treatment through the use of flow-deviating and acid compositions. They also describe the technique in well-killing operations through the use of «Unisolt» hydrocarbon-based plugging composition and «Eximol» invert-emulsion emulsifier composition. Specific care is given to non-damaging well killing processes especially in cases with AHRP and ALRP. The paper also presents the comprehensive WSO procedures and informs on «Plast-St» and «Maxan» organosilicon compositions used for WSO operations providing their properties and application results. The authors demonstrate the active mechanism of the presented procedures and their practical experience in applying them.

**Key words:** enhanced oil recovery, BH treatment, application of flow-deviating procedures and acid compositions, viscoelastic surfactants, cylindrical micelles, «Strim-S» gelation agent, Orenburg OGCF, non-damaging well-killing, application of «Unisolt» hydrocarbon-bases plugging composition, «Eximol» invert-emulsion emulsifier composition, Vuktyl OGCF, killing of wells with AHRP, Staro-Kazanskoye field, «Titan» salt composition, oil and gas well maintenance, «Plast-ST» organosilicon composition, «Maxan» composition.

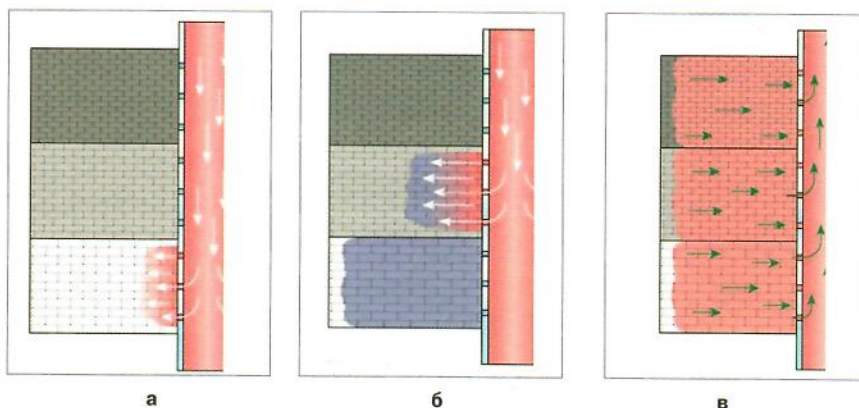


Для повышения нефтеотдачи пластов требуется современный высокотехнологичный подход, заключающийся не только в применении физических воздействий на пласт, но и в комбинировании физического воздействия на пласт с современными химическими реагентами. Составы производства ООО «Синергия Технологий» успешно применяются на разнообразных объектах, в том числе и на разнородных по составу и геологическим характеристикам объектах призабойной зоны с наличием низкопроницаемых участков, интервалов, ранее обработанных кислотами, но не приносящих эффекта. Собственные технологии применяются в области глушения и интенсификации притока нефтяных и газовых скважин, очистки призабойной зоны от продуктов коррозии и различных отложений, увеличения проницаемости породы и производительности скважин; в ремонтно-изоляционных работах для отключения отдельных обводнившихся пропластков, ликвидации заколонных перетоков, устранения негерметичности эксплуатационной колонны, селективной обработки для изоляции наиболее проницаемых интервалов, по которым вода поступает в скважину.

В настоящее время специалистами ООО «Синергия Технологий» накоплен значительный опыт в применении собственных технологических составов, позволяющий рационально подойти к выбору технологии в зависимости от горно-геологических условий. При подборе химических реагентов и режимов закачки учитываются показатели пластового давления, температуры, проницаемости, приемистости, мощности интервала перфорации (либо открытого ствола), а также особенности конструкции скважины и тип глубинно-насосного оборудования.

### Технологии обработки призабойной зоны

Высокую эффективность при обработке пластов большой мощности показала комплексная технология с применением потокоотклонителей и кислотных составов. В качестве отклонителей целесообразно ис-



■ низкая вязкость ■ высокая вязкость

Механизм действия композиции в пласте:

а) закачка вязкоупругой пачки ПАВ отклонителя в высокопроницаемую часть пласта с последующей ее временной блокировкой; б) закачка кислотного состава в низкопроницаемую часть коллектора, обработка ранее не обработанного пласта; в) интенсификация добычи со всего обработанного участка коллектора после обработки низкопроницаемой части пласта и деблокировки ранее блокированного высокопроницаемого участка пласта

пользование вязкоупругих поверхностно-активных веществ, которые способны образовывать длинные цилиндрические мицеллы в присутствии продуктов реакции соляной кислоты с карбонатной породой, в результате чего раствор приобретает значительную вязкость.

Применение кислотного состава на основе вязкоупругого раствора ПАВ в соляной кислоте обеспечивает равномерную обработку всей толщины пласта. После полной нейтрализации кислоты вязкость системы снижается до начального уровня. Кроме того, временный барьер разрушается при контакте с углеводородами.

Наиболее целесообразно проведение кислотных обработок с потокоотклоняющими составами в следующих случаях:

- слоистый пласт;
- открытый ствол скважины;
- трещинный тип коллектора;
- высокое содержание воды в продукции скважины.

Гелирующий агент «Стрим-С» представляет собой сбалансированный состав на основе поверхностно-активных веществ в органическом растворителе, используемый в качестве реагента для кислотных обработок и гидравлических разрывов пласта в процессах добычи нефти.

Механизм действия композиции можно описать следующим образом.

Во время закачки в скважину технологический раствор изначально проникает в зоны с высокой проницаемостью (см. рисунок, а). Кислота образует в породах червоточины (свищи). При контакте с породой кислота нейтрализуется, образуется хлористый кальций и повышается pH, состав композиции начинает превращаться в гель и образует новый вязкостный барьер (см. рисунок, б). Гелеподобная композиция временно заполняет (закупоривает) червоточины, трещины и наиболее промытые зоны. Далее производится закачка кислотного состава, который воздействует на не обработанные ранее пласты.

Опытно-промышленные испытания «Стрим-С» на Оренбургском НГКМ (табл. 1) показали высокую эффективность технологии. Работы проводились на трех скважинах, характеризующихся низкими давлениями и высоким коэффициентом трещиноватости карбонатных пластов.

### Комплексные технологии щадящего глушения

Сотрудниками ООО «Синергия Технологий» реализован комплексный подход к глушению с применением различных технологий.

- Для скважин с аномально низким пластовым давлением –



Таблица 1

Опыт применения «Стрим-С» на Оренбургском НГКМ

| Показатель                                       | Номер скважины              |                             |                                            |
|--------------------------------------------------|-----------------------------|-----------------------------|--------------------------------------------|
|                                                  | 1                           | 2                           | 3                                          |
| Дебит воды, м <sup>3</sup>                       | 0                           |                             |                                            |
| Дебит газа, м <sup>3</sup>                       | 15                          | 26                          | 52                                         |
| Дебит конденсата, м <sup>3</sup>                 | 0,8                         | 0,22                        | 1,07                                       |
| Интервал перфорации /<br>эффективная мощность, м | 1573–1688                   | 1558–1626                   | 777,8–1794,8<br>1727,3–1741,3<br>1756–1776 |
| Забой, м                                         | 1640                        | 1649,8                      | 1851                                       |
| Суммарный объем<br>кислотной композиции          | 44,5                        | 46                          | 29                                         |
| Эффективность обработки                          | Повышение<br>дебита на 40 % | Повышение<br>дебита на 40 % | Повышение<br>дебита на 35 %                |

технология с применением блокирующего состава на углеводородной основе «Унисолт» и инвертно-эмульсионного раствора на основе эмульгатора «Эксимол».

«Унисолт» обладает высокой блокирующей способностью, поддерживает перепад давления до 15 МПа, при этом за счет углеводородной основы оказывает щадящее воздействие на фильтрационные свойства пласта. Состав предназначен для временного блокирования продуктивной зоны. Технология подразумевает закачку блокирующего состава в пласт с устранением поглощения, при этом ствол скважины заполняется любой технологической жидкостью. После выполнения запланированных мероприятий скважина легко осваивается с применением кислотной обработки либо путем промывки углеводородной жидкостью с добавлением ПАВ без потери

продуктивности. Реализация технологии возможна как с использованием кольматантов-утяжелителей, так и без него. Фракционный состав кольматантов и плотность блокирующего состава подбираются индивидуально в зависимости от показателей приемистости и проницаемости, а также горно-геологического строения породы.

Обратные эмульсии на основе эмульгатора «Эксимол» характеризуются низкой водоотдачей, щадящим воздействием на пласт и селективностью, поскольку при контакте с нефтью происходит разжижение, а при взаимодействии с пластовой водой – повышение вязкости системы. Использование составов на основе реагента «Эксимол» позволяет получить устойчивые термостабильные обратные эмульсии в широком диапазоне плотности (0,9–1,3 г/см<sup>3</sup>) и вязкости (от 3–5 сПз) вплоть до нетекучих систем.

Комплексная технология апробирована на нефтяных и газовых скважинах.

В 2016 г. на Вуктыльском НГКМ произведено глушение скважины с аномально низким пластовым давлением (табл. 2).

Данная скважина представлена трещиноватыми карбонатными коллекторами с большим интервалом перфорации (суммарная мощность более 300 м) и аномально низким пластовым давлением. К тому же задача осложнялась тем, что при эксплуатации производились многочисленные солянокислотные обработки (более пятнадцати операций объемом более 200 м<sup>3</sup> за всю историю разработки). Глушение осуществлялось в два этапа. Первоначально для снижения поглощения была закачана порция блокирующего состава «Унисолт» в объеме 40 м<sup>3</sup> и продавлена обратно-эмульсионным составом на основе эмульгатора «Эксимол». На следующем этапе закачали 75 м<sup>3</sup> эмульсионного раствора с допачкой 15 м<sup>3</sup> состава «Унисолт», после чего скважина успешно заглушилась и была допущена к капитальному ремонту.

В 2017 г. комплексные технологии глушения применялись на трех скважинах Старо-Казанковского месторождения ООО «Башнефть-Добыча» (табл. 3).

Работы по глушению скважин с блокирующей композицией «Унисолт» проводились на скважинах с аномально низкими значениями пластовых давлений, осложненных влиянием прорывного газа закачки. Геолого-техническая успешность глушения составила более 65 % (две скважины из трех). Однако необходимо отметить, что при глушении второй скважины стояла задача провести операцию с учетом оптимальных финансовых затрат. Полученные в 2014–2017 гг. результаты позволяют комбинировать наиболее эффективные блокирующие составы для применения на других скважинах Старо-Казанковского месторождения.

Таблица 2

Информация по заглушенной скважине с АНПД (Вуктыльское НГКМ)

|                           |                                                |
|---------------------------|------------------------------------------------|
| Р <sub>пл.</sub> , МПа    | 4,48                                           |
| Текущий забой, м          | 3267                                           |
| Пробуренный забой, м      | 3402                                           |
| Эксплуатационная колонна: |                                                |
| – высота, м               | 3400,63                                        |
| – диаметр, мм             | 168                                            |
| Интервалы перфорации, м   | 3070–3085; 3100–3240<br>3260–3335; 3252,8–3384 |
| НКТ:                      |                                                |
| – диаметр, мм             | 73                                             |
| – глубина спуска, м       | 3151,17                                        |



Таблица 3  
Опыт комплексного глушения на Старо-Казанковском месторождении

| Показатель                             | Номер скважины                                                                     |                                                                                                                                              |                                                     |
|----------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------|
| Старо-Казанковское месторождение, скв. | 1                                                                                  | 2                                                                                                                                            | 3                                                   |
| Интервалы перфорации, м                | 1109,3–1270,0, открытый ствол                                                      | 1194,0–1270,0, открытый ствол                                                                                                                | 1235,0–1249,0                                       |
| Объем примененной химии                | 24 м <sup>3</sup> «СолвГель» + 12 м <sup>3</sup> «Унисолт» + 24 м <sup>3</sup> ИЭР | 64 м <sup>3</sup> «СолвГель» + 12 м <sup>3</sup> «Унисолт» + 25 м <sup>3</sup> «Флок-СТ»                                                     | 11 м <sup>3</sup> «Унисолт» + 15 м <sup>3</sup> ИЭР |
| Газовый фактор, м <sup>3</sup> /т      | 1400                                                                               | 1400                                                                                                                                         | 1400                                                |
| Расчетный коэффициент аномальности     | 0,27                                                                               | 0,70                                                                                                                                         | 0,21                                                |
| Примечание                             | Скважина заглушена                                                                 | Скважина не заглушена предположительно за счет высокой трещиноватости и кавернозности. Требуется существенное увеличение объема химреагентов | Скважина заглушена                                  |

■ При глушении скважин с АВПД следует учитывать множество факторов: пластовое давление, глубину скважины и отклонение от вертикали, химическую совместимость жидкости глушения и пластового флюида. При планировании работ во избежание газонефтеводопроявлений необходим учет всех параметров, на основании которых рассчитывается плотность жидкости глушения для компенсации пластового давления. Для выполнения этих задач разработан солевой состав «Титан», который позволяет получить жидкости без твердой фазы с требуемой плотностью. Сбалансированная рецептура позволяет использовать «Титан» как в чистом виде, так и в составе имеющихся жидкостей глушения для доутяжеления. В зависимости от марки возможно приготовление жидкости глушения с плотностью до 1,80 г/см<sup>3</sup>, при этом отсутствие твердых частиц в рецептуре жидкостей исключает кольматацию призабойной зоны пласта. В целях максимально щадящего глушения с сохранением фильтрационных свойств коллекторов солевой состав «Титан» применяют совместно с гидрофобизатором «Гидросил», который, сорбируясь на поверхности породы, меняет фазовую проницаемость, резко снижая

фильтрацию жидкости глушения в пласт.

Эффективность гидрофобизатора «Гидросил» подтверждена лабораторными исследованиями в отраслевых институтах: в 2016–2017 гг. проведены испытания в ООО «БашНИПНефть» и ООО «Газпромнефть-НТЦ», реагент рекомендован к промышленному применению. В ряде случаев после прокачки растворов с реагентом «Гидросил» через керновый материал фиксировалось восстановление проницаемости до значений более 90 %.

В 2018 г. планируются опытно-промысловые испытания на объектах дочерних предприятий «Газпромнефть».

### Комплексные технологии ремонтно-изоляционных работ

В условиях поздней стадии разработки месторождений со стороны добывающих предприятий увеличивается интерес к изоляционным составам. Возникающие проблемы в виде высокой обводненности продукции, коррозионного и механического разрушения обсадных колонн, заколонных перетоков и т.п. наиболее целесообразно решать с использованием рационально

подобранных комплексных технологий. ООО «Синергия Технологий» имеет широкую линейку продуктов, адаптируемых к различным геолого-техническим условиям.

При проведении ремонтно-изоляционных работ следует учитывать множество факторов: температуру в зоне выполнения работ, тип коллекторов, приемистость, проницаемость, наличие заколонных перетоков, интервалов поступления воды и др.

Работы по изоляции в условиях высоких поглощений выполняются с применением комбинации различных реагентов – перед началом работ осуществляются мероприятия по снижению приемистости до необходимой величины с последующей закачкой изоляционного состава.

В 2017 г. проведены опытно-промышленные испытания кремнийорганического состава «Пласт-СТ» и композиции «Максан» на объектах ООО «Башнефть-Добыча».

«Пласт-СТ» представляет собой кремнийорганический состав для проведения ремонтно-изоляционных работ на нефтяных и газовых скважинах. Рабочие формы состава обладают низкой вязкостью, сравнимой с вязкостью пресной воды, благодаря чему достигается высокая проникающая способность даже в отношении низкопроницаемых коллекторов. Температура замерзания товарной формы реагента – ниже минус 50 °С.

Состав «Пласт-СТ» может быть применен как в товарном виде, так и в виде водных растворов. Обычно используют водные растворы товарного состава с различной степенью разбавления водой (от 1:1 до 1:5). Изменением величины разбавления водой товарного продукта регулируют технологические и эксплуатационные свойства раствора. При увеличении содержания воды снижается его вязкость, увеличивается время гелеобразования (потери текучести). При отверждении образуется прочная твердая структура, которую при необходимости



Таблица 4

Опыт применения «Пласт-СТ» в ООО «Башнефть-Добыча», 2017 г.

| Место-<br>рожде-<br>ние | Дата<br>работ | Дебит                          | До обработки |          |              | После<br>обработки           | Примечание                                                       |
|-------------------------|---------------|--------------------------------|--------------|----------|--------------|------------------------------|------------------------------------------------------------------|
|                         |               |                                | август       | сентябрь | ок-<br>тябрь | ноябрь-<br>декабрь,<br>сред. |                                                                  |
| Арлан-<br>ское          | 14.11         | $q_{ж}$ ,<br>м <sup>3</sup> /с | 146          | 147      | ост.         | 26,4                         | Достигнуто<br>снижение от-<br>бора попутной<br>пластовой<br>воды |
|                         |               | $q_n$ , т/с                    | 1,5          | 1,5      |              | 1,1                          |                                                                  |
|                         |               | W, %                           | 98,2         | 98,9     |              | 96,5                         |                                                                  |
| Игров-<br>ское          | 27.11         | $q_{ж}$ ,<br>м <sup>3</sup> /с | 131          | 128      | 121          | 128                          | Достигнут<br>прирост<br>добычи нефти                             |
|                         |               | $q_n$ , т/с                    | 2            | 1,8      | 1,7          | 4,2                          |                                                                  |
|                         |               | W, %                           | 98,3         | 98,4     | 98,4         | 96,5                         |                                                                  |

Таблица 5

Опыт применения композиции «Максан» марки А в ООО «Башнефть-Добыча»

| Месторождение | Объем компози-<br>ции «Максан», м <sup>3</sup> | Начальная<br>приемистость               | Конечная<br>приемистость                   | $P_{зак\ кон'}$<br>атм |
|---------------|------------------------------------------------|-----------------------------------------|--------------------------------------------|------------------------|
| Арланское     | 7,2                                            | 500 м <sup>3</sup> /сут<br>при P=55 атм | 0 м <sup>3</sup> /сут<br>при P = 90 атм    | 90                     |
| Игровское     | 10                                             | 514 м <sup>3</sup> /сут<br>при P=0 атм  | 270 м <sup>3</sup> /сут<br>при P = 100 атм | 100                    |
| Югомашевское  | 10                                             | 540 м <sup>3</sup> /сут<br>при P=30 атм | 246 м <sup>3</sup> /сут<br>при P = 85 атм  | 85                     |

можно деблокировать обработкой щелочью.

Композиция «Максан» марки А представляет собой систему на основе полимера и модифицирующих добавок. Композиция обладает регулируемым временем гелеобразования, сшитая система характеризуется высокой прочностью, адгезией и изолирующим действием. В зависимости от геологических условий скважин производится подбор армирующего наполнителя по фракциям. Волокнистый наполнитель образует трехмерный каркас, который увеличивает блокирующие свойства композиции. В случае необходимости деструкция системы

возможна под действием соляной кислоты либо путем обработки сшитого геля растворами сильных окислителей (растворы перекиси водорода или гипохлорита натрия).

Свойства армированного тампонажного материала:

- Регулируемое время гелеобразования – в пределах 2–12 ч.
- Диапазон рабочих (пластовых) температур – до 80 °С.
- Устойчивость отвержденной структуры к пресной и минерализованной воде.
- Регулируемая начальная вязкость системы.
- Регулируемый фракционный размер армирующих наполнителей.

Работы с «Пласт-СТ» проводились на двух скважинах (табл. 4) с предварительной закачкой инвертно-эмульсионного раствора в пласт для снижения приемистости.

Технологическая и геологическая успешность составила 100 %. На скважине Арланского месторождения снизилось количество попутно добываемой воды, на скважине Игровского месторождения при снижении количества добываемой воды повысилась продуктивность по нефти.

Композицию «Максан» применяли для РИР на трех скважинах (табл. 5), характеризующихся высокими поглощениями. В качестве объектов использовались скважины с приемистостью более 500 м<sup>3</sup>/сут. После технологической выдержки и замера приемистости проводились работы по цементированию.

В результате применения композиции достигнута 100%-ная технологическая и геологическая успешность.

## Выводы

В современных условиях эксплуатации нефтяных и газовых месторождений наибольшую эффективность при проведении работ по капитальному ремонту скважин показывают комплексные технологии. ООО «Синергия Технологий» имеет в линейке продукции ряд реагентов, комбинации которых позволяют достичь при проведении ремонтов запланированных результатов. Накопленный опыт и знания реализуются в адаптации технологий к различным геолого-техническим условиям нефтегазодобывающих компаний.