

Опыт применения оптимизированной технологии химического укрепления призабойной зоны пласта

Н.Н. Ефимов^{1*}, В.И. Ноздря¹, Р.В. Карапетов¹, К.Н. Кочубей¹, А.И. Ермолаев², А.А. Кильмаматов³

1 – ООО «НПК Спецбурматериалы», г. Жуковский, Московская обл., Россия

2 – РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва, Россия

3 – НТЦ «НИС Нафтагас», г. Нови Сад, Сербия

E-mail: *efimov@scsbm.ru

Аннотация. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин со слабо консолидированными коллекторами сопряжена с осложнениями, связанными с разрушением призабойной зоны пласта и выносом песка. Рассмотрен вариант оптимизированного химического способа укрепления призабойной зоны пласта с использованием состава «Полискреп». Приведены результаты лабораторного тестирования и промысловых испытаний оптимизированной технологии обработки песконесущих скважин.

Ключевые слова: вынос песка, укрепление призабойной зоны пласта, кремнийорганические смолы, скрепляющий состав «Полискреп», продувка азотом.

Для цитирования: Ефимов Н.Н., Ноздря В.И., Карапетов Р.В., Кочубей К.Н., Ермолаев А.И., Кильмаматов А.А. Опыт применения оптимизированной технологии химического укрепления призабойной зоны пласта // Актуальные проблемы нефти и газа. 2022. Вып. 3(38). С. 28–38. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-38.art3>

Введение

Разработка нефтяных и газовых месторождений нередко связана с необходимостью эксплуатации продуктивных слабо консолидированных коллекторов. Проблема эксплуатации таких объектов заключается в неизбежном возникновении выноса дезинтегрированных частиц проницаемой породы из разрушаемой призабойной зоны пласта (ПЗП) в процессе работы скважин. Вынос твердых частиц во внутрискважинное пространство и далее к поверхности приводит к негативным последствиям, снижающим эксплуатационную надежность и добычные возможности скважинного фонда, и требует реализации мероприятий по борьбе с пескопроявлениями.

Применяющиеся мероприятия по ограничению выноса песка условно можно разделить на:

– *технологические*, заключающиеся в ограничении депрессии на продуктивный пласт, с целью снижения критического градиента давления ниже предельных значений напряжений разрушения пород коллектора по данным геомеханических исследований [1–3];

– *механические*, заключающиеся в размещении в призабойной зоне различных фильтровых конструкций (гравийных набивных, проволочных, щелевых, многослойных и пр.);

– *физико-химические*, заключающиеся в закачке специальных проницаемых тампонажных смесей (полимернопокрытый проппант, коксование нефти в пластовых условиях) [4];

– *химические*, заключающиеся в укреплении призабойной зоны коллектора обработкой пласта скрепляющими химическими составами (смолы различного вида, полимеры или водные растворы солей) [5].

Выбор в пользу того или иного способа ограничения выноса песка должен осуществляться на стадии проектирования разработки месторождения и базироваться на изучении геологического строения залежи, литологических, гранулометрических и геомеханических свойств породы коллектора, конструкции скважины и способа эксплуатации. Наиболее широкое распространение в борьбе с выносом песка получили механические методы с технологией, включающей установку фильтровых конструкций на стадии заканчивания скважин.

Как показывает практика, механические способы далеко не всегда позволяют эффективно решить задачу изоляции пескопроявлений в силу сложности конструкций некоторых скважин и/или значительной фракционной неоднородности пород коллектора, что осложняет корректный выбор характеристик фильтрующей оснастки. Кроме этого, эксплуатация скважин, оснащенных фильтровыми компоновками на этапе заканчивания, часто характеризуется снижением продуктивности за счет нарастающего скин-фактора из-за загрязнения фильтрующей оснастки в процессе эксплуатации.

В случаях, когда проектом не предусмотрено применение фильтров при эксплуатации нефтяных скважин, по мере снижения пластового давления и роста обводненности продукции устойчивость пород слабо консолидированного коллектора снижается, что приводит к увеличению доли твердых частиц в потоке скважинной продукции [1–3, 5].

Возрастает привлекательность применения других (не механических) способов сохранения призабойной зоны

пласта от разрушений. В качестве альтернативы, наиболее широкое применение получили химические методы укрепления призабойной зоны пласта. К преимуществам таких методов можно отнести отсутствие необходимости реконструкции ПЗП при обработке, а также значительно меньшие затраты в сравнении с оснащением (дооснащением) фильтровыми компоновками.

Типовой подход к реализации химического способа укрепления призабойной зоны пласта заключается в закачке скрепляющего состава с последующей продавкой углеводородной жидкостью. Очевидным недостатком такого подхода является значительное снижение проницаемости, обусловленное изменением геометрии (уменьшением условного проходного диаметра) фильтрующих каналов вследствие адсорбции скрепляющего состава на поверхности зерен обрабатываемой породы. В большей степени уменьшение проницаемости отмечается при обработке неоднородных по грануляции терригенных коллекторов, характеризующихся содержанием тонкодисперсных фракций ($d < 40$ мкм) более 2,0% [6–9].

В данной статье приведены результаты опытно-промышленного применения разработанной авторами усовершенствованной технологии, относящейся к химическим способам укрепления призабойной зоны слабо консолидированных терригенных коллекторов. Предлагаемая технология позволяет расширить область своего эффективного применения за счет минимизации негативного воздействия на фильтрационно-емкостные свойства пласта из-за снижения естественной проницаемости.

В ООО НПК «Спецбурматериалы» проведен комплексный анализ основной номенклатуры базовых материалов, применяемых для химического укрепления ПЗП, включая формальдегидные, полиуретановые, эпоксидные и кремнийорганические смолы, с целью их сравнительной оценки. По результатам лабораторных исследований установлено, что материалами, отвечающими условиям максимальной эффективности применения химического способа укрепления призабойной зоны пласта, являются растворы кремнийорганических смол в органическом растворителе, что обуславливается высокой стабильностью, термостойкостью, низкой вязкостью данных составов. Кроме этого, поверхность терригенных пород, обработанная кремнийорганическими смолами, меняет характер смачиваемости, приобретая гидрофобность [10]. На основе проведенных исследований разработана рецептура нового состава для укрепления ПЗП нефтяных и газовых скважин, получившего название «Полискреп».

Разрушение призабойной зоны скважин, эксплуатирующих слабо консолидированный коллектор, приводит к образованию каверн за обсадной колонной, что усложняет технологию применения химического способа укрепления призабойной зоны пласта. В таких случаях перед проведением обработки производится заполнение каверны классифицированным песком фракции $D_{50} = (5-6) d_{50}$ грануляции пластового песка, т.е. каверна заполняется фракционированным песком, средний размер которого в 5–6 раз крупнее пластового, что гарантированно обеспечивает меньшее гидравлическое сопротивление

искусственного фильтра в ПЗП после обработки.

Еще одной проблемой усовершенствования технологии укрепления ПЗП с использованием смол является определение давления закачки, обеспечивающего продавку скрепляющего состава в обрабатываемый пласт на заданную глубину, и не превышающего давления гидроразрыва. Зачастую, особенно для неглубоких скважин (до 1500 м), разница между пластовым и давлением гидроразрыва пород невелика, что создает риски при выполнении обработки.

Для решения данной задачи в процессе обработки предлагается применять продувку инертным газом. Предусматривается использование азота, так как азотно-компрессорные установки серийно выпускаются и широко применяются российскими нефтегазодобывающими и сервисными компаниями [11, 12]. К преимуществам применения азота при проведении скважинных операций можно отнести его нетоксичность, отсутствие коррозионного влияния на элементы конструкции скважин и внутрискважинное оборудование, пожаровзрывобезопасность, а также сравнительно низкую растворимость и химическую инертность по отношению к пластовой воде и углеводородам.

Применение продувки призабойной зоны газом рекомендуется при гидрофобизации продуктивного горизонта на газовых скважинах [13].

В целом, усовершенствование технологии химического способа предотвращения разрушения призабойной зоны пласта проводилось по трем направлениям.

1. Снижение рисков гидроразрыва пласта и ухудшения проницаемости

Пластовое давление на момент проведения обработки практически всегда можно считать условно постоянным, поэтому цель оптимизации процесса обработки сводится к минимизации фильтрационных сопротивлений при продавке скрепляющего состава в ПЗП. Одним из факторов, определяющим величину этих сопротивлений, является водонасыщенность. В работе [14] авторами исследовался процесс продувки инертным газом пористой среды с высоким значением водонасыщенности.

Отмечено, что при прокачке азота снижается как водонасыщенность, так и необходимое давление закачки.

Авторами были проведены фильтрационные эксперименты по закачке смолы в водонасыщенные насыпные модели. При этом одна из них подвергалась предварительной продувке азотом в количестве 20 поровых объемов образца. Результаты эксперимента на качественном уровне подтвердили ожидания (рис. 1). Как следует из рис. 1, перепад давления при закачке смолы после предварительной продувки азотом снизился на 55–65%.

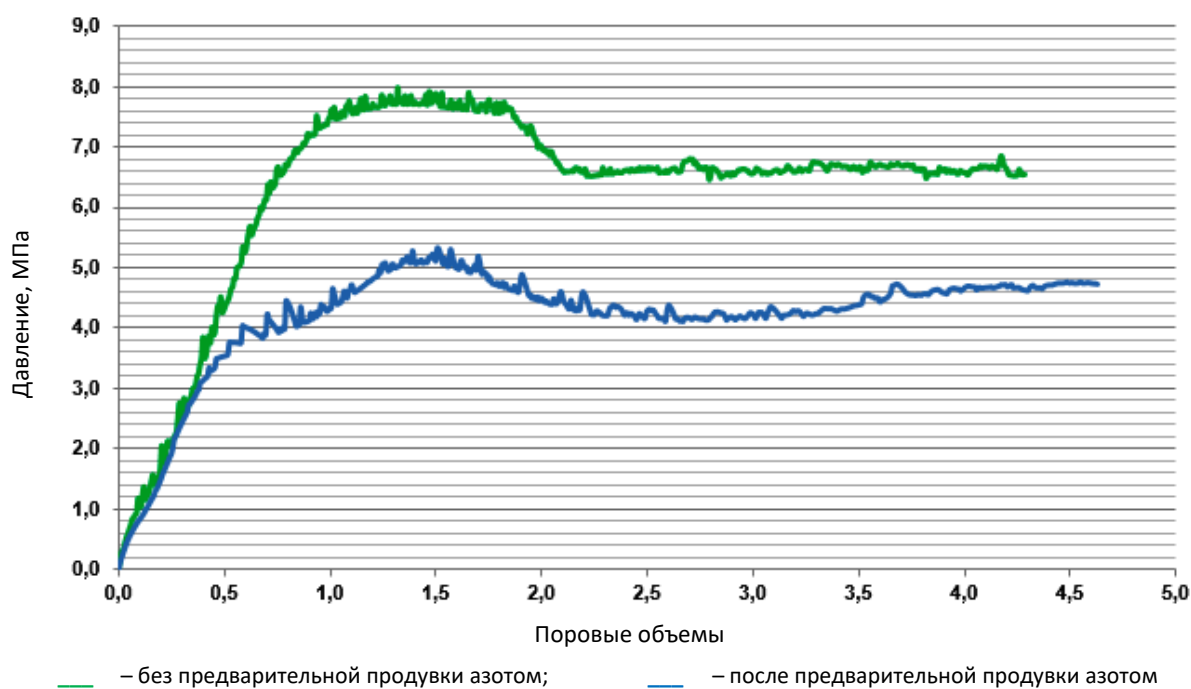


Рис. 1. Изменение давления при закачке смол в насыпные модели без и после предварительной продувки азотом

Практическая реализация описанного подхода на скважинах подтвердила результаты экспериментов, причем давление закачки азота не достигало предельно установленного значения давления (90% от давления гидроразрыва), а стабилизация происходила на уровне среднего давления в зоне дренирования.

2. Повышение эффективности обработки пласта с неравномерной проницаемостью

Снижение вязкости реагента (рис. 2) позволяет произвести закачку расчетного объема скрепляющего состава при меньшем перепаде давления.

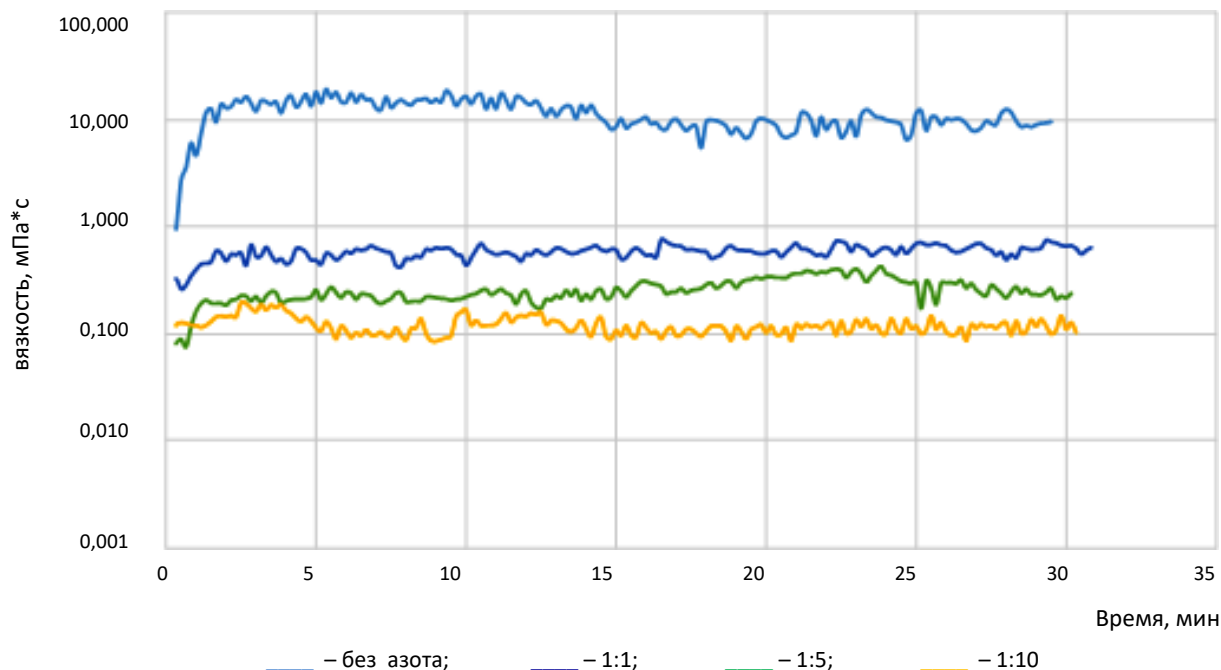


Рис. 2. Изменение динамической вязкости раствора кремнийорганической смолы при насыщении азотом

В связи с этим был экспериментально определен эффект насыщения азотом раствора высоковязких смол в серии лабораторных испытаний с использованием капиллярного вискозиметра.

Согласно полученным результатам, отмечена значительная (в 100 раз) разница между вязкостью дегазированной и газонасыщенной смол. На практике применение полученного эффекта было реализовано параллельной закачкой скрепляющего состава и азота. После закачки расчетного объема реагентов полученная газонасыщенная смесь продавливалась в пласт азотом.

За счет снижения вязкости смолы при закачке ее в аэрозольном состоянии идет более равномерная пропитка ПЗП при неоднородной грануляции пласта-коллектора, что приводит к более равномерной обработке целевой зоны. За счет непрерывной продувки азотом после закачки аэрозоля в период полимеризации смолы в пласте формируются

каналы, что способствует снижению негативного влияния скрепляющего материала на проницаемость.

3. Обеспечение консолидации зерен коллектора с сохранением проницаемости

Для практического решения данной задачи, как отмечено выше, обработанная скрепляющим составом модель продувалась азотом, способствуя испарению растворителя и препятствуя оседанию реагента в порах, до наступления гелеобразования. Обработанная насыпная модель непрерывно продувалась азотом до достижения полной полимеризации.

По результатам эксперимента была проведена оценка изменения проницаемости насыпной модели по воде и керосину (табл. 1), а также выполнены геомеханические исследования и микрофотографирование шлифа полученной матрицы (рис. 3).

Таблица 1

Изменение проницаемости насыпной модели до и после обработки смолой в сочетании с продувкой азотом при затвердевании

Проницаемость, мД	До обработки	После обработки	Δ , %
по керосину	3315,9	2873,8	-13,3
по воде	4538,0	2896,4	-36,2

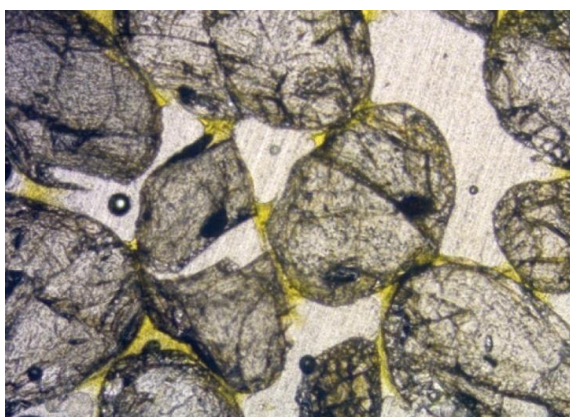


Рис. 3. Микрофотография шлифа матрицы насыпной модели (*100)

Полученные результаты геомеханических испытаний, кратко, заключаются в следующем. Величина сцепления S_0 для обработанных образцов составила 4,4 МПа, что в 4 раза выше

значения сцепления S_0 для необработанных образцов, равного 1,1 МПа. Сцепление характеризует наличие и прочность структурных связей, т. е. величина сцепления количественно коррелирует с пределом прочности на срез без учета нормальных напряжений. Минимальная прочность на одноосное сжатие после обработки скрепляющим составом при 20 °С достигает $8 \div 10$ МПа.

За период апробации усовершенствованной в ООО НПК «Спецбурматериалы» технологии химического укрепления ПЗП с применением скрепляющего состава на основе раствора кремнийорганических смол «Полискреп» на месторождениях ПАО «Газпром» с 2016 по 2022 гг. было проведено более 30 скважиноопераций. При этом, технологический эффект в сокращении выноса песка составил от 90% до 100%, при сохранении дебита по газу на уровне доремонтных значений. В табл. 2 приведены данные по газодинамическим исследованиям, проведенным в скв. № x12 Юбилейного месторождения до и после обработки составом «Полискреп», а также по истечении 15 месяцев эксплуатации.

Таблица 2

Результаты газодинамических исследований по скв. № x12 Юбилейного месторождения

Q газа, тыс. м ³ /сут	Водный фактор на режиме, мм ³ /м ³	Удельное содержание песка на режиме, мм ³ /м ³	Диаметр шайбы, мм
1	2	3	4
До ремонта			
177,54	0,00	0,00	25,40
212,50	146,80	0,00	28,58
245,66	2833,20	10,55	31,75
278,15	4044,60	6,79	34,93
321,02	3504,40	9,81	41,28

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4
После ремонта			
183,19	235,80	0,00	25,4
218,76	213,90	0,00	28,58
249,18	534,60	0,00	31,75
275,19	1609,00	0,00	34,93
321,47	1511,80	0,00	41,28
Через 15 месяцев эксплуатации			
166,00	0,00	0,00	25,40
199,00	22,6	0,00	28,58
231,00	60,4	0,00	31,75
260,00	303,2	0,00	34,93
309,00	617,3	0,00	41,28

С 2015 г. технология укрепления ПЗП с применением состава «Полискреп» проходила испытания в АО «НИС-Нафтогас» Республики Сербия. Было отмечено, что при обработке нефтяных и газовых скважин положительного результата достигали операции в песчаных пластах с грануляцией $d_{50} \geq 0,1$ мм, а на скважинах с грануляцией $d_{50} < 0,1$ мм положительные результаты не были достигнуты, при этом успешность составила 40% (2 из 5 скважин). Для обработки скважин с меньшей грануляцией в 2021 г. технология была усовершенствована путем увеличения продолжительности предварительной продувки пласта инертным газом, совместной параллельной закачки скрепляющего состава и азота, а также увеличения времени завершающей продувки пласта до 12 часов. В результате в 7 скважинах был достигнут 100%-й эффект от проведения обработки.

Опыт применения состава «Полискреп» для укрепления призабойной зоны пласта в нефтяных скважинах показал

хорошие результаты на скважинах с обводненностью до 95%, с предварительной упаковкой каверны кварцевым песком перед обработкой.

Ограничениями применения технологии укрепления ПЗП составом «Полискреп», на взгляд авторов, могут быть коллекторы с низкой проницаемостью (менее 20 мкм), высокой глинистостью (более 40%) и обводненностью (более 95%). В таких случаях потребуются чрезмерно длительная подготовка (продувка азотом) и подбор концентраций растворов скрепляющего состава, обеспечивающего минимальную прочность на грани значений сохранения проницаемости.

Средняя стоимость работ с применением усовершенствованной технологии укрепления ПЗП сопоставима с величиной затрат на выполнение традиционных ремонтно-изоляционных работ, а необходимая продолжительность всех операций на проведение обработки не превышает 72 часов.

Выводы

Для повышения качества ремонта скважин, осложненных пескопроявлениями, посредством химического способа укрепления призабойной зоны пласта предложен ряд технических решений:

– предварительная продувка ПЗП азотом обеспечивает уменьшение водонасыщенности, снижение давления закачки и обеспечивает равномерное распределения скрепляющего состава в слабо консолидированном терригенном коллекторе;

– подача скрепляющего состава в призабойную зону пласта, предварительно насыщенную азотом, позволяет значительно снизить фильтрационные сопротивления,

что обеспечивает равномерную пропитку как высокопроницаемых участков, так и зон с меньшей проницаемостью;

– непрерывная закачка азота в призабойную зону скважины после обработки, в период полимеризации смолы позволяет эффективно скреплять зерна в зоне контакта, сохраняя при этом проницаемость межзерновых каналов.

Применение азота позволило заметно повысить эффективность технологических операций по укреплению призабойной зоны пласта с применением растворов кремнийорганических смол в неоднородных по грануляции терригенных слабо консолидированных коллекторах.

Литература

1. *Аксенова П.А., Овчинников В.П., Анашкина А.Е.* Технология и технические средства заканчивания скважин с неустойчивыми коллекторами. Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2018. 134 с.
2. *Пятахин М.В.* Геомеханические проблемы при эксплуатации скважин. М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2011. 266 с.
3. *Ефимов С.И.* Совершенствование методов обоснования и расчета предельно допустимых депрессий и дебитов при эксплуатации газовых скважин: Автореф. дис. ... канд. техн. наук. М., 2021. 23 с.
4. *Перейма А.А., Кукулинская Е.Ю.* Анализ причин разрушения призабойной зоны пласта в нефтегазовых скважинах и методы его предотвращения // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2014. № 2. С. 35–41.
5. *Каушанский Д.А., Цицорин А.И., Дмитриевский А.Н.* и др. Изучение прочностных и фильтрационных свойств образцов кернов, структурированных уретановым предполимером // Нефтяное хозяйство. 2016. № 3. С. 105–107.
6. *Кильмаматов А.А., Кузнецов М.А., Пантич Я.М.* и др. Химическая альтернатива технологии gravel-pack для слабосцементированных коллекторов // Газовая промышленность. 2020. № 1. С. 92–97.
7. *Кильмаматов А.А., Пантич Я.М., Шумар Н.П.* и др. Разработка нового подхода к лабораторным и промышленным испытаниям технологий контроля выноса песка на примере месторождений компании НИС а.д., Сербия // Нефтепромысловое дело. 2020. № 9(621). С. 49–57. [https://doi.org/10.30713/0207-2351-2020-9\(621\)-49-57](https://doi.org/10.30713/0207-2351-2020-9(621)-49-57)
8. *Кильмаматов А.А., Шумар Н.П., Трипкович М.М.* и др. Комплексный подход к испытаниям технологий контроля пескопроявления на примере объектов добычи компании АО

«НТЦ НИС–Нафтагас» (Сербия) // Нефтепромысловое дело. 2021. № 6(630). С. 46–55.
[https://doi.org/10.33285/0207-2351-2021-6\(630\)-46-55](https://doi.org/10.33285/0207-2351-2021-6(630)-46-55)

9. *Кильмаатов А.А., Трипович М.М., Ефимов Н.Н.* и др. Совершенствование физико-химических технологий укрепления прискважинных зон на месторождениях нефти и газа Сербии // Нефтепромысловое дело. 2021. № 12(636). С. 54–62. [https://doi.org/10.33285/0207-2351-2021-12\(636\)-54-62](https://doi.org/10.33285/0207-2351-2021-12(636)-54-62)

10. *Ефимов Н.Н., Ноздря В.И., Скотнов С.Н.* и др. Укрепление призабойной зоны пласта газовых скважин для предотвращения выноса песка с применением кремнийорганического состава «Полискреп» // Бурение и нефть. 2018. № 3. С. 32–34.

11. *Ермаков П.П., Еремин Н.А.* Нагнетание азота в пористые среды для увеличения нефтеотдачи // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. 1996. № 11. С. 45–50.

12. *Игнатьев Н.А., Синцов И.А.* Опыт и перспективы закачки азота в нефтегазовой промышленности // Фундаментальные исследования. 2015. № 11-4. С. 678–682.

13. *Казарян В.П., Оводов С.О., Шулепин С.А.* и др. Пат. RU 2554656 С1. Способ обработки призабойной зоны продуктивного пласта-коллектора газовой скважины. № 2014114419/03; Заявл. 14.04.2014; Опубл. 27.06.2015 // Изобретения. Полез. модели. 2015. Бюл. № 18. 10 с. <http://www1.fips.ru>

14. *Орлов Д.М., Рыжов А.Е., Перунова Т.А.* Методика определения относительных фазовых проницаемостей по данным нестационарной фильтрации путем совместного физического и компьютерного моделирования // Прикладная механика и техническая физика. 2013. Т. 54, № 5(321). С. 119–128.

A case study in the use of optimized technology for chemical sand consolidation in the bottomhole zone

N.N. Efimov^{1*}, V.I. Nozdrya¹, R.V. Karapetov¹, K.N. Kochubey¹, A.I. Ermolaev², A.A. Kilmamatov³

1 – SpetsBurMaterialy LLC, Zhukovsky, Moscow Oblast, Russia

2 – National University of Oil and Gas “Gubkin University”, Moscow, Russia

3 – NIS Naftagas Scientific and Technological Centre, Novi Sad, Serbia

E-mail: *efimov@scsbm.ru

Abstract. Extraction of oil and gas from unconsolidated reservoirs induces complications, like bottomhole zone failure or sand production. The article gives an overview of the bottomhole zone consolidation with the Polyskrep agent. It gives laboratory and field test results of the optimized method of treating wells complicated with sand production.

Keywords: sand production, sand consolidation, organosilicon resins, Polyskrep bonding agent, nitrogen purging.

Citation: Efimov N.N., Nozdrya V.I., Karapetov R.V., Kochubey K.N., Ermolaev A.I., Kilmamatov A.A. A case study in the use of optimized technology for chemical sand consolidation in the bottomhole zone // Actual Problems of Oil and Gas. 2022. Iss. 3(38). P. 28–38. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-38.art3> (In Russ.).

References

1. Aksenova P.A., Ovchinnikov V.P., Anashkina A.E. Technologies for the operation of wells complicated by sand production. Tyumen: Industrial University of Tyumen, 2018. 134 p. (In Russ.).
2. Pyatakhin M.V. Geomechanical problems during well operation. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2011. 266 p. (In Russ.).
3. Efimov S.I. Improvement of methods for justification and calculation of maximum allowable drawdowns and production rates during gas well operation: Synopsis of Ph.D. thesis. Moscow, 2021. 23 p. (In Russ.).
4. Pereima A.A., Kukulinskaya E.Yu. Analysis of causes leading to damage of a formation bottom-hole area in oil and gas wells and methods, providing the damage prevention // Construction of Oil and Gas Wells on Land and Sea. 2014. No. 2. P. 35–41. (In Russ.).
5. Kaushansky D.A., Tsitsorin A.I., Dmitrievsky A.N. et al. Study of strength and filtration properties of core samples structured by urethane pre-polymer // Neftyanoe Khozyaystvo – Oil Industry. 2016. No. 3. P. 105–107. (In Russ.).
6. Kilmamatov A.A., Kuznetsov M.A., Pantich J.M. et al. Chemical alternative to gravel-pack technology in slightly cemented reservoirs // Gazovaya Promyshlennost. 2020. No. 1. P. 92–97. (In Russ.).
7. Kilmamatov A.A., Pantich J.M., Shumar N.P. et al. Development of a new approach to laboratory and oilfield testing of technologies for controlling sand production on the example of fields of NIS a.d. company, Serbia // Oilfield Engineering. 2020. No. 9(621). P. 49–57. [https://doi.org/10.30713/0207-2351-2020-9\(621\)-49-57](https://doi.org/10.30713/0207-2351-2020-9(621)-49-57) (In Russ.).
8. Kilmamatov A.A., Shumar N.P., Tripkovich M.M. et al. Comprehensive approach to testing technologies of sand manifestations control on the example of the production deposits of the JSC “STC

NIS–Naftagas” (Serbia) // Oilfield Engineering. 2021. No. 6(630). P. 46–55. [https://doi.org/10.33285/0207-2351-2021-6\(630\)-46-55](https://doi.org/10.33285/0207-2351-2021-6(630)-46-55) (In Russ.).

9. *Kilmamatov A.A., Tripkovich M.M., Efimov N.N.* et al. Optimisation of physical-chemical methods of near-wellbore zones consolidation in Serbian oil and gas fields // Oilfield Engineering. 2021. No. 12(636). P. 54–62. [https://doi.org/10.33285/0207-2351-2021-12\(636\)-54-62](https://doi.org/10.33285/0207-2351-2021-12(636)-54-62) (In Russ.).

10. *Efimov N.N., Nozdrya V.I., Skotnov S.N.* et al. Chemical consolidation of the bottom hole formation zone of gas wells for preventing sand production using the organosilicon composition Poliskrep // Drilling and Oil. 2018. No. 3. P. 32–34. (In Russ.).

11. *Ermakov P.P., Eremin N.A.* Injection of nitrogen into porous media to increase oil recovery // Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields .1996. No. 11. P. 45–50. (In Russ.).

12. *Ignatiev N.A., Sintsov I.A.* Experience and prospects of nitrogen injection in oil&gas industry// Fundamental Research. 2015. No 11-4. P. 678–682. (In Russ.).

13. *Kazarjan V.P., Ovodov S.O., Shulepin S.A.* et al. Pat. RU 2554656 C1. Method of bottomhole zone treatment in productive reservoir of gas well. No. 2014114419/03; Appl. 14.04.2014; Publ. 27.06.2015 // Inventions. Useful models. 2015. Bull. No. 18. 10 p. <http://www1.fips.ru>

14. *Orlov D.M., Ryzhov A.E., Perunova T.A.* Method for determining relative permeabilities from data on unsteady filtration by combined physical and computer modeling // Journal of Applied Mechanics and Technical Physics. 2013. Vol. 54, No. 5. P. 789–797. <https://doi.org/10.1134/S002189441305012X>