

Применение состава с мгновенной фильтрацией для контроля поглощений при глушении скважин, эксплуатирующих низкотемпературные терригенные коллекторы Восточной Сибири

Никулин В.Ю.¹, Бритов Е.В.², Мукминов Р.Р.¹, Шангин А.В.², Хохлов Д.И.²

¹ООО «РН-БашНИПнефть», Уфа, Россия, ²АО «ВЧНГ», Иркутск, Россия

nikulinvy@bnipti.rosneft.ru

Аннотация

В статье рассмотрены особенности глушения скважин с контролем поглощений в условиях терригенных высокопроницаемых коллекторов, характерных для Восточной Сибири, на примере пласта Вч 1–2 Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения. Проведены исследования состава с мгновенной фильтрацией для целей контроля поглощений при глушении скважин и промысловые испытания технологии. Результаты свидетельствуют о перспективности применения составов с мгновенной фильтрацией для контроля поглощений при глушении скважин в осложненных условиях, эксплуатирующих терригенные коллекторы Восточной Сибири.

Материалы и методы

Анализ результатов применения технологий глушения с блокированием призабойной зоны на Верхнечонском нефтегазоконденсатном месторождении. Обоснование выбора новой технологии на основе мирового опыта. Физико-химические и фильтрационные исследования нового состава в условиях

рассматриваемого объекта. Анализ результатов промыслового испытания рассмотренной технологии на скважине.

Ключевые слова

глушение скважин, аномально низкое пластовое давление, низкая температура, поглощения, блокирующие составы, состав с мгновенной фильтрацией, Восточная Сибирь

Для цитирования

Никулин В.Ю., Бритов Е.В., Мукминов Р.Р., Шангин А.В., Хохлов Д.И. Применение состава с мгновенной фильтрацией для контроля поглощений при глушении скважин, эксплуатирующих низкотемпературные терригенные коллекторы Восточной Сибири // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 1. С. 76–80. DOI: 10.24412/2076-6785-2023-1-76-80

Поступила в редакцию: 15.02.2023

OIL PRODUCTION

UDC 622.276.7 | Original Paper

The utilization of composition with spurt loss for control absorptions during killing wells in low-temperature terrigenous reservoirs in Eastern Siberia

Nikulin V.Yu.¹, Britov E.V.², Mukminov R.R.¹, Shangin A.V.², Khokhlov D.I.²

¹“RN-BashNIPneft” LLC, Ufa, Russia, ²“VCNG” JSC, Irkutsk, Russia

nikulinvy@bnipti.rosneft.ru

Abstract

The article considers the peculiarities of well killing in the conditions of terrigenous high-permeability reservoirs, typical for Eastern Siberia in the example of formation VCh 1–2 of Verkhnechonskoye oil-gas-condensate field are described. Studies of the instantaneous filtration composition for the purpose of controlling absorptions during well killing and field tests of the technology were carried out. The results testify to promising application of compositions with spurt loss for killing wells in complicated conditions, exploiting terrigenous reservoirs of Eastern Siberia.

Materials and methods

Analysis of the application of killing technologies with bottom-hole zone blocking in the Verkhnechonsk oil and gas condensate field. Substantiation of a choice of the new technology on the basis of the world experience. Physico-chemical and filtration studies of the

new composition in the conditions of the considered object. Analysis of the results of field testing of the considered technology on the well.

Keywords

well killing, abnormally low reservoir pressure, low temperature, fluid loss, blocking compounds, composition with spurt loss, Eastern Siberia

For citation

Nikulin V.Yu., Britov E.V., Mukminov R.R., Shangin A.V., Khokhlov D.I. The utilization of composition with spurt loss for control absorptions during killing wells in low-temperature terrigenous reservoirs in Eastern Siberia. Exposition Oil Gas, 2023, issue 1, P. 76–80. (In Russ).

DOI: 10.24412/2076-6785-2023-1-76-80

Received: 15.02.2023

Введение

Операция глушения скважин является одной из наиболее важных составляющих комплекса работ по текущему и капитальному ремонту скважин (ТКРС). И если ключевой задачей при глушении является обеспечение безопасных условий проведения внутрискважинных работ, то также следует как минимум обеспечить сохранность исходной продуктивности скважины и минимизировать негативное влияние применяемых технологических жидкостей.

Глушение скважин Восточной Сибири, эксплуатирующих высокопроницаемые терригенные коллекторы в условиях аномально низких пластовых давлений, часто сопровождается интенсивными поглощениями технологических жидкостей. Следовательно, при планировании работ по ТКРС необходимо обеспечить контроль поглощений с применением специальных блокирующих составов глушения (БСГ). В свою очередь подбор БСГ осложняется низкими пластовыми температурами.

Ранний опыт глушения скважин Верхнечонского НГКМ

Одним из объектов компании ПАО «НК «Роснефть» является Верхнечонское нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ), где при пластовой температуре 8–21 °С начальные пластовые давления на глубине 1 600 м составляют 16 МПа. Терригенный коллектор пласта Вч 1–2 характеризуется высокой проницаемостью по разрезу (от 10 до 12 Д), а добываемая продукция — высокими значениями газового фактора (95–150 м³/т) и давлением насыщения, близким к пластовому. Месторождение эксплуатируется наклонно направленными и горизонтальными скважинами (горизонтальные участки до 1 000 м) с открытыми стволами или оборудованными хвостовиками (фильтр — перфорированная труба), на части фонда скважин проведены работы по гидравлическому разрыву пласта (ГРП).

На Верхнечонском НГКМ имеется опыт применения загущенных и суспензионных БСГ при глушении скважин как с открытыми, так и обсаженными стволами, а также нормализации забоя, в том числе (табл. 1):

- БСГ № 1 — гелированный состав без твердой фазы. Успешно применен в добывающих скважинах перед проведением работ по нормализации забоя для восстановления циркуляции и достижения целевого текущего забоя. Это повлекло за собой сокращение продолжительности ремонта за счет увеличения проходки райбера при нормализации проходного сечения эксплуатационной колонны с 3,0 до 3,7 м/ч и предотвратило преждевременный выход из строя глубинного насосного оборудования в случае выноса большого количества механических примесей.
- БСГ № 2 — суспензия микрокальцита в загущенном водно-солевом растворе глушения. Успешно применен в добывающих и газонагнетательных скважинах с возможностью проведения технологических операций по нормализации забоя. Подтвердилось сохранение коэффициента продуктивности скважин, отмечено сокращение вывода скважины на режим (ВНР) (план — 5 сут., факт — 3 сут.). Данный состав хорошо известен и широко применяется при глушении скважин, но не всегда успешно. В частности, применение данного состава на объектах Волго-Уральской нефтегазоносной провинции не привело к высокой технологической эффективности [1].

По результатам успешного применения данных составов в условиях Верхнечонского НГКМ также были подобраны БСГ-аналоги. Тем не менее остается актуальным поиск технологий для осложненных условий ремонта скважин (отсутствие циркуляции, интенсивные поглощения в условиях наличия суперколлекторов, трещин ГРП и аномально низкого пластового давления (АНПД)),

позволяющих провести ТКРС в условиях интенсивных поглощений. Ранее проведенные обзоры свидетельствуют о том, что суспензионные составы могут эффективно обеспечивать контроль поглощений в данных условиях [1–3], но только при условии корректного подбора фракционного состава твердой фазы. Также потенциально эффективны могут быть технологии, направленные на снижение интенсивных поглощений при проведении ремонтно-изоляционных работ.

Пути повышения эффективности глушения скважин с контролем поглощений

Одним из способов глушения скважин в условиях интенсивных поглощений является применение жидкостей малой плотности для снижения репрессии на пласт при проведении ремонтных работ (табл. 2). В качестве облегченных жидкостей могут применяться составы на углеводородной основе (товарная нефть, газовый конденсат [4]), на водной основе (двух- и трехфазные пены [5], облегченные жидкости с микросферами [6, 7]) и эмульсионные жидкости [8].

Применение углеводородных и эмульсионных жидкостей (так же, как и пенных систем) требует использования специального оборудования и дополнительных мероприятий по обеспечению пожарной безопасности, а применение составов, не требующих значительного изменения технологии их приготовления и закачки (самогенерирующихся пенных систем и жидкостей с алюмосиликатными наполнителями), значительно удорожает процессы глушения и ремонта скважин.

Проводимые авторами статьи исследования составов различной природы для целей глушения скважин и ремонтно-изоляционных работ в условиях Восточной Сибири свидетельствуют о том, что в условиях низких температур зачастую возникают осложнения при приготовлении полимерных вязкоупругих составов. Например, отмечается длительное время шивки, необходимость увеличения концентрации шивателя или отсутствие

Табл. 1. Сводная информация по раннему опыту проведения работ по глушению скважин Верхнечонского НГКМ
Tab. 1. Summary of early well killing experience in the Verkhnechonsk oil and gas condensate field

| БСГ | Тип | Применение | Результат |
|---------|---|------------------------------|---|
| БСГ № 1 | Гелированный без твердой фазы | Нормализация забоя | Технологически и экономически эффективно (увеличение проходки райбера на 0,7 м/ч) |
| БСГ № 2 | Суспензия микрокальцита в загущенном водно-солевом растворе | Глушение, нормализация забоя | Технологически и экономически эффективно (сокращение ВНР на 2 сут.) |

Табл. 2. Сравнение различных технологий и жидкостей для глушения скважин в условиях АНПД и интенсивных поглощений
Tab. 2. Comparison of different technologies and fluids for killing wells in conditions of abnormally low formation pressures and intensive absorptions

| Технология глушения | Потенциально применяемые жидкости и составы | Особенности применения технологии |
|--|---|--|
| Глушение малоплотным раствором на равновесии | Углеводородные жидкости (нефть, газовый конденсат) | Фиксированная плотность жидкости, риски осложнений при отпуске дегазированной нефти |
| | Водонефтяные эмульсии | Ограниченный диапазон регулирования плотности, необходимость применения специализированного оборудования |
| | Облегченные жидкости с добавлением микросфер | Высокая стоимость технологии |
| | Пенные системы | Необходимость применения специализированного оборудования |
| Глушение базовым раствором с блокированием ПЗП | Составы для борьбы с интенсивными поглощениями (составы с мгновенной фильтрацией) | Необходимость проведения исследований по оценке их применимости для временного блокирования ПЗП |

возможности программирования времени загеливания составов (если данное свойство предусмотрено технологией).

В связи с этим принято решение провести исследование и испытания при глушении скважины и нормализации забоя суспензионного состава с мгновенной фильтрацией, как правило используемого для борьбы с аномальными поглощениями в процессе ремонтных работ, который обладает свойством быстро образовывать фильтрационную корку непосредственно в зоне поглощения. Ранее технология была успешно испытана при интенсивных поглощениях в терригенных коллекторах АО «Самотлорнефтегаз» и ПАО «Оренбургнефть», а также рекомендована к применению при борьбе с поглощениями при ТКРС на объектах ООО «РН-Пурнефтегаз» [9], но опыт применения при низких температурах отсутствует.

Проведенные исследования физико-химических свойств состава, приготовленного на модели подтоварной воды, подтвердили соответствие требованиям ПАО «НК «Роснефть», предъявляемым к БСГ (табл. 3), в условиях Верхнечонского НГКМ. При оценке потенциальных рисков

применения технологии выявлено частичное осаждение твердой фазы, что требует непрерывного перемешивания до получения однородного состава непосредственно перед закачкой в скважину. При применении БСГ в пластовых условиях происходит мгновенная фильтрация в зону поглощения с образованием фильтрационной корки, следовательно, седиментационная стабильность рабочей формы БСГ в пластовых условиях не требуется.

Мгновенная водоотдача и образование фильтрационной корки при создании избыточного давления было подтверждено при проведении фильтрационных опытов на моделях заканчивания скважин: проппанте и щелевых фильтрах (рис. 1).

Промысловые испытания новой технологии глушения

Состав был испытан в качестве реагента для контроля поглощений продавочных жидкостей при глушении и нормализации забоя на скважине Верхнечонского НГКМ при проведении ТКРС без дополнительного воздействия на ПЗП (смена электроцентробежного насоса, межремонтный период

2 374 сут.). Продукция скважины дебитом 36 т/сут характеризуется низкой обводненностью (1,3 %) и высоким газовым фактором 175 м³/т (категория 2 по рискам возникновения газонефтеводопроявлений). Текущее пластовое давление составляет 115,5 атм при начальном пластовом давлении 165 атм.

Технология подразумевает приготовление БСГ на скважине с применением насосных агрегатов, но для оптимизации процесса подготовки к глушению (сокращение длительности ремонта) принято решение использовать растворно-солевой узел (PCY) для приготовления БСГ. Жидкость затворения — раствор кальция хлористого плотностью 1 050 кг/м³. Реагент увеличивает плотность БСГ на +0,06 кг/м³ от плотности раствора затворения. Гелевые дефекты при приготовлении отсутствовали. В связи с волокнистой структурой реагента в процессе приготовления выявлена необходимость применения решетки (сита) для загрузки компонентов БСГ в гидроворонку, что в среднем увеличивает общее время приготовления состава на 2 часа.

Порядок проведения работ по контролю поглощений при глушении включал в себя следующие операции:

- глушение скважины без БСГ — циркуляция отсутствует;
- закачка БСГ при открытой затрубной задвижке;
- продавка БСГ на пласт, давление выше рабочего на 50 атм;
- технологический отстой (3 часа);
- обратная промывка скважины — полная циркуляция.

При проведении опытно-промысловых испытаний (ОПИ) после глушения выполнены три скважино-операции на одной скважине по нормализации забоя в интервалах протяженностью 252 м (2 803,34–3 055,22 м, фильтр), 88 м (3 252,58–3 340,34 м, фильтр) и 40 м (3 417–3 456,58 м, фильтр). По фактическим результатам без применения БСГ при глушении и перед проведением работ по контролю поглощений и нормализации забоя отсутствовала циркуляция на устье скважины.

По результатам трех скважино-операций глушения с применением БСГ в процессе ТКРС осложнений не выявлено (табл. 4). При

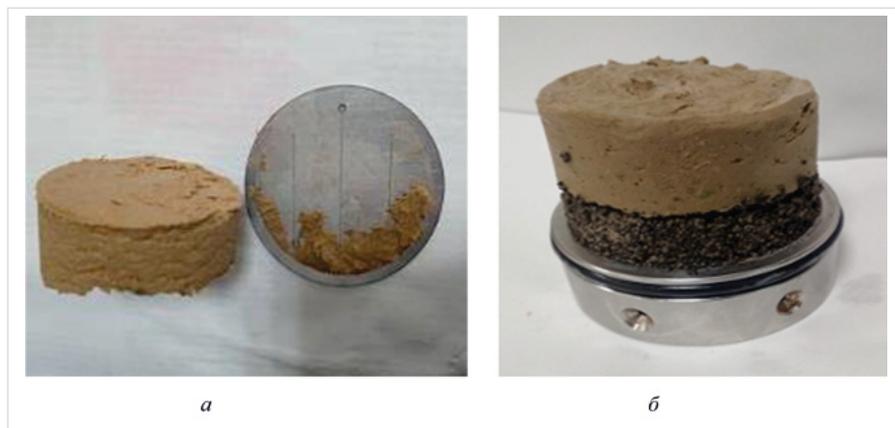


Рис. 1. Внешний вид фильтрационной корки после проведения фильтрационного тестирования на модели щели 150 мкм — а, насыпной модели из проппанта 16/20 — б
Fig. 1. The appearance of the filtration crust after filtration testing on the 150 μm slit model — a and the bulk model made of proppant 16/20 — b

Табл. 3. Результаты исследований состава для целей временного блокирования ПЗП

Tab. 3. Results of studies of the composition for the purposes of temporary blocking of the bottomhole formation zone

| Параметр | Результат |
|--|--|
| Массовая доля хлорорганических соединений | Отсутствие |
| Скорость коррозии при 16 °С, мм/год | 0,0022 |
| Температура потери текучести, °С | – 7 °С |
| Совместимость с нефтью, пластовой водой, базовыми растворами глушения на основе солей (хлорид натрия, хлорид калия, хлорид кальция), гелем ГРП при 16 °С и при 20 °С | Совместим |
| Совместимость с соляной кислотой и глинокислотой | Не совместим (частичное растворение) |
| Наличие гелевых дефектов | Отсутствие |
| Эффективная вязкость | Определение невозможно (кольматирование приборов кольматантом) |
| Термостабильность / седиментационная устойчивость при пластовой температуре 16°С | Частичное осаждение компонентов |

каждой скважино-операции был получен контроль поглощения жидкости глушения с последующим восстановлением циркуляции (прямая закачка через НКТ) при нормализации забоя, долив отсутствовал. В процессе нормализации также отмечается вынос большого количества пропанта из скважины.

Данные по эксплуатации скважины до и после глушения с нормализацией забоя представлены в таблице 5. После глушения и вывода скважины на режим отмечается сохранение коэффициента продуктивности скважины на первоначальном уровне, что свидетельствует о сохранении фильтрационных свойств призабойной зоны в процессе проведения ТКРС.

По результатам успешного применения технология контроля поглощений рекомендована к промышленному применению на Верхнечонском НГКМ с одновременным поиском альтернативных составов с тем же механизмом действия.

Итоги

Проанализирован опыт глушения скважин Верхнечонского НГКМ — как правило, в неосложненных условиях высокой эффективностью обладают гелированные составы без твердой фазы и суспензии микрокальцита в загущенном водно-солевом растворе. Тем не менее в условиях интенсивных поглощений и высокой проницаемости пласта (наличие трещин ГРП и АНПД) данные технологии не всегда эффективны.

Выполнено лабораторное тестирование состава с мгновенной фильтрацией для применения с целью контроля поглощений при глушении скважин, в том числе с последующей нормализацией забоя — отмечено образование фильтрационной корки на моделях заканчивания скважин: пропанте и щелевых фильтрах. Для снижения рисков потери седиментационной устойчивости рекомендуется непрерывно перемешивать состав до момента закачки.

Проведены ОПИ данной технологии глушения с контролем поглощений при проведении

нормализации забоя на трех интервалах в скважине Верхнечонского НГКМ. ОПИ признаны успешными, технология рекомендована к промышленному применению. Результаты свидетельствуют о перспективности данного подхода в условиях высокопроницаемых коллекторов Восточной Сибири.

Выводы

Таким образом, полученные результаты позволяют предполагать, что в условиях высоких значений проницаемости на месторождениях Восточной Сибири для целей контроля поглощений при глушении скважин и нормализации забоя рационально применение составов с мгновенной фильтрацией, несмотря на традиционное использование данной технологии для борьбы с поглощениями при бурении скважин и проведении текущего и капитального ремонта.

Литература

1. Никулин В.Ю., Мукминов Р.Р., Мухаметов Ф.Х., Нигматуллин Т.Э., Михайлов А.Г. Обзор перспективных технологий глушения скважин в условиях аномально низких пластовых давлений и рисков прорыва газа. Часть 2. Опыт применения эмульсионных и дисперсных жидкостей и сравнительные результаты лабораторного тестирования составов // Нефтегазовое дело. 2022. Т. 20. № 4. С. 82–93.
2. Краевский Н.Н., Исламов Р.А., Линд Ю.Б. Выбор технологии глушения скважин для сложных геолого-технологических условий // Нефтегазовое дело. 2020. Т. 18. № 4. С. 16–26.
3. Гусаков В.Н., Краевский Н.Н., Хакимов А.Ф., Тропин А.Ю., Сахань А.В. Технология предупреждения поглощений при проведении текущего ремонта скважин в условиях низких пластовых давлений // Нефтяное хозяйство. 2013. № 10. С. 50–51.
4. Бондаренко А.В., Исламов Ш.Р., Мардашов Д.В. Область эффективного

применения жидкостей глушения нефтяных и газовых скважин // Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли. Альметьевск, 2018. Т. 1. С. 216–221.

5. Shaydullin V.A., Vakhrushev S.A., Magzumov N.R., Yanson S.O., Akhmerov I.A. Features of killing wells operating fractured formations with abnormally low formation pressures and high gas factor. SPE Russian Petroleum Technology Conference, Virtual, 2020, SPE-202071-MS. (In Eng).
6. Ovcharenko A.V., Devadass M. Assessment on the performance of hollow glass microspheres in low density fluids for workover programs in fractured basement reservoir at the white tiger oil fields, Cuu Long Basin, Vietnam. SPE/IADC Managed Pressure Drilling and Underbalanced Operations Conference and Exhibition, Kuala Lumpur, Malaysia, 2010, SPE-130326-MS. (In Eng).
7. Тараскин А.В. К вопросу повышения эффективности жидкостей глушения скважин (на примере Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения) // Молодой ученый. 2022. № 14. С. 23–25.
8. Шихалиев И.Ю., Шихалиева И.С. Предотвращение поглощений технологических жидкостей и сохранение продуктивности скважин в условиях аномально низких пластовых давлений за счет применения облегченных эмульсий // Нефть. Газ. Новации. 2014. № 7. С. 26–29.
9. Никулин В.Ю., Шаймарданов А.Р., Мукминов Р.Р., Нигматуллин Т.Э., Апкаримова Г.И., Габбасов Б.М., Давлетбердина И.Б., Андреев А.Е., Абдуллин А.Ф. Обоснование выбора технологий для борьбы с поглощением тампонажных составов при проведении ремонтно-изоляционных работ на месторождениях ООО «РН-Пурнефтегаз» // Нефтяное хозяйство. 2022. № 10. С. 48–54.

Табл. 4. Результаты проведения ОПИ глушения с контролем поглощений
Tab. 4. The results of the experimental jamming with absorption control

| Объем БСГ, м ³ | Длина интервала фильтра, м | Давление закачки начальное / конечное, атм | Циркуляция | Объем долива при нормализации забоя, м ³ | Эффективность скважино-операции |
|---------------------------|----------------------------|--|------------|---|---------------------------------|
| 9 | 252 | 100–150 / 80 | Полная | 0 | Положительная |
| 6 | 88 | 100–150 / 80 | Полная | 0 | Положительная |
| 6 | 40 | 100–150 / 80 | Полная | 0 | Положительная |

Табл. 5. Параметры эксплуатации скважины до и после глушения с нормализацией забоя
Tab. 5. Parameters of well operation before and after killing with bottom hole normalization

| | Дебит по жидкости, м ³ /сут | Дебит по нефти, т/сут | Обводненность, % | Забойное давление, МПа | Коэффициент продуктивности, м ³ /сут/атм |
|----------------|--|-----------------------|------------------|------------------------|---|
| До глушения | 47,7 | 40,0 | 1,6 | 5,97 | 0,87 |
| После глушения | 40,6 | 32,6 | 5,4 | 8,54 | 0,87 |

Results

The experience of killing wells in the Verkhnechonsk oil and gas condensate field has been analyzed: as a rule, under uncomplicated conditions the gelled compositions without solids and microcalcite suspensions in the thickened water-salt solution are highly effective. Nevertheless, under conditions of intensive absorptions and high permeability of formation (presence of fractures and ANPD) these technologies are not always effective.

We performed laboratory testing of instantaneous filtration composition for application to control well killing absorptions, including with the following bottom hole normalization – filtration crust formation on the well completion models – proppant and slotted filters was noted. In order to decrease the risk of sedimentation stability loss it is recommended to mix the compound continuously until the moment of injection.

Test runs of the mentioned killing technology with the absorption control were performed at three intervals in the well of Verkhnechonsk oil and gas condensate field. The testing was considered successful and the technology was recommended for commercial application. The results indicate that this approach is promising in the conditions of highly permeable reservoirs of Eastern Siberia.

Conclusions

Thus, the obtained results suggest that in conditions of high permeability values in East Siberian fields it is rational to use compositions with instantaneous filtration for well killing and bottom hole normalization, despite the traditional use of this technology to control absorptions during well drilling and workover operations.

References

1. Nikulin V.Yu., Mukminov R.R., Mukhametov F.H., Nigmatullin T.E., Mikhailov A.G., Hydraulic fracturing overview of promising killing technologies in conditions of abnormally low formation pressures and risks of gas breakthrough Part 2. experience with emulsion and dispersion fluids and comparative results of laboratory testing of formulations. Petroleum Engineering, 2022, Vol. 20, issue 4, P. 82–93. (In Russ).
2. Kraevskii N.N., Islamov R.A., Lind Yu.B. Selection of well killing technology for complex geological and technological conditions. Petroleum Engineering, 2020, Vol. 18, issue 4, P. 16–26. (In Russ).
3. Gusakov V.N., Kraevskiy N.N., Khakimov A.F., Tropin A.Yu., Sahan A.V. Technology of absorption prevention during workover in conditions of low reservoir pressure. Oil industry, 2013, issue 10, P. 50–51. (In Russ).
4. Bondarenko A.V., Islamov Sh.R., Mardashov D.V. The field of effective application of kill fluids of oil and gas wells. Achievements, problems and prospects for the development of the oil and gas industry. Almet'yevsk, 2018. Vol. 1, P. 216–221. (In Russ).
5. Shaydullin V.A., Vakhrushev S.A., Magzumov N.R., Yanson S.O., Akhmerov I.A. Features of killing wells operating fractured formations with abnormally low formation pressures and high gas factor. SPE Russian Petroleum Technology Conference, Virtual, 2020, SPE-202071-MS. (In Eng).
6. Ovcharenko A.V., Devadass M. Assessment on the performance of hollow glass microspheres in low density fluids for workover programs in fractured basement reservoir at the white tiger oil fields, Cuu Long Basin, Vietnam, / SPE/IADC Managed Pressure Drilling and Underbalanced Operations Conference and Exhibition, Kuala Lumpur, Malaysia. 2010. SPE-130326-MS. (In Eng).
7. Taraskin A.V. On the Issue of Improving the Efficiency of Well Killing Fluids (on the Example of the Orenburg Oil and Gas Condensate Field). Young Scientist, 2022, issue 14, P. 23–25. (In Russ.).
8. Shikhaliev I.Yu., Shikhalieva I.S. Prevention of Absorption of Process Fluids and Preservation of Well Productivity in Conditions of Abnormally Low Reservoir Pressures through the Use of Light Emulsions. Neft. Gas. Innovations, 2014, issue 7, P. 26–29. (In Russ.).
9. Nikulin V.Yu., Shaimardanov A.R., Mukminov R.R., Nigmatullin T.E., Apkarimova G.I., Gabbasov B.M., Davletberdina I.B., Andreev A.E., Abdullin A.F. Justification of technology choice to combat absorption of plugging compositions during repair-insulation works in the fields of “RN-Purneftegas” LLC. Oil Industry, 2022, issue 10, P. 48–54. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Никюлин Владислав Юрьевич, главный специалист отдела технологий текущего и капитального ремонта скважин, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия
Для контактов: nikulinvy@bnipi.rosneft.ru

Бритов Евгений Витальевич, главный специалист группы научно-технического развития и инноваций, АО «ВЧНГ», Иркутск, Россия

Мукминов Ринат Рифхатович, к.х.н., старший специалист отдела технологий текущего и капитального ремонта скважин, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

Шангин Андрей Викторович, начальник управления супервайзинга ремонта скважин и скважинных технологий, АО «ВЧНГ», Иркутск, Россия

Хохлов Данил Игоревич, начальник отдела скважинных технологий, АО «ВЧНГ», Иркутск, Россия

Nikulin Vladislav Yuryevich, chief specialist of the well workover and workover technology department, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia
Corresponding author: nikulinvy@bnipi.rosneft.ru

Britov Evgeny Vitalievich, chief specialist of scientific and technical development and innovations group, “VCNG” JSC, Irkutsk, Russia

Mukminov Rinat Rifkhatovich, candidate of chemical sciences, senior specialist of well workover and workover technology department, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia

Shangin Andrey Viktorovich, head of well repair supervision and well technology department, “VCNG” JSC, Irkutsk, Russia

Khokhlov Danil Igorevich, head of wellwork technology department, “VCNG” JSC, Irkutsk, Russia