

Снижение негативного влияния растворов глушения высокой плотности на продуктивность газовых скважин, эксплуатирующих ачимовские коллекторы. Часть 1. Подбор и модификация тяжелых жидкостей глушения

Никulin В.Ю.¹, Mukminov P.P.¹, Nigmatullin T.E.¹, Mukhametov F.H.¹, Khaziev L.B.¹, Subkhangulov A.R.¹, Zakharzhevskiy Yu.A.², Savchuk D.V.², Kurmanchuk N.S.²

¹ООО «РН-БашНИПНефть», Уфа, Россия, ²АО «РОСПАН ИНТЕРНЕШНЛ», Новый Уренгой, Россия
nikulinvy@bnipi.rosneft.ru

Аннотация

В статье рассмотрены особенности и осложнения при глушении газовых скважин в условиях ачимовских коллекторов (пласты Ач₃₋₄ и Ач₅²⁻³ Ново-Уренгойского и Восточно-Уренгойского лицензионных участков). В частности, при глушении происходит интенсивное поглощение жидкостей, снижение продуктивности скважин, коррозионное воздействие на внутрискважинное оборудование и потеря стабильности в условиях высоких температур. Определена зависимость изменения скин-фактора от плотности базового полимер-глинистого бурового раствора, используемого при глушении скважин. На основании проведенного комплекса лабораторных исследований установлено, что модифицированные высокоплотные растворы на основе смеси хлорида и нитрата кальция (плотностью 1 600 кг/м³) и смеси хлорида цинка и бромида кальция (плотностью 1 910 кг/м³) обеспечивают высокое восстановление проницаемости модели пласта после глушения.

Материалы и методы

Анализ результатов применения технологий глушения на Ново-Уренгойском и Восточно-Уренгойском лицензионных участках. Обоснование выбора новой технологии на основе мирового опыта и результатов исследований базовых применяемых жидкостей. Физико-химические и фильтрационные исследования высокоплотных модифицированных солевых растворов в условиях рассматриваемого объекта.

Ключевые слова

Уренгойское месторождение, глушение скважин, газовые скважины, аномально высокое пластовое давление, высокая температура, поглощения, блокирующие составы, суспензии, модификация

Для цитирования

Никulin В.Ю., Mukminov P.P., Nigmatullin T.E., Mukhametov F.H., Khaziev L.B., Subkhangulov A.R., Zakharzhevskiy Yu.A., Savchuk D.V., Kurmanchuk N.S. Снижение негативного влияния растворов глушения высокой плотности на продуктивность газовых скважин, эксплуатирующих ачимовские коллекторы. Часть 1. Подбор и модификация тяжелых жидкостей глушения // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 3. С. 52–57. DOI: 10.24412/2076-6785-2023-3-52-57

Поступила в редакцию: 11.05.2023

OIL PRODUCTION

UDC 622.276.7 | Original Paper

Reducing the negative impact of high density killing solutions on the productivity of gas wells operating achimov reservoirs. Part 1. Selection and modification of heavy killing fluids

Nikulin V.Yu.¹, Mukminov R.R.¹, Nigmatullin T.E.¹, Mukhametov F.H.¹, Khaziev L.B.¹, Subkhangulov A.R.¹, Zakharzhevskiy Yu.A.², Savchuk D.V.², Kurmanchuk N.S.²

¹“RN-BashNIPneft” LLC, Ufa, Russia, ²“ROSPAN INTERNATIONAL” JSC, Novy Urengoy, Russia
nikulinvy@bnipi.rosneft.ru

Abstract

The article deals with peculiarities and complications when killing gas wells in conditions of Achimovsky reservoirs (Ach₃₋₄ and Ach₅²⁻³ formations of Novo-Urengoykiy and Vostochno-Urengoykiy license areas). In particular, there is intensive absorption of liquids, reduction of well productivity, corrosive effect on downhole equipment, and loss of stability in high temperature conditions. The dependence of the change in the skin factor on the density of the basic polymer-clay drilling mud used for killing the well has been determined. On the basis of the conducted complex of laboratory tests it was established that the modified high-density solutions on the basis of calcium chloride and calcium nitrate mixture (density 1 600 kg/m³) and zinc chloride and calcium bromide mixture (density 1 910 kg/m³) provide high recovery of formation model permeability after killing.

Materials and methods

Analysis of the results of application of killing technologies at the Novo-Urengoykiy and Vostochno-Urengoykiy license areas. Substantiation of a choice of new technology on the basis of world experience and results of researches of basic applied fluids. Physical-chemical and filtration studies of high-density modified salt solutions in the conditions of the object in question.

Keywords

Urengoykoe field, well killing, gas wells, abnormally high reservoir pressure, high temperature, fluid loss, blocking compounds, suspensions, modification

For citation

Nikulin V.Yu., Mukminov R.R., Nigmatullin T.E., Mukhametov F.H., Khaziev L.B., Subkhangulov A.R., Zakharzhevsky Yu.A., Savchuk D.V., Kurmanchuk N.S. Reducing the negative impact of high density killing solutions on the productivity of gas wells operating achimov reservoirs. Part 1. Selection and modification of heavy killing fluids. Exposition Oil Gas, 2023, issue 3, P. 52–57. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2023-3-52-57

Received: 11.05.2023

Введение

В настоящее время наблюдается увеличение доли месторождений, эксплуатирующих высокотемпературные пласты с аномально высокими пластовыми давлениями (АВПД). В большинстве случаев данные коллекторы являются водочувствительными, и при наличии риска поглощения жидкости глушения происходит значительное снижение продуктивности скважин [1–3]. Ввиду этого все более актуальной становится задача поиска эффективных технологий глушения скважин в условиях АВПД, позволяющих минимизировать негативное влияние технологических жидкостей на фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) призабойной зоны пласта (ПЗП) при проведении ремонта.

Терригенные ачимовские коллекторы Уренгойского месторождения, эксплуатируемые АО «РОСПАН ИНТЕРНЭШНЛ» (Ново-Уренгойский и Восточно-Уренгойский лицензионные участки), характеризуются высокой пластовой температурой (до 113 °С) и сверхнизкой проницаемостью матрицы (менее $1,2 \times 10^{-3}$ мкм²), что обуславливает

широкое применение гидравлического разрыва пласта (ГРП) (более 95 % фонда скважин). Пластовое давление изменяется в широком диапазоне (21,6–58,7 МПа при глубине по вертикали 3 240–3 770 м) — имеются как зоны аномально низкого давления (АНПД), так и АВПД (рис. 1 — расчетная плотность жидкости глушения скважин (ЖГС) изменяется в диапазоне от 0,61 до 1,81). В совокупности наличие данных факторов, осложняющих глушение скважин, приводит к интенсивным поглощениям технологических жидкостей, потере продуктивности скважин и рискам возникновения газонефтеводопроявлений.

Особые сложности при подборе ЖГС возникают именно для условий АВПД, так как возникает необходимость глушения скважин растворами высокой плотности. Большинство тяжелых жидкостей глушения (ТЖГ) имеют повышенную коррозионную активность, что также усугубляется высокими пластовыми температурами. Зачастую возникает необходимость поиска дополнительных модификаторов с целью снижения скорости коррозии стали в ТЖГ в данных конкретных условиях

и обеспечения совместимости растворов с пластовыми водами. Особое внимание следует уделять стабильности выбранных составов в условиях высоких пластовых температур.

При подборе ТЖГ и блокирующих составов глушения (БСГ) применительно к лицензионным участкам АО «РОСПАН ИНТЕРНЭШНЛ» основными осложняющими факторами являются:

- обеспечение термостабильности составов;
- необходимость модификации составов с целью достижения соответствия их технологических свойств требованиям, предъявляемым к ЖГС.

Еще одним немаловажным фактором, влияющим на доступность и целесообразность применения ТЖГ, является высокая стоимость используемых солей [4, 5].

Базовые технологии глушения, применяемые на месторождении

Поскольку освоение ачимовских отложений существенно сложнее, чем освоение традиционных пород-коллекторов, стандартные технологии, применяемые при ремонте скважин, зачастую не позволяют достичь положительных результатов [6]. В условиях низкопроницаемых коллекторов применение типовых ЖГС, как правило, не обеспечивает сохранения коллекторских свойств продуктивных пластов, представленных терригенными отложениями, и приводит к значительному увеличению продолжительности процесса вызова притока углеводородов после ремонта и снижению продуктивности скважин после глушения. Часто возникает необходимость восстановления продуктивности скважин, что приводит к дополнительным затратам [7, 8].

Можно выделить следующие ЖГС и БСГ, опыт применения которых имеется на объектах АО «РОСПАН ИНТЕРНЭШНЛ» (табл. 1):

- полимер-глинистый буровой раствор (ПГБР) с баритом плотностью до 1,80 г/см³ — базовая технология (~80 % операций глушения скважин);
- классические солевые растворы хлоридов (калия, натрия и кальция) плотностью



Рис. 1. Распределение эксплуатационного фонда скважин АО «РОСПАН ИНТЕРНЭШНЛ» по расчетной плотности ЖГС

Fig. 1. Distribution of “ROSPAN INTERNATIONAL” JSC producing well stock by estimated density of killing fluid

Табл. 1. Опыт глушения скважин на объектах АО «РОСПАН ИНТЕРНЭШНЛ»

Tab. 1. Experience of killing wells at the facilities of “ROSPAN INTERNATIONAL” JSC

№	ЖГС	Результат применения	Варианты снижения рисков
1	ПГБР	Значительное снижение продуктивности скважин. Коэффициент восстановления проницаемости ($k_{восст}$) 38–69 %	1. Отказ от применения (подбор высокоплотных солевых растворов) 2. Обеспечение отсутствия контакта с трещиной ГРП и породой (применение БСГ)
2	Раствор хлорида кальция	Снижение продуктивности скважин ($k_{восст}$ 84–92 %), высокая коррозионная агрессивность	1. Модификация раствора 2. Обеспечение отсутствия контакта с трещиной ГРП и породой (применение БСГ)
3	Высокоплотные солевые растворы $ZnCl_2 + CaCl_2 + Ca(NO_3)_2$ $ZnCl_2 + CaCl_2 + CaBr_2$	Высокая коррозионная агрессивность	Модификация растворов
4	БСГ • ВУС на водной основе; • суспензия на водной основе	Применение тандемной установки ВУС + суспензия в скважинах с АНПД. Поглощения ЖГС — не ликвидированы, прорывы газа — предотвращены	Подбор БСГ для условий АВПД и высоких температур

1,02–1,28 г/см³ — базовая технология (~20 % операций глушения скважин, преобладает применение раствора хлорида кальция);

- ТЖГ на основе смеси минеральных солей (хлорида кальция, хлорида цинка, нитрата или бромида кальция) — неуспешный опыт при единичных скважино-операциях, связанный с высокой коррозионной агрессивностью;
- БСГ с применением вязкоупругих составов (ВУС) на основе сшитых биополимеров (высокомолекулярная ксантановая смола) и суспензий на основе биополимеров с добавлением карбоната кальция и волокнистого материала — единичные операции в условиях АНПД при возникновении рисков поглощений.

Для первичной оценки степени влияния загрязнения ПЗП при использовании ПГБР проведен анализ изменения скин-фактора после глушения скважин без дополнительных геолого-технических мероприятий (плотность ПГБР более 1,15 г/см³). В данном случае в процессе интерпретации результатов исследований интегральный скин-фактор был разделен на две составляющие: характеризующие состояние притрещинной зоны при создании дополнительного фильтрационного сопротивления между скважиной и пластом и характеризующие влияние ПГБР на трещину ГРП (рис. 2).

В большинстве случаев наблюдается изменение интегрального скин-фактора, на которое преобладающее влияние оказывает скин-фактор, характеризующий загрязнение трещин ГРП. Отмечается, что с увеличением плотности ПГБР, т.е. с увеличением содержания твердых частиц в ПГБР, интенсивнее происходит ухудшение фильтрационно-емкостных свойств ПЗП из-за проникновения раствора и оседания барита. Влияние ПГБР на изменение скин-фактора рассмотренных добывающих скважин Ново-Уренгойского и Восточно-Уренгойского лицензионных участков можно оценить следующими зависимостями:

$$\Delta S = 10,22 \times \rho - 11,86, \quad (1)$$

$$\Delta S_{geom} = 8,28 \times \rho - 9,61, \quad (2)$$

$$\Delta S_{mex} = 2,16 \times \rho - 2,53, \quad (3)$$

где ΔS — изменение интегрального скин-фактора после глушения с применением ПГБР, д. ед.; ΔS_{geom} — изменение скин-фактора,

характеризующего влияние на трещину ГРП, после глушения с применением ПГБР, д. ед.; ΔS_{mex} — изменение скин-фактора, характеризующего влияние на притрещинную зону пласта, после глушения с применением ПГБР, д. ед.; ρ — плотность ПГБР, г/см³.

Учитывая значительное снижение продуктивности добывающих скважин после применения базовых технологий глушения в условиях рассматриваемых объектов, необходимо провести комплекс исследований для подбора новых составов и технологий глушения, обеспечивающих сохранение коллекторских свойств при проведении текущего и капитального ремонта скважин.

Для более детальной оценки влияния базовых ЖГС на продуктивность скважин проведены лабораторные исследования (ЛИ). Также в рамках проводимых ЛИ необходимо выявить особенности проведения исследований, которые следует учесть при дальнейшем тестировании новых ТЖГ. Комплекс исследований состоял из следующих этапов:

1. Определение физико-химических свойств составов. Установлено, что скорость коррозии стали Ст3 в базовой ЖГС на основе хлорида кальция значительно превышает нормативный показатель и составляет 0,5 мм/год.
2. Определение влияния ЖГС на фильтрационные свойства пласта по оценке коэффициента восстановления проницаемости ($k_{восст}$) водонасыщенного керна по модели пластовой воды (МПВ). По результатам анализа выборки керна принято решение провести исследования на образцах керна двух проницаемостей — $0,2 \times 10^{-3}$ мкм² и $0,8 \times 10^{-3}$ мкм². По результатам данных исследований коэффициенты восстановления проницаемости не превышают 92 % (рис. 3). Можно также отметить, что ПГБР оказывает более негативное влияние на керн, чем раствор хлорида кальция.
3. Дополнительно для сравнения проведены опыты по фильтрации более подвижной газовой фазы после воздействия ЖГС на керн с большей проницаемостью ($0,8 \times 10^{-3}$ мкм²), коэффициент восстановления проницаемости для которой должен оказаться выше, чем для МПВ. Данное предположение было подтверждено, получены значения 99–100 %, что коррелирует с результатами гидродинамических исследований — влияние базовых ЖГС на породу за трещиной ГРП

значительно ниже общего снижения продуктивности скважины. Тем не менее в условиях малых проницаемостей, где при измерении газопроницаемости наиболее заметно отклонение от закона Дарси из-за эффекта скольжения газа, проведение подобных исследований для оценки влияния жидкостей на ФЕС образцов породы требует дополнительной проработки методики интерпретации результатов.

Таким образом, в дальнейших исследованиях при подборе новых ЖГС степень влияния высокоплотных солевых растворов на коллектор следует оценивать по параметру «Коэффициент восстановления проницаемости керна по МПВ» — не менее 92 %. Значения восстановления проницаемости по газу использовать для формирования рейтинга ТЖГ.

Для оценки механизма снижения продуктивности скважин проведены опыты по влиянию ПГБР на модель трещины ГРП (пропантная набивка) при фильтрации различных флюидов, по результатам которых также отмечаются высокие коэффициенты восстановления проницаемости (МПВ — 98 %, керосин — 96 %, газ — 97 %). Полученные данные свидетельствуют о высокой степени выноса ПГБР из модели трещины ГРП при фильтрации газа.

В данном случае при интерпретации полученных результатов следует учитывать, что исследования проведены на модели пропантной пачки. Следовательно, при проведении фильтрационного тестирования частицы ПГБР проникают в проппант и затем быстро вымываются (скорость фильтрации газа, которую можно создать на фильтрационной установке, составляет 0,17–1,70 м/ч). Но в условиях скважины ПГБР проникает сначала в трещину ГРП, а его фильтрат — также и в породу за трещиной. В областях на границе «проппант — порода», где скапливается наибольшее количество частиц ПГБР, будет минимальная скорость фильтрации газа в трещине ГРП при освоении (расчетные значения по данным дебитов скважин и геометрических параметров трещин ГРП — 0,06 м/ч и более), что приведет к низкому качеству извлечения ПГБР и увеличению неоднородности трещины ГРП (рис. 4). Для сравнения: на границе «трещина ГРП — скважина» скорость фильтрации газа составляет 1,75–9,26 м/с. Это и наблюдается по результатам гидродинамических исследований — наиболее негативное воздействие раствор оказывает именно на трещину.

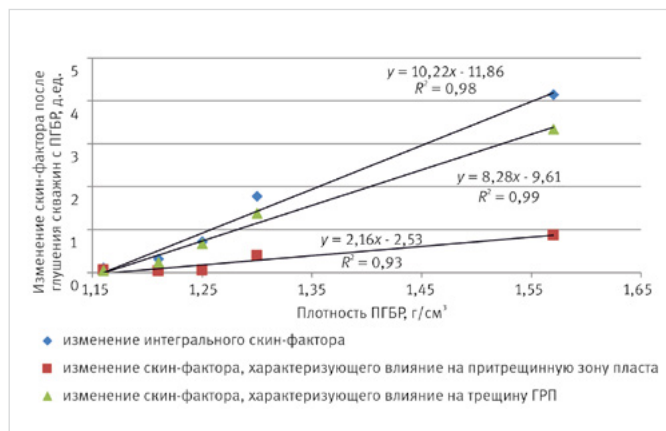


Рис. 2. Изменение скин-фактора при применении ПГБР
Fig. 2. Change of skin factor when using polymer-clay drilling

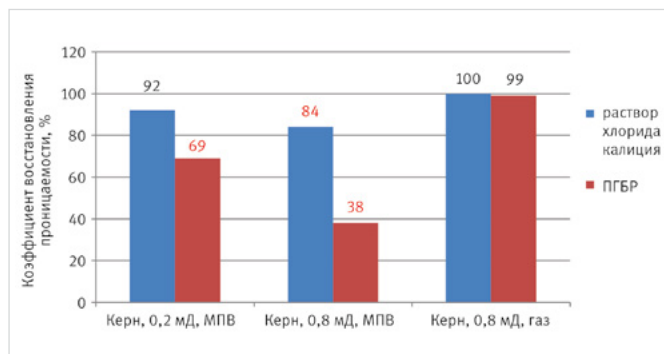


Рис. 3. Коэффициент восстановления проницаемости моделей пористых сред по воде и газу после воздействия на них базовых ЖГС
Fig. 3. Permeability recovery coefficient of porous media models for water and gas after exposure to base killing fluid

Лабораторные исследования ТЖГ

При подборе ЖГС высокой плотности для условий АО «РОСПАН ИНТЕРНЭШНЛ» могут быть реализованы следующие подходы.

1. Разработка рецептуры ТЖГ на основе доступных на рынке индивидуальных тяжелых солей [9] с добавлением модификаторов: ингибиторов коррозии (ИК), ингибиторов солеотложения (ИСО), гидрофобизаторов. По результатам аналогичных исследований, проведенных в ООО «Газпромнефть НТЦ», в условиях больших объемов потребления растворов высокой плотности и широкого круга объектов исследователями принято решение по разработке собственных рецептур ТЖГ, адаптированных к конкретным условиям [10].

2. Подбор и модификация товарных марок ТЖГ, представленных на рынке. Поскольку нашей задачей является подбор комплексной технологии глушения для максимального диапазона пластовых давлений в условиях одного объекта при минимальных затратах времени и ресурсов, в рамках проводимых исследований данное направление подбора составов является ключевым.

ТЖГ для проведения ЛИ были выбраны с учетом имеющегося в АО «РОСПАН ИНТЕРНЭШНЛ» опыта применения солевых растворов. В первую очередь было определено соответствие технологических свойств альтернативных ЖГС техническим условиям.

Исследования существенно осложнила проблема низкого качества реагентов, предоставляемых поставщиками технологий для приготовления высокоплотных ЖГС. Так, две ТЖГ с плотностью 1,80 и 1,85 г/см³ не были допущены к ЛИ по причине невозможности приготовления растворов с заявленной производителем плотностью. В обоих случаях при приготовлении рассолов наблюдалось выпадение осадка из нерастворимых солей

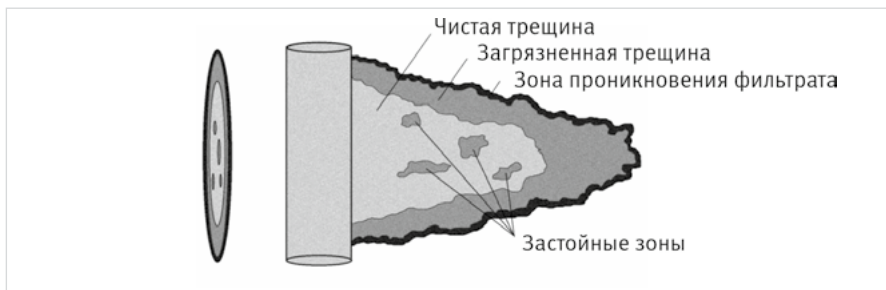


Рис. 4. Загрязнение ПЗП при глушении скважины ПГБР

Fig. 4. Contamination of bottomhole zone when killing the well with polymer-clay drilling mud

в количестве до 30 % от общего объема ТЖГ (рис. 5).

Рецептуры двух других исследуемых ТЖГ потребовали дополнительной модификации с учетом их применимости к условиям месторождений АО «РОСПАН ИНТЕРНЭШНЛ».

- Исследования проводились в три этапа:
1. анализ технической документации;
 2. определение технологических свойств (коррозионная агрессивность, объемное расширение керна, температура застывания, совместимость с пластовыми и технологическими жидкостями, плотность, коэффициент восстановления проницаемости) (табл. 2, рис. 6);
 3. обработка и анализ результатов.

ТЖГ № 1 (плотность 1,60 г/см³)

Первым тяжелым раствором, допущенным к дальнейшим исследованиям, стала жидкость на основе хлорида и нитрата кальция плотностью 1,60 г/см³. Исходная рецептура, предложенная поставщиком технологии, не соответствовала нормативному показателю «скорость коррозии». После подбора ИК выявлено осложнение в виде несовместимости с МПВ, что также было решено подбором ИСО после проведения ряда исследований. После модификации и проведения

фильтрационных исследований (рис. 6, коэффициент восстановления проницаемости 92–96 %) состав допущен к промышленным испытаниям в качестве альтернативной ЖГС. При совместном использовании ТЖГ № 1 и соляной кислоты или глиноуксусной кислоты имеется риск разрушения ЖГС (выделение газа, образование взвеси белого цвета, изменение цвета ТЖГ) — необходимо предусмотреть применение буферной жидкости. Следует отметить, что вопрос совместимости ТЖГ с пластовыми водами также может быть решен не подбором ИСО, а варьированием массового соотношения компонентов раствора и изменением pH [11], но в условиях тестирования товарных марок проблема решена подбором ингибиторов.

ТЖГ № 2 (плотность 1,91 г/см³)

Следующая жидкость, прошедшая входной контроль, — на основе смеси хлорида цинка и бромиды кальция плотностью 1,91 г/см³. Исходная рецептура не соответствовала нормативным показателям «скорость коррозии» и «объемное расширение керна при контакте с раствором глушения». И если проблема высокой скорости коррозии была решена подбором ИК, то для снижения объемного расширения керна принято решение

Табл. 2. Результаты исследований растворов глушения

Tab. 2. Results of research on killing fluids

Параметр	Раствор CaCl ₂	ПГБР	ТЖГ № 1	ТЖГ № 2
Плотность, г/см ³	1,27	1,81	1,60	1,91
Скорость коррозии стали Ст3 при 90 °С (базовый/модифицированный), мм/год	0,180/–	0,017/–	0,150/0,078	0,200/0,100
Температура застывания, °С	-51,0	-0,3	-35,0	< -60,0
Количество взвешенных частиц, мг/л	–	–	11,43	16,34
Объемное расширение керна, д. ед. (% относительно МПВ)	1,14 (2,7 %)	1,05 (5,4 %)	1,2 (8,1 %)	1,44 (30 %)



Рис. 5. Внешний вид ТЖГ, не допущенных до комплекса ЛИ: происходит выпадение осадка, снижение целевой плотности ТЖГ
Fig. 5. Appearance of heavy killing liquids not admitted to the set of laboratory tests: there is precipitation, decrease in the target density of the heavy killing liquid

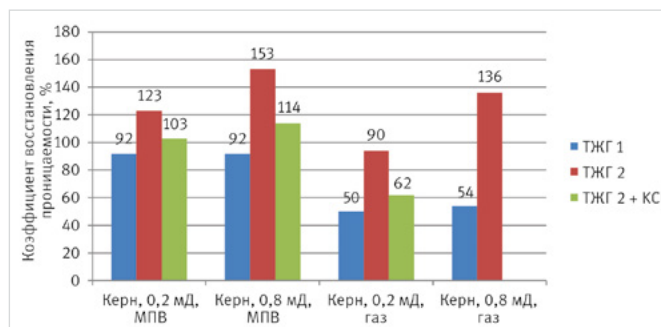


Рис. 6. Коэффициент восстановления проницаемости моделей пористых сред по МПВ и газу после воздействия на них ТЖГ
Fig. 6. Permeability recovery coefficient of porous media models by formation water and gas model after exposure to heavy killing fluids

закачки оторочки хлорида калия (KCl) в качестве ингибитора набухания глин. При проведении фильтрационных исследований было установлено, что коэффициент восстановления проницаемости керн, предварительно обработанного раствором KCl, по МПВ после воздействия на него раствора ТЖГ № 2 составляет 103–114 % (рис. 6). В опытах, проведенных без предварительной закачки в керн раствора KCl, коэффициент восстановления проницаемости достигал значений 116–153 %.

Данный эффект увеличения исходной проницаемости керн требует проведения специальных исследований для дальнейшего изучения, но, возможно, объясняется растворением карбонатной составляющей керн — рН раствора ~2–3, и, в отличие от ТЖГ № 1, данная жидкость совместима с соляной кислотой. Косвенно данный механизм подтверждается опытами с предварительной закачкой оторочки раствора хлорида калия, который частично нейтрализует воздействие жидкости глушения на породу. Также в исходной рецептуре ТЖГ № 2 могут присутствовать различные компоненты, такие как ПАВ, ИК, которые могут способствовать промывке пор керн и, как следствие, увеличению его исходной проницаемости.

Итоги

Оценено влияние базовых растворов глушения (ПГБР, раствор хлорида кальция) на снижение проницаемости горной породы терригенного коллектора $A_{ч3-4}$ и $A_{ч5}^{2-3}$ Ново-Уренгойского и Восточно-Уренгойского лицензионных участков по данным гидродинамических и лабораторных исследований. Определена зависимость изменения скин-фактора после применения ПГБР при глушении скважин от плотности используемого раствора. Выявлено, что с увеличением плотности раствора пропорционально снижается проницаемость.

Для проведения экспериментальных исследований выбраны комбинированные высокоплотные солевые растворы на основе смеси хлорида и нитрата кальция (плотностью 1 600 кг/м³) и смеси хлорида цинка и бромида кальция (плотностью 1 910 кг/м³). Определены физико-химические свойства отобранных для исследований растворов для глушения скважин. Оценено влияние данных растворов на изменение проницаемости горной породы терригенного коллектора $A_{ч3-4}$ и $A_{ч5}^{2-3}$ Ново-Уренгойского и Восточно-Уренгойского лицензионных участков. После модификации рецептур ТЖГ № 1–2 рекомендованы к промышленным испытаниям для глушения скважин с сохранением продуктивности при

ремонте. Для ТЖГ № 2 отмечен эффект увеличения исходной проницаемости керн, который, возможно, объясняется растворением карбонатной составляющей породы.

Выводы

Полученные результаты позволяют описать механизм загрязнения трещины ГРП при глушении газовых скважин полимер-глинистым буровым раствором в условиях ачимовских коллекторов Ново-Уренгойского и Восточно-Уренгойского лицензионных участков и рекомендовать для применения модифицированные высокоплотные растворы на основе смеси хлорида и нитрата кальция (плотностью 1 600 кг/м³) и смеси хлорида цинка и бромида кальция (плотностью 1 910 кг/м³).

Рекомендации

1. ЖГС высокой плотности не рекомендуется применять в условиях ачимовских коллекторов без модификации или обеспечения отсутствия контакта с пластовой водой, породой пласта и проппантом.
2. После модификации рецептуры ТЖГ № 1–2 рекомендованы к промышленным испытаниям для глушения скважин в условиях ачимовских коллекторов с сохранением продуктивности при ремонте. Эффект увеличения исходной проницаемости керн при контакте с ТЖГ № 2 требует дальнейшего более детального изучения.

Литература

1. Акимов О.В., Здольник С.Е., Худяков Д.Л., Тяпов О.А., Гусаков В.Н., Краевский Н.Н. Технологии глушения скважин с гидроразрывом пласта в условиях аномально высоких и аномально низких пластовых давлений // Нефтяное хозяйство. 2010. № 2. С. 92–95.
2. 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.
3. Вахрушев С.А., Гамолин О.Е., Беленкова Н.Г., Шайдуллин В.А., Ахмеров И.А. Особенности выбора технологий глушения скважин с высоким пластовым давлением на месторождениях ООО «Башнефть-Добыча» // Нефтяное хозяйство. 2018. № 9. С. 111–115.
4. Кунакова А.М., Дурягин В.Н. Повышение экономической эффективности глушения скважин с использованием новых технологических жидкостей // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2016. № 2.

С. 61–63.

5. Здольник С.Е., Хандрико А.Н., Аханкин О.Б., Латыпов А.Р., Гусаков В.Н., Телин А.Г., Литвиненко В.А. Глушение скважин с контролем поглощения в условиях интенсификации разработки терригенных коллекторов // Нефтяное хозяйство. 2007. № 11. С. 62–65.
6. Тишкевич С.В., Котов И.А., Коротченко А.Н., Петров А.А. Применение интеллектуальных систем при глушении скважин с аномально высокими пластовыми давлениями (Ачимовские отложения) // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2022. Т. 7. № 2. С. 85–89.
7. Фоломеев А.Е., Вахрушев С.А., Хатмуллин А.Р., Малинин А.В., Ленченкова Л.Е., Туриянов А.Р., Давиденко И.С. Снижение негативного воздействия технологических жидкостей на продуктивные объекты Соровского месторождения путем их модификации // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2022. Т. 333. № 2. С. 26–37.
8. Фоломеев А.Е., Хатмуллин А.Р., Имамудинова А.А., Мингалишев Ф.К., Шайхнуров М.Ф., Беленкова Н.Г., Апкаримова Г.И., Рахимова А.В., Макатров А.К. Адаптация технологии обработки призабойной зоны скважин для условий низкопроницаемых терригенных коллекторов // Нефть. Газ. Новация. 2022. № 8. С. 77–82.
9. Кунакова А.М., Карпов А.А., Макарова А.М. Разработка новых рецептур тяжелых жидкостей глушения плотностью до 1600 кг/м³ для условий месторождений «Газпром Нефти» // Нефтяное хозяйство. 2021. № 12. С. 34–38.
10. Кунакова А.М., Карпов А.А., Прудовская Н.А. Исследование товарных форм тяжелых жидкостей глушения плотностью до 1600 и 1800 кг/м³ для оценки возможности применения в условиях месторождений «Газпром нефти» // Нефтяное хозяйство. 2022. № 6. С. 76–81.
11. Al-Ibrahim A., Al-Bader H., Subban P., Duggirala V.S., Ayyavoo M.M. Preserving Great Discoveries by Using Non-Damaging Killing Fluid During the Temporary Abandonment of HPHT Exploratory Wells. Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference, Abu Dhabi, UAE, November 2018, SPE-192670-MS. (In Eng).

ENGLISH

Results

Influence of basic killing solutions (polymer-clay drilling mud, calcium chloride solution) on rock permeability decrease in terrigenous reservoirs $A_{ч3-4}$ and $A_{ч5}^{2-3}$ of Novo-Urengoi and Vostochno-Urengoi license areas according to hydrodynamic and laboratory studies has been estimated. Dependence of change in skin factor after using polymer-clay drilling mud during well killing on the density of the mud used has been determined. It was defined that permeability decreases proportionally with the increase of the solution density.

Combined high-density salt solutions on the basis of calcium chloride and calcium nitrate mixture (density 1 600 kg/m³) and zinc chloride and calcium bromide mixture (density 1910 kg/m³) have

been chosen for experimental studies. Physicochemical properties of the well killing solutions selected for the research have been determined. Effect of these solutions on swelling and change of permeability of terrigenous reservoir rock of $A_{ч3-4}$ and $A_{ч5}^{2-3}$ of Novo-Urengoi and Vostochno-Urengoi license areas has been evaluated. After a modification of formulations of heavy killing fluids № 1-2 have been recommended for field tests for killing wells with the preservation of productivity during workover. For heavy killing fluid № 2 an effect of increase of initial core permeability was registered, which may be explained by dissolution of carbonate component of rocks.

Conclusions

Thus, the obtained results allow describing the mechanism of fracture contamination during killing gas wells with polymer-clay drilling mud in conditions of Achimovsky reservoirs of Novo-Urengoykiy and Vostochno-Urengoykiy license areas and to recommend modified high-density muds based on a mixture of calcium chloride and calcium nitrate (density 1 600 kg/m³) and a mixture of zinc chloride and calcium bromide (density 1 910 kg/m³) for application

References

1. Akimov O.V., Zdolnik S.E., Khudyakov D.L., Tyapov O.A., Gusakov V.N., Kraevskiy N.N. Well kill technologies with fluid loss control for hydro-fractured wells under ahfp and alfp conditions. Oil industry, 2010, issue 2, P. 92–95. (In Russ).
2. 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).
3. Vahrushev S.A., Gamolin O.E., Belenkova N.G., Shaydullin V.A., Akhmerov I.A. Special aspects of selection of high-pressure well-killing technology at oilfields of BASHNEFT-Dobycha LLC. Oil Industry, 2018, issue 9, P. 111–115. (In Russ).
4. Kunakova A.M., Duryagin V.N. The improvement of economic efficiency of the well control process by the implementation of new process liquids. PRONEFT. Professionally about oil, 2016, issue 2, P. 61–63. (In Russ).
5. Zdolnik S.E., Khandriko A.N., Akhankin O.B.,

- Latypov A.R., Gusakov V.N., Telin A.G., Litvinenko V.A. Technologies of killing of wells with lost return control in conditions of an intensification of terrigenous reservoirs development. Oil Industry, 2007, issue 11, P. 62–65. (In Russ).
6. Tishkevich S.V., Kotov I.A., Korotchenko A.N., Petrov A.A. The use of intelligent systems when killing fluids with anomaly high formation pressures (Achimov deposits). PRONEFT. Professionally about oil, 2022, Vol. 7, issue 2, P. 85–89. (In Russ).
7. Folomeev A.E., Vakhrushev S.A., Khatmullin A.R., Malinin A.V., Lenchenkova L.E., Turiyanov A.R., Davidenko I.S. Reducing the negative impact of workover fluids on sorovskoe oilfield sandstone formation by their modification. Bulletin of the Tomsk polytechnic university. Geo assets engineering, 2022, Vol. 333, issue 2, P. 26–37. (In Russ).
8. Folomeev A.E., Khatmullin A.R., Imamutdinova A.A., Mingalishv F.K., Shaikhurov M.F., Belenkova N.G.,

- Apkarimova G.I., Rakhimova A.V., Makatrov A.K. Acidizing Technology adaptation for tight sandstone formations. Oil. Gas. Innovations, 2022, issue 8, P. 77–82 (In Russ).
9. Kunakova A.M., Karpov A.A., Makarova A.M. Development of new formulations of heavy well killing fluids with density of up to 1 600 kg/m³ for the conditions of the fields of Gazprom Neft. Oil Industry, 2021, issue 12, P. 34–38. (In Russ).
10. Kunakova A.M., Karpov A.A., Prudovskaya N.A. Research of finished heavy killing fluids with a density of up to 1600 kg/m³ and up to 1800 kg/m³ for the fields conditions of the Gazprom Neft. Oil Industry, 2022, issue 6, P. 76–81. (In Russ).
11. Al-Ibrahim A., Al-Bader H., Subban P., Duggirala V.S., Ayyavoo M.M. Preserving Great Discoveries by Using Non-Damaging Killing Fluid During the Temporary Abandonment of HPHT Exploratory Wells. Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference, Abu Dhabi, UAE, November 2018, SPE-192670-MS. (In Eng).

Recommendations

1. It is not recommended to use killing fluids in large quantities in the conditions of expected objects without changes or presence of probability of contact with formation water, stratum rock and proppant.
2. After a modification the formulations of heavy killing fluids № 1–2 are recommended for field tests for killing wells with the preservation of their productivity during workover.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

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

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

Нигматуллин Тимур Эдуардович, начальник отдела технологий текущего и капитального ремонта скважин, ООО «РН-БашНИПнефть», Уфа, Россия

Мухаметов Флюс Ханифович, старший специалист отдела технологий текущего и капитального ремонта скважин, ООО «РН-БашНИПнефть», Уфа, Россия

Хазиев Ленар Бахтигареевич, специалист лаборатории физико-химических исследований, ООО «РН-БашНИПнефть», Уфа, Россия

Субхангулов Азамат Ришатovich, специалист лаборатории исследования технологических жидкостей, ООО «РН-БашНИПнефть», Уфа, Россия

Захаржевский Юрий Александрович, начальник отдела повышения эффективности разработки и эксплуатации месторождений, АО «РОСПАН ИНТЕРНЭШНЛ», Новый Уренгой, Россия

Савчук Данил Владимирович, начальник управления разработки месторождений, АО «РОСПАН ИНТЕРНЭШНЛ», Новый Уренгой, Россия

Курманчук Никита Сергеевич, ведущий специалист отдела повышения эффективности разработки и эксплуатации месторождений, АО «РОСПАН ИНТЕРНЭШНЛ», Новый Уренгой, Россия

Nikulin Vladislav Yuryevich, chief specialist of current and workover technologies department, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia
Corresponding author: nikuliny@bnipi.rosneft.ru

Mukminov Rinat Rifkhatovich, ph.d. of chemical sciences, leading specialist of the current and workover technologies department, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia

Nigmatullin Timur Eduardovich, head of the current and workover technologies department, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia

Mukhametov Flyus Khanifovich, senior specialist of the current and workover technologies department, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia

Khaziev Lenar Bakhtigarevich, specialist of the laboratory of physical and chemical research, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia

Subkhangulov Azamat Rishatovich, specialist of the technological fluids research laboratory, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia

Zakharzhevskiy Yuriy Alexandrovich, head of the department of improving efficiency of field development and operation, “ROSPAN INTERNATIONAL” JSC, Novy Urengoy, Russia

Savchuk Danil Vladimirovich, head of the field development department, “ROSPAN INTERNATIONAL” JSC, Novy Urengoy, Russia.

Kurmanchuk Nikita Sergeevich, leading specialist of the department of enhancing efficiency of field development and operation, “ROSPAN INTERNATIONAL” JSC, Novy Urengoy, Russia