

# Снижение негативного влияния растворов глушения высокой плотности на продуктивность газовых скважин, эксплуатирующих ачимовские коллекторы. Часть 2. Обоснование применения блокирующих составов

Никулин В.Ю.<sup>1</sup>, Мукминов Р.Р.<sup>1</sup>, Нигматуллин Т.Э.<sup>1</sup>, Мухаметов Ф.Х.<sup>1</sup>, Хазиев Л.Б.<sup>1</sup>, Субхангулов А.Р.<sup>1</sup>, Захаржевский Ю.А.<sup>2</sup>, Савчук Д.В.<sup>2</sup>, Курманчук Н.С.<sup>2</sup>

<sup>1</sup>ООО «РН-БашНИПнефть», Уфа, Россия, <sup>2</sup>АО «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 Ач<sub>3-4</sub> и Ач<sub>5</sub><sup>2-3</sup> Ново-Уренгойского и Восточно-Уренгойского лицензионных участков) с применением блокирующих составов. На основании проведенного комплекса исследований установлено, что суспензионные блокирующие составы, загущенные ксантаном и крахмалом, применимы для блокирования призабойной зоны в условиях наличия трещин гидравлического разрыва пласта и выдерживают репрессию не менее 14 МПа. Подтверждена перспективность продолжения исследований блокирующих составов, загущенных поверхностно-активными веществами.

## Материалы и методы

Обоснование выбора новой технологии глушения с блокированием призабойной зоны на основе мирового опыта и анализа геолого-технических условий Ново-Уренгойского и Восточно-Уренгойского лицензионных участков. Физико-химические и фильтрационные исследования высокоплотных блокирующих составов глушения 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

Никулин В.Ю., Мукминов Р.Р., Нигматуллин Т.Э., Мухаметов Ф.Х., Хазиев Л.Б., Субхангулов А.Р., Захаржевский Ю.А., Савчук Д.В., Курманчук Н.С. Снижение негативного влияния растворов глушения высокой плотности на продуктивность газовых скважин, эксплуатирующих ачимовские коллекторы. Часть 2. Обоснование применения блокирующих составов // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 4. С. 16–21. DOI: 10.24412/2076-6785-2023-4-16-21

Поступила в редакцию: 26.05.2023

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 2. Rationale for the use of blocking compositions

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

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

## Abstract

The article considers peculiarities and complications of killing gas wells in Achimov reservoirs (Ach<sub>3-4</sub> and Ach<sub>5</sub><sup>2-3</sup> formations of Novo-Urengoi and Vostochno-Urengoi license areas) using blocking compositions. The research has shown that suspension blocking compositions thickened with xanthan and starch are applicable for blocking of the bottom-hole zone in the presence of hydraulic fractures and withstand repression of no less than 14 MPa. The prospects of continuing research of blocking compositions thickened with surface active substances have been confirmed.

## Materials and methods

Rationale for a new technology for killing with bottomhole zone blocking based on international experience and analysis of geological and technical conditions of the Novo-Urengoi and Vostochno-Urengoi license areas. Physical-chemical and filtration studies of high-density blocking compositions in the conditions of the object in question.

## Keywords

Urengoi 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 2. Rationale for the use of blocking compositions. Exposition Oil Gas, 2023, issue 4, P. 16–21. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2023-4-16-21

Received: 26.05.2023

## Введение

Данная работа является продолжением исследований [1], направленных на подбор и адаптацию новых эффективных технологий глушения в условиях ачимовских коллекторов посредством проведения комплекса аналитических и лабораторных исследований. Ранее было отмечено, что интенсивное поглощение полимер-глинистого бурового раствора (ПГБР) в трещины гидравлического разрыва пласта (ГРП) при глушении скважин приводит к значительному снижению продуктивности скважин, что требует применения модифицированных высокоплотных солевых растворов либо блокирующих составов глушения (БСГ) для минимизации поглощений и разобщения раствора глушения с продуктивным пластом.

## Опыт глушения высокотемпературных скважин с применением БСГ

Для сохранения продуктивности скважин и разобщения тяжелой жидкости глушения (ТЖГ) с пластом, а также для уменьшения объема ТЖГ [1], который будет проникать в высокопроницаемую трещину ГРП при глушении, рассмотрена возможность применения БСГ (для обеспечения отсутствия контакта ТЖГ с пластом, или для борьбы с поглощениями). Основываясь на матрице принятия решений по выбору потенциально эффективных подходов для глушения скважин, исходя из совокупности условий, осложняющих проведение текущего и капитального ремонта скважин [2, 3], следует отметить, что в условиях газовых скважин и высоких пластовых температур для блокирования призабойной зоны пласта (ПЗП) предпочтение следует отдавать вязкоупругим составам (ВУС) на основе поверхностно-активных веществ (ПАВ) и суспензиям с искусственно вводимой твердой фазой. Причем последние имеют приоритет в случаях наличия трещин ГРП. Применимость БСГ в условиях аномально высоких пластовых давлений (АВПД) определяется достижением целевой плотности в соответствии с коэффициентом аномальности пластового давления, но не менее плотности ТЖГ, либо минимизацией влияния данного параметра на эффективность блокирования (например, при формировании низкопроницаемой корки на стенке скважины).

В зарубежной практике встречается классификация условий, характеризующих коллекторы по температуре и давлению, в соответствии с которой рассматриваемые в данной работе пласты не относят к высокотемпературным (например, температура менее 150 °С, давление менее 69 МПа) [4]. Несмотря на это, успешный опыт применения технологий глушения в данных условиях ограничен, и в рамках поиска новых решений в данном обзоре высокотемпературными приняты условия, при которых температура пласта превышает 90 °С.

Рассмотрим опыт глушения скважин с применением БСГ в аналогичных условиях подробнее.

## ВУС на основе полимеров

Более подробно описанный в опубликованных источниках опыт применения ВУС при глушении скважин представлен в работе [2]. Особое внимание следует обратить на успешное применение ВУС в условиях аномально низких пластовых давлений (АНПД) на основе гуаровых полимеров в терригенных коллекторах с трещинами ГРП (месторождения ООО «РН-Пурнефтегаз») и карбонатных

трещиноватых коллекторах (месторождение им. Р. Требса) при температурах до 95 °С.

В области АВПД в отечественной практике отмечается применение БСГ на основе сшитых ксантана и полианионной целлюлозы (плотность до 1,5 г/см<sup>3</sup>) [5], а в зарубежной — карбоксиметилгидроксиэтилцеллюлозы (Мексиканский залив) [6]. Отдельно следует отметить и случаи применения предварительно сшитого геля из гидроксиэтилцеллюлозы [7]. Состав готовится перед закачкой в скважину путем простого смешивания заранее приготовленного сшитого геля с соевым раствором в объемном соотношении один к одному. Также отмечается применимость предварительно сшитого геля термостойкого полимера на основе акриламида и ацетата хрома в качестве сшивателя [8]. Несмотря на то, что данные составы получили более широкое распространение для изоляции водопритока, их применение является одним из перспективных направлений глушения скважин в условиях значительных поглощений. При закачке предварительно сшитого геля, обладающего низкой вязкостью, вследствие увеличения температуры по стволу скважины гель постепенно набирает прочность ввиду образования ковалентной связи при протекании реакции с органическими сшивателями: полиэтиленгликолем или гексаметилентетраминном, либо с обоими реагентами. Зрелый полимерный гель обладает высокой вязкостью, прочностью и термической стабильностью при температуре 150 °С.

## ВУС на основе ПАВ

При более высоких температурах и АВПД в зарубежной практике отмечается успешное применение ВУС на основе цвиттер-ионных ПАВ в газовых скважинах как с высокопроницаемым коллектором (Индонезия, Южно-Китайское море), так и при наличии трещин ГРП (Саудовская Аравия) или естественных трещин (месторождение Sichuan Basin, Китай). Успешность данных технологий объясняется большей термостабильностью по сравнению с полимерными композициями и меньшим риском ухудшения фильтрационно-емкостных свойств ПЗП. Мицеллы, образующиеся в рассоле при загущении реагентами на основе ПАВ, имеют сетевую структуру, что придает составу повышенную вязкость и вязкоупругость.

## Суспензии на водно-полимерной основе

Более подробно описанный в опубликованных источниках опыт применения суспензий при глушении скважин представлен в работе [3].

В ПАО «НК «Роснефть» в карбонатных коллекторах в условиях АНПД отмечено применение суспензий, загущенных смесью биополимеров (месторождение им. Р. Требса, месторождения Оренбургской области). В терригенных коллекторах при АВПД широкое применение имеют составы, разработанные ООО «РН-БашНИПинефть» — БСГ-МК и БСГ-Галит, загущенные смесью ксантана и полианионной целлюлозы с кислото- или водорастворимым кольматантом [9, 10] (например, в ООО «РН-Юганскнефтегаз»).

В зарубежной практике описано успешное применение суспензии на основе гидроксиэтилцеллюлозы на месторождении Бомбей, отличающемся низкой вертикальной проницаемостью, с последующим проведением операции по ограничению притока воды. В качестве твердых частиц применяли

кальцит, бентонит и/или ореховую скорлупу. На месторождениях Норвежской части Северного моря также применен термостойкий БСГ (на основе формиатов калия и натрия) с твердой фазой [11]. Отмечается, что применение линейных гелей без твердых частиц в высокотемпературных скважинах может снижать продуктивность, а для эффективного блокирования пласта потребуется не менее 120 кг/м<sup>3</sup> твердых частиц требуемого фракционного состава.

В работе [12] описывается разработка высокотемпературного полимера-загустителя раствора на основе хлористого кальция и бромистого цинка с кольматантом. В качестве замены ксантана и сшитого крахмала разработан двухкомпонентный загуститель, который изготовлен из комбинации полимера и ПАВ.

## Суспензии на эмульсионной основе

Данные системы — инвертные эмульсионные растворы (ИЭР), являются оптимальными ЖГС на нефтяной основе с высокой плотностью и низким содержанием твердых частиц, позволяющими минимизировать повреждения ПЗП. Заданная плотность ИЭР достигается за счет регулирования плотности водной фазы (тяжелого рассола). Например, в Норвежской части Северного моря испытаны ИЭР плотностью до 1,7 г/см<sup>3</sup> (при использовании в качестве водной фазы раствора формиата цезия плотностью 2,2 г/см<sup>3</sup>) с концентрацией твердых частиц 60–90 кг/м<sup>3</sup>. По результатам опытно-промышленных испытаний первоначальная продуктивность скважины оказалась выше ожидаемой в 3–4 раза по сравнению с применением БСГ на водной основе CaCl<sub>2</sub>/CaBr<sub>2</sub>. Основным недостатком ИЭР (кроме общих недостатков с растворами на углеводородной основе) является их обратимость при повышенном содержании твердой фазы. Также следует отметить сложности извлечения устойчивых обратных эмульсий из ПЗП, что в условиях низкопроницаемых коллекторов может существенно ухудшить состояние ПЗП и показатели эксплуатации скважин [13].

В качестве твердой фазы в эмульсионно-суспензионных составах для глушения скважин с трещиной ГРП описано также применение наночастиц с различными поверхностно-активными свойствами, которые позволяют создать множественную эмульсию [14].

Обобщение успешного опыта применения БСГ при высоких температурах и/или АВПД приведено в таблице 1. На основании обзора литературных источников потенциально применимыми БСГ в рассматриваемых условиях являются:

- суспензии на водной основе, загущенные термостойкими полимерами и/или вязкоупругими ПАВ;
- суспензии на эмульсионной основе (недостаток технологии — сложность подбора компонентов, требуют большого объема экспериментальных исследований);
- вязкоупругие составы, загущенные термостойкими полимерами и/или вязкоупругими ПАВ (недостаток технологии — меньшая эффективность при глушении в условиях наличия трещин ГРП по сравнению с суспензиями).

Следовательно, можно рекомендовать следующие технологии глушения:

1. Глушение скважины тяжелыми модифицированными соевыми растворами, оказывающими минимальное воздействие на ПЗП:

- без установки БСГ (при отсутствии риска поглощений);
  - с установкой суспензионных БСГ для полной ликвидации поглощений.
2. Глушение скважины базовыми жидкостями глушения скважин (ЖГС) (ПГБР с баритом, раствор хлористого кальция с модификаторами) с установкой суспензионных БСГ для полной ликвидации поглощений (например, применение ПГБР и БСГ с добавлением карбоната кальция успешно сохранило продуктивность скважин с открытым стволом в высокотемпературном карбонатном коллекторе юрских залежей Кувейта [15]).

#### Лабораторные исследования (ЛИ) БСГ

Выбор составов для проведения комплекса ЛИ подразумевает проведение работ по определению эффективного типа блокирующего состава и соответствующих марок исходных реагентов [2]. Аналогично с ТЖГ [1], исследования существенно осложнила проблема низкого качества реагентов для приготовления высокоплотных БСГ: не все БСГ были допущены к полному циклу ЛИ в связи с разрушением при приготовлении на высокоплотных растворах в условиях высоких температур.

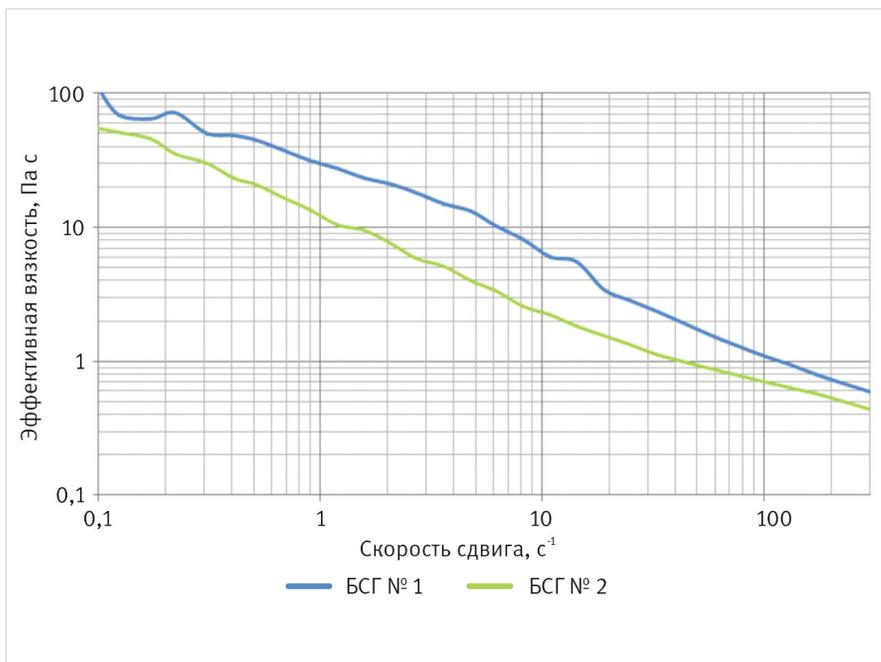


Рис. 1. Кривые вязкости исследованных БСГ  
Fig. 1. Viscosity curves of the studied blocking composition

Табл. 1. Обобщение успешного опыта применения БСГ в условиях АВПД и/или высокотемпературных коллекторов  
Tab. 1. Summary of successful experience with blocking compounds in abnormally high reservoir pressures and/or high temperature reservoirs

БСГ	Объект	Температура	Давление	Дополнительные условия
ВУС (на основе гуаровых полимеров)	ООО «РН-Пурнефтегаз»	до 95 °С	АНПД	Терригенный коллектор с ГРП
	ООО «Башнефть-Полюс»	93 °С	АНПД	Карбонатный трещиноватый коллектор
ВУС (на основе ксантана и/или модификаций целлюлозы)	ООО «РН-Юганскнефтегаз»	Более 80 °С	АВПД (плотность ЖГС до 1,5 г/см <sup>3</sup> )	Терригенный коллектор с ГРП
	США (Луизиана, Калифорния, Мексиканский залив)	до 143 °С	АВПД (плотность ЖГС до 1,8 г/см <sup>3</sup> )	Терригенный коллектор, проницаемость до 3,0 мкм <sup>2</sup>
ВУС (на основе ПАВ)	Саудовская Аравия	до 155 °С	АВПД	Пористость 7–20 %, проницаемость 0,002–0,240 мкм <sup>2</sup> , наличие трещин ГРП
	Южно-Китайское море (Индонезия)	до 177 °С	АВПД	Проницаемость до 0,2 мкм <sup>2</sup>
	Sichuan Basin (Китай)		АНПД	Трещиноватый газовый коллектор
Суспензия на водно-полимерной основе	ООО «Башнефть-Полюс»	93 °С	АНПД	Карбонатный трещиноватый коллектор
	АО «Оренбургнефть»		АНПД, АВПД	
	ООО «РН-Юганскнефтегаз»	до 103 °С	АВПД (плотность ЖГС до 1,6 г/см <sup>3</sup> )	Наличие трещин ГРП проницаемостью до 300 мкм <sup>2</sup> , ТРС до 10 сут.
	Месторождение Бомбей		АВПД	Газовые скважины
	Smørbukk, Smørbukk Sør (South) и Midgard (Норвежское Северное море, Åsgard)	более 160 °С	АВПД (плотность ЖГС 1,25 г/см <sup>3</sup> )	Наличие трещин ГРП (проппант 16/30, проницаемость 400–500 мкм <sup>2</sup> )
ИЭР	Норвежская часть Северного моря	–	АВПД (плотность ЖГС 1,65 г/см <sup>3</sup> )	Длинные горизонтальные стволы от 1 000 до 2 000 м (при длине скважины 6 530 м)

### БСГ № 1 (плотность 1,45 г/см<sup>3</sup>)

Первым БСГ, допущенным к дальнейшим исследованиям, стал суспензионный состав, загущенный смесью ксантана и крахмала, плотностью 1,45 г/см<sup>3</sup>. Исходная рецептура, предложенная поставщиком технологии, полностью соответствовала требованиям ПАО «НК «Роснефть». Кривая эффективной вязкости БСГ, полученная на ротационном вискозиметре, представлена на рисунке 1. Условная вязкость, определенная на воронке ВБР-2, превышает 3 600 с.

Исходя из первоначальной цели применения БСГ (разобщение ТЖГ и пласта), эффективность применения БСГ оценивалась по параметру «Выдерживаемая репрессия» — максимальный перепад давления, при котором отсутствует прорыв раствора глушения сквозь БСГ в трещину ГРП. Исследования подтвердили выдерживаемую репрессию не менее 14 МПа после блокирования модели трещины ГРП. В случае потенциальной применимости нескольких исследуемых БСГ рейтинг составов будет формироваться по параметру «Коэффициент восстановления проницаемости модели трещины ГРП» по углеводородной фазе (керосин или целевой флюид — газ), но не менее 96 % (значение, полученное по ПГБР). После проведения фильтрационных исследований (рисунок 2, коэффициент восстановления проницаемости модели из проппанта по газу и керосину 97–98 %) состав допущен к промышленным испытаниям.

### БСГ № 2 (плотность 1,60 г/см<sup>3</sup>)

Рецептура другого БСГ потребовала дополнительной модификации с учетом применимости к месторождениям АО «РОСПАН ИНТЕРНЕШНЛ». Плотность суспензионного состава, загущенного крахмалом, равна 1,60 г/см<sup>3</sup>. Кривая эффективной вязкости БСГ, полученная на ротационном вискозиметре, представлена на рисунке 1. Исходная рецептура, предложенная поставщиком технологии, не соответствовала нормативному показателю «скорость коррозии» и обладала низкими блокирующими свойствами. После подбора ингибитора коррозии, увеличения концентрации кольматанта и проведения

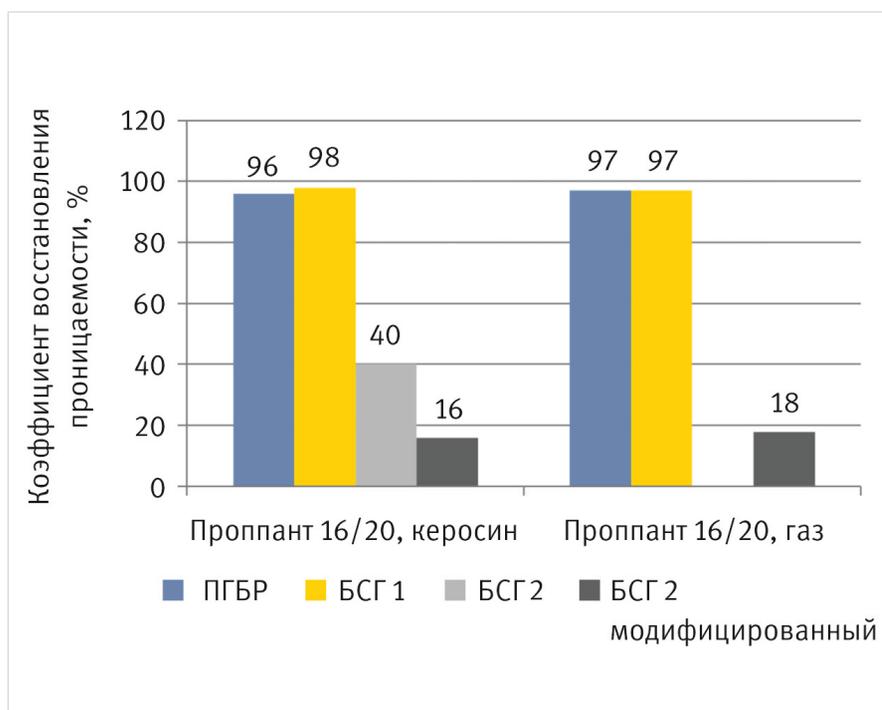


Рис. 2. Коэффициент восстановления проницаемости моделей трещины ГРП по керосину и газу после воздействия на них БСГ

Fig. 2. The kerosene and gas permeability recovery coefficient of fracture models after exposure to a blocking silencing compound

исследований на репрессию (выдерживаемая репрессия не менее 14 МПа после блокирования модели трещины ГРП составом БСГ № 2) состав допущен к фильтрационным исследованиям. Но с учетом низкого коэффициента восстановления проницаемости модели из проппанта по керосину и газу — 16–18 % (рис. 2), БСГ № 2 не допущен к промышленным испытаниям, и для блокирования ПЗП предпочтительней использовать БСГ № 1.

### Перспективы использования вязкоупругих ПАВ для загущения ТЖГ

Для повышения альтернативности потенциально применимых БСГ, оказывающих щадящее воздействие на ПЗП, оценена

применимость ПАВ для загущения подобранных ТЖГ и получения термостойких БСГ более высокой плотности, чем уже подобранных БСГ. Для оценочных исследований использована дозировка реагента 4 %. По результатам исследований получены термостойкие высоковязкие составы (табл. 2).

Отмечено, что вязкость получаемых БСГ сопоставима с вязкостью полимерных составов. Но при добавлении ПАВ-загустителя происходит уменьшение плотности на 30–60 кг/м<sup>3</sup>, что можно компенсировать подбором эффективной дозировки и добавлением кольматанта в БСГ.

Таким образом, для глушения скважин в условиях ачимовских коллекторов

Табл. 2. Результаты исследований БСГ, загущенных вязкоупругими ПАВ

Tab. 2. Research results of blocking killing compositions thickened with viscoelastic surfactants

Параметр	БСГ № 3	БСГ № 4	БСГ № 5
Плотность исходного раствора, г/см <sup>3</sup>	1,60	1,69	1,83
Плотность БСГ, г/см <sup>3</sup>	1,55	1,64	1,77
Дозировка ПАВ-загустителя, %	4	4	4
Эффективная вязкость при 25 °С и 100 с <sup>-1</sup> , мПа·с	650	1 170	1 017
Термостабильность при 90 °С	Термостабилен	Термостабилен	Термостабилен

лицензионных участков АО «РОСПАН ИНТЕРНЭШНЛ» подобраны и модифицированы два высокоплотных солевых раствора и обосновано применение суспензионного БСГ для ограничения проникновения раствора глушения в трещину ГРП и пласт. Также показано, что повышение эффективности блокирования ПЗП в условиях высоких плотностей возможно с применением вязкоупругих ПАВ-загустителей. В дальнейшем планируется продолжение исследований БСГ на основе ПАВ, а также испытание подобранных технологий глушения в промысловых условиях.

### Итоги

Проведен аналитический обзор опыта применения технологий глушения скважин в условиях высоких температур. Показано, что применение модифицированных высокоплотных солевых растворов и БСГ типов ВУС (на основе термостойких полимеров и/или ПАВ), ИЭР и суспензий позволяет повысить эффективность глушения скважин и сохранить продуктивность скважин в условиях высоких температур, высоких пластовых давлений и наличия трещин ГРП в терригенных коллекторах. Для проведения экспериментальных исследований выбраны суспензионные БСГ, загущенные ксантаном и крахмалом. Определены реологические характеристики БСГ. При проведении фильтрационных исследований подтверждена высокая эффективность суспензионных БСГ по блокированию модели трещины ГРП в условиях ачимовских коллекторов. После модификации рецептуры БСГ № 1 рекомендована к промысловым испытаниям для блокирования ПЗП при глушении скважин и сохранения продуктивности при ремонте. Определена потенциальная возможность приготовления термостабильных БСГ на основе рекомендованных высокоплотных солевых растворов, загущенных вязкоупругими ПАВ.

### Выводы

Таким образом, полученные результаты позволяют рекомендовать суспензионный БСГ, загущенный термостойким полимером, для применения при глушении газовых скважин в условиях ачимовских коллекторов Ново-Уренгойского и Восточно-Уренгойского лицензионных участков, а также определить потенциальную применимость приготовления термостабильных БСГ на основе модифицированных высокоплотных солевых растворов, загущенных вязкоупругими ПАВ.

### Литература

1. Никулин В.Ю., Мукминов Р.Р., Нигматуллин Т.Э., Мухаметов Ф.Х., Хазиев Л.Б., Субхангулов А.Р., Захаржевский Ю.А., Савчук Д.В., Курманчук Н.С. 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.
2. Никулин В.Ю., Мукминов Р.Р., Мухаметов Ф.Х., Нигматуллин Т.Э., Михайлов А.Г. Обзор перспективных технологий глушения скважин в условиях anomalно низких пластовых давлений и рисков прорыва газа. Часть 1. Классификация технологий и опыт применения загущенных жидкостей на водной и углеводородной основе // Нефтегазовое дело. 2022. Т. 20. № 3. С. 87–96.
3. Никулин В.Ю., Мукминов Р.Р., Мухаметов Ф.Х., Нигматуллин Т.Э., Михайлов А.Г. Обзор перспективных технологий глушения скважин в условиях anomalно 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.
4. Salguero A., Almanza E.A., Haddad J.R. Challenging well-testing operations in high-temperature environments – worldwide experiences and best practices learned. Offshore Technology Conference, Houston, Texas, USA, May 2010, OTC-21060-MS. (In Eng).
5. Акимов О.В., Здольник С.Е., Гусаков В.Н., Худяков Д.Л., Краевский Н.Н. Технологическая скважинная жидкость с контролируемым поглощением в термобарических условиях пласта. Патент RU 2 380 391 C1. 2010. 15 с.
6. Chang F.F., Ali S.A., Cromb J., Bowman M., Parlar M. Development of a new crosslinked-HEC fluid loss control pill for highly-overbalanced, high-permeability and/or high temperature formations. SPE Formation Damage Control Conference, Lafayette, Louisiana, February 1998, SPE-39438-MS. (In Eng).
7. Gibson J.D., Javora P.H., Adkins M. Pre-crosslinked pills provide efficient and consistent fluid loss control. SPE European Formation Damage Conference, Noordwijk, The Netherlands, June 2011, SPE-144213-MS. (In Eng).
8. Jia H., Chen H. The potential of using Cr<sup>3+</sup>/Salt-Tolerant polymer gel for well workover in low-temperature reservoir: laboratory investigation and pilot test. SPE Production & Operation, 2018, Vol. 33, issue 3, P. 569–582. (In Eng).
9. 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 anomalно высоких и anomalно низких пластовых давлений // Нефтяное хозяйство. 2010. № 2. С. 92–95.
10. Желонин П.В., Мухаметшин Д.М., Арчиков А.Б., Звонарев А.Н., Краевский Н.Н., Гусаков В.Н. Обоснование алгоритма выбора технологий глушения // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». 2015. № 2. С. 76–81.
11. Svoboda C. Optimizing high-temperature kill pills: the Åsgard Experience. SPE Drilling & Completion, 2002, Vol. 17, issue 1, P. 21–26. (In Eng).
12. Boul P.J., Abdulquddos S., Thaemlitz C.J. High performance brine viscosifiers for high temperatures. SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference, Manama, Kingdom of Bahrain, March 2017, SPE-183964-MS. (In Eng).
13. Зейман Ю.В., Мухаметшин В.Ш., Хафизов А.Р., Харина С.Б., Абуталипова Е.М., Авренюк А.Н. Особенности выбора составов жидкостей глушения скважин в осложненных условиях эксплуатации скважин // Нефтяное хозяйство. 2017. № 1. С. 66–69.
14. Сергеев В.В. Способ глушения нефтяных и газовых скважин в осложненных условиях (варианты). Патент RU 2 662 721 C1. 2018. 20 с.
15. 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

The analytical review of the experience of well killing technologies under high temperature conditions has been carried out. It has been shown that the application of modified high-density salt solutions and viscoelastic blocking compositions (based on heat-resistant polymers and/or surfactants), invert-emulsion solutions and suspensions allows to increase the well killing efficiency and preserve the well productivity at high temperatures, high reservoir pressures and presence of fractures in terrigenous reservoirs. Suspension blocking compositions thickened with xanthan and starch were chosen for experimental research.

The rheological characteristics of blocking killing were determined. Filtration tests proved high efficiency of suspension-inhibiting killing compositions with respect to fracture model blocking in the Achimov reservoirs. After modifying the formulation of the blocking killing

composition №1, it was recommended for field tests for blocking the bottomhole zone during well killing and preserving productivity during well workover operations.

The potential of preparing heat-stable blocking compositions on the basis of the recommended high-density salt solutions thickened with visco-elastic surfactants has been determined.

### Conclusions

Thus, the obtained results allow us to recommend a thermally resistant polymer thickened suspension killing composition for application in killing gas wells in Achimov reservoirs of Novo-Urengoi and Vostochno-Urengoi license areas and determine the potential applicability of thermally stable killing compositions based on modified high-density salt solutions thickened with viscoelastic surfactants.

## References

1. Nikulin V.Yu., Mukminov R.R., Nigmatullin T.E., Mukhametov F.H., Khaziev L.B., Subkhangulov A.R., Zakharzhevskiy Yu.A., Savchuk D.V., Kurmanchuk N.S. Reducing the negative impact of high density killing solutions on the productivity of gas wells operating in achimov reservoirs. Part 1. Selection and modification of heavy killing fluids. Exposition Oil Gas, 2023, issue 3, P. 52–57. (In Russ).
2. Nikulin V.Yu., Mukminov R.R., Mukhametov F.H., Nigmatullin T.E., Mikhailov A.G. Overview of promising killing technologies in conditions of abnormally low formation pressures and risks of gas breakthrough. Part 1. Technology classification and experience with water-based and hydrocarbon-based thickened liquids. Petroleum Engineering, 2022, Vol. 20, issue 3, P. 87–96. (In Russ).
3. Nikulin V.Yu., Mukminov R.R., Mukhametov F.H., Nigmatullin T.E., Mikhailov A.G. 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).
4. Salguero A., Almanza E.A., Haddad J.R. Challenging well-testing operations in high-temperature environments – worldwide experiences and best practices learned. Offshore Technology Conference, Houston, Texas, USA, May 2010, OTC-21060-MS. (In Eng).
5. Akimov O.V., Zdolnik S.E., Gusakov V.N., Khudyakov D.L., Kraevskii N.N. Well process fluid with controlled absorption in thermo baric-reservoir conditions. Patent RU 2 380 391 C1, 2010, 15 p. (In Russ).
6. Chang F.F., Ali S.A., Cromb J., Bowman M., Parlar M. Development of a new crosslinked-HEC fluid loss control pill for highly-overbalanced, high-permeability and/or high temperature formations. SPE Formation Damage Control Conference, Lafayette, Louisiana, February 1998, SPE-39438-MS. (In Eng).
7. Gibson J.D., Javora P.H., Adkins M. Pre-crosslinked pills provide efficient and consistent fluid loss control. SPE European Formation Damage Conference, Noordwijk, The Netherlands, June 2011, SPE-144213-MS. (In Eng).
8. Jia H., Chen H. The potential of using Cr<sup>3+</sup>/Salt-Tolerant polymer gel for well workover in low-temperature reservoir: laboratory investigation and pilot test. SPE Production & Operation, 2018, Vol. 33, issue 3, P. 569–582. (In Eng).
9. Akimov O.V., Zdolnik S.E., Khudyakov D.L., Tyapov O.A., Gusakov V.N., Kraevskii 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).
10. Zhelonin P.V., Mukhametshin D.M., Archikov A.B., Zvonarev A.N., Kraevskii N.N., Gusakov V.N. Algorithm justification of well killing technology selection. Scientific and technical bulletin of “NK “Rosneft” JSC, 2015, issue 2, P. 76–81. (In Russ).
11. Svoboda C. Optimizing high-temperature kill pills: the Åsgard Experience. SPE Drilling & Completion, 2002, Vol. 17, issue 1, P. 21–26. (In Eng).
12. Boul P.J., Abdulquddos S., Thaemlitz C.J. High performance brine viscosifiers for high temperatures. SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference, Manama, Kingdom of Bahrain, March 2017, SPE-183964-MS. (In Eng).
13. Zeigman, Yu.V. Mukhametshin V.Sh., Khafizov A.R., Kharina S.B., Abutalipova E.M., Avrenyuk A.N. Peculiarities of selecting well-killing fluids composition for difficult conditions. Oil Industry, 2017, issue 1, P. 66-69. (In Russ).
14. Sergeev V.V. Method of damping oil and gas wells in complicated conditions (options). Patent RU 2 662 721 C1, 2018, 20 p. (In Russ).
15. 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).

## ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

**Никولين Владислав Юрьевич**, главный специалист отдела технологий текущего и капитального ремонта скважин, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия  
Для контактов: [nikuliny@bnipi.rosneft.ru](mailto:nikuliny@bnipi.rosneft.ru)

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

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

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

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

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

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

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

**Курманчук Никита Сергеевич**, ведущий специалист отдела повышения эффективности разработки и эксплуатации месторождений, АО «РОСПАН ИНТЕРНЕШНЛ», 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](mailto: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