

УДК 622.276.76

## ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГЛУШЕНИЯ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ВОЛГО-УРАЛЬСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ С АНОМАЛЬНО НИЗКИМИ ПЛАСТОВЫМИ ДАВЛЕНИЯМИ

Мардашов Дмитрий Владимирович<sup>1</sup>,  
Mardashov\_DV@pers.spmi.ru

Лиманов Максим Николаевич<sup>1</sup>,  
LimanovMaxim@yandex.ru

<sup>1</sup> Санкт-Петербургский горный университет,  
Россия, 199106, г. Санкт-Петербург, Васильевский остров, 21 линия, 2.

**Актуальность** исследования обусловлена недостаточной технологической эффективностью применяемых на месторождениях Волго-Уральской нефтегазоносной провинции составов глушения для подземного ремонта скважин. Вязкость растворов на забое скважины не является достаточной и пропускает фильтрат жидкости глушения сквозь пласт, что приводит к поглощению технологической жидкости и кольматации призабойной зоны пласта. Недостаточные показатели критического напряжения сдвига также влияют на эффективность операций глушения, поскольку малые значения напряжения сдвига говорят об излишней подвижности технологической жидкости в стволе скважины.

**Цель:** сравнить свойства разработанного полимерного состава глушения со свойствами уже применяемого состава с аналогичным принципом действия, а также сравнить свойства разработанного нефтяного геля со свойствами инвертно-эмульсионного раствора, применяемого на месторождениях. Сделать вывод о полученных данных для новых композиций в сравнении со старыми.

**Методы:** имитация пластовых процессов, помещение существующих составов глушения в установки, создающие пластовые условия, и дальнейшее измерение их свойств. Проведение аналогичных операций с новыми составами для проверки сходимости результатов. Анализ полученных данных, сравнение свойств различных составов между собой.

**Объекты:** жидкости глушения скважин, применяемые на месторождениях Волго-уральской нефтегазоносной провинции, а также разработанные полимерные составы и жидкости на углеводородной основе.

**Результаты.** Получены сравнительные характеристики основных свойств блокирующих составов, такие как: скорость коррозии, эффективная вязкость, комплексная вязкость, статическое напряжение сдвига, предельное напряжение сдвига, а также время деструкции. Полученные результаты позволяют рекомендовать разработанные составы для применения на месторождениях Волго-Уральской нефтегазоносной провинции.

### Ключевые слова:

Глушение скважин, аномально низкие пластовые давления, блокирующий состав; нефтяной гель, водонабухающий кольматант, Волго-Уральская нефтегазоносная провинция.

### Введение

Операции по ремонту проводятся на каждой скважине и являются неизбежным следствием ее эксплуатации. Перед непосредственным проведением ремонта скважину необходимо заглушить. Таким образом, осложнения, возникающие при глушении скважин, являются актуальной проблемой для каждой нефтегазодобывающей компании [1, 2].

Причины осложнений при глушении скважин можно условно разделить на две части. В первую часть выделяют естественные причины, такие как: сложная структура порового пространства, наличие в пустотах породы несмешивающихся жидкостей, низкая пористость и проницаемость. Вторую часть составляют искусственные причины – то есть те, которые проявляются в процессе эксплуатации скважин: уменьшение пластового давления, увеличение обводненности продукции из-за использования продавочных и промысловых жидкостей на водной основе, попадание в пласт которых приводит к снижению фазовой проницаемости призабойной зоны пласта (ПЗП) по нефти [3]. Как итог, коэффициент аномальности таких месторождений будет снижаться, а обводненность продукции расти. Для решения этих проблем применяются жидкости глушения скважин (ЖГС) по-

ниженной плотности, а также составы на углеводородной основе [4, 5].

Месторождениям Волго-Уральской нефтегазоносной провинции [6] свойственны различные свойства. Данная статья посвящена совершенствованию ЖГС, применяемых на Оренбургском нефтегазоконденсатном месторождении, и решению проблем, характерных для карбонатных коллекторов [7–9].

В рамках написания данного исследования были проведены испытания ЖГС для условий карбонатного коллектора, высокого газосодержания, низкого пластового давления, а также протяженного горизонтального продуктивного участка.

В рамках данной работы было проведено исследование физико-химических свойств новых блокирующих составов – описаны способ приготовления блокирующих составов, методики определения плотности, скорости коррозии, оценка термостабильности. Также проведено исследование реологических свойств и деструкции.

### Общие теоретические сведения

Методы так называемого «сходящего» глушения скважин [10] направлены на минимизацию негативных эффектов при проведении операции глушения.

Они позволяют продлить срок эксплуатации скважин, снизить время выхода на режим. К методам щадящего глушения относят применение:

- высокочистых солевых систем;
- гидрофобизаторов;
- блокирующих составов;
- эмульсионных составов;
- солевых составов.

В рамках данной статьи были рассмотрены блокирующие составы и инвертно-эмульсионные растворы. Последние применяются в операциях глушения для сохранения водонасыщенности призабойной зоны пласта, предотвращения выпадения нерастворимых солей и набухания глин [11].

При щадящем глушении применяются временные блокирующие составы, так называемые «блок-пачки». Такие составы представляют собой подобранный для конкретных пластовых условий водо-солевой раствор с применением фракционного водонабухающего кольматанта, который также был протестирован в рамках данных исследований. Такой раствор формирует на границе скважины непроницаемую для водных составов корку [12]. По окончании срока жизни корки она удаляется без применения дополнительных разрыхлителей и разрушителей. Такие композиции позволяют:

- уменьшить количество жидкости, проникающей в пласт в процессе проведения подземного ремонта скважин;
- сохранить фильтрационно-ёмкостные свойства (ФЕС) пласта;
- минимизировать риски по контролю скважины;
- сократить время выхода скважины на режим.

#### Описание проводимых исследований

Исследовались следующие блокирующие композиции:

- полимерный блокирующий состав (БС) (в сравнении с применяемым на месторождениях блокирующей композицией (БК));
- нефтяной гель (НГ) (в сравнении с применяемым составом инвертно-эмульсионного раствора (ИЭР));
- водонабухающий кольматант (ВК).

Для приготовления БС использовались следующие реагенты:

- загеливатель БС-1 (водорастворимый органический полимер);
- неорганический сшивающий реагент БС-2;
- регулятор сшивки БС-3.

Состав готовится следующим образом – к 100 см<sup>3</sup> пресной воды последовательно добавлялось 0,8 г БС-1, 0,2 г БС-2 и 0,12 см<sup>3</sup> БС-3. После добавления каждого реагента получившийся раствор перемешивается до полного гидратирования. При этом максимальное вязкоупругое состояние достигается по истечении 30 минут после приготовления.

Для сравнения БС использовалась БК, применяемая на эксплуатационных объектах [13]. Рецепт композиции (в пересчете на 100 см<sup>3</sup> пресной воды) представляет собой:

- БК-1 (полимер) – 0,5 г;
- БК-2 (сшиватель) – 0,15 г;

- БК-3 (регулятор сшивки) – 0,125 см<sup>3</sup> (0,133 г).  
Для приготовления НГ использовались следующие реагенты:

- углеводородная основа (дизельное топливо);
- загеливатель НГ-1 – жидкость, разделенная на 2 фазы: верхняя фаза (80 % об.) – жидкость черного цвета, а нижняя фаза (20 % об.) – жидкость темно-коричневого цвета;
- активатор сшивки НГ-2.

Здесь на 100 см<sup>3</sup> раствора нефтяного геля приходится 15 см<sup>3</sup> загеливателя НГ-1 и 12 см<sup>3</sup> активатора сшивки НГ-2. Максимальный набор вязкости наступал в течение 1 часа после полного перемешивания. В качестве деструктора выступала соляная кислота (концентрацией 15 %), облагороженная деэмульгатором. При необходимости утяжеления в раствор может добавляться СаСО<sub>3</sub>.

Был приготовлен применяемый на месторождениях ИЭР [14] для сравнения с ним НГ. В 100 см<sup>3</sup> ИЭР содержится 2 см<sup>3</sup> эмульгатора «Нефтонол НЗБ», 20 см<sup>3</sup> нефти и 78 см<sup>3</sup> раствора СаСl<sub>2</sub> (ρ=1,318 г/см<sup>3</sup>). В свою очередь раствор ВК представляет собой 4%-й раствор водонабухающего кольматанта в воде. На рис. 1 представлен процесс набухания состава. Для определения времени набухания к 50 см<sup>3</sup> воды добавлялся кольматант [15] в количестве 2 г, затем визуально фиксировалось положение верхнего края кольматанта.

В результате наблюдений установлено, что в первые 30 мин происходит интенсивное поглощение воды кольматантами и их набухание. При этом ВК изменил занимаемый объем в мерном цилиндре в 15 раз (с 5 до 75 мл) после добавления 50 мл дистиллированной воды. Отдельно взятые гранулы ВК после набухания увеличились в длину примерно в 2–2,5 раза (рис. 2). Время полного набухания ВК составило 2 ч 50 мин.

Плотность составов была измерена с помощью плотномера DE-40 при температуре 20 °С. Плотность состава БС составила 0,97 г/см<sup>3</sup>, поскольку он состоит преимущественно из пресной дистиллированной воды. НГ состоит в основном из дизельного топлива – его плотность составляет 0,89 г/см<sup>3</sup>. Плотность водонабухающего кольматанта не определялась в связи с его раздробленностью.

Коррозионная активность исследуемых ЖГС проводилась по методике, описанной в ГОСТ 9.502-82. Перед проведением эксперимента, согласно ГОСТ 2789-73, поверхность металлических пластин с размерами 5×1,2×0,025 см подготавливалась для воздействия на нее исследуемыми составами

Средняя температура рассматриваемого участка месторождения составляет 37 °С. Именно при этой температуре в статическом режиме проводились исследования. Образцы металла выдерживались в составах глушения на протяжении 24 часов, после чего измерялась потеря массы образцов. Скорость коррозии вычислялась по формуле [16]:

$$V_c = \frac{m_1 - m_2}{S \cdot t},$$

где  $m_1$  – масса пластины до испытания, г;  $m_2$  – масса пластины после испытания, г;  $S$  – площадь пластины, м<sup>2</sup>;  $t$  – время проведения опыта, ч.

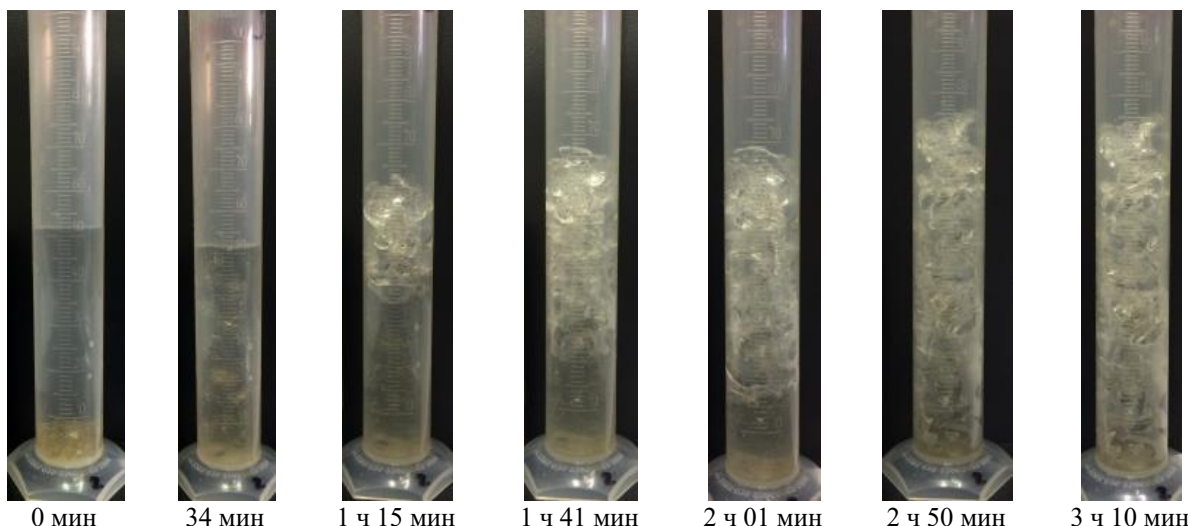


Рис. 1. Определение времени набухания ВК  
 Fig. 1. Measurement of «BK» swelling time



Рис. 2. Изменение линейных размеров ВК после набухания  
 Fig. 2. Change in the linear dimensions of the «BK» after swelling

По полученным результатам составлена табл. 1.

Таблица 1. Результаты коррозионных исследований блокирующих композиций

Table 1. Results of corrosion studies of blocking compositions

Блокирующий состав Blocking compound	Скорость коррозии/Corrosion rate	
	г/м <sup>2</sup> ·час/г/м <sup>2</sup> ·h	мм/год/мм/year
«БС»	0,147	0,164
«БК»	0,128	0,143
«НГ»	0,073	0,082
«ИЭР»	0,046	0,052
«ВК»	–	–

Согласно требованиям РД 153-39-023-97, скорость коррозии стали не превышает 0,10–0,12 мм/год.

Как и в случае определения коррозионной активности блокирующей композиции БК, скорость коррозии состава БС обладает значениями, незначительно превышающими (примерно на 0,04–0,06 мм/год) установленные нормы 0,10–0,12 мм/год, что можно объяснить контактом содержащихся в составах пузырьков воздуха с металлической пластиной [17]. Данное превышение скорости коррозии несущественно, т. к. блокирующий состав контактирует с металлом подземного оборудования только в процессе его закачки в скважину.

#### Исследование реологических свойств

Основные свойства геля, на которые необходимо обращать внимание при подборе состава, – это время гелеобразования, стабильность его технологических свойств во времени и механическая прочность геля на

сдвиг [18]. В связи с вышесказанным определялись следующие реологические параметры блокирующих композиций, характеризующие условия проведения закачки составов в скважину:

- 1) «Кривая течения» – зависимость напряжения сдвига (эффективной вязкости) БК от скорости сдвига до сшивки полимерной композиции, определяет вязкость состава при различных скоростях его закачки в скважину.
- 2) Время гелеобразования – зависимость эффективной и комплексной вязкости БК от времени. Этот параметр важен для оценки свойств БК при его начальном этапе фильтрации в ПЗП.
- 3) Предельное напряжение сдвига (ПНС) показывает разрушаемость ЖГС. Является зависимостью скорости сдвига от напряжения сдвига.
- 4) Критическое напряжение сдвига (КНС) показывает, под воздействием какой силы начинается движение состава в пласте. Этот параметр показывает, насколько интенсивно фильтруется ЖГС из ствола скважины в призабойную зону пласта

Для расчета скорости сдвига использовалась следующая формула [19]:

$$\gamma = \frac{4 \cdot v_{cp}}{R},$$

где  $R$  – внутренний радиус колонны насосно-компрессорной труб (НКТ) или эксплуатационной колонной (ЭК), м;  $v_{cp}$  – средняя скорость потока, м/с:

$$v_{cp} = \frac{Q}{\pi \cdot R^2},$$

где  $Q$  – расход раствора, м<sup>3</sup>/с.

Исходные данные и результаты расчетов представлены в табл. 2.

**Таблица 2.** Исходные данные и результаты расчетов скорости сдвига при закачке БК в колонну НКТ и ЭК

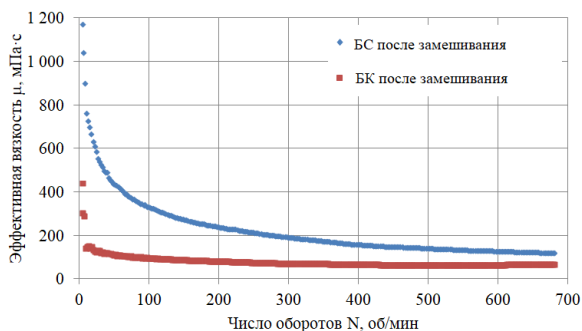
**Table 2.** Initial data and results of calculations of the shear rate when pumping the «БК» into the tubing string

Параметр Parameter	Значение Value
Внутренний диаметр насосно-компрессорной трубы, мм Inner diameter of tubing, mm	62
Внутренний диаметр эксплуатационной колонны, мм Inner diameter of production string, mm	216
Площадь сечения насосно-компрессорной трубы, м <sup>2</sup> Tubing cross-sectional area, m <sup>2</sup>	0,003
Площадь сечения эксплуатационной колонны, м <sup>2</sup> Production string cross-sectional area, m <sup>2</sup>	0,037
Расход БК, м <sup>3</sup> /с «БК» flow rate, m <sup>3</sup> /s	0,004
Скорость закачки БК в НКТ, м/с Injection rate of «БК» compound into tubing, m/s	1,325
Скорость закачки БК в ЭК, м/с Injection rate of «БК» compound into production string, m/s	0,109
Скорость сдвига БК в НКТ, 1/с Shear rate of «БК» inside tubing, 1/s	171
Скорость сдвига БК в ЭК, 1/с Shear rate of «БК» inside production string, 1/s	4

#### Построение кривой течения

Для более комфортного сравнения результатов полученных «кривых течения» разработанных блокирующих композиций с применяемыми составами БК и ИЭР строится зависимость эффективной вязкости от числа оборотов цилиндра [20].

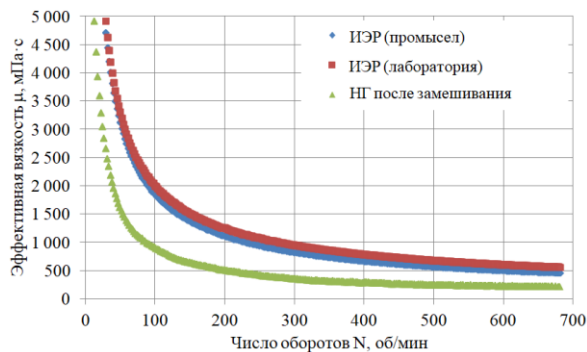
Результаты исследований «кривых течений» блокирующих композиций БС и БК представлены на рис. 3.



**Рис. 3.** Сравнение «кривых течений» составов БС и БК  
**Fig. 3.** Dependence of the effective viscosity of «БС» and «БК» on the number of cylinder revolutions

При частоте оборотов  $N=300$  об/мин вязкость состава БС в 2,7 раза превышает эффективную вязкость состава БК.

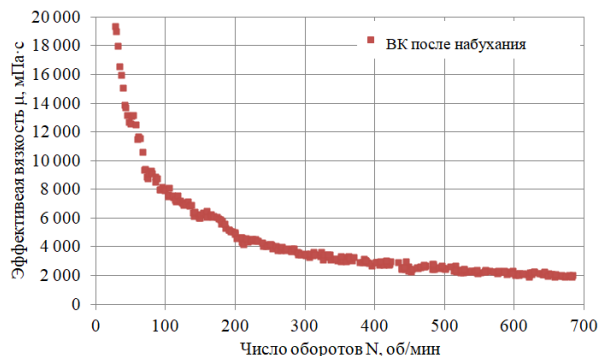
По результатам исследования «кривых течений» НГ и эмульсионного состава ИЭР установлено, что нефтяной гель после приготовления обладает эффективной вязкостью ниже в 2–2,5 раза, чем эффективная вязкость ИЭР, приготовленного в лаборатории, и ИЭР, взятого на промысле, при  $N=300$  об/мин (рис. 4).



**Рис. 4.** Зависимость эффективной вязкости НГ и ИЭР от числа оборотов цилиндра

**Fig. 4.** Dependence of the «НГ» and «ИЭР» effective viscosity on the number of cylinder revolutions

Эффективная вязкость водонабухающего кольмантанта ВК определялась после окончания процесса набухания (после 3 ч). Высокая эффективная вязкость данного состава обуславливает его высокие блокирующие свойства после набухания (рис. 5).



**Рис. 5.** Зависимость эффективной вязкости ВК от числа оборотов цилиндра

**Fig. 5.** Dependence of the «ВК» effective viscosity on the number of cylinder revolutions

Результаты исследований кривых течения блокирующих составов при частоте оборотов цилиндра 300 об/мин сведены в табл. 3.

**Таблица 3.** Эффективная вязкость блокирующих композиций при 300 об/мин

**Table 3.** Blocking compositions effective viscosity at 300 rpm

Название блокирующего состава Compound name	Эффективная вязкость, мПа·с Effective viscosity, mPa·s
«БС»	192
«БК»	70,8
«НГ»	359
«ИЭР» (лаборатория/laboratory)	949
ИЭР (промысел/oil field)	829
ВК (после набухания/after swelling)	3530

Как видно из приведенных данных, блокирующая композиция БС обладает в 2,5 раза меньшей подвижностью по сравнению с составом БК. Нефтяной гель же на момент приготовления обладает в 2,3 раза большей подвижностью, чем у инвертно-эмульсионного раствора, обогороженного эмульгатором «Нефтенол НЗб»

Определение времени гелеобразования

На рис. 6 представлены зависимости эффективной вязкости составов БС и БК от времени.

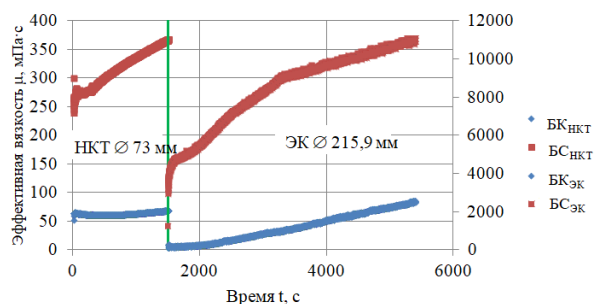


Рис. 6. Зависимость эффективной вязкости БС и БК от времени

Fig. 6. Time dependence of the effective viscosity of «БС» and «БК»

Эффективная вязкость блокирующей композиции БС при скорости сдвига  $D=171 \text{ c}^{-1}$  в 4–6 раз выше, чем аналогичный параметр у состава БК. При переходе состава БС из колонны НКТ в эксплуатационную колонну значение его эффективной вязкости увеличивается в 8 раз; у состава БК же происходит рост эффективной вязкости в 3 раза. Этот процесс связан с увеличением проходного сечения трубы и, как следствие, уменьшением скорости сдвига. На конечном этапе закачки раствора эффективная вязкость БС была больше вязкости БК в 6,5 раз.

После окончания шивки блокирующие составы подвергались осциллирующим напряжениям при динамических испытаниях. Результаты определения комплексной вязкости композиций БС и БК представлены на рис. 7.

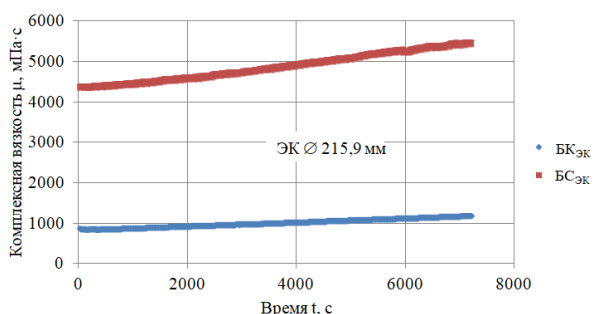


Рис. 7. Зависимость комплексной вязкости БС и БК от времени

Fig. 7. Dependence of the complex viscosity of «БС» and «БК» on time

Комплексная вязкость БС превышает вязкость БК примерно в 5 раз.

В сравнении с представленными выше составами НГ обладает невысокими значениями вязкости. Кривую комплексной вязкости условно можно разделить на два участка: на первом набор вязкости происходит быстро и нелинейно; на втором вязкость возрастает линейно и не столь интенсивно. Конец первого участка определяется как время окончания гелеобразования. И в данном случае (рис. 8) составляет 50 минут.

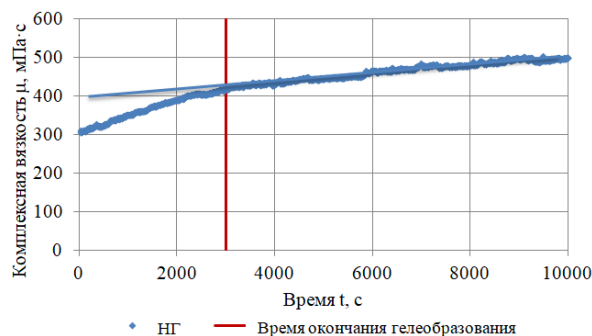


Рис. 8. Зависимость комплексной вязкости НГ от времени

Fig. 8. Time dependence of the complex «НГ» viscosity

Таким образом, блокирующая композиция БС отличается от состава БК тем, что обладает:

- большей эффективной вязкостью (в 4–6 раз) при движении в колонне НКТ во время закачки (при скорости сдвига  $D=171 \text{ c}^{-1}$  в первые 25 мин);
- большей эффективной вязкостью (в 6,5 раз) при движении в эксплуатационной колонне во время закачки (при скорости сдвига  $D=4 \text{ c}^{-1}$  в оставшиеся 65 мин);
- большей комплексной вязкостью (в 5 раз) во время выжидания момента окончания шивки.

Таким образом, блокирующая композиция БС менее подвижна и обладает большей блокирующей способностью, чем БК.

Блокирующая композиция НГ характеризуется как нелинейный гель, комплексная вязкость увеличивается за 2,5–3 ч примерно в 1,7 раз.

Критическое напряжение сдвига

Результаты по определению КНС в режиме контролируемого напряжения сдвига представлены на рис. 9.

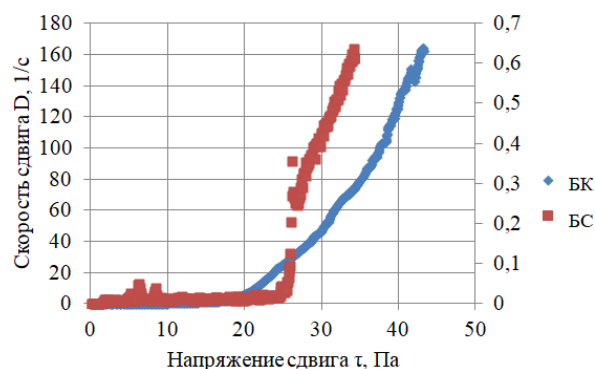


Рис. 9. Зависимость скорости сдвига БК и БС от напряжения сдвига

Fig. 9. Dependence of «БК» and «БС» shear rate on the shear stress

Проведены исследования по определению КНС растворов БК и БС после закачки их в скважину (90 минут после приготовления), в результате которых выявлены значения напряжения сдвига, при которых происходит «разрыв сплошности», и в приза-

бойную зону скважины начинает фильтроваться блокирующая жидкость. По мере уменьшения напряжения сдвига уменьшается также и градиент давления, при котором ЖГС фильтруется в продуктивный пласт.

Результаты по определению критического напряжения сдвига блокирующих составов БК и БС сведены в табл. 4.

**Таблица 4.** Критическое напряжение сдвига БК и БС

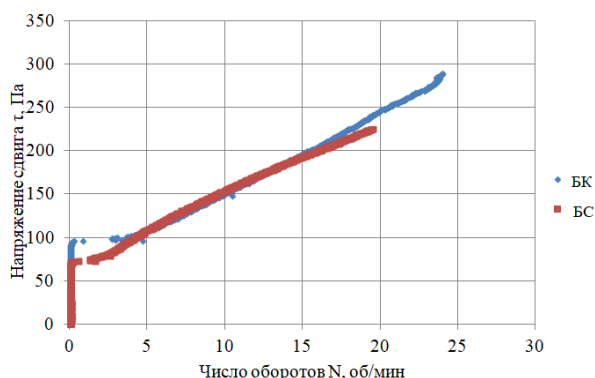
**Table 4.** Critical shear stress of «БК» and «БС»

Название состава Compound name	Критическое напряжение сдвига, Па Critical shear stress, Pa
«БК»	18,5
«БС»	25,5

БС после закачки в скважину обладает более низкой фильтруемостью в ПЗП, чем композиция БК (КНС состава БС примерно на 30 % больше, чем КНС состава БК).

Предельное напряжение сдвига

Исследования по определению предельного напряжения сдвига (ПНС) в режиме контролируемой скорости сдвига представлены на рис. 10.

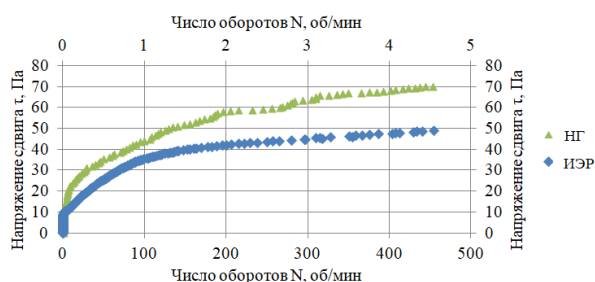


**Рис. 10.** Зависимость напряжения сдвига БК и БС от числа оборотов (N)

**Fig. 10.** Dependence of the «БК» and «БС» shear stress on the number of revolutions (N)

После сшивки показатель ПНС состава БС на 22 % меньше, чем аналогичный показатель у БК.

Результаты аналогичного определения ПНС блокирующих составов ИЭР и НГ представлены на рис. 11.

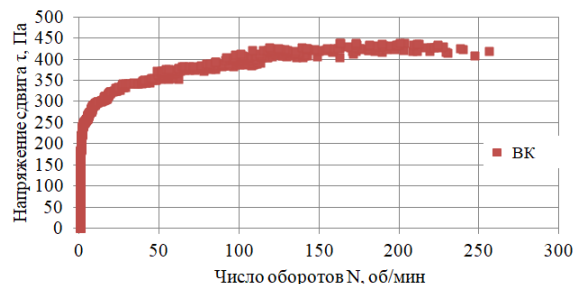


**Рис. 11.** Зависимость напряжения сдвига НГ и ИЭР от числа оборотов (N)

**Fig. 11.** Dependence of the «НГ» and «ИЭР» shear stress on the number of revolutions (N)

В результате исследований напряжения сдвига НГ и ИЭР в режиме контролируемой скорости сдвига установлено, что предельное напряжение сдвига блокирующего состава НГ в 2 раза выше, чем у ИЭР.

Результаты определения предельного напряжения сдвига водонабухающего кольматанта ВК представлены на рис. 12.



**Рис. 12.** Зависимость напряжения сдвига ВК от числа оборотов (N)

**Fig. 12.** Dependence of the «ВК» shear stress on the number of revolutions (N)

Результаты исследований по определению предельного напряжения сдвига исследуемых блокирующих составов сведены в табл. 5.

**Таблица 5.** Предельное напряжение сдвига исследуемых блокирующих составов в сравнении с БК и ИЭР

**Table 5.** Blocking compounds ultimate shear stress in comparison with «БК» and «ИЭР»

Название состава Compound name	Предельное напряжение сдвига, Па Ultimate shear stress, Pa
«БС»	73
«БК»	94
«НГ»	20,9
«ИЭР»	10,3
ВК (после набухания/ after swelling)	252

Согласно полученным данным, в случае глушения скважины новым составом БС для вызова притока в ней требуется создание меньших депрессий, чем у применяемого на месторождениях состава БК. Это происходит из-за разных значений предельного напряжения сдвига, которое для состава БС меньше на 25 %.

Разработанный НГ более устойчив к депрессии, чем применяемый ИЭР, поскольку предельное напряжение сдвига НГ в 2 раза больше. Это означает, что для удаления состава НГ необходимо создать больший перепад давления.

Для исследования процесса химической деструкции блокирующих составов БС и НГ использовался 15%-й (мас.) раствор соляной кислоты, а для композиции ВК – деструктор на спиртовой основе.

Процесс деструкции для каждого из составов исследовался одинаково: в емкости с составами массой 10 г добавлялось по 50 г 15 %-ного раствора соляной кислоты (деструктора на спиртовой основе для ВК). После чего пробы помещали в термошкаф при температуре в 37 °С (пластовые условия), и визуально оце-

нивалось состояние составов. Помимо этого, степень разрушаемости составов определялась при помощи «синей ленты» (ГОСТ 12026-76). Содержимое емкостей выливалось на нее и промывалось водой аналогичной температуры.

Результаты определения деструкции составов представлены в табл. 6.

**Таблица 6.** Результаты по оценке деструкции блокирующих композиций

**Table 6.** Evaluation blocking compounds destruction

Название состава Compound name	Время, мин Time, min	Степень разрушения, % Destruction degree, %
«БС»	120	100
«НГ»	30	66
	60	71
	120	74
	240	75
	1440	75
«ВК»	360	81

Исследования показали, что блокирующая композиция БС полностью разрушается в 15%-м растворе соляной кислоты в течение 2 ч. Для разрушения НГ в 15%-й раствор соляной кислоты дополнительно дозировался деэмульгатор OSC DM-1 (ЗАО «Специальная нефтепромысловая химия») с концентрацией 1 % мас. Данный состав разрушился частично, и максимальная деструкция составила 75 % после 4 ч воздействия. Водонабухающий коагулянт ВК после 6 ч воздействия визуально свои размеры не изменил, при этом степень разрушения составила 81 %.

#### Заключение

Для повышения эффективности глушения нефтяных скважин на месторождениях Волго-Уральской нефтегазональной провинции рекомендуется применение блокирующих составов БС, НГ и ВК. Результаты сравнения этих составов с базовыми составами аналогичного характера, применяющимися на месторождениях, показали следующее:

1. Блокирующий состав БС в сравнении с ВК (блокирующей композицией) обладает:
  - большей эффективной вязкостью (в 4–6 раз) при движении в колонне НКТ во время закачки (при скорости сдвига  $D=171 \text{ c}^{-1}$  в первые 25 мин);
  - большей эффективной вязкостью (в 6,5 раз) при движении в эксплуатационной колонне во

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Legkokonets V.A., Islamov S.R., Mardashov D.V. Multifactor analysis of well killing operations on oil and gas condensate field with a fractured reservoir // Proc. of the International Forum-Contest of Young Researchers: Topical Issues of Rational Use of Mineral Resources; Taylor & Francis. – London: CRC Press/Taylor & Francis Group, 2019. – P. 111–118.
2. Developing nanocomposite gels from biopolymers for leakage control in oil and gas wells / A. Yudhowijoyo, R. Rafati, A. Haddad, D. Pokrajac, M. Manzari // SPE Offshore Europe Conference and Exhibition. – OnePetro. – Aberdeen, UK, September, 2019. – 12 p.

- время закачки (при скорости сдвига  $D=4 \text{ c}^{-1}$  в оставшиеся 65 мин);
  - большими комплексной вязкостью (в 5 раз) и критическим напряжением сдвига (на 30 %), характеризующими интенсивность фильтрации состава в призабойной зоне пласта;
  - меньшим предельным напряжением сдвига (на 22 %), характеризующим более благоприятные условия для разрушения блокирующего состава и освоения скважины;
  - меньшей подвижностью и большей блокирующей способностью.
2. Блокирующая композиция НГ характеризуется как нелинейный гель, комплексная вязкость увеличивается за 2,5–3 ч примерно в 1,7 раз. Также состав НГ обладает вязкоупругими свойствами в отличие от инвертно-эмульсионного раствора, комплексную вязкость которого при условиях, что исследовалась композиция НГ, определить не удалось.
  3. Блокирующие составы НГ и ИЭР обладают невысокими значениями предельного напряжения сдвига, при этом нефтяной гель более устойчив к депрессии (предельное напряжение сдвига НГ в 2 раза больше, чем у ИЭР). Для удаления блокирующего состава НГ из призабойной зоны пласта необходимо создать большой перепад давления.
  4. ВК обладает высокой эффективной вязкостью после набухания (вязкость выше в 17,5 раз, чем у БС), что свидетельствует о его высоких блокирующих свойствах и возможности применения для изоляции зон с катастрофическими поглощениями.
  5. В результате исследований по химической деструкции установлено, что блокирующая композиция БС полностью разрушается в 15%-м растворе соляной кислоты в течение 2 ч. Для разрушения НГ в 15%-й раствор соляной кислоты дополнительно дозировался деэмульгатор OSC DM-1 с концентрацией 1 % мас. Данный состав разрушился частично, и максимальная деструкция составила 75 % после 4 ч воздействия. Степень разрушения ВК после 6 ч воздействия составила 81 %.
  6. Таким образом, новые блокирующие композиции БС, НГ и ВК могут повысить эффективность глушения скважин Волго-Уральской нефтегазональной провинции в условиях аномально низких пластовых давлений, трещинного коллектора и высокого газового фактора.

3. Van T.N., Aleksandrov A.N., Rogachev M.K. An extensive solution to prevent wax deposition formation in gas-lift wells // Journal of Applied Engineering Science. – 2022. – V. 20. – № 1. – P. 264–275.
4. Аманов М.А., Ишангулыев Г.А. Применение облегченных технологических жидкостей для глушения и капитального ремонта скважин в условиях аномально низких пластовых давлений (АНПД) // Молодой ученый. – 2016. – № 10. – С. 117–123.
5. Bondarenko A.V., Islamov S.R., Mardashov D.V. Features of oil well killing in abnormal carbonate reservoirs operating conditions. // Proc. of the 15<sup>th</sup> Conference and Exhibition Engineering and Mining Geophysics; European Association of Geoscientists and Engineers. – Gelendzhik, Russia, 2019. – P. 629–633.
6. Research risk factors in monitoring well drilling – a case study using machine learning methods / S. Islamov, A. Grigoriev, I. Belo-

- glazov, S. Savchenkov, O.T. Gudmestad // Symmetry. – 2021. – № 13 (7). – 1293. – 19 p.
7. Dvoynikov M.V., Budovskaya M.E. Development of a hydrocarbon completion system for wells with low bottomhole temperatures for conditions of oil and gas fields in Eastern Siberia // Journal of Mining Institute. – 2022. – № 253 (1). – С. 12–22.
  8. Research of formation protection technology in complex fault block oilfield / S. Fan, X. Wang, J. Dong, Q. You, X. Yang // International Petroleum Technology Conference. – OnePetro. – Beijing, China, 2019. – 8 p.
  9. Preparations for foam gas shut off in carbonate reservoirs / A. Skauge, M. Aarra, P. Ormehaug, J. Solbakken, K. Mogensen, S. Masalmeh // Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference. – OnePetro. – Abu Dhabi, UAE, 2019. – 13 p.
  10. Демахин С.А., Меркулов А.П., Касьянов Д.Н. Щадящее глушение скважин как основа сохранения коллекторских свойств пласта // Нефтегазовая вертикаль. – 2016. – № 6. – С. 94–96.
  11. Бондаренко В.П., Надиров К.С., Голубев В.Г. Исследования свойств водонефтяных обратных эмульсий, применяемых для глушения скважин // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 01. – С. 58–60.
  12. Mardashov D., Duryagin V., Islamov S. Technology for improving the efficiency of fractured reservoir development using gel-forming compositions // Energies. – 2021. – V. 14. – № 24. – 8254. – 14 p.
  13. Exploring of the incompatibility of marine residual fuel: a case study using machine learning methods / R. Sultanbekov, I. Beloglazov, S. Islamov, M.C. Ong // Energies. – 2021. – № 14. – 8422. – 16 p.
  14. Jia H., Yang X.Y., Zhao J.Z. Development of a novel in-situ-generated foamed gel as temporary plugging agent used for well workover: affecting factors and working performance // SPE Journal. – 2019. – V. 24. – № 04. – P. 1757–1776.
  15. A novel foamy well killing fluid for low-pressure gas reservoirs in Tarim Basin, China / L. Pan, H. Liu, W. Long, J. Li, Q. Liu // International Petroleum Technology Conference. – OnePetro. – Virtual, March 2021. – 12 p.
  16. An integrated solution to repair multiple shallow leaks in production tubing – a unique single trip well intervention technique / S. Al Zayani, M. Munir, N. Hooper, K. Thian, M. Johan, M. Hussein, R. Wibisono, A. Arifin, M. Kadir, S. Shahril, C. Ogueri // Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference. – OnePetro. – Abu Dhabi, UAE, 2019. – 15 p.
  17. Aramendiz J., Imqam A., Fakher S. Design and evaluation of a water-based drilling fluid formulation using SiO and graphene oxide nanoparticles for unconventional shales // International petroleum technology conference. – OnePetro. – Beijing, China, 2019. – 17 p.
  18. Study of gel plug for temporary blocking and well-killing technology in low-pressure, leakage-prone gas well / X. Ying, X. Yuan, Z. Yadong, F. Ziyi // SPE Production & Operations. – 2021. – V. 36. – № 01. – P. 234–244.
  19. Мардашов Д.В., Бондаренко А.В., Раупов И.Р. Методика расчета технологических параметров закачки в нефтяную скважину неньютоновских жидкостей при подземном ремонте // Записки Горного института. – 2022. DOI: 10.31897/PMI.2022.16
  20. Раупов И.Р., Кондрашева Н.К., Раупов Р.Р. Разработка полимерных составов для внутрипластовой водоизоляции теригенных коллекторов нефтяных месторождений // Нефтегазовое дело. – 2016. – Т. 14. – № 1. – С. 80–87.

Поступила 15.06.2022 г.

#### Информация об авторах

**Мардашов Д.В.**, кандидат технических наук, заведующий кафедрой разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений Санкт-Петербургского горного университета.

**Лиманов М.Н.**, аспирант кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений Санкт-Петербургского горного университета.



UDC 622.276.76

## IMPROVING THE EFFICIENCY OF OIL WELL KILLING AT THE FIELDS OF THE VOLGA-URAL OIL AND GAS PROVINCE WITH ABNORMALLY LOW RESERVOIR PRESSURE

Dmitriy V. Mardashov<sup>1</sup>,  
Mardashov\_DV@pers.spmi.ru

Maxim N. Limanov<sup>1</sup>,  
LimanovMaxim@yandex.ru

<sup>1</sup> St. Petersburg Mining University,  
2, 21 line, Vasilievsky Island, St. Petersburg, 199106, Russia.

**The relevance** of the research is caused by the insufficient technological efficiency of the killing compositions used in the fields of the Volga-Ural oil and gas province for underground workover of wells. The solutions' viscosity at the bottom of the well is not sufficient and passes the killing fluid filtrate through reservoir, which leads to the absorption of the process fluid and clogging of the bottomhole formation zone. Insufficient values of critical shear stress also affect the efficiency of killing operations. Low values of shear stress indicate excessive mobility of the process fluid in the wellbore.

**The main aim** of the research is to compare the properties of the developed polymer killing composition with the properties of the already used composition with a similar mode of action, as well as compare the properties of the developed oil gel with the properties of invert emulsion solution used in the fields. Another aim is making a conclusion about the data obtained for new compositions in comparison with the old ones.

**Objects:** well killing fluids used in the fields of the Volga-Ural oil and gas province, as well as developed polymer compositions and hydrocarbon-based fluids.

**Methods:** imitation of reservoir processes, placement of existing killing compounds in installations that create reservoir conditions and further measurement of their properties; carrying out similar operations with new compositions to check the convergence of the results; analysis of the data obtained, comparison of the properties of various compositions with each other.

**Results.** The authors have obtained the comparative characteristics of the main properties of blocking compositions, such as: corrosion rate, effective viscosity, complex viscosity, static shear stress, ultimate shear stress, and degradation time. The results obtained allow us to recommend the developed compositions for use in the fields of the Volga-Ural oil and gas province.

### Key words:

Well killing, abnormally low reservoir pressure, blocking compound, oil gel, water-swallowable bridging agent, Volga-Ural oil and gas province.

### REFERENCES

- Legkokonets V.A., Islamov S.R., Mardashov D.V. Multifactor analysis of well killing operations on oil and gas condensate field with a fractured reservoir. *Proceedings of the International Forum-Contest of Young Researchers: Topical Issues of Rational Use of Mineral Resources*; Taylor & Francis. London, CRC Press/Taylor & Francis Group, 2019. pp. 111–118.
- Yudhowijoyo A., Rafati R., Haddad A., Pokrajac D., Manzari M. Developing nanocomposite gels from biopolymers for leakage control in oil and gas wells. *SPE Offshore Europe Conference and Exhibition*. OnePetro, Aberdeen, UK, September, 2019. 12 p.
- Van T.N., Aleksandrov A.N., Rogachev M.K. An extensive solution to prevent wax deposition formation in gas-lift wells. *Journal of Applied Engineering Science*, 2022, vol. 20, no. 1, pp. 264–275.
- Amanov M.A., Ishanguliev G.A. Application of lightweight process fluids for killing and workover of wells in conditions abnormally low reservoir pressure. *Young Scientist*, 2016, no. 10 (114), pp. 117–123. In Rus.
- Bondarenko A.V., Islamov S.R., Mardashov D.V. Features of oil well killing in abnormal carbonate reservoirs operating conditions. *Proc. of the 15th Conference and Exhibition Engineering and Mining Geophysics; European Association of Geoscientists and Engineers*, Gelendzhik, Russia, 2019. pp. 629–633.
- Islamov S., Grigoriev A., Beloglazov I., Savchenkov S., Gudmestad O.T. Research risk factors in monitoring well drilling – A case study using machine learning methods. *Symmetry*, 2021, no. 13, 1293, 19 p.
- Dvoynikov M.V., Budovskaya M.E. Development of a hydrocarbon completion system for wells with low bottomhole temperatures for conditions of oil and gas fields in Eastern Siberia. *Journal of Mining Institute*, 2022, no. 253 (1), pp. 12–22.
- Fan S., Wang X., Dong J., You Q., Yang X. Research of formation protection technology in complex fault block oilfield. *International Petroleum Technology Conference*, OnePetro, Beijing, China, 2019. 8 p.
- Skauge A., Aarra M., Ormehaug P., Solbakken J., Mogensen K., Masalmeh S. Preparations for foam gas shut off in carbonate reservoirs. *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference*. OnePetro, Abu Dhabi, UAE, 2019. 13 p.
- Demakhin S.A., Merkulov A.P., Kasyanov D.N. Gentle killing of wells as the basis for maintaining the reservoir properties. *Oil and Gas Vertical*, 2016, no. 6, pp. 94–96. In Rus.
- Bondarenko V.P., Nadirov K.S., Golubev V.G., Kolesnikov A.S., Sadyrbaeva A.S. Study of a reagent-emulsifier for the preparation of reverse water-oil emulsions used for well-killing. *Oil industry*, 2017, no. 01, pp. 58–60. In Rus.
- Mardashov D., Duryagin V., Islamov S. Technology for improving the efficiency of fractured reservoir development using gel-forming compositions. *Energies*, 2021, vol. 14, no. 24, 8254, 14 p.
- Sultanbekov R., Beloglazov I., Islamov S., Ong M.C. Exploring of the incompatibility of marine residual fuel: a case study using machine learning methods. *Energies*, 2021, no. 14, 8422, 14 p.
- Jia H., Yang X.Y., Zhao J.Z. Development of a novel in-situ-generated foamed gel as temporary plugging agent used for well workover: affecting factors and working performance. *SPE Journal*, 2019, vol. 24, no. 04, pp. 1757–1776.
- Pan L., Liu H., Long W., Li J., Liu Q. A novel foamy well killing fluid for low-pressure gas reservoirs in Tarim Basin. *China International Petroleum Technology Conference*. OnePetro, Virtual, March 2021. 12 p.
- Al Zayani S., Munir M., Hooper N., Thian K., Johan M., Hussein M., Wibisono R., Arifin A., Kadir M., Shahril S., Ogueri C. An integrated solution to repair multiple shallow leaks in production tubing – a unique single trip well intervention technique. *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference*, OnePetro, Abu Dhabi, UAE, 2019. 15 p.
- Aramendiz J., Imqam A., Fakher S. Design and evaluation of a water-based drilling fluid formulation using SiO and graphene oxide nanoparticles for unconventional shales. *International petroleum technology conference*. OnePetro, Beijing, China, 2019. 17 p.

18. Ying X., Yuan X., Yadong Z., Ziyi F. Study of gel plug for temporary blocking and well-killing technology in low-pressure, leakage-prone gas well. *SPE Production & Operations*, 2021, vol. 36, pp. 234–244.
19. Mardashov D.V., Bondarenko A.V., Raupov I.R. Design procedure of technological parameters of non-Newtonian fluids injection into an oil well during workover operation. *Journal of Mining Institute*. 2022. DOI: 10.31897/PMI.2022.16
20. Raupov I.R., Konnrasheva N.K., Raupov R.R. Development polymeric compositions for in-situ water shutoff of terrigenous deposits of oil field development. *Oil and gas business*, 2016, vol. 14, no. 1, pp. 80–87.

*Received: 15 June 2022.*

#### **Information about the authors**

**Dmitriy V. Mardashov**, Cand. Sc., head of the department, St. Petersburg Mining University.

**Maxim N. Limanov**, postgraduate student, St. Petersburg Mining University.