

УДК 622.276.66

ОПЫТ СНИЖЕНИЯ КОНЦЕНТРАЦИИ БИОПОЛИМЕРНОГО ГЕЛЕОБРАЗОВАТЕЛЯ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА В РЕСПУБЛИКЕ БЕЛАРУСЬ

М. В. КАЗАК, К. В. МИРОНЕНКО, Т. Д. ГИЛЯЗИТДИНОВ, А. М. ВАЛЕНКОВ

*Белорусский научно-исследовательский и проектный институт нефти
РУП «Производственное объединение «Белоруснефть», г. Гомель*

Аннотация. Изучены реологические и физико-технологические свойства жидкостей разрыва со сниженной концентрацией биополимерного гелеобразователя и основных компонентов композиции. Представлен сравнительный анализ полученных свойств с базовой рецептурой, применяемой при проведении гидравлического разрыва пласта (ГРП) на скважинах с температурным интервалом 60–90 °С. Показаны результаты опытно-промышленных испытаний разработанной жидкости разрыва при осуществлении ГРП на традиционных коллекторах нефтяных месторождений Республики Беларусь.

Ключевые слова: биополимерный гелеобразователь, гидравлический разрыв пласта, жидкость разрыва, остаточная проводимость трещины, реологические свойства жидкости, эффективная вязкость жидкости.

Для цитирования. Опыт снижения концентрации биополимерного гелеобразователя при проведении гидравлического разрыва пласта / М. В. Казак, К. В. Мироненко, Т. Д. Гилязитдинов, А. М. Валенков // Нефтегазовый инжиниринг. – 2025. – № 1 (2). – С. 50–64.

EXPERIENCE OF REDUCING THE CONCENTRATION OF BIOPOLYMER GEL-FORMING AGENT DURING HYDRAULIC FRACTURING IN THE REPUBLIC OF BELARUS

M. V. KAZAK, K. V. MIRONENKO, T. D. GILYAZITDINOV, A. M. VALENKOV

*The Belarusian Scientific Research and Design Institute of Oil
RUE “Production Association “Belorusneft”, Gomel*

Annotation. The rheological and physical-technological properties of fracturing fluids with a reduced concentration of biopolymer gelling agent and the main components of the composition were studied. A comparative analysis of the obtained properties with the basic formulation used in hydraulic fracturing (HF) in wells with a temperature range of 60–90 °C is presented. The results of pilot tests of the developed fracturing fluid during HF operations in conventional reservoirs of oil fields in the Republic of Belarus are shown.

Keywords: biopolymer gelling agent, hydraulic fracturing, fracturing fluid, residual conductivity of the fracture, rheological properties of the fluid, effective viscosity.

For citation. Kazak M. V., Mironenko K. V., Gilyazitdinov T. D., Valenkov A. M. Experience of reducing the concentration of biopolymer gel-forming agent during hydraulic fracturing in the Republic of Belarus. *Oil and gas engineering*, 2025, no. 1 (2), pp. 50–64 ((in Russian)).

Введение. Успешность процесса гидравлического разрыва пласта (ГРП) во многом определяется правильным выбором жидкости разрыва (ЖР) с учетом геолого-технических характеристик объекта, а также качеством ее приготовления. Будучи многокомпонентной композиционной системой, ЖР должна обладать определенными параметрами, среди которых ключевым является способность ЖР удерживать

расклинивающий материал – пропант либо песок во взвешенном состоянии, способствуя эффективному распределению его во всем объеме образованной трещины [1–3].

Для обеспечения данной способности ЖР обязательным типовым требованием является значение эффективной вязкости 400 мПа · с и выше, измеренное при скорости сдвига 100 с⁻¹ [4].

Однако в условиях возрастающего дефицита и роста цен на продукцию химической промышленности, применяемую в технологиях гидравлического разрыва пласта, актуальна задача экономии материальных ресурсов. Применение рецептуры жидкости разрыва со сниженной концентрацией биополимерного гелеобразователя при проведении ГРП позволит уменьшить количество используемых реагентов, получить экономический эффект. При этом снижение биополимерной нагрузки должно положительно сказаться на остаточной проводимости трещины ГРП.

Разработка указанных жидкостей разрыва требует поиска новых сочетаний промышленно выпускаемых химических реагентов для обеспечения необходимых физико-химических свойств: жидкости должны обладать достаточной вязкостью, стабильностью и пропантонесущей способностью; свойствами, обеспечивающими наиболее полное их удаление из образованных трещин и порового пространства пород; не должны уменьшать абсолютную и фазовую проницаемость породы пласта, а также образовывать нерастворимые осадки в пластовых условиях [5, 6]. Разработка такого рода жидкостей разрыва осуществляется применительно к конкретным условиям скважины и продуктивного пласта.

Цель работы. Разработка новых критериев оценки качества жидкости разрыва и рецептуры жидкости разрыва на основе гуарового гелеобразователя со сниженной концентрацией реагентов для различных геологических условий и подтверждение эффективности предложенных решений при проведении опытно-промышленных испытаний в процессе ГРП на традиционных коллекторах нефтяных месторождений Республики Беларусь.

Материалы и методика проведения исследований. Объектами исследования являлись жидкости разрыва на основе гуарового гелеобразователя и воды затворения, ионный состав которых представлен в табл. 1.

Таблица 1. Ионный состав воды затворения

Table 1. Ionic composition of mixing water

Плотность при 25 °С, г/см ³	рН	Общая жесткость, мг-экв./л	Количественное содержание ионов, мг/л							Общая минерализация, г/л
			СГ	НСО ₃ ⁻	SO ₄ ²⁻	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Na ⁺ + K ⁺	Fe _{общ}	
0,998	6,9	4,40	14,3	250	7,15	70,05	8,16	0,63	0,29	0,37

Приготовление образца ЖР осуществлялось с помощью лабораторного блендера. При постоянном перемешивании в заданный объем используемой воды (300 мл, температура – 25 °С) вводилась расчетная навеска гелеобразователя, после чего интенсивность перемешивания увеличивалась. Интенсивное перемешивание происходило в течение 1 мин, затем интенсивность перемешивания уменьшалась до минимально возможного, перемешивание продолжалось в течение 4 мин, после чего в раствор добавлялись вспомогательные реагенты композиции и производилось измерение рН раствора гелеобразователя, который определялся с помощью рН-метра. После измерения рН производилась сшивка образца.

Время сшивки – время, в течение которого вязкость образца ЖР увеличивается

до состояния, при котором образец вытекает из стакана в виде «языка». После сшивки образца ЖР оценивали его внешний вид, определяли термостабильность и способность к восстановлению.

Внешний вид образца – оценивалась однородность структуры образца ЖР – отсутствие «сгустков», которые появляются в случае сшивки гелеобразователя не во всем объеме раствора. Образец не должен отделять водную фазу (синерезис) и быть «хрупким» – рваться от малейшего механического воздействия.

Термостабильность образца – способность образца ЖР поддерживать определенное значение эффективной вязкости η в течение необходимого времени, определяется как зависимость эффективной вязкости, измеренной при скорости сдвига γ 100 с⁻¹ от времени проведения измерения (температура испытания, ротационный тест).

Восстановление структуры образца ЖР (тест на сдвиг) – способность ЖР восстанавливать свою структуру после снятия стрессовых нагрузок. Данная способность оценивается динамикой увеличения значения эффективной вязкости после изменения скорости сдвига с 511 до 100 с⁻¹ (ротационный тест). Чем выше динамика изменения η , тем лучше способность ЖР к восстановлению.

Описание работы. В зависимости от геологических условий эксплуатируемых нефтяных месторождений сформированы две температурные группы скважин (60–70 и 80–90 °С), для которых разрабатывались рецептуры жидкости разрыва со сниженной концентрацией биополимерного гелеобразователя. Основой разрабатываемых ЖР являлся гуар (галактоманнан) и другие стандартные компоненты (ингибитор глин, деземulgатор, сшиватели на основе боратных соединений и различные деструкторы), применяемые при проведении ГРП классическим методом.

При разработке жидкостей разрыва со сниженной концентрацией биополимерного гелеобразователя ориентировались на значение эффективной вязкости жидкости без деструктора в диапазоне 300–400 мПа · с. За минимально допустимую вязкость жидкости с деструкторами принимали значение 200 мПа · с.

На рис. 1 представлены результаты исследования на термостабильность при 60 °С стандартных ЖР и со сниженной концентрацией гуара.

Из рис. 1 видно, что снижение концентрации с 2,6 до 2,2 кг/м³ в значительной степени влияет на снижение эффективной вязкости (в среднем на 100 мПа · с). Однако в результате подбора количественного соотношения используемых боратных сшивателей, в том числе и замедленного действия, удалось достичь улучшения способности к восстановлению структуры ЖР после воздействия на нее знакопеременных сдвиговых нагрузок (рис. 2).

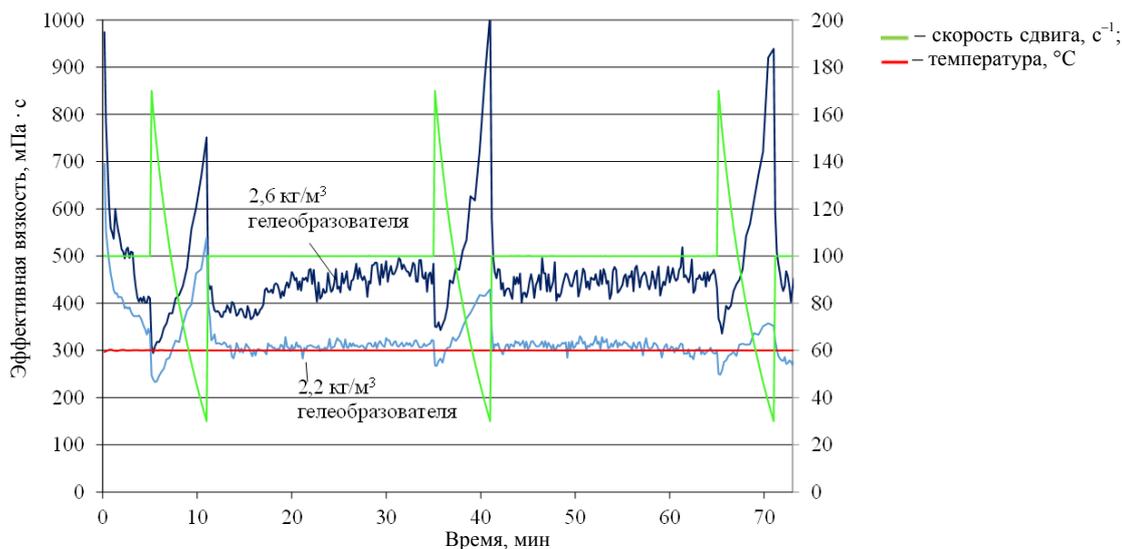


Рис. 1. Термостабильность жидкости разрыва при 60 °С с различной концентрацией гуарового гелеобразователя

Fig. 1. Thermal stability of fracture fluid at 60 °C with different concentrations of guar gelling agent

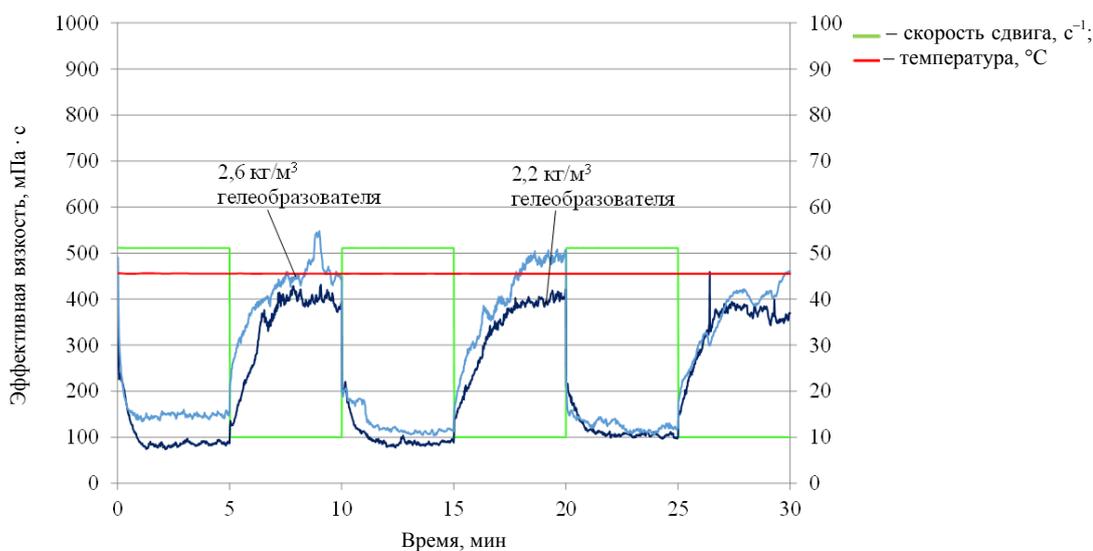


Рис. 2. Тест на сдвиг жидкости разрыва с различной концентрацией гуарового гелеобразователя

Fig. 2. Fracture fluid shear test with different concentrations of guar gelling agent

По результатам проведенных исследований оптимизирована и концентрация персульфатных деструкторов (рис. 3).

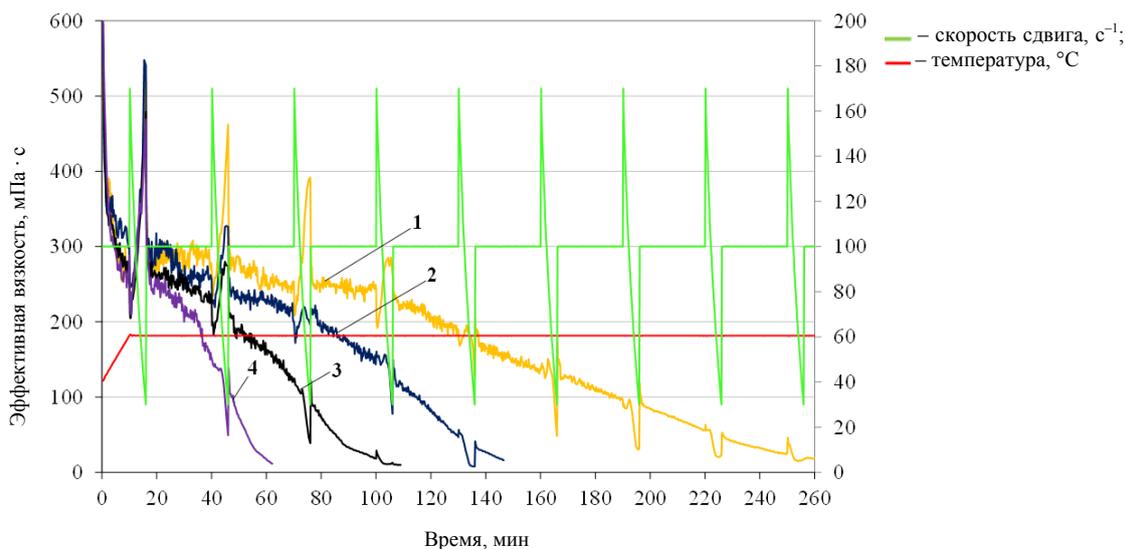


Рис. 3. Термостабильность жидкости разрыва при 60 °С с различной концентрацией персульфатных деструкторов:
 1 – 0,15 кг/м³ капсулированного деструктора; 2 – 0,2 кг/м³ капсулированного деструктора;
 3 – 0,3 кг/м³ капсулированного деструктора; 4 – 0,3 кг/м³ капсулированного деструктора
 + 0,1 кг/м³ персульфатного деструктора

Fig. 3. Thermal stability of fracturing fluid at 60 °C with different concentrations of persulfate destructors:
 1 – 0.15 kg/m³ of encapsulated destructor; 2 – 0.2 kg/m³ of encapsulated destructor;
 3 – 0.3 kg/m³ of encapsulated destructor; 4 – 0.3 kg/m³ encapsulated destructor + 0.1 kg/m³ persulfate destructor

В результате проведенных исследований и окончательной оптимизации количественного соотношения компонентов (гуарового гелеобразователя (2,2 кг/м³) и сшивателя) получена ЖР для 60 °С, технологические показатели которой приведены в табл. 2. Концентрации персульфатных деструкторов (рис. 3) в составе ЖР в процессе проведения ГРП изменяются от этапа к этапу в зависимости от времени проведения закачки и требуемой скорости деструкции жидкости разрыва.

Таблица 2. Технологические показатели полученной жидкости разрыва

Table 2. Technological characteristics of the resulting fracturing fluid

Вид жидкости разрыва	pH	Температура, °С	Эффективная вязкость при $\gamma = 511 \text{ с}^{-1}$	Время сшивки, с
«Линейный гель»	8,8	25	12,6	–
Сшитый гель	9	25	–	90

С целью изучения влияния предлагаемых изменений в реологических свойствах рабочей жидкости выполнены исследования по определению остаточной проводимости пропантных упаковок для рецептов ЖР на 60 °С (стандартная рецептура и рецептура со сниженной концентрацией гелеобразователя). Остаточную проводимость пропантных упаковок определяли как с капсулированным деструктором, так и с комбинацией капсулированного и персульфатного деструкторов. Персульфатный деструктор используется на заключительных этапах выполнения ГРП для обеспечения ускоренного разрушения жидкости разрыва, что позволяет избежать выноса пропантанта из трещины при разрядке скважины.

Подготовку расклинивающего материала, жидкости разрыва и испытательной установки проводили в соответствии с требованиями ISO 13503-5 : 2006 «Petroleum and natural gas industries – Completion fluids and materials – Part 2 : Measurement of properties of proppants used in hydraulic fracturing and gravel-packing operations».

В качестве расклинивающего материала использовался пропант фракции 20/40. Перед проведением экспериментов проводили измерения физико-механических свойств пропанта в соответствии с требованиями ГОСТ Р 51761-2013 «Пропанты алюмосиликатные. Технические условия».

При испытаниях по измерению остаточной проводимости керамический пропант массой 63 г и испытуемую жидкость разрыва объемом 60 мл помещали в ячейку. После загрузки пропанта и ЖР к ячейке прикладывали горное давление в 6500 psi, и поровое давление в 500 psi. Далее ячейку прогревали до температуры проведения теста (60 °C), после чего оставляли при постоянном давлении и температуре для технического отстоя на 50 ± 2 ч. После завершения технического отстоя производили прокачку 2%-го раствора калия хлорида через пропантную упаковку до установления постоянного давления при постоянном расходе 3 мл/мин. Результаты проведенных исследований представлены в табл. 3.

Таблица 3. Результаты лабораторных исследований остаточной проводимости модели трещины гидроразрыва пласта (давление закрытия – 6000 psi; температура – 60 °C)

Table 3. Results of laboratory studies of residual conductivity of a hydraulic fracture model (closing pressure – 6000 psi; temperature – 60 °C)

Рецептура жидкости разрыва	Проводимость, мД · фут	Проницаемость, Д	Снижение проницаемости, %	Снижение проводимости, %
Без жидкости разрыва	3552	208	–	–
Стандартная жидкость разрыва (2,6 кг/м ³ гуара; 0,6 кг/м ³ капсулированного деструктора)	1061	62	70,1	70,2
Сниженная жидкость разрыва (2,2 кг/м ³ гуара; 0,2 кг/м ³ капсулированного деструктора)	2396	138	33,2	33,7
Стандартная жидкость разрыва (2,6 кг/м ³ гуара; 0,6 кг/м ³ капсулированного деструктора, 0,2 кг/м ³ персульфатного деструктора)	2096	122	42,0	41,4
Сниженная жидкость разрыва (2,2 кг/м ³ гуара; 0,2 кг/м ³ капсулированного деструктора, 0,1 кг/м ³ персульфатного деструктора)	2396	140	32,6	32,7

На основании выполненных исследований подтверждены предположения о влиянии загрузки биополимерного гелеобразователя на остаточную проводимость системы трещин. Жидкость разрыва с пониженными нагрузками основных компонентов без персульфатного деструктора показала увеличение остаточной проводимости системы трещин на ~ 36 % по сравнению со стандартной рецептурой, что в теории должно положительно сказаться на конечной эффективности выполненных работ по ГРП, выраженной в эксплуатационных параметрах скважины. Необходимо отметить, что присутствие персульфатного деструктора в ЖР позволяет улучшить остаточную

проводимость пропантной упаковки. Но проведение всех этапов ГРП с персульфатным деструктором в составе ЖР не является жестким требованием по причине преждевременной деструкции жидкости разрыва.

Исходя из положительных результатов проведенных исследований дальнейшая задача заключалась в разработке новой рецептуры ЖР для условий применения при 70 °С (рис. 4, 5).

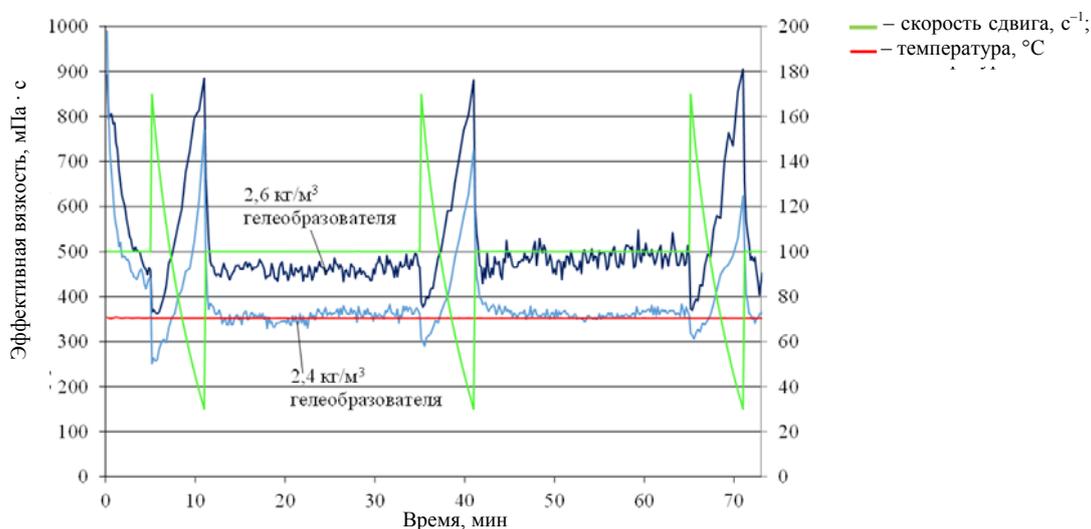


Рис. 4. Термостабильность жидкости разрыва при 70 °С с различной концентрацией гуарового гелеобразователя

Fig. 4. Thermal stability of fracturing fluid at 70 °С with different concentrations of guar gelling agent

Можно увидеть на рис. 4, что снижение концентрации с 2,6 до 2,4 кг/м³ в значительной степени влияет на снижение эффективной вязкости (в среднем на 100 мПа · с). По результатам теста на сдвиг установлено, что после подбора сшивателей образец ЖР со сниженной концентрацией гелеобразователя обладает несколько худшими свойствами к восстановлению своей структуры после снятия стрессовых нагрузок (рис. 5).

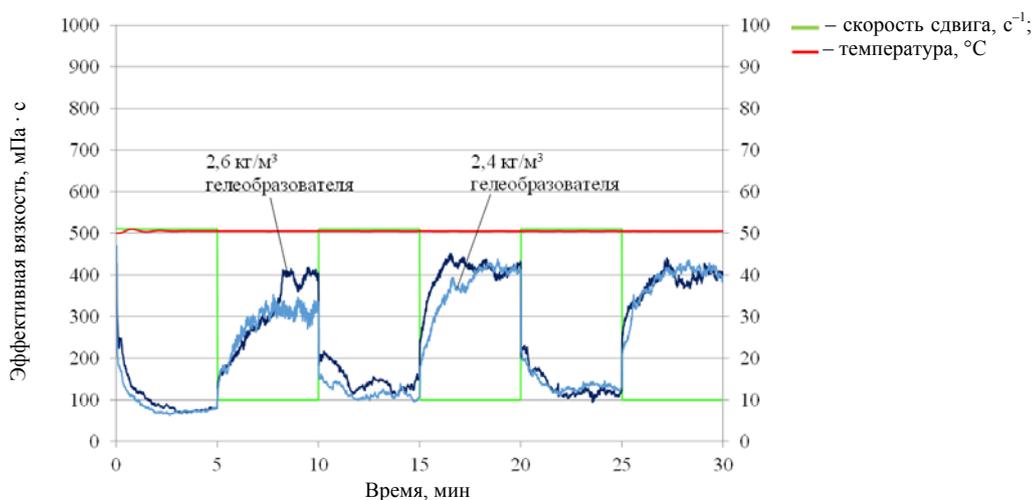


Рис. 5. Тест на сдвиг жидкости разрыва с различной концентрацией гуарового гелеобразователя

Fig. 5. Fracture fluid shear test with different concentrations of guar gelling agent

В отличие от предыдущей композиции в данной рецептуре (2,4 кг/м³ гуара) использовали жидкий деструктор и активатор для него, после оптимизации их количественного соотношения и концентрации (рис. 6) технологические свойства полученной ЖР имели значения, представленные в табл. 6. Концентрации жидкого деструктора и активатора (рис. 6) в процессе проведения ГРП могут изменяться от этапа к этапу в зависимости от времени проведения закачки и требуемой скорости деструкции жидкости разрыва.

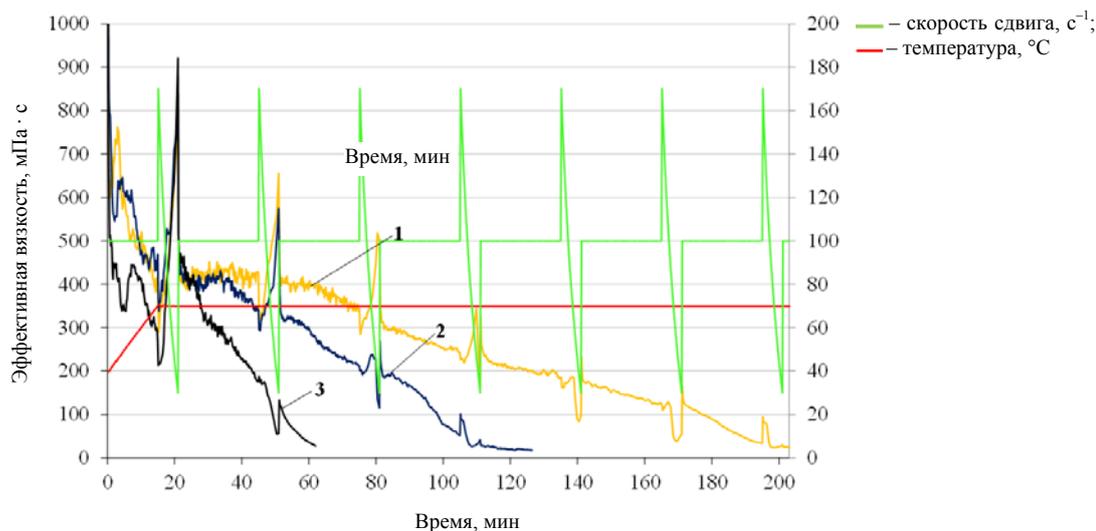


Рис. 6. Термостабильность жидкости разрыва при 70 °С с различной концентрацией жидкого деструктора и активатора:

1 – 0,5 л/м³ жидкого деструктора + 0,5 л/м³ активатора; 2 – 1 л/м³ жидкого деструктора + 1 л/м³ активатора; 3 – 2 л/м³ жидкого деструктора + 2 л/м³ активатора

Fig. 6. Thermal stability of fracturing fluid at 70 °C with different concentrations of liquid destructor and activator: 1 – 0.5 l/m³ of liquid destructor + 0.5 l/m³ of activator; 2 – 1 l/m³ of liquid destructor + 1 l/m³ of activator; 3 – 2 l/m³ liquid destructor + 2 l/m³ activator

Таблица 4. Технологические показатели полученной жидкости разрыва

Table 4. Technological characteristics of the resulting fracturing fluid

Вид жидкости разрыва	pH	Температура, °С	Эффективная вязкость при $\gamma = 511 \text{ c}^{-1}$	Время сшивки, с
«Линейный гель»	8,8	25	14,2	–
Сшитый гель	9	25	–	60

Особенный интерес представляла разработка композиции ЖР для скважин температурной группы 80–90 °С.

На рис. 7 представлены результаты по исследованию термостабильности ЖР при 90 °С с различной концентрацией гелеобразователя.

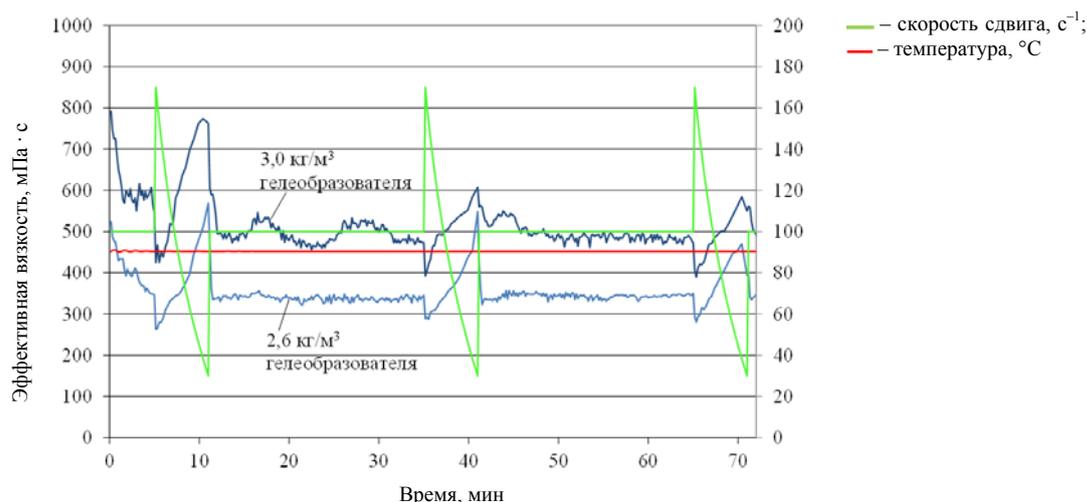


Рис. 7. Термостабильность жидкости разрыва при 90 °С с различной концентрацией гуарового гелеобразователя

Fig. 7. Thermal stability of fracturing fluid at 90 °C with different concentrations of guar gelling agent

Показано (рис. 7), что снижение концентрации гелеобразователя с 3 до 2,6 кг/м³ в значительной степени влияет на показатели эффективной вязкости. Так, в среднем наблюдается снижение данного показателя на 150 мПа · с. Компенсацию потери значений эффективной вязкости осуществляли количественным соотношением боратных сшивателей отложенного действия, а также использованием в данной рецептуре регулятора рН среды.

Далее исследовали способность разработанной ЖР к восстановлению своей структуры при изменении нагрузки (рис. 8) и осуществляли количественный подбор персульфатных деструкторов под данные температурные условия пласта (рис. 9). Концентрации персульфатных деструкторов в составе ЖР в процессе проведения ГРП могут изменяться в зависимости от времени проведения закачки и требуемой скорости деструкции жидкости разрыва.

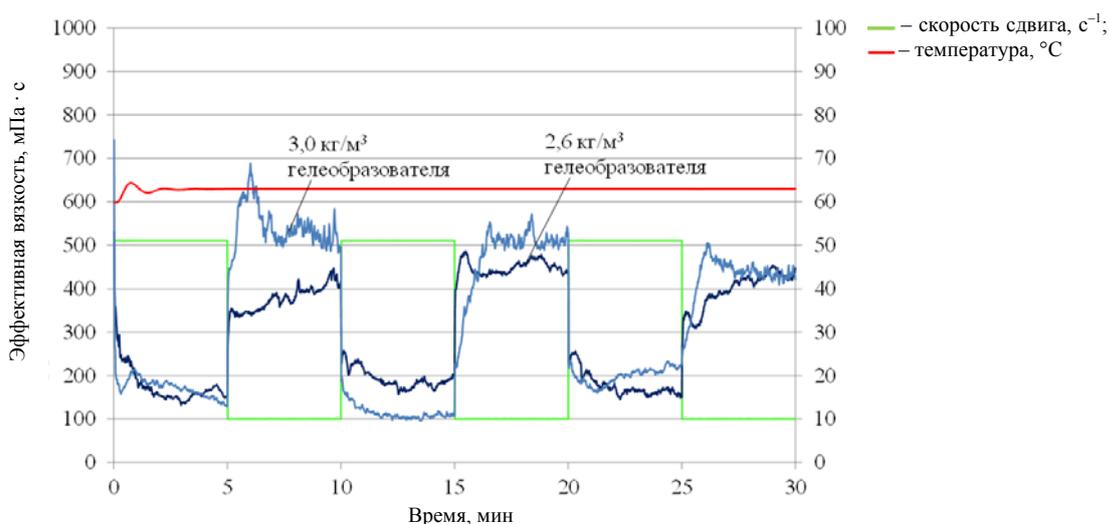


Рис. 8. Тест на сдвиг жидкости разрыва с различной концентрацией гуарового гелеобразователя

Fig. 8. Fracture fluid shear test with different concentrations of guar gelling agent

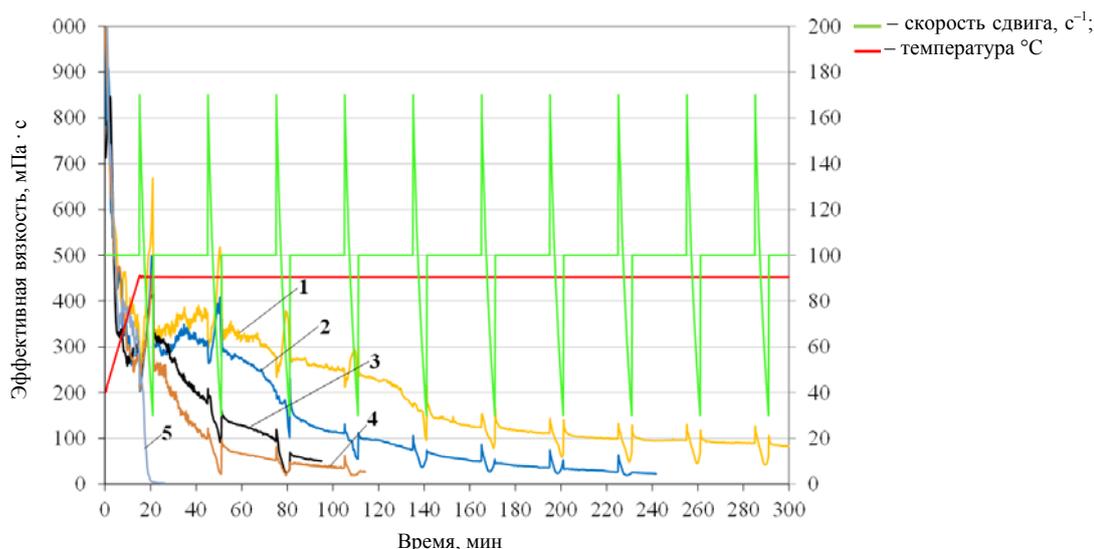


Рис. 9. Термостабильность жидкости разрыва при 90 °С с различной концентрацией персульфатных деструкторов:
 1 – 0,15 кг/м³ капсулированного деструктора; 2 – 0,2 кг/м³ капсулированного деструктора;
 3 – 0,3 кг/м³ капсулированного деструктора; 4 – 0,4 кг/м³ капсулированного деструктора;
 5 – 0,4 кг/м³ капсулированного деструктора + 0,2 кг/м³ персульфатного деструктора

Fig. 9. Thermal stability of fracturing fluid at 90 °C with different concentrations of persulfate destructors:

1 – 0.15 kg/m³ of encapsulated destructor; 2 – 0.2 kg/m³ of encapsulated destructor;
 3 – 0.3 kg/m³ of encapsulated destructor; 4 – 0.4 kg/m³ of encapsulated destructor;
 5 – 0.4 kg/m³ encapsulated destructor + 0.2 kg/m³ persulfate destructor

В результате проведения комплекса исследований разработана рецептура ЖР (концентрация гуара – 2,6 кг/м³) для скважин с пластовой температурой 90 °С, технологические свойства которой приведены в табл. 5.

Таблица 5. Технологические показатели полученной жидкости разрыва

Table 5. Technological characteristics of the resulting fracturing fluid

Вид жидкости разрыва	pH	Температура, °С	Эффективная вязкость при $\gamma = 511 \text{ с}^{-1}$	Время сшивки, с
«Линейный гель»	10,3	40	16,0	–
Сшитый гель	10,2	40	–	90

В качестве примера внедрения разработанных ЖР с пониженными нагрузками основных реагентов в температурном диапазоне 60–65 °С (стандартная концентрация гелеобразователя – 2,6 кг/м³; сниженная – 2,2 кг/м³) рассмотрим скважину 520п Р.

На данном объекте выполнены две стадии ГРП на два интервала перфорации (поинтервальный ГРП) на отложения среднего и верхнего девона. Конструкция скважины представлена эксплуатационной колонной 178 мм и хвостовиком 114 мм, оборудованным приемной воронкой для стингера, тип скважины – наклонно-направленный, угол в интервале проведения работ составляет ~47°. Обе стадии выполнены с использованием ЖР с пониженными нагрузками биополимерного гелеобразователя. В рамках данной работы представлены результаты по первой стадии проведения ГРП как наиболее технологически сложной.

Основной ГРП выполнен штатно, в пласт закачано 37 т пропанта фракций 30/50 и 20/40 с концентрацией 100–700 кг/м³ и 181,5 м³ геля ГРП (рис. 10).

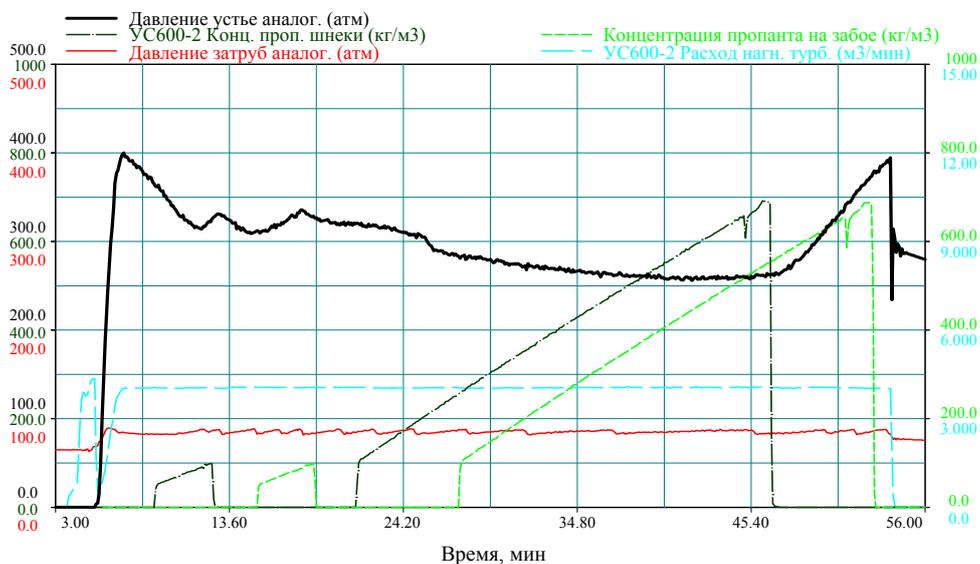


Рис. 10. График проведения основного гидроразрыва пласта на скважине 520nP

Fig. 10. Schedule for the main hydraulic fracturing at well 520nR

Прирост мгновенного давления остановки насосов составил 23,1 атм, что говорит об умеренной агрессивности дизайна ГРП и хороших качествах ЖР. Скважина запущена в эксплуатацию с высокими показателями, дебит продукции за первые 3 месяца составил 34 т/сут при обводненности 9,3 %. По результатам выполненных работ внедрение жидкости разрыва с пониженными нагрузками основных компонентов признано успешным.

В качестве примера внедрения разработанной жидкости разрыва с пониженными нагрузками основных реагентов в температурном диапазоне 90 °С (стандартная концентрация гелеобразователя – 3,0 кг/м³; сниженная – 2,6 кг/м³) представлена скважина 123 О.

Основная операция выполнена штатно, в пласт закачано 39 т пропанта фракций 30/50, 20/40, 16/20 и 12/18 RCP с максимальной концентрацией 1000 кг/м³ и 142 м³ жидкости разрыва (рис. 11).

Прирост мгновенного давления остановки насосов составил 27 атм, что говорит об умеренной агрессивности дизайна и хороших эксплуатационных характеристиках ЖР.

После проведения работ по ГРП скважина вступила в эксплуатацию с дебитом жидкости 18,57 т/сут при дебите нефти 0,12 т/сут. Несмотря на получение высокообводненной продукции (геологический фактор), использование жидкости разрыва с пониженными концентрациями основных реагентов технологически выполнено успешно.

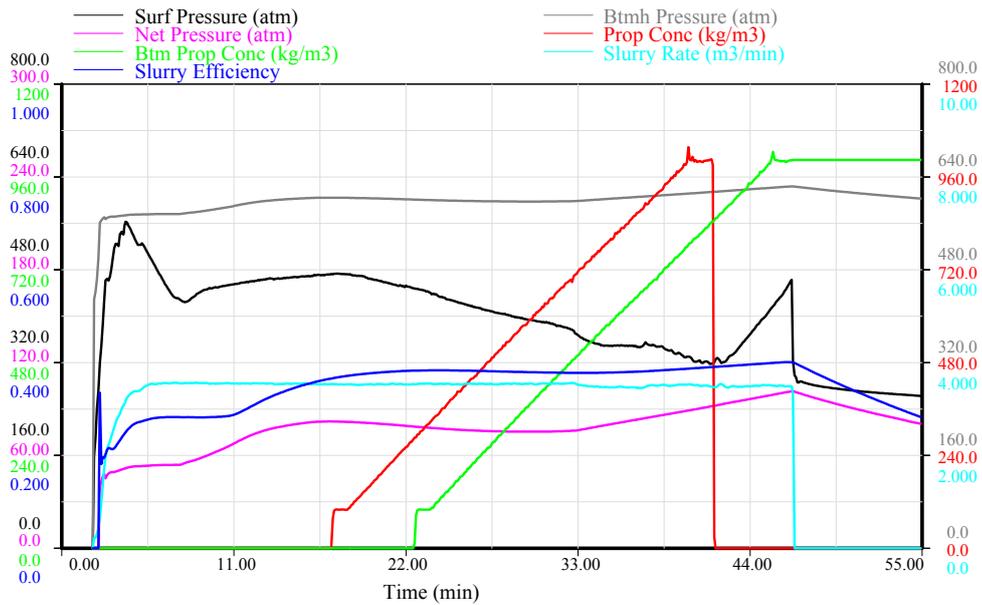


Рис. 11. График проведения основного гидроразрыва пласта на скважине 123 O

Fig. 11. Schedule for the main hydraulic fracturing at well 123 O

В качестве примера внедрения разработанной жидкости разрыва с пониженными нагрузками основных реагентов в температурном диапазоне 70 °С (стандартная концентрация гелеобразователя – 2,6 кг/м³; рекомендуемая – 2,4 кг/м³) приведена скважина 239s2 P.

Основная операция выполнена штатно, в пласт закачаны плановые 82 т пропанта фракций 20/40, 16/20 и 12/18 при максимальной концентрации 800 кг/м³ и 305 м³ ЖР (рис. 12).

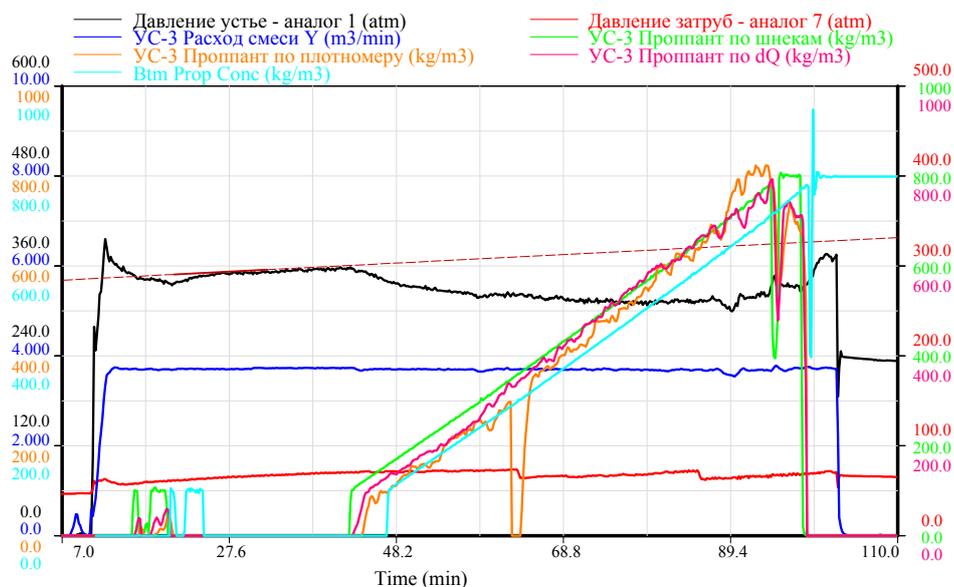


Рис. 12. График проведения основного гидроразрыва пласта на скважине 239s2 P

Fig. 12. Schedule for the main hydraulic fracturing at well 239s2 R

Прирост мгновенного давления остановки насосов составил 63 атм, что говорит об умеренной агрессивности дизайна ГРП и высоких эксплуатационных характеристиках ЖР.

По результатам проведения ГРП скважина вступила в добычу с дебитом жидкости 14,9 т/сут при обводненности продукции 12,4 %, что позволяет отнести выполненные работы к эффективным.

К сожалению, по причинам высокой степени расчлененности вскрываемых отложений и площадной неоднородности залежей нефти Республики Беларусь, что зачастую приводит к различию геологического описания вскрываемых отложений соседними скважинами и отличию геологических свойств и ФЕС целевых интервалов, провести компонентный сравнительный анализ вышеприведенных скважин с соседними объектами, выполненными с использованием стандартных ЖР, не представляется возможным. Однако выполненные ГРП с использованием измененных рецептур ЖР являются эффективными и высокоэффективными по эксплуатационным показателям, что позволяет с уверенностью говорить о целесообразности внедрения оптимизированных рецептур ЖР для проведения ГРП.

Заключение. С целью снижения дефицита реагентов и материалов для ГРП, сложившегося в Республике Беларусь и Российской Федерации в начале 2022 г., выполнения производственной программы и мероприятий по снижению себестоимости выполнения ГРП в РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» в 2022 г. в рамках настоящей работы решены задачи по определению основных реологических и физико-технологических показателей ЖР, с помощью которых авторами разработаны, оптимизированы рецептуры композиции ЖР для скважин следующих температурных групп – 60–70 и 80–90 °С. Подтверждено предположение о положительном влиянии снижения загрузки биополимерного гелеобразователя на остаточную проводимость системы трещин. Представлен критический анализ проведения опытно-промышленных испытаний разработанных ЖР на традиционных коллекторах нефтяных месторождений Республики Беларусь, при этом отмечена эффективность их применения. В течение 2022 г. с использованием разработанных ЖР проведено 65 операций ГРП на 32 объектах месторождений Республики Беларусь, в результате чего общий объем использованной ЖР равен 15996 м³. Средняя экономия гуарового гелеобразователя составила 150 кг на скважину, суммарная экономия за 2022 год ~ 10 т.

Таким образом, разработанные ЖР с пониженным содержанием биополимерного гелеобразователя показали свою эффективность в процессе проведения ГРП и в настоящее время продолжают исследования по совершенствованию физико-технологических и реологических свойств полученных композиций.

Благодарность. Авторы выражают благодарность специалистам БелНИПИнефть РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» за участие в проведении лабораторных исследований – Е. С. Савенкову, А. А. Грапову, А. Ю. Дикуну, промысловых испытаний – А. А. Хмелеву, А. С. Мацкевичу.

Gratitude. The authors express their gratitude to the specialists of BelNIPIneft RUE “Production Association “Belorusneft” for participation in conducting laboratory studies – E. S. Savenkov, A. A. Grapov, A. Yu. Dikun, and field tests – A. A. Khmelev, A. S. Matskevich.

Литература

1. Каневская, Р. Д. Применение гидравлического разрыва пласта для интенсификации добычи и повышения нефтеотдачи / Р. Д. Каневская, И. Р. Дияшев, Ю. В. Некипелов // Нефтяное хозяйство. – 2002. – № 5. – С. 44–46.
2. Силин, М. А. Исследование влияния ионов бора и минеральных солей, содержащихся в подтоварной воде, на качество полисахаридных жидкостей ГРП / М. А. Силин, Л. А. Мага-

дова, Л. А. Чирина // Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов : сб. науч. ст. / Науч. исслед. ин-т природн. газов и газ. технологий – ВНИИГАЗ. – М., 2013. – Вып. 1 (12). – С. 73–78.

3. Опробование технологии повторного МГРП на скважинах, эксплуатирующих ультранизкопроницаемые коллекторы. Методы пост-фрак контроля выполненных работ / А. В. Драбкин, К. В. Мироненко, Т. Д. Гилязитдинов [и др.] // Поиски и освоение нефтяных ресурсов Республики Беларусь : сб. науч. тр. : в 2 т. Т. 2 / БелНИПИнефть ; сост.: А. Г. Ракутько, А. А. Кудряшов, А. С. Грудинин. – Минск, 2022. – Вып. 10. – С. 139–148.
4. Применение метода осцилляционной реологии для исследования жидкостей разрыва / Т. Д. Гилязитдинов, А. М. Валенков, М. В. Казак, С. И. Панин // Российская нефтегазовая техническая конференция SPE, г. Москва, 12–14 окт. 2020 г. / Инновац. центр НТЦ ТМК. – М. : ИЦ НТЦ ТМК, 2020. – DOI 10.2118/202063-MS.
5. Разработка состава пропантонесущей жидкости разрыва на основе загеленной кислоты / М. В. Казак, Г. Г. Печерский, С. И. Панин [и др.] // Поиски и освоение нефтяных ресурсов Республики Беларусь : сб. науч. тр. : в 2 т. Т. 2 / БелНИПИнефть ; сост.: А. Г. Ракутько, А. А. Кудряшов, А. С. Грудинин. – Минск, 2022. – Вып. 10. – С. 166–172.
6. Разработка жидкостей разрыва на основе сополимеров акриламида и исследование их физико-технологических свойств методами осцилляционной реологии / М. В. Казак, С. И. Панин, А. М. Валенков, Т. Д. Гилязитдинов // Российская нефтегазовая техническая конференция SPE, г. Москва, 12–15 окт. 2021 г. / Инновац. центр НТЦ ТМК. – М. : ИЦ НТЦ ТМК, 2021. – DOI 10.2118/206638-MS

Reference

1. Kanevskaya R. D., Diyashev I. R., Nekipelov Yu. V. Application of hydraulic fracturing to intensify production and enhance oil recovery. *Neftyanoe khozyaistvo = Oil industry*, 2002, no. 5, pp. 44–46 (in Russian).
2. Silin M. A., Magadova L. A., Chirina L. A. Study of the influence of boron ions and mineral salts contained in produced water on the quality of polysaccharide hydraulic fracturing fluids. *Aktual'nye voprosy issledovaniy plastovykh sistem mestorozhdeniy uglevodorodov: sb. nauch. trudov* [Current issues in research of reservoir systems of hydrocarbon fields: Collection of scientific papers]. Moscow, Gazprom VNIIGAZ, 2013, vol. 1 (12), pp. 73–78 (in Russian).
3. Drabkin A. V., Mironenko K. V., Gilyazitdinov T. D., Valenkov A. M., Pechersky G. G. Testing of repeated multi-stage hydraulic fracturing technology on wells operating ultra-low-permeability reservoirs. Methods of post-frac control of completed work. *Poiski i osvoenie neftyanykh resursov Respubliki Belarus' : sb. nauch. trudov* [Search and development of oil resources of the Republic of Belarus: Collection of scientific papers]. Minsk, BelNIPIneft'In, 2022, vol. 2, iss. 10, pp. 139–148 (in Russian).
4. Hiliazitzinau T., Valenkov A., Kazak M., Panin S. Application of Oscillation Rheology Method to Studying Fracturing Fluids. *Rossiiskaya neftegazovaya tekhnicheskaya konferentsiya SPE, g. Moskva, 12–14 okt. 2020 g.* [SPE Russian Petroleum Technology Conference originally scheduled to be held in Moscow, Russia, 12–14 October 2020]. Moscow, Innovatsionnyi tsentr NTTs TМК, 2020 (in Russian). DOI 10.2118/202063-MS
5. Kazak M. V., Pechersky G. G., Panin S. I., Gilyazitdinov T. D., Valenkov A. M., Mironenko K. V. Development of the composition of a propane-bearing fracturing fluid based on gelled acid. *Poiski i osvoenie neftyanykh resursov Respubliki Belarus' : sb. nauch. trudov* [Search and development of oil resources of the Republic of Belarus: Collection of scientific papers]. Minsk, BelNIPIneft'In, 2022, vol. 2, iss. 10, pp. 166–172 (in Russian).
6. Kazak M., Panin S., Valenkov A., Hiliazitzinau T. Development of Fracturing Fluids Based on Acrylamide Copolymers and Study of Their Physical and Technological Properties Using the Oscillatory Rheometry Methods / *Rossiiskaya neftegazovaya tekhnicheskaya konferentsiya SPE, g. Moskva, 12–15 okt. 2021 g.* [SPE Russian Petroleum Technology Conference originally

scheduled to be held in Moscow, Russia, 12–15 October 2021]. Moscow, Innovatsionnyi tsentr NTTs TMK, 2021 (in Russian). DOI 10.2118/206638-MS

Информация об авторах

Казак Максим Васильевич – заведующий сектором химического обеспечения лаборатории гидравлического разрыва пласта отдела техники и технологии воздействия на пласт. Белорусский научно-исследовательский и проектный институт нефти РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» (ул. Книжная, 15Б, 246003, Гомель, Республика Беларусь). E-mail: M.Kazak@beloil.by

Мироненко Кирилл Викторович – заведующий лабораторией гидравлического разрыва пласта отдела техники и технологии воздействия на пласт. Белорусский научно-исследовательский и проектный институт нефти РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» (ул. Книжная, 15Б, 246003, Гомель, Республика Беларусь). E-mail: K.Mironenko@beloil.by

Гилязитдинов Тимур Доналович – ведущий химик сектора химического обеспечения лаборатории гидравлического разрыва пласта отдела техники и технологии воздействия на пласт. Белорусский научно-исследовательский и проектный институт нефти РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» (ул. Книжная, 15Б, 246003, Гомель, Республика Беларусь). E-mail: t.gilyazitdinov@beloil.by

Валенков Андрей Михайлович – кандидат технических наук, научный сотрудник сектора химического обеспечения лаборатории гидравлического разрыва пласта отдела техники и технологии воздействия на пласт. Белорусский научно-исследовательский и проектный институт нефти РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» (ул. Книжная, 15Б, 246003, Гомель, Республика Беларусь). E-mail: a.valenkov@beloil.by

Information about the authors

Kazak Maksim Vasilyevich – head of chemistry department of hydraulic fracturing laboratory. Belarusian Scientific Research and Design Institute of Oil RUE “Production Association “Belorusneft” (15B, Knizhnaya Str., 246003, Gomel, Republic of Belarus). E-mail: M.Kazak@beloil.by

Mironenko Kiryll Victorovich – head of hydraulic fracturing laboratory. Belarusian Scientific Research and Design Institute of Oil RUE “Production Association “Belorusneft” (15B, Knizhnaya Str., 246003, Gomel, Republic of Belarus). E-mail: K.Mironenko@beloil.by

Gilyazitdinov Tsimur Donalovich – leading chemist of chemistry department of hydraulic fracturing laboratory. Belarusian Scientific Research and Design Institute of Oil RUE “Production Association “Belorusneft” (15B, Knizhnaya Str., 246003, Gomel, Republic of Belarus). E-mail: t.gilyazitdinov@beloil.by

Valenkov Andrei Mikhailovich – PhD researcher of chemistry department of hydraulic fracturing laboratory. Belarusian Scientific Research and Design Institute of Oil RUE “Production Association “Belorusneft” (15B, Knizhnaya Str., 246003, Gomel, Republic of Belarus). E-mail: a.valenkov@beloil.by

Поступила в редакцию 31.10.2024