

# Подбор альтернативной жидкости гидроразрыва пласта в условиях низкопроницаемого газового коллектора туронского яруса

Выломов Д.Д.<sup>1</sup>, Шульгин П.А.<sup>2</sup>, Шакиров Р.Р.<sup>3</sup>, Снохин А.А.<sup>2</sup>

<sup>1</sup>ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия, <sup>2</sup>ООО «Кынско-Часельское нефтегаз», Тюмень, Россия,

<sup>3</sup>Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия  
ddvylomov-tnk@tnnc.rosneft.ru

## Аннотация

При учете накопленных знаний в части выбора жидкостей гидроразрыва (ЖР) пласта и последующей их апробации в рамках опытно-промышленных (ОПР) и научно-исследовательских работ (НИР) на туронских отложениях месторождений-аналогов подобрана альтернативная ЖР, применение которой позволит снизить негативное воздействие на продуктивный пласт (относительно пресной воды), а также увеличить экологическую и экономическую составляющую работ в целом относительно ЖР на углеводородной основе (дизельное топливо).

## Материалы и методы

Путем аналитического обзора накопленной базы знаний в части выбора ЖР для отложений туронского яруса (Т) и проведения собственных лабораторных исследований ядра сформированы рекомендации по применению альтернативной ЖР для целей ОПР на рассматриваемом активе.

## Ключевые слова

туронский ярус, жидкость гидроразрыва пласта, лабораторные исследования ядра, линейное расширение глин

## Для цитирования

Выломов Д.Д., Шульгин П.А., Шакиров Р.Р., Снохин А.А. Подбор альтернативной жидкости гидроразрыва пласта в условиях низкопроницаемого газового коллектора туронского яруса // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 2. С. 56–61. DOI: 10.24412/2076-6785-2023-2-56-61

Поступила в редакцию: 28.03.2023

OIL PRODUCTION

UDC 622.279 | Original Paper

## Selection of an alternative hydraulic fracturing fluid in the conditions of a low permeability gas reservoir turonian

Vylomov D.D.<sup>1</sup>, Shulgin P.A.<sup>2</sup>, Shakirov R.R.<sup>3</sup>, Snohin A.A.<sup>2</sup>

<sup>1</sup>“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia, <sup>2</sup>“Kynsko-Chaselskoe neftegas” LLC, Tyumen, Russia,

<sup>3</sup>Oil and gas research institute RAS, Moscow, Russia  
ddvylomov-tnk@tnnc.rosneft.ru

## Abstract

Taking into account the accumulated knowledge regarding the choice of hydraulic fracturing fluids and their subsequent approbation within the framework of pilot industrial and research works on the Turonian deposits of analogous deposits, an alternative hydraulic fracturing fluid was selected, the use of which will reduce the negative impact on productive formation (relative to fresh water), as well as to increase the environmental and economic component of the work as a whole in relation to hydrocarbon-based hydraulic fracturing fluid (diesel fuel).

## Materials and methods

Based on an analytical review of the accumulated knowledge base regarding the choice of hydraulic fracturing fluid for the deposits of the Turonian stage (T) and carrying out our own laboratory tests of the core, recommendations were formed on the use of an alternative hydraulic fracturing fluid for the purposes of pilot work on the considered asset.

## Keywords

turonian stage, hydraulic fracturing fluid, laboratory-based core analysis, linear expansion of clays

## For citation

Vylomov D.D., Shulgin P.A., Shakirov R.R., Snohin A.A. Selection of an alternative hydraulic fracturing fluid in the conditions of a low permeability gas reservoir turonian. Exposition Oil Gas, 2023, issue 2, P. 56–61. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2023-2-56-61

Received: 28.03.2023

## Введение

Турон (Т) — один из приоритетных и стратегически важных объектов с залежами свободного газа (СВ). Ресурсы газовых залежей турона относят к категории трудноизвлекаемых, они характеризуются наличием значительной неоднородности, низкими продуктивными характеристиками скважин, ухудшенными фильтрационно-емкостными (ФЕС) и коллекторскими свойствами пластов [1].

В пределах рассматриваемого в данной работе одного из лицензионных участков (ЛУ) Красноселькупского района Ямало-Ненецкого автономного округа (ЯНАО) доля объекта Т составляет 42 % от всей его ресурсной базы (РБ). Рекомендуемая технология заканчивания для проектных скважин — горизонтальное окончание ствола с применением гидравлического разрыва пласта (ГРП) [2].

ГРП — один из методов интенсификации притока пластового флюида к нефтяным и газовым скважинам. Широко распространен в мировой и отечественной практике ввиду высокой рентабельности.

Суть метода ГРП заключается в создании сети трещин в продуктивном пласте на больших глубинах (ниже 500 м от поверхности земли) путем закачки в скважину рабочей жидкости с созданием высокого давления. Сеть созданных трещин улучшает гидравлическую

проводимость породы пласта и увеличивает зону дренирования скважины.

Реализация ГРП включает в себя следующие типовые операции:

- выбор ЖР и расклинивающего агента (песок, проппант и т.п.);
- определение расчетных показателей процесса гидроразрыва;
- выбор технологической схемы и необходимых агрегатов;
- подготовка скважины (определение поглощающей способности, очистка забоя, прибытие флота ГРП на объект, монтаж оборудования);
- проведение мини-ГРП, основного ГРП;
- освоение и проведение гидродинамического исследования скважины (ГДИС) после гидроразрыва.

Важнейшим фактором успешности выполнения ГРП является качество и свойства ЖР, основными характеристиками которой являются:

- реологические (инфильтрационные) свойства;
- несущая способность (обеспечение переноса и закрепления проппанта по трещине);
- совместимость с горной породой (отсутствие взаимодействия для минимизации ухудшения коллекторских свойств).

Жидкости для ГРП можно классифицировать по типу применяемой в их составе основы: водной, углеводородной (УВ) или кислотной. Также применяются многофазные эмульсионные системы и пены [3].

## Накопленная база знаний

Рассмотрим накопленную базу знаний в части проведения ГРП и выбора ЖР по ближайшим месторождениям-аналогам, обладающим значительной РБ по объекту Т.

На м/р-аналоге 1 (находится на стадии ОПР) на объекте Т проведен ГРП на водной основе. Несмотря на низкую температуру и водочувствительность пласта гидроразрыв показал стабильную эффективность. Все проведенные работы по ГРП показали прирост продуктивности скважин, в среднем более чем в два раза [4].

ЖР на водной основе обладает рядом преимуществ: экономическая рентабельность, высокое гидростатическое давление столба жидкости, пожаробезопасность и относительно простой способ приготовления.

Однако в работе [5] авторы отмечают, что при высоком содержании глинистой фракции возможна достаточно сильная гидратация (набухание) образца породы при взаимодействии с водой (до 10–15 %). В связи с тем, что объект Т сложен преимущественно

Табл. 1. Обзор существующих ЖР: 0,0 — ЖР не может быть применена на объекте Т; 0,5 — ЖР может быть применена на объекте Т (II приоритет); 1,0 — ЖР может быть применена на объекте Т (I приоритет); ОГС — оксипропилпроизводное гуаровой смолы; ГОЭЦ — гидроксизтилцеллюлоза; КМГПГ — карбоксиметил-гидроксипропилгуар; КМГОЭЦ — карбоксиметил-оксизтилцеллюлоза  
 Tab. 1. Overview of existing hydraulic fracturing fluids: 0,0 — hydraulic fracturing fluid is not applicable to object T; 0,5 — hydraulic fracturing fluid applicable to object T (II priority); 1,0 — hydraulic fracturing fluid applicable to object T (I priority); OGG — oxypropyl derivative of guar gum; HEC — hydroxyethyl cellulose; CMHPG — carboxymethyl hydroxypropyl guar; CMOEC — carboxymethyl oxyethyl cellulose

Основа	Тип	Компоненты	Применение на объекте Т/аналогах	Вес	Условия применимости	Вес	∑ вес
Вода	Линейный гель	Гуар/ксантан, ОГС, ГОЭЦ, КМГПГ	Нет	0,0	Комбинация со сшитым гелем	0,0	0,0
		Безгуаровые маловязкие системы (полимеры, Slick water, ПАВ)	Да: Blanco Mesaverde (США) [1]	0,5	Короткие трещины, низкие температуры	0,5	1,0
	Сшитый гель	Гуар/ксантан + сшиватель полимеров, ОГС, КМГПГ/КМГОЭЦ	Да: Харампурское (РФ) Milk River Gas Pool (Канада) Medicine Hat (Канада) [1]	0,5	Длинные трещины, высокие температуры	0,5	1,0
	Мицеллярная жидкость	Электролит + ПАВ	Нет	0,0	Средние длины трещин, средние температуры	0,5	0,5
УВ	Линейный гель	Загуститель (гелеобразующий агент)	Нет	0,0	Комбинация со сшитым гелем	0,0	0,0
	Сшитый гель	Загуститель (гелеобразующий агент) + сшиватель полимеров	Да: Южно-Русское (РФ)	0,5	Длинные трещины, гидрофильный пласт	0,5	1,0
	Водонефтяная эмульсия	Вода + нефть + эмульгатор	Нет	0,0	Средние длины трещин, борьба с водопоглощением	0,5	0,5
Кислота	Линейный гель	Гуар/ОГС	Нет	0,0	Комбинация со сшитым гелем	0,0	0,0
	Сшитый гель	Гуар/ОГС + сшиватель полимеров	Нет	0,0	Длинные трещины, карбонатный пласт	0,0	0,0
	Эмульсия	Кислота + вода/нефть + эмульгатор	Нет	0,0	Средние длины трещины, карбонатный пласт	0,0	0,0
Пена	Водная основа	Вспенивающий агент + N <sub>2</sub> /CO <sub>2</sub>	Нет	0,0	Пласт с низким давлением	0,5	0,5
	Нефтяная основа	Вспенивающий агент + N <sub>2</sub>	Нет	0,0	Карбонатный пласт с низким давлением	0,0	0,0
	Спиртовая основа	Метанол + вспенивающий агент + N <sub>2</sub>	Нет	0,0	Гидрофильный пласт с низким давлением	0,5	0,5
		Метанол + вспенивающий агент + сшивающий агент + CO <sub>2</sub> (20 %)	Да: Puesto Touquet (Аргентина) [1]	0,5		0,5	1,0
СУГ	—	Пропан + бутан (сжиженные)	Нет	0,0	ТриЗ, гидрофильный пласт, длинные трещины	0,5	0,5

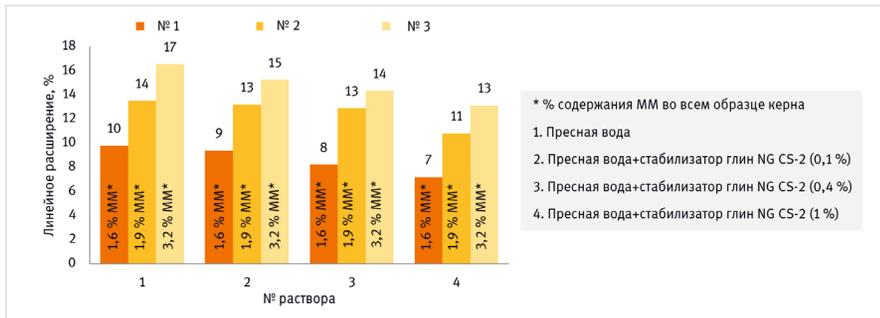


Рис. 1. Линейное расширение глин на керне объекта Т с м/р-аналога 1  
Fig. 1. Linear expansion of clays on the core of object T from the field-analogue 1



Рис. 2. Линейное расширение глин на керне березовской свиты с м/р-аналога 1  
Fig. 2. Linear expansion of clays on the core of berezovskaya suite from the field-analogue 1

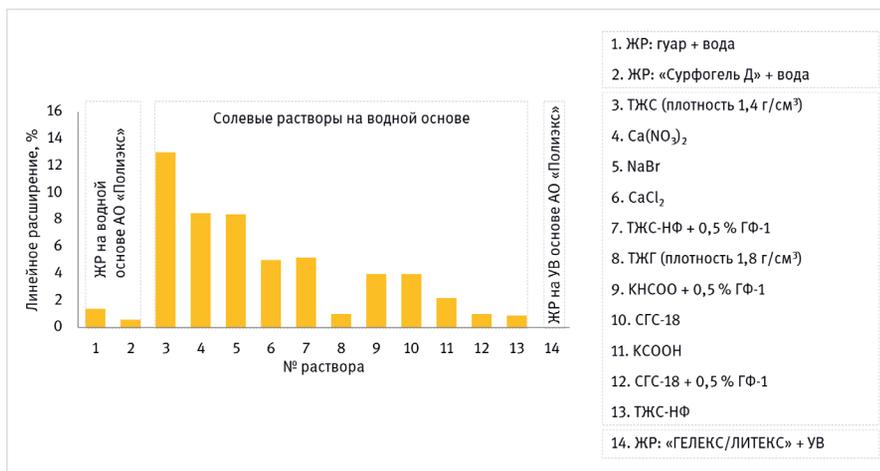


Рис. 3. Линейное расширение глин на керне объекта Т с м/р-аналога 2  
Fig. 3. Linear expansion of clays on the core of object T from the field-analogue 2

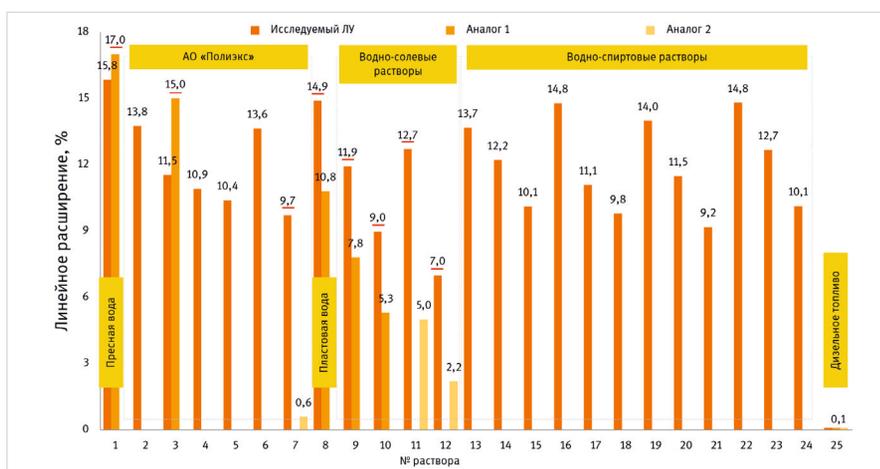


Рис. 4. Итоговый свод результатов ЛИ  
Fig. 4. The final summary of the results of laboratory researches

глинистыми породами, в т.ч. монтмориллонитом (ММ) существуют риски набухания породы и связанные с этим негативные последствия с точки зрения эффективности ГРП.

Принимая во внимание характерные особенности объекта Т на рассматриваемом ЛУ (высокая чувствительность минералов коллектора к воде, низкая проницаемость и низкая пластовая температура), сформирован вывод о том, что реализация классического ГРП на водной основе может повлечь за собой ряд негативных последствий:

- снижение проницаемости проппантной пачки (в 1,5–2 раза относительно УВ основы) и уменьшение ее ширины [6];
- закупоривание фильтрационных каналов при набухании и миграции чувствительных глин;
- уменьшение остаточной проводимости и загрязнение трещин [7];
- образование газовых гидратов, водных блоков и изменение смачиваемости породы-коллектора.

На м/р-аналоге 2 (введено в промышленную разработку) на объекте Т проведен ГРП на дизельном топливе (ДТ) [7]. Авторами отмечается неудовлетворительный результат при использовании ЖР на водной основе — скважины, работающие без ГРП, обладают более высокими дебитами, чем с ГРП на водной основе. В свою очередь подчеркивается высокая эффективность использования в основе ЖР ДТ ввиду его инертности при взаимодействии с ММ, а также большей эффективности в условиях низкой пластовой температуры.

Несмотря на отсутствие ухудшения коллекторских свойств при выборе ДТ в качестве основы, происходит значительное удорожание капитальных затрат (в сравнении с водной основой), а также возрастают требования к пожарной безопасности и экологичности процесса.

Необходимо отметить и другие работы по подбору ЖР для осложненных геологических условий, в т.ч. для заглинизированного коллектора турона: применение сжиженных углеводородных газов (СУГ) [8], использование гидрофильных и гидрофобных составов (метанол + активные нелетучие компоненты) [9] и использование пластовой воды из высокопроницаемых пластов (высокоминерализованная вода сеноманского горизонта) как основы для буферной и песконесущей жидкости [10].

Данные технологические подходы практически неосуществимы для районов с неразвитой инфраструктурой, а также нерентабельны по причине высоких капитальных затрат при отсутствии фактической добычи газа (рассматриваемый ЛУ).

На основе озвученной проблематики сформирована нетривиальная задача по подбору такой альтернативной ЖР, применение которой позволит снизить негативное воздействие на продуктивный пласт (относительно пресной воды), а также увеличить экологическую и экономическую составляющую работ в целом относительно ЖР на УВ (в частности ДТ).

Логическим итогом настоящей работы будут являться выводы и рекомендации по применению альтернативной ЖР для целей ОПР на рассматриваемом активе.

#### Подбор альтернативной ЖР

Для решения задачи по подбору альтернативной ЖР, удовлетворяющей поставленным критериям, авторами сформированы ключевые этапы работы, каждый из которых направлен на достижение конкретных целей:

- этап 1: аналитический обзор ЖР применяемых в мировой и отечественной практике;
- этап 2: выделение ЖР, потенциально применимых на объекте Т;
- этап 3: анализ результатов лабораторных исследований (ЛИ), ОПР и НИР на м/р-аналогах;
- этап 4: проведение ЛИ на собственном керне (в т.ч. апробация ЖР применяемых на м/р-аналогах);
- этап 5: выявление альтернативной ЖР с последующей выдачей рекомендаций с целью ее апробации в рамках ОПР.

Этап 1–2: в результате выполнения аналитического обзора отечественного и зарубежного опыта в части выбора той/иной ЖР при проведении ГРП авторами сформирована обзорная таблица (табл. 1), в которой:

- приведены и структурированы существующие основы, типы и компоненты ЖР;
- проанализирован и учтен опыт апробации для условий объекта Т — в случае наличия факта применения ЖР на объекте Т/аналоге ей присвоен весовой коэффициент 0,5;
- сформированы и оценены условия применимости ЖР на объекте Т — в случае фактической/теоретической применимости ей присвоен весовой коэффициент 0,5.

На основании сформированной обзорной таблицы произведена ранжировка ЖР по приоритетности их применения на объекте Т. Мицеллярная жидкость + ПАВ, водоэмульсионная эмульсия и пена на водной/спиртовой основе соответствуют геологическим условиям объекта Т (терригенный гидрофильный коллектор, низкое пластовое давление и температура), однако в рамках ОПР/НИР не испытывались. По этой причине им присвоен условно приоритет II.

Как показывает практический опыт, в приоритете у нефтепользователей ЖР на водной и УВ основе с применением полимеров (безгаровые маловязкие системы, шитый гель). По этой причине для таких ЖР условно присваивается приоритет I. При всем этом, как было озвучено ранее, авторы ставят перед собой задачу поиска синергического решения по подбору альтернативной ЖР для условий, относящихся к рассматриваемому ЛУ.

Этап 3: рассмотрим результаты ЛИ на м/р-аналогах. На керне объекта Т м/р-аналога 1 проведены ЛИ по определению набухающей способности глин (линейное расширение) при прокачке пресной воды (с варьированием доли содержания стабилизатора глин) (рис. 1). Кроме того, на керне березовской свиты этого же м/р (согласно РСА содержание ММ сопоставимо с объектом Т) оценено влияние на породу ряда других растворов на водной и УВ основе (рис. 2).

Резюме по ЛИ на м/р-аналоге 1:

- линейное расширение глин при прокачке пресной воды для объекта Т в среднем 14 %, для березовской свиты 16 % (подтверждение схожести коллекторских свойств);
- применение растворов на УВ основе позволяет снизить набухание глин на 99 %, солевых растворов на водной основе на 50 % (относительно пресной воды).

На рисунке 3 приведены результаты ЛИ на керне объекта Т м/р-аналога 2.

Резюме по ЛИ на м/р-аналоге 2 (на основе НИР на объекте Т):

- применение водно-солевых растворов способствует снижению набухания глин в целом до 2 %;

Табл. 2. Анализ проведенных ЛИ  
Tab. 2. Analysis of conducted laboratory researches

Раствор	ЛИ: % набухания (Δ % относительно пресной воды)	Аналоги: % набухания (Δ % относительно пресной воды)
1. Пресная вода	15,8	17,0
2. Пресная вода + гидрофобизатор «ГФ-1» 0,05 %	13,8 (-12,7)	–
3. Пресная вода + гидрофобизатор «ГФ-1» 0,10 %	11,5 (-27,2)	15,0 (-11,8)
4. Пресная вода + гидрофобизатор «ГФ-1» 0,15 %	10,9 (-31)	–
5. Пресная вода + гидрофобизатор «ГФ-1» 0,20 %	10,4 (-34,2)	–
6. Пресная вода + гидрофобизатор «ГФ-1» 0,25 %	13,6 (-13,9)	–
7. Пресная вода + гель на ВУПАВ «Сурфогель Д»	9,7 (-38,6)*	0,6 (-96,5)
8. Пластовая вода	14,9 (-5,7)*	10,8 (-36,5)
9. Водно-солевой раствор NaCl (ρ = 1,15 г/см <sup>3</sup> )	11,9 (-24,7)*	7,8 (-54,1)
10. Водно-солевой раствор KCl (ρ = 1,15 г/см <sup>3</sup> )	9,0 (-43,0)*	5,3 (-68,8)
11. Водно-солевой раствор CaCl <sub>2</sub> (ρ = 1,15 г/см <sup>3</sup> )	12,7 (-19,6)*	5,0 (-70,6)
12. Водно-солевой раствор KCOOH (ρ = 1,15 г/см <sup>3</sup> )	7,0 (-55,7)*	2,2 (-87,4)
13. Водно-изопропиловый раствор 25/75 (спирт/вода)	13,7 (-13,3)	–
14. Водно-изопропиловый раствор 50/50 (спирт/вода)	12,2 (-22,8)	–
15. Водно-изопропиловый раствор 75/25 (спирт/вода)	10,1 (-36,1)	–
16. Водно-этиловый раствор 25/75 (спирт/вода)	14,8 (-6,3)	–
17. Водно-этиловый раствор 50/50 (спирт/вода)	11,1 (-29,7)	–
18. Водно-этиловый раствор 75/25 (спирт/вода)	9,8 (-38,0)	–
19. Водно-пропиленгликолевый раствор 25/75 (спирт/вода)	14,0 (-11,4)	–
20. Водно-пропиленгликолевый раствор 50/50 (спирт/вода)	11,5 (-27,2)	–
21. Водно-пропиленгликолевый раствор 75/25 (спирт/вода)	9,2 (-41,8)	–
22. Водно-глицериновый раствор 25/75 (спирт/вода)	14,8 (-6,3)	–
23. Водно-глицериновый раствор 50/50 (спирт/вода)	12,7 (-19,6)	–
24. Водно-глицериновый раствор 75/25 (спирт/вода)	10,1 (-36,1)	–
25. Дизельное топливо	0,1 (-99,4)	0,1 (-99,4)
набухание глин > 10 %	набухание глин < 10 %	

\*Подтверждение нецелесообразности преемственности результатов ЛИ с м/р аналогов (на собственном керне % набухания для одних и тех же растворов выше).

- отмечен приемлемый результат взаимодействия с породой гелирующего комплекса «Сурфогель Д» (0–1,5 %).

Этап 4: Как отмечают авторы в работе [2], несмотря на схожесть одновозрастных отложений объекта Т рассматриваемого ЛУ и м/р-аналогов, имеется ряд геологических отличий (объект Т исследуемого ЛУ представлен двумя пластами: Т<sub>1</sub> и Т<sub>2</sub>, отделенными друг от друга тонкой глинистой перемычкой; пласт Т<sub>2</sub> повсеместно подстилается подвижной подошвенной водой), в связи с чем трансляция результатов с аналогов в явном виде нецелесообразна и необходимо формирование собственного видения.

В качестве экспериментальных растворов для проведения ЛИ по оценке линейного расширения глин на собственном керне объекта Т (впервые) выбраны растворы, зарекомендовавшие себя в рамках ОПР и НИР на м/р-аналогах (ДТ, водно-солевой раствор NaCl/KCl/CaCl<sub>2</sub>/KCOOH), а также пресная и пластовая вода, характеризующиеся максимальными величинами набухания глинистых материалов. Кроме того, с целью расширения накопленной базы знаний, в качестве испытуемых также рекомендованы: пресная вода + гидрофобизатор глин (с варьированием

пропорций), водно-изопропиловый, водно-этиловый, водно-пропиленгликолевый и водно-глицериновый раствор (с варьированием пропорций). Суммарно в ходе ЛИ проведено 100 опытов (апробация 25 растворов на 4 образцах керна).

С целью последующей минимизации технологических рисков для каждого рассматриваемого раствора (потенциальной ЖР) определены максимальные величины линейного расширения глин и проведено сопоставление с результатами м/р-аналогов (рис. 4, табл. 2).

Этап 5: в результате анализа полученных результатов можно сформировать ключевые тезисы проделанной работы по отношению к рассматриваемому ЛУ:

- ДТ — бескомпромиссная альтернативная ЖР, применение которой фактически не вызывает набухания глинистых фракций;
- приемлемый % набухания характерен для водно-солевых растворов KCOOH (7 %) и KCl (9 %) плотностью 1,15 г/см<sup>3</sup>;
- удовлетворительный % набухания характерен для водно-спиртовых растворов пропиленгликоля (9,2 %) и этила (9,8 %) в пропорции спирт/вода 75/25, а также геля на ВУПАВ «Сурфогель Д» (9,7 %).

С точки зрения экономической рентабельности применение любой из перечисленных выше ЖР менее эффективно относительно пресной воды (в первую очередь спиртов и ДТ). По экспресс-оценке проведение одностадийного малотоннажного ГРП в вертикальной скважине на водно-солевом растворе дороже на 23 %, чем ГРП на пресной воде. Проведение ГРП на ДТ в свою очередь приводит к удорожанию технологии на 38 %.

Однако, ориентируясь на поставленную задачу поиска синергического решения для условий, относящихся к рассматриваемому ЛУ, а также недостатки традиционных ЖР (раздел «Накопленная база знаний»), отметим следующее: в рамках ОПР на объект Т рассматриваемого ЛУ в качестве оптимальной и альтернативной ЖР предлагается использование водно-солевого раствора КСООН/КСI. Применение водно-солевой основы однозначно позволит снизить негативное воздействие на продуктивный пласт и минимизировать процесс линейного расширения глин (относительно пресной воды, что подтверждено ЛИ), а также увеличить экологическую и экономическую составляющую работ в целом относительно ЖР на УВ основе (ДТ).

При этом всем важно понимать, что для приготовления водно-солевого раствора потребуется большой объем воды. В качестве предложения следует рассмотреть добычу пластовой воды водооборными скважинами из сеноманского (ПК) высокопроницаемого горизонта, что позволит урегулировать вопросы доставки, подготовки и нагрева. Стабильность такой ЖР необходимо поддерживать как снижением концентрации сшивающего агента, так и введением медленно растворимой щелочи [10].

В конечном итоге необходимо помнить и о том, что любая ЖР характеризуется реологическими свойствами, способностью нести расклинивающий агент и разрушаться после отработки (деструкция). В связи с этим рекомендуется проведение дополнительных лабораторных тестов для подтверждения правильности выбора альтернативной основы для проведения ГРП.

### Итоги

При учете накопленной базы знаний и результатов проведения собственных ЛИ на керне

объекта Т рассматриваемого ЛУ для отработки в рамках ОПР подобрана и рекомендована такая альтернативная ЖР, применение которой позволит снизить негативное воздействие на продуктивный пласт (относительно пресной воды), а также увеличить экологическую и экономическую составляющую работ в целом относительно ЖР на УВ основе (ДТ).

### Выводы

- на основе выполненного комплекса ЛИ на собственном керне объекта Т подтверждена целесообразность результатов ЛИ с м/р-аналогов;
- проведены исследования типовых и принципиально новых основ (спирты);
- для отработки в рамках ОПР рекомендован водно-солевой раствор КСООН / КСI;
- рекомендуется проведение дополнительных лабораторных тестов ЖР (реология, несущая способность, деструкция);
- рекомендуется рассмотреть добычу пластовой воды из сеноманского горизонта для целей подготовки ЖР.

### Литература

1. Гизетдинов И.А., Идрисова А.Т., Муслимов Б.Ш. Применение опыта освоения нетрадиционных запасов газа в условиях разработки туронских газовых залежей Западной Сибири // Нефтегазовое дело. 2019. № 4. С. 56–64.
2. Выломов Д.Д., Шульгин П.А., Снохин А.А. Оптимизация способов заканчивания скважин для низкопроницаемого газового коллектора туронского яруса // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 3. С. 48–52.
3. Магадова Л.А., Силин М.А., Глущенко В.Н. Нефтепромысловая химия. Технологические аспекты и материалы для гидроразрыва пласта. М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2012. 423 с.
4. Лознюк О., Суртаев В., Сахань А., Муртазин Р., Латкин К., Ситдииков С., Пестриков А., Гусаков В., Политов М., Юдин А., Вернигора Д., Оленникова О., Булова М. Многостадийный гидроразрыв пласта открывает потенциал газоносных Туронских залежей в Западной Сибири // Российская нефтегазовая техническая конференция SPE. Москва. 26–28 октября 2015. SPE-176706-MS.

5. Евсеев В.В., Мусин О.Т., Самохвалова С.М., Антончик Р.Л. Оптимизация состава жидкости гидроразрыва пласта и оценка ее влияния на терригенный коллектор // Neftegaz.RU. 2019. № 11. С. 22–25.
6. Арсланов А.Р., Иксанов И.М. Исследования на пропантной пачке туронской залежи при моделировании гидравлического разрыва пласта // Булатовские чтения. Т. 2. Часть 1. 2018. С. 47–50.
7. Воробьев В.В., Дмитрук В.В., Завьялов С.А., Юдин А.В., Логинов А.В., Новиков М.И., Викулин Н.А., Бурдин К.В., Шмарин И.С., Мухаметшин И.Р., Доронин С.В. Инновационный подход к заканчиванию и МГРП горизонтальных скважин водочувствительного и низкотемпературного Туронского пласта // Российская нефтегазовая техническая конференция SPE. Онлайн. 26–29 октября 2020. SPE-202051-RU.
8. Цыганков В.А., Стрижнев К.В., Магадова Л.А., Ненько А.В. Разработка нетрадиционных запасов углеводородов при помощи технологии ГРП с применением в качестве жидкостей разрыва сжиженных углеводородных газов // Neftegaz.RU. 2019. № 6. С. 56–61.
9. Бакулин Д.А., Зобов П.М., Черемисин А.Н., Хлебников В.Н. Метод решения проблем добычи газа из туронских пластов // Российская нефтегазовая техническая конференция SPE. Онлайн. 26–29 октября 2020. SPE-202000-RU.
10. Киселев Н., Вернигора Д., Борисенко А., Рапайко В., Зотов К., Миклин Ю., Прохоров А., Зольников Д. Новый подход к использованию воды сеноманских пластов для приготовления жидкости гидроразрыва и проведения многостадийных ГРП в Западной Сибири // Российская нефтегазовая техническая конференция SPE. Онлайн. 26–29 октября 2020. SPE-202061-RU.

## ENGLISH

### Results

Taking into account the accumulated knowledge base and the results of our own laboratory studies on the core of object T of the licensed area under consideration, as part of the pilot program, such an alternative hydraulic fracturing fluid was selected and recommended, the use of which will reduce the negative impact on the productive formation (relative to fresh water), and also increase the environmental and economic component work in general regarding hydrocarbon-based hydraulic fracturing fluids (diesel).

### Conclusions

- on the basis of the performed laboratory researches complex on the

own core of the object T, the inexpediency of succession of the results of laboratory researches with fields-analogues was confirmed;

- studies of standart and fundamentally new bases (alcohols) were carried out;
- water-salt solution KCOOH/KCl is recommended for development within the framework of the pilot project;
- it is recommended to carry out additional laboratory tests of hydraulic fracturing fluid (rheology, bearing capacity, destruction);
- it is recommended to consider the production of formation water from the Cenomanian horizon for the purpose of preparing the hydraulic fracturing fluid.

### References

1. Gizetdinov I.A., Idrisova A.T., Muslimov B.Sh. Application of experience of unconventional gas reserves production in turon gas deposits development in Western Siberia. Petroleum Engineering, 2019, issue 4, P. 56–64. (In Russ).
2. Vylomov D.D., Shulgin P.A., Snohin A.A. Optimization of the well completion methods for low permeability gas reservoir Turonian. Exposition Oil Gas. 2022, issue 3, P. 48–52. (In Russ).
3. Magadova L.A., Silin M.A., Glushchenko V.N. Oilfield chemistry. Technological aspects and materials for hydraulic fracturing. Moscow: Gubkin University, 2012, 423 p. (In Russ).
4. Loznyuk O., Surtaev V., Sakhan A.,

- Murtazin R., Latkin K., Sitdikov S., Pestrnikov A., Gusakov V., Politov M., Yudin A., Vernigora D., Olennikova O., Bulova M. A Multistage stimulation operation to unlock the gas potential of the turonian siltstone formation in Western Siberia. SPE Russian Petroleum Technology Conference, Moscow, 26–28 October 2015, SPE-176706-RU. (In Russ).
5. Evseev V.V., Musin O.T., Samokhvalova S.M., Antonchik R.L. Optimization of the composition of hydraulic fracturing fluid and assessment of its impact on terrigenous reservoir. Neftegaz.RU, 2019, issue 11, P. 22–25. (In Russ).
6. Arslanov A.R., Iksanov I.M. Research on enhancement packs turonian deposits in the modeling of hydraulic fracturing. Readings of A.I. Bulatov, 2018, Vol. 2, Part 1, P. 47–50. (In Russ).
7. Vorobyov V.V., Dmitruk V.V., Zavialov S.A., Yudin A.V., Loginov A.V., Novikov M.I., Vikulin N.A., Burdin K.V., Shmarin I.S., Mukhametshin I.R., Doronin S.V. Innovative completion and stimulation approach to increase gas production from water-sensitive, low-temperature turonian formation. SPE Russian Petroleum Technology Conference, Virtual, October 2020, SPE-202051-RU. (In Russ).
8. Tsygankov V.A., Strizhnev K.V., Magadova L.A., Nenko A.V. Development of unconventional hydrocarbon reserves using hydraulic fracturing technology using liquefield hydrocarbon gases as fracturing fluids // Neftegaz.RU, 2019, issue 6, P. 56–61. (In Russ).
9. Bakulin D.A., Zobov P.M., Cheremisin A.N., Khlebnikov V.N. Method for solving problems of gas production from Turonian reservoirs. SPE Russian Petroleum Technology Conference, Virtual, October 2020, SPE-202000-RU. (In Russ).
10. Kiselev N., Vernigora D., Borisenko A., Rapeiko V., Zotov K., Miklin Yu., Prokhorov A., Zolnikov D. Novel approach for produced water utilisation in multi-stage fracturing treatments in Western Siberia. SPE Russian Petroleum Technology Conference, Virtual, October 2020, SPE-202061-RU. (In Russ).

#### ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

**Выломов Денис Дмитриевич**, главный специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия  
Для контактов: [ddvylomov-tnk@tnnc.rosneft.ru](mailto:ddvylomov-tnk@tnnc.rosneft.ru)

**Шульгин Павел Алексеевич**, ведущий специалист, ООО «Кынский-Часельское нефтегаз», Тюмень, Россия

**Шакиров Равиль Рамильевич**, аспирант, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия

**Снохин Алексей Александрович**, заместитель генерального директора, главный геолог, ООО «Кынский-Часельское нефтегаз», Тюмень, Россия

**Vylomov Denis Dmitrievich**, chief specialist, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia  
Corresponding author: [ddvylomov-tnk@tnnc.rosneft.ru](mailto:ddvylomov-tnk@tnnc.rosneft.ru)

**Shulgin Pavel Alekseevich**, lead specialist, “Kynsko-Chaselskoe neftegas” LLC, Tyumen, Russia

**Shakirov Ravil Ramilevich**, graduate student, Oil and gas research institute RAS, Moscow, Russia

**Snohin Aleksey Aleksandrovich**, deputy general director, chief geologist, “Kynsko-Chaselskoe neftegas” LLC, Tyumen, Russia



### 05–09 ИЮНЯ 2023, МИНЕРАЛЬНЫЕ ВОДЫ

«Инновационные решения в области КРС, ПНП, ГНКТ, внутрискважинные работы и супервайзинг в горизонтальных и разветвленных скважинах. Контроль скважин. Управление скважиной при ГНВП. Противофонтанная безопасность»

### 10–14 ИЮЛЯ 2023, ТЮМЕНЬ

«Инновационные технологические решения при эксплуатации и ремонте скважин»

**+7 3452 520-958**

бронирование участия в конференциях  
[academy.intechol.com](http://academy.intechol.com)

Генеральный информационный партнер

**ЭКСПОЗИЦИЯ  
НЕФТЬ ГАЗ**