

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2026.3.172-191>

EDN ASKKAR

УДК 622.276.66.002.34

Адаптация жидкостей разрыва применительно к нетрадиционным коллекторам

Хамиди А.Р., Маннанов И.И., Абдухамидов Ж.Ж., Фомина В.М.,

Андряшин В.В., Варфоломеев М.А.

Институт геологии и нефтегазовых технологий

Казанского (Приволжского) федерального университета (ИГиНГТ КФУ),

Казань, Россия

Adaptation of fracturing fluids for unconventional reservoirs

A.R. Khamidi, I.I. Mannanov, J.J. Abdukhamidov, V.M. Fomina,

V.V. Andriyashin, M.A. Varfolomeev

Institute of Geology and Petroleum Technologies of Kazan (Volga Region)

Federal University (IGPT KFU), Kazan, Russia

E-mail: khamidi.alan@mail.ru

Аннотация. Статья посвящена проблеме применения жидкостей гидравлического разрыва пласта (ГРП) к условиям нетрадиционных коллекторов Российских сланцевых объектов – Баженовской, Абалакской и Доманиковой формаций, характеризующихся сверхнизкой проницаемостью, литологической гетерогенностью и аномальными термобарическими параметрами. Актуальность исследования обусловлена ограниченной эффективностью традиционных гуаровых гелей при высоких пластовых температурах и высокой минерализации вод. Целью работы являлось экспериментальное обоснование оптимальных концентрационных соотношений ксантановой жидкости ГРП для обеспечения баланса между реологической стабильностью и полнотой деструкции геля. Методология включала осцилляционную и ротационную реометрию (Anton Paar MCR 302) и оценку остаточной проводимости пропантной пачки по стандарту API RP 19D. Установлено оптимальное соотношение гелеобразователя и активатора вязкости, обеспечивающее сохранение высокой песконесущей способности при низкой начальной вязкости (40 сП) свыше 120–150 минут. Подтверждена высокая остаточная проводимость пропантной пачке в 80–83 %, превышающая отраслевой общепринятый крите-

рий приемлемости. Практическая значимость результатов заключается в возможности использования ксантановых жидкостей разрыва при проектировании многостадийного ГРП на трудноизвлекаемых запасах сланцевых месторождений Российской Федерации.

Ключевые слова: гидравлический разрыв пласта, нетрадиционные коллекторы, трудноизвлекаемые запасы, ксантановая жидкость ГРП, вязкоупругие свойства

Для цитирования: Хамиди А.Р., Маннанов И.И., Абдухамидов Ж.Ж., Фомина В.М., Андрияшин В.В., Варфоломеев М.А. Адаптация жидкостей разрыва применительно к нетрадиционным коллекторам // Нефтяная провинция.-2026.-№3(47).-С. 172-191. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2026.3.172-191>. - EDN ASKKAR

Abstract. This article examines the application of hydraulic fracturing (HF) fluids to unconventional reservoir conditions in Russia's shale formations – the Bazhenov, Abalak, and Domanik formations, characterized by ultra-low permeability, lithological heterogeneity, and anomalous pressure-temperature parameters. The relevance of this study stems from the limited effectiveness of traditional guar gels at high reservoir temperatures and high salinity. The aim of this study was to experimentally validate the optimal concentration ratios of a xanthan HF fluid to ensure a balance between rheological stability and complete gel degradation. The methodology included oscillation and rotational rheometry (Anton Paar MCR 302) and an assessment of the residual conductivity of the proppant pack according to API RP 19D. An optimal ratio of gelling agent and viscosity enhancer was established, ensuring high sand-carrying capacity at low initial viscosity (40 cP) for over 120–150 minutes. High residual proppant conductivity of 80–83% was confirmed, exceeding the generally accepted industry acceptance criterion. The practical significance of these results lies in the potential use of xanthan-based fracturing fluids in the design of multi-stage hydraulic fracturing in hard-to-recover shale reserves in Russian Federation fields.

Key words: hydraulic fracturing, unconventional reservoirs, hard-to-recover reserves, xanthan-based hydraulic fracturing fluid, viscoelastic properties

For citation: A.R. Khamidi, I.I. Mannanov, J.J. Abdukhamidov, V.M. Fomina, V.V. Andriyashin, M.A. Varfolomeev Adaptatsiya zhidkostey razryva primenitel'no k netraditsionnym kollektoram [Adaptation of fracturing fluids for unconventional reservoirs]. Neftyanaya Provintsiya, No. 3(47), 2026. pp. 172-191. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2026.3.172-191>. EDN ASKKAR (in Russian)

Введение

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) на протяжении последних двух десятилетий остается базовой технологией промышленного освоения трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ) углеводородов, сосредоточенных в нетрадиционных коллекторах низкой и сверхнизкой проницаемости. Без стимуляции пласта методами интенсификации притока такие объекты, как

правило, не обеспечивают промышленных дебитов даже при наличии значительной концентрации подвижных углеводородов в матрице породы [1]. Вместе с тем эффективность традиционных гуаровых жидкостей ГРП – линейных и сшитых гелей на основе природных полисахаридов, заметно снижается в условиях, типичных для Российских сланцевых объектов. Для них характерны повышенные пластовые температуры (75 °С и выше), высокая минерализация пластовых вод, а также выраженная литологическая гетерогенность разреза [2, 3].

Баженовская свита Западно-Сибирского бассейна признана крупнейшей сланцевой формацией в мире по объему геологических ресурсов нефти, однако масштабное промышленное освоение свиты долгое время сдерживалось отсутствием адаптированных технологий интенсификации притока [1]. Доманиковые отложения Тимано-Печорской и Волго-Уральской нефтегазоносных провинций характеризуются значительным генерационным потенциалом и остаточными неэмигрировавшими ресурсами нефти, оцениваемыми в миллиарды тонн [4, 5]. Однако их промышленная разработка технически невозможна без многостадийного ГРП, эффективность которого напрямую зависит от свойств применяемой жидкости разрыва [1, 5]. Абалакская свита совместно со своим фациальным аналогом – Вогулкинской толщей, образует комплексный объект, включающий как классические песчано-гравийные коллекторы, так и трещинно-кавернозные карбонатные пласты, для которых требуется принципиально различный подход к дизайну ГРП [6].

Работы по Баженовской свите на основе метода наноиндентирования устанавливают дифференцированные значения модуля упругости минеральных компонент – для керогена 3–10 ГПа и для карбонатов до 69 ГПа, что объясняет повышенную хрупкость кремнисто-карбонатных прослоев и их благоприятность для формирования сложной трещинной сети при ГРП [7]. Исследования фациальной изменчивости Абалакской свиты

показывают, что резкая литологическая смена присклоновых песчаников Вогулкинской толщи и удаленных глинисто-карбонатных фаций формирует сильные геомеханические контрасты, определяющие вертикальное сдерживание трещины разрыва [6]. Для Доманиковых отложений установлена прямая зависимость распределения органического углерода от литолого-фациальных условий формирования, что делает точный выбор целевого интервала стимуляции критически важным этапом проектирования ГРП [4, 5]. Совокупность этих данных подтверждает, что успешность интенсификации определяется прежде всего распределением хрупких минеральных компонент и локализацией зон естественной трещиноватости, что напрямую влияет на требования к реологическим свойствам жидкости разрыва [1, 5, 7].

Совокупность указанных геологических факторов формирует основное технологическое противоречие, требующее научного разрешения. С одной стороны, растут требования к сохранению остаточной проводимости трещины и минимизации повреждения призабойной зоны пласта после разрушения геля, а с другой – необходимо поддерживать высокую вязкоупругость жидкости для эффективного транспорта и удержания пропанта во взвешенном состоянии при повышенных пластовых температурах и значительной минерализации вод [2, 3, 8].

Известно, что при температурах выше 90–100 °С гуаровые системы подвержены ускоренной термической деструкции полимерной цепи, что ведет к преждевременной потере вязкости и снижению эффективности транспорта пропанта [2, 9]. Дополнительным осложняющим фактором выступает содержание остаточного нерастворимого материала гуара после разрушения геля, который снижает проводимость трещины и, как следствие, ограничивает продуктивность скважины после ГРП [2]. Тенденция последних лет в развитии химии ГРП сосредоточена на замене традиционного гуара на альтернативные жидкости ГРП [10, 11].

Сравнительное исследование синтетического полимера и гуаровой камеди демонстрирует, что синтетическая система обеспечивает более стабильную реологию при высоких температурах и полностью разлагается на растворимые фрагменты, устраняя проблему остаточного повреждения пропантной пачки, характерную для природных полисахаридов [3]. Обзорная работа по слабо-сшитым жидкостям для глубоких сланцевых газовых коллекторов систематизирует современные тенденции перехода к низковязким slickwater-системам и синтетическим полимерам, подчеркивая ключевую роль контроля скорости деструкции для сохранения проводимости трещины [8]. Аналитические обзоры коммерческих альтернатив гуару также фиксируют устойчивый рыночный тренд снижения доли природных полисахаридов в пользу синтетических и модифицированных систем именно по причине их предсказуемой и контролируемой деструкции.

Комплексное исследование вязкоупругих жидкостей разрыва (VES), сочетающее ротационную и осцилляционную реологию, показывает, что системы данного типа способны формировать структуру, сопоставимую по вязкоупругим характеристикам со сшитым гуаром, но при существенно меньшей эффективной вязкости и отсутствии полимерного остатка после разрушения геля [10].

Отдельного внимания в контексте данного исследования заслуживают ксантановые жидкости ГРП, рассматриваемые как перспективная альтернатива гуаровым системам. Высокомолекулярный биополимер демонстрирует выраженное псевдопластичное поведение с более резким и быстрым восстановлением вязкости после снятия сдвиговой нагрузки по сравнению с традиционной гуаро-боратной системой [8, 12]. Ключевое преимущество ксантана заключается в достижении сопоставимой вязкости при существенно меньших рабочих концентрациях, что снижает удельный расход полимера и потенциальное остаточное повреждение пропантной пачки.

В работе Othman A. и соавт. отдельно отмечается эффективность ксантана в снижении гидравлических потерь на трение при закачке за счёт его псевдопластичного реологического профиля, что особенно важно при проведении многостадийного ГРП [12, 13]. Экспериментально установлено, что при равных концентрациях вязкоупругость ксантановой системы превышает показатели акриламидного сополимера в 4–5 раз [8, 14]. Сравнительное исследование Сао Х. и соавт. синтетического тримерного полимера и гуаровой камеди дополнительно показало, что, несмотря на заявленную термостойкость синтетических загустителей, показатели их сдвиговой и температурной устойчивости в условиях высокой минерализации уступают биополимерным аналогам [3].

Систематизирующий обзор относит ксантан к классу экзополисахаридных загустителей, обладающих более предсказуемой кинетикой термической деструкции по сравнению с природными галактоманнанами [8, 13]. Дополнительно ксантан демонстрирует стабильность рН в широком диапазоне значений (2–12), в отличие от ограниченной кислотостойкости гуара, что критично при контакте с продуктами термохимических или кислотных реакций в стволе скважины [12].

Важным критическим аргументом в пользу ксантана выступает и экологический фактор. Полиакриламидные системы способны выделять остаточный мономер акриламида, обладающий подтверждённой канцерогенностью, что систематически ограничивает их применение в условиях ужесточающихся экологических нормативов [13]. Совокупность указанных данных позволяет заключить, что ксантановые жидкости обеспечивают более предсказуемое и энергетически устойчивое гелеобразование, что обосновывает их выбор в качестве базовой матрицы для систем ГРП при разработке нетрадиционных коллекторов [8, 10-12].

Материалы и методы исследования

Сотрудниками научно-исследовательской лаборатории ФГАОУ ВО «Казанский (Приволжский) Федеральный» университет при участии специалистов ООО «Промышленная химия» (ГК «Миррико») проведены комплексные исследования, направленные на изучение особенностей применения и характеристик ксантановых жидкостей ГРП. Работа выполнена за счет средств Программы стратегического академического лидерства Казанского (Приволжского) федерального университета (ПРИОРИТЕТ-2030).

Объектами исследований служили ксантановые системы на основе гелеобразователя в комплексе с активатором вязкости, брейкером (сухим либо жидким) и деэмульгатором-стабилизатором глин. Жидкостью затворения являлась модельная пластовая вода, традиционно используемая для выполнения ГРП – «Волжская», приготовленная с заданным ионным составом. Общая жесткость составляет 233 мг/л, содержание железа 4,1 мг/л, хлориды 15 мг/л, сульфаты 45 мг/л). Разброс исследуемых концентраций реагентов и рецептуры жидкостей ГРП представлены в табл. 1, 2.

Таблица 1

Рецептура системы ксантанового геля для пластовой температуры 75 °С

Компонент	Концентрации
Гелеобразователь	3,5-4,6 кг/м ³
Активатор вязкости	1,6-2,2 л/м ³
Деэмульгатор-стабилизатор глин	1,5 л/м ³
Брейкер	0,2-0,5 кг/м ³

Таблица 2

**Матрица составов жидкостей ГРП с разными соотношениями активной фазы
гелеобразователя и активатора вязкости**

Компонент жидкости ГРП	Единица измерения	Матрица изучения влияния компонентов системы на вязкостные свойства и замеры pH системы					
		Концентрация	Значение pH	Концентрация	Значение pH	Концентрация	Значение pH
Гелеобразователь	кг/м ³	3,5	7,4	4,2	7,43	4,6	7,44
Компонент жидкости ГРП	Единица измерения	Матрица изучения влияния компонентов системы на вязкостные свойства и замеры pH системы					
		Концентрация	Значение pH	Концентрация	Значение pH	Концентрация	Значение pH
Дезэмульгатор-стабилизатор глин	л/м ³	1,5	7,47	1,5	7,37	1,5	7,42
активатор вязкости (1)	л/м ³	1,6	6,03	1,6	6,27	1,6	6,65
активатор вязкости (3)	л/м ³	1,8	5,62	1,8	5,85	1,8	6,34
активатор вязкости (4)	л/м ³	2,0	5,35	2,0	5,64	2,0	6,00
активатор вязкости (2)	л/м ³	2,2	5,26	2,2	5,24	2,2	5,63

Приготовление жидкостей осуществлялось на лабораторном блендере Waring серии TORQ 2.0 при контролируемой скорости перемешивания (1500–3000 об/мин) с использованием аналитических весов ViBRA AB (датчик Tuning-Fork) для точного дозирования компонентов. Скорость гидратации полимера оценивалась по времени достижения 90 % максимальной вязкости – данный параметр напрямую определяет технологическое окно закачки на устье скважины и минимизирует риск недоста-

точного структурообразования геля в стволе до момента поступления в трещину.

Оценка остаточной проводимости проводилась на установке для измерения проводимости пропантной пачки ПИК-API RP 61, НПК «Интертек» (Рис. 1) в соответствии со стандартом API RP 19D. Расчетным методом высчитываются значения проницаемости по уравнению Дарси на основе перепада давления, расхода жидкости и геометрических параметров ячейки.



Рис. 1. Установка определения проводимости пропантной пачки

Реологические испытания выполнялись на ротационном реометре Anton Paar MCR 302 в трех режимах:

1. Амплитудная развертка в диапазоне деформации от 0,1 до 1000 % при фиксированной частоте позволяла определить границу линейной вязкоупругой области и разность модулей накопления и потерь ($\Delta G = G' - G''$), характеризующую соотношение упругой и вязкой составляющей структуры геля.

2. Частотная развертка использовалась для определения точки пересечения G' и G'' – критической частоты релаксации ω , связанной с временем разрушения и восстановления структурной сетки полимера.

3. Ротационный режим при переменных скоростях сдвига (от 1 до 1000 с^{-1} , с последующим обратным циклом) применялся для оценки степени механической деструкции системы и ее способности к

структурному восстановлению после сдвиговой нагрузки, что имитирует прохождение жидкости через насосно-компрессорные трубы и перфорационные отверстия.

Стабильность жидкости ГРП оценивалась при ступенчатом «выхолаживании» пласта (моделирование температурных условий 30 и 75 °С) в течение времени, синхронизированного с расчетной продолжительностью технологической операции – до 150 минут, с контролем сохранения вязкости на уровне не ниже порогового значения, обеспечивающего удержание пропанта во взвешенном состоянии.

Обсуждение результатов

Ключевым инструментом верификации транспортной функции разработанных композиций жидкости ГРП на ксантановой основе стал осцилляционный тест в режиме амплитудной развертки, позволяющий отдельно оценить вклад упругой (G') и вязкой (G'') составляющих в формирование комплексной вязкости системы. Результаты измерений при варьировании концентрации активатора вязкости в диапазоне 1,6–2,2 л/м³ при фиксированной концентрации гелеобразователя 4,6 кг/м³ демонстрируют закономерное смещение точки перехода в область меньших напряжений сдвига с ростом дозировки активатора, что указывает на прогрессирующее доминирование вязкого механизма диссипации энергии в системе. Критически важным для интерпретации является выявленный экстремум зависимости модуля накопления от концентрации активатора вязкости. При температуре 30°C максимум достигается при максимальной исследованной дозировке, тогда как дальнейшее увеличение содержания активатора выше 2,0 л/м³ не приводит к статистически значимому приросту G' , что позволяет считать данное значение экономически и технологически оптимальным порогом насыщения структурной сетки (Рис. 2 а, b).

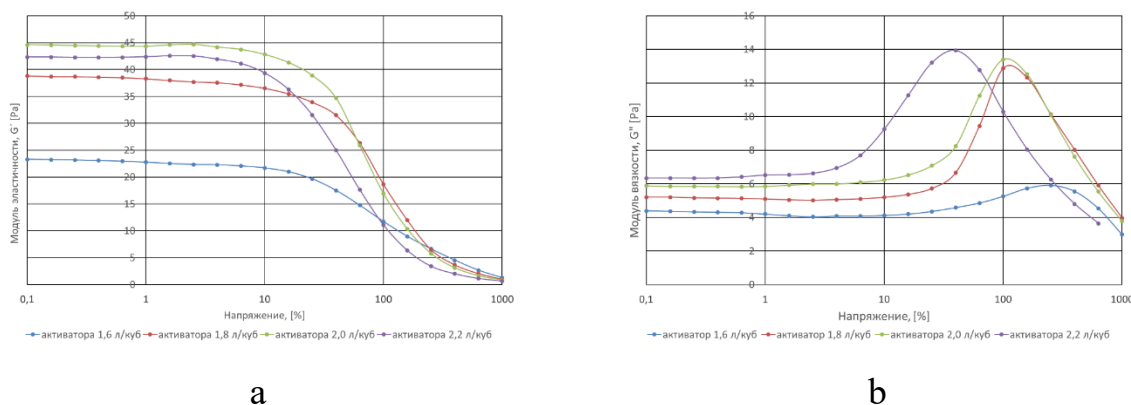


Рис. 2. Влияние на вязкоэластичные свойства геля с концентрацией гелеобразователя $4,6 \text{ кг/м}^3$ добавок активатора в концентрациях 1,6; 1,8; 2,0; 2,2 л/м³ при температуре 30°C

Для температурного режима 75°C зависимость выражена более отчетливо: абсолютные значения модуля эластичности при концентрациях активатора 2,0 и 2,2 л/м³ практически совпадают, однако профиль модуля вязкости при повышенной дозировке смещается в область низких напряжений, что свидетельствует об избыточной сшивке системы без прироста полезной прочности геля (Рис. 3 а, б). Данное наблюдение принципиально расходится с типовым представлением о монотонном росте вязкоупругости при увеличении концентрации сшивающего агента и указывает на существование значимого реологического отклика в виде «плато насыщения».

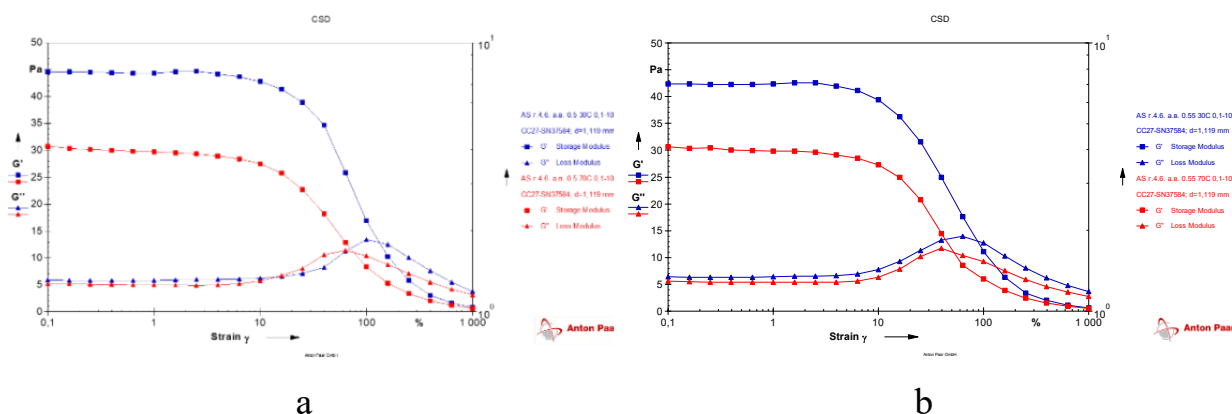


Рис. 3. График результатов измерения вязко-эластичных свойств при концентрации гелеобразователя $4,6 \text{ кг/м}^3$ и активатора вязкости 2,0 л/м³ (а) и 2,2 л/м³ (б)

Особый интерес для оценки применимости синергетических композиций в условиях многостадийного ГРП представляют результаты ротаци-

онных испытаний, воспроизводящих циклическое сдвиговое нагружение геля при перекачке по НКТ, интервалах перфорации и трещине [12, 13]. Анализ зависимости комплексной вязкости от скорости сдвига в диапазоне $1\text{--}1000\text{ с}^{-1}$ и обратно позволил установить, что наименьшая остаточная деструкция системы наблюдается при соотношении концентраций гелеобразователя и активатора вязкости в пределах $3,6\text{--}3,8\text{ кг/м}^3$ к $1,8\text{--}2,0\text{ л/м}^3$ для температуры $30\text{ }^{\circ}\text{C}$, и $3,8\text{--}4,2\text{ кг/м}^3$ к $2,0\text{--}2,2\text{ л/м}^3$ для температуры $75\text{ }^{\circ}\text{C}$. Показательно, что превышение верхней границы концентрации гелеобразователя (свыше $4,2\text{ кг/м}^3$) сопровождается увеличением абсолютной величины деструкции системы ($\Delta\eta$) более чем на $1500\text{ мПа}\cdot\text{с}$. При низких скоростях сдвига, несмотря на изначально более высокую комплексную вязкость, данный результат подтверждает нелинейный, а не аддитивный характер связи «концентрация полимера – устойчивость структуры». Отдельного внимания заслуживает эффект «перешивания» системы, зафиксированный при сочетании низкой концентрации гелеобразователя ($3,5\text{ кг/м}^3$) с максимальной дозировкой активатора ($2,2\text{ л/м}^3$). В этом случае отношение вязкости исходного и посттестового раствора приобретает отрицательное значение $\Delta\eta$, то есть система демонстрирует парадоксальное упрочнение после механического нагружения, что нетипично для классических гуаровых аналогов и требует отдельного объяснения через механизм вторичного структурирования полимерных цепей под сдвигом (Рис. 4) [8, 14].

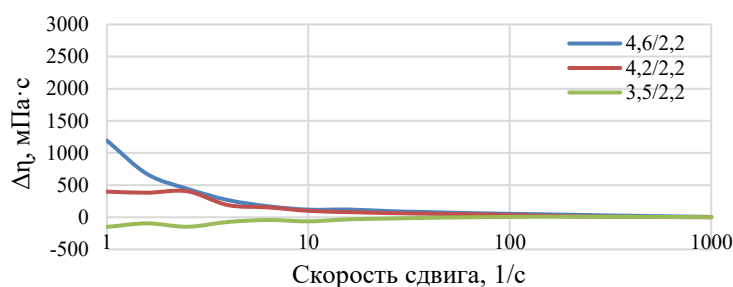


Рис. 4. Изменение вязкости (релаксация) в ротационном режим исследований для соотношений концентраций гелеобразователя и активатора вязкости [x/y] на вязкоэластичные свойства системы ГРП (без деструктора) при $75\text{ }^{\circ}\text{C}$

Дополнительным подтверждением технологической устойчивости системы служат прямые тесты на чувствительность геля к сдвиговым нагрузкам во времени. Для температуры 75 °С при соотношении гелеобразователь/активатор 4 кг/м³ и 2 л/м³ соответственно, система сохраняет высокую пескоудерживающую функцию на уровне 40 сП на протяжении более 150 минут, что превышает верхнюю границу регламентированного технологического окна закачки (85 мин) практически в 1,8 раза и обеспечивает достаточный запас надежности при возможных технологических задержках на скважине. Для условий 30 °С при соотношении гелеобразователь/активатор 3,8 кг/м³ и 2 л/м³ соответственно, стабильность ограничена 120 минутами, но демонстрирует закономерное сокращение временного окна устойчивости при снижении пластовой температуры. Вероятно, это связано с замедленной кинетикой гидратации и структурообразования полимера при пониженных температурах (Рис. 5, 6).

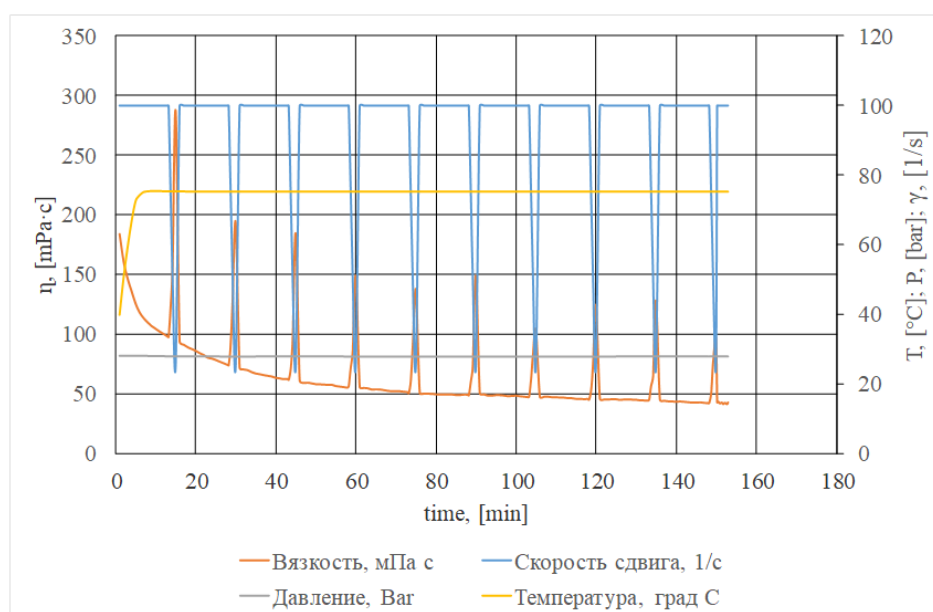


Рис. 5. Тест на чувствительность готового геля ГРП с соотношением гелеобразователя к активатору вязкости как 4/2 к сдвиговым нагрузкам при 75 °С

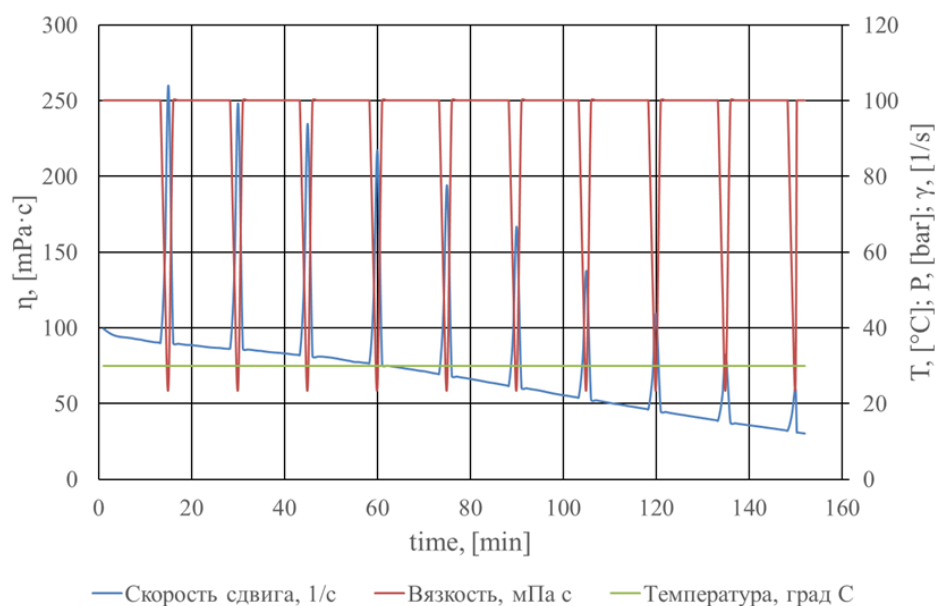


Рис. 6. Тест на чувствительность готового геля ГРП с соотношением гелеобразователя к активатору вязкости как 3,8/2 к сдвиговым нагрузкам при 30 °С

Сопоставление результатов оценки полноты деструкции геля с данными фильтрационных испытаний позволяет выстроить целостную картину «жизненного цикла» жидкости ГРП от закачки до выноса продуктов реакции. При температуре 75 °С добавление 0,2 кг/м³ сухого деструктора обеспечивает снижение вязкости системы до 3,2 сП при скорости сдвига 100 с⁻¹, тогда как для условий 30 °С с использованием жидкого деструктора (8 л/м³) и активатора брейкера (12 л/м³) остаточная вязкость составила 1,9 сП. Оба значения свидетельствуют о практически полном разрушении полимерного геля, что критически важно для высокой остаточной проводимости трещины [8].

Верификация данного положения выполнена методом лабораторного моделирования долгосрочной проводимости пропантной пачки по стандарту API RP 19D на ячейке Хаскелла. Установлено, что базовая проводимость чистой пропантной пачки составляет 836 мД·фут при давлении смыкания 5000 psi и снижается до 715 мД·фут при увеличении нагрузки до 6000 psi, тогда как после контакта с деструктированным гелем данные показатели уменьшаются до 672 и 544 мД·фут соответственно (Рис. 7).

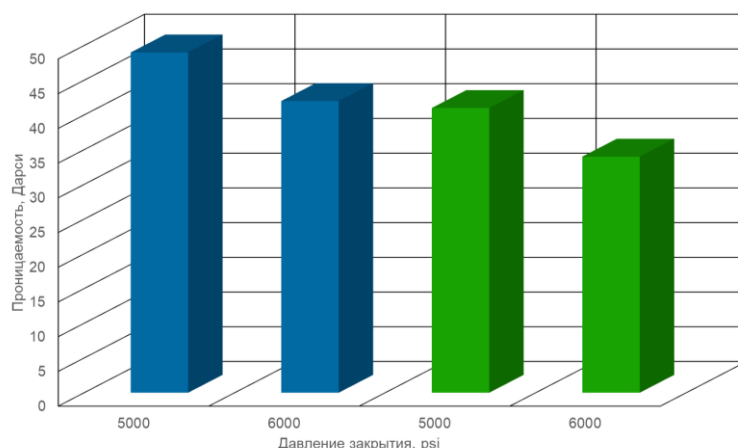


Рис. 7. Проницаемость базовой пропантной пакки (синий) и пропантной пакки с гелем после деструкции (зеленый)

Пересчет данных значений в относительные показатели остаточной проводимости дает 83 % при 5000 psi и 80 % при 6000 psi – оба значения превышают минимальный отраслевой критерий приемлемости (50 %) более чем в 1,6 раза. Что позволяет характеризовать исследуемую ксантановую систему как низкоповреждающую по отношению к проводимости трещины в виду полноты деструкции геля. Вместе с тем зафиксированное отклонение ширины пропантной пакки после деструкции геля (10,19–10,61 %) против исходных 1,93–2,47 % указывает на частичное неравномерное уплотнение слоя пропанта под действием остаточных продуктов деструкции. Данный эффект требует отдельного учета при масштабировании лабораторных данных на реальные трещины протяженностью в десятки метров, где неравномерность распределения пропанта может локально снижать эффективную проводимость системы.

Выводы

Совокупный анализ представленных экспериментальных данных позволяет сформулировать три взаимосвязанных научных положения:

Во-первых, реологическая устойчивость и транспортная эффективность ксантановой системы определяются не абсолютной концентрацией

компонентов, а их сбалансированным соотношением, за пределами которого возникают эффекты насыщения и даже парадоксального упрочнения структуры при механическом воздействии.

Во-вторых, температурная зависимость технологического окна стабильности (120 минут при 30 °С против более 150 минут при 75 °С) свидетельствует о разнонаправленном влиянии пластовой температуры на кинетику гидратации и на скорость последующей термодеструкции, что делает универсальную рецептуру принципиально неприменимой для геологически контрастных интервалов Баженовской, Абалакской и Доманиковой толщ.

В-третьих, достигнутый уровень остаточной проводимости (80–83 %) при умеренном уровне ширины отклонения указывает на принципиальную технологическую готовность системы к применению в условиях сверхнизкопроницаемых коллекторов, однако требует дополнительной верификации на кернах целевых формаций для учета минералогическо-геомеханической специфики.

Список литературы

1. Prischepa O., Nefedov Y., Nikiforova V., Ruiming X. Raw material base of Russia's unconventional oil and gas reserves (hydrocarbons shale strata) // *Frontiers in Earth Science*. – 2022. – Vol. 10. – Art. 958315. DOI: 10.3389/feart.2022.958315.
2. Wu H., Zhai X., Li Y. et al. Modified guanidine gel fracturing fluid system and performance optimization for ultra-deep and ultra-high temperature oil and gas reservoirs // *Scientific Reports*. – 2024. – Vol. 14. – Art. 20764. DOI: 10.1038/s41598-024-70976-5.
3. Cao X., Shi Y., Li W. et al. Comparative studies on hydraulic fracturing fluids for high-temperature and high-salt oil reservoirs: Synthetic polymer versus guar gum // *ACS Omega*. – 2021. – Vol. 6, No. 39. – pp. 25421–25429. DOI: 10.1021/acsomega.1c03394.
4. Prishchepa O.M., Sinitsa N.V., Ibatullin A.Kh. Assessment of the influence of lithofacies conditions on the distribution of organic carbon in the Upper Devonian “Domanik” deposits of the Timan-Pechora Province // *Journal of Mining Institute*. – 2024. – Vol. 268. – pp. 535–551.
5. Saeed S.A., Hakimi M.H., Al-Muntaser A.A. et al. Geochemical, mineralogical and petrographical characteristics of the Domanik Formation from North Samara region in the Volga-Ural Basin, Russia: Implication for unconventional tight oil reservoir potential // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2023. – Vol. 220. – Art. 111240. DOI: 10.1016/j.petrol.2022.111240.

6. Латыпова М.Р., Хотылев О.В., Балущкина Н.С., Калмыков А.Г., Калмыков Г.А., Копаевич Л.Ф., Карпова Е.В., Чуркина В.В. Обстановки осадконакопления абалакской свиты и вогулкинской толщи на территории Каменной вершины Красноленинского свода (Западная Сибирь) // Вестник Московского университета. Серия 4. Геология. – 2021. – № 6. – С. 49–60. DOI: 10.33623/0579-9406-2021-6-49-60.
7. Окуневич В.С., Тяпкина А.И., Березина И.А., Калмыков Г.А., Баюк И.О. Влияние пористости и распределения керогена на упругие свойства сланцевых пород баженновской свиты: петроупругое моделирование // Сейсмические приборы. – 2025. – Т. 61, № 1. – С. 14–35. DOI: 10.21455/si2025.1-2.
8. Yang S., Yu W., Zhao M., Ding F., Zhang Y. A review of weak gel fracturing fluids for deep shale gas reservoirs // Gels. – 2024. – Vol. 10, No. 5. – Art. 345. DOI: 10.3390/gels10050345.
9. Dai X., Li L., Zhang X., Cheng Z. Experimental study on the flowback of a carboxymethyl hydroxypropyl guar gum fracturing fluid with good temperature resistance // Journal of Theoretical and Applied Mechanics. – 2022. – Vol. 60, No. 4. – pp. 733–744. DOI: 10.15632/jtam-pl/155988.
10. Shibaev A.V., Osipov A.A., Philippova O.E. Novel trends in the development of surfactant-based hydraulic fracturing fluids: A review // Gels. – 2021. – Vol. 7, No. 4. – Art. 258. DOI: 10.3390/gels7040258.
11. Davoodi S., Al-Shargabi M., Wood D.A., Rukavishnikov V.S. A comprehensive review of beneficial applications of viscoelastic surfactants in wellbore hydraulic fracturing fluids // Fuel. – 2023. – Vol. 338. – Art. 127228. DOI: 10.1016/j.fuel.2022.127228.
12. Othman A., Aljawad M.S., Kalgaonkar R., Kamal M.S. Application of polymers in hydraulic fracturing fluids: A review // Polymers. – 2025. – Vol. 17, No. 18. – Art. 2562. DOI: 10.3390/polym17182562.
13. Zhong C., Chen R., Liu B., Pu S., Hou D. Trends in polyacrylamide utilization and treatment for hydraulic fracturing // npj Materials Sustainability. – 2024. – Vol. 2. – Art. 15. DOI: 10.1038/s44296-024-00019-7.
14. Xu K., Long J., Liang X. et al. Rheology and molecular mechanisms of fracturing fluids: A comparison of three thickener types – A case study // Gels. – 2026. – Vol. 12, No. 2. – Art. 172. DOI: 10.3390/gels12020172.

References

1. Prischepa O., Nefedov Y., Nikiforova V., Ruiming X. Raw material base of Russia's unconventional oil and gas reserves (hydrocarbons shale strata) // Frontiers in Earth Science. – 2022. – Vol. 10. – Art. 958315. DOI: 10.3389/feart.2022.958315.
2. Wu H., Zhai X., Li Y. et al. Modified guanidine gel fracturing fluid system and performance optimization for ultra-deep and ultra-high temperature oil and gas reservoirs // Scientific Reports. – 2024. – Vol. 14. – Art. 20764. DOI: 10.1038/s41598-024-70976-5.
3. Cao X., Shi Y., Li W. et al. Comparative studies on hydraulic fracturing fluids for high-temperature and high-salt oil reservoirs: Synthetic polymer versus guar gum // ACS Omega. – 2021. – Vol. 6, No. 39. – pp. 25421–25429. DOI: 10.1021/acsomega.1c03394.
4. Prishchepa O.M., Sinitsa N.V., Ibatullin A.Kh. Assessment of the influence of lithofacies conditions on the distribution of organic carbon in the Upper Devonian "Domanik" deposits of the Timan-Pechora Province // Journal of Mining Institute. – 2024. – Vol. 268. – pp. 535–551.
5. Saeed S.A., Hakimi M.H., Al-Muntaser A.A. et al. Geochemical, mineralogical and petrographical characteristics of the Domanik Formation from North Samara region in the Volga-Ural Basin, Russia: Implication for unconventional tight oil reservoir potential // Jour-

- nal of Petroleum Science and Engineering. – 2023. – Vol. 220. – Art. 111240. DOI: 10.1016/j.petrol.2022.111240.
6. Latypova M.R., Khotylev O.V., Balushkina N.S., Kalmykov A.G., Kalmykov G.A., Kopaevich L.F., Karpova E.V., Churkina V.V. Obstanovki osadkonakopleniya abalakskoi svity i vogulkinskoi tolshchi na territorii Kamennoi vershiny Krasnoleninskogo svoda (Zapadnaya Sibir') [Sedimentation settings of the Abalak Formation and Vogulkinskaya strata in the Kamennaya summit area of the Krasnoleninsky arch (Western Siberia)] // Vestnik Moskovskogo universiteta. Seriya 4. Geologiya. – 2021. – No. 6. – pp. 49–60. DOI: 10.33623/0579-9406-2021-6-49-60 (in Russian)
 7. Okunevich V.S., Tyapkina A.I., Berezina I.A., Kalmykov G.A., Bayuk I.O. Vliyanie poristosti i raspredeleniya kerogena na uprugie svoystva slantsevykh porod bazhenovskoi svity: petrouprugoe modelirovanie [Effect of porosity and kerogen distribution on elastic properties of Bazhenov Formation shale rocks: Rock physics modeling] // Seismicheskie pribory. – 2025. – Vol. 61, No. 1. – pp. 14–35. DOI: 10.21455/si2025.1-2 (in Russian)
 8. Yang S., Yu W., Zhao M., Ding F., Zhang Y. A review of weak gel fracturing fluids for deep shale gas reservoirs // Gels. – 2024. – Vol. 10, No. 5. – Art. 345. DOI: 10.3390/gels10050345.
 9. Dai X., Li L., Zhang X., Cheng Z. Experimental study on the flowback of a carboxymethyl hydroxypropyl guar gum fracturing fluid with good temperature resistance // Journal of Theoretical and Applied Mechanics. – 2022. – Vol. 60, No. 4. – pp. 733–744. DOI: 10.15632/jtam-pl/155988.
 10. Shibaev A.V., Osipov A.A., Philippova O.E. Novel trends in the development of surfactant-based hydraulic fracturing fluids: A review // Gels. – 2021. – Vol. 7, No. 4. – Art. 258. DOI: 10.3390/gels7040258.
 11. Davoodi S., Al-Shargabi M., Wood D.A., Rukavishnikov V.S. A comprehensive review of beneficial applications of viscoelastic surfactants in wellbore hydraulic fracturing fluids // Fuel. – 2023. – Vol. 338. – Art. 127228. DOI: 10.1016/j.fuel.2022.127228.
 12. Othman A., Aljawad M.S., Kalgaonkar R., Kamal M.S. Application of polymers in hydraulic fracturing fluids: A review // Polymers. – 2025. – Vol. 17, No. 18. – Art. 2562. DOI: 10.3390/polym17182562.
 13. Zhong C., Chen R., Liu B., Pu S., Hou D. Trends in polyacrylamide utilization and treatment for hydraulic fracturing // npj Materials Sustainability. – 2024. – Vol. 2. – Art. 15. DOI: 10.1038/s44296-024-00019-7.
 14. Xu K., Long J., Liang X. et al. Rheology and molecular mechanisms of fracturing fluids: A comparison of three thickener types – A case study // Gels. – 2026. – Vol. 12, No. 2. – Art. 172. DOI: 10.3390/gels12020172.

Сведения об авторах

Хамиди Алан Ренатович, аспирант Института геологии и нефтегазовых технологий Казанского (Приволжского) федерального университета; ведущий технолог по направлению добыча нефти ООО «Промышленная Химия» ГК «Миррико»
Россия, 420008, г. Казань, ул. Кремлёвская, 4/5
E-mail: khamidi.alan@mail.ru

Маннанов Ильдар Илгизович, кандидат технических наук, доцент кафедры разработки и эксплуатации месторождений трудноизвлекаемых углеводородов Казанского (Приволжского) федерального университета
Россия, 420008, г. Казань, ул. Кремлёвская, 4/5
E-mail: ildarmannanov@mail.ru

Абдухамидов Жаводбек Жонпулат угли, аспирант Института геологии и нефтегазовых технологий Казанского (Приволжского) федерального университета
Россия, 420008, г. Казань, ул. Кремлёвская, 4/5
E-mail: javadjon3603@gmail.com

Фомина Виктория Михайловна, магистр, Институт геологии и нефтегазовых технологий Казанского (Приволжского) федерального университета
Россия, 420008, г. Казань, ул. Кремлёвская, 4/5
E-mail: vfmnnn@gmail.com

Андряшин Виталий Владимирович, кандидат химических наук, Казанский (Приволжский) федеральный университет
Россия, 420111, г. Казань, ул. Кремлёвская, 27
E-mail: vandriya@kpfu.ru

Варфоломеев Михаил Алексеевич, кандидат химических наук, заведующий кафедрой разработки и эксплуатации месторождений трудноизвлекаемых углеводородов Казанского (Приволжского) федерального университета
Россия, 420008, г. Казань, ул. Кремлёвская, 4/5
E-mail: mikhail.varfolomeev@kpfu.ru

Authors

A.R. Khamidi, PhD Student, Institute of Geology and Oil and Gas Technologies, Kazan (Volga Region) Federal University; Leading Technologist in upstream, Industrial Chemistry LLC, Mirrico Group
4/5 Kremlevskaya St., Kazan, 420008, Russian Federation
E-mail: khamidi.alan@mail.ru

I.I. Mannanov, PhD in technical sciences, Associate Professor, Department of Development and Operation of Hard-to-Recover Hydrocarbon Deposits, Kazan (Volga Region) Federal University
4/5 Kremlevskaya St., Kazan, 420008, Russian Federation
E-mail: ildarmannanov@mail.ru

J.J. Abdukhamidov, PhD Student, Institute of Geology and Oil and Gas Technologies, Kazan (Volga Region) Federal University
4/5 Kremlevskaya St., Kazan, 420008, Russian Federation
E-mail: javadjon3603@gmail.com

V.M. Fomina, Master's degree holder, Institute of Geology and Oil and Gas Technologies, Kazan (Volga Region) Federal University
4/5 Kremlevskaya St., Kazan, 420008, Russian Federation
E-mail: vfmnnn@gmail.com

V.V. Andriyashin, PhD in Chemistry, Kazan (Volga Region) Federal University
27 Kremlevskaya St., Kazan, 420111, Russian Federation
E-mail: vandriya@kpfu.ru

M.A. Varfolomeev, PhD in chemistry sciences, Head of the Department of Development and Operation of Hard-to-Recover Hydrocarbon Deposits, Kazan (Volga Region) Federal University

4/5 Kremlevskaya St., Kazan, 420008, Russian Federation

E-mail: mikhail.varfolomeev@kpfu.ru

Статья поступила в редакцию 31.07.2026

Принята к публикации 21.09.2026

Опубликована 30.09.2026