

УДК 622.276.66

МРНТИ 52.47.19

DOI: [10.54859/kjogi108930](https://doi.org/10.54859/kjogi108930)

Получена: 29.10.2025.

Одобрена: 20.06.2026.

Опубликована: 31.03.2026.

Оригинальное исследование

Методические подходы к анализу эффективности гидроразрыва пласта на примере месторождения М

Н.Н. Сагынғали¹, Е.Т. Баспаев¹, А.А. Башев¹, Т.С. Джаксылыков¹, А.С. Марданов¹, Ж.А. Муқатов²

¹Атырауский филиал КМГ Инжиниринг, г. Атырау, Казахстан

²КазМунайГаз, г. Астана, Казахстан

АННОТАЦИЯ

Обоснование. Работа направлена на решение проблемы пескопроявления и низкого межремонтного периода скважин на месторождении М через адаптацию технологии гидроразрыв пласта (далее – ГРП) для слабосцементированных пластов. Научная новизна заключается в обосновании применения ГРП как метода создания консолидированного экрана, выполняющего роль забойного фильтра. Предложенный подход позволяет достичь отрицательного скин-фактора при одновременной стабилизации скелета пласта.

Цель. Продемонстрировать первый в Казахстане практический опыт реализации ГРП в нетрадиционном коллекторе – слабосцементированной, высокопроницаемой залежи с высоковязкой нефтью при малой глубине залегания.

Материалы и методы. В качестве исходных материалов использованы данные промысловых наблюдений и отчётная документация по проведённым операциям ГРП на месторождении М. В специализированном программном обеспечении FracPro выполнено моделирование геомеханических и фильтрационных свойств пласта, а также симуляция трещин по фактическим параметрам закачки. Построенные модели сопоставлялись с результатами проведённых ГРП, что позволило оценить соответствие проектных решений фактическим данным и проанализировать эффективность реализованных мероприятий.

Результаты. Проведён комплексный анализ геолого-технических условий, особенностей строения коллектора и исходных фильтрационно-ёмкостных свойств пород (далее – ФЕС), а также анализ фактических операций ГРП, выполненных на скважинах месторождения М. Моделирование параметров трещины, проведённое в FracPro с использованием реальных значений закачки, сопоставление расчётных и фактических показателей показало эффективность проведённых мероприятий и соответствие достигнутых дебитов проектным ожиданиям. Выявлены ключевые факторы, повлиявшие на результат: выбор оптимальной концентрации адгезионного состава для консолидации проппанта, а также контроль чистого давления в процессе закачки. Выработаны практические рекомендации по оптимизации проектирования и проведения ГРП в коллекторах с глубиной ниже 500 м.

Заключение. Полученные результаты подтверждают необходимость дальнейшей оптимизации проектирования и проведения ГРП на месторождении М, в т.ч. с учётом уточнения параметров закачки и корректировки ФЕС. Комплексный подход к анализу проведённых операций позволяет не только повысить эффективность уже реализованных мероприятий, но и служит основой для выбора оптимальных кандидатов и улучшения дизайна ГРП в последующих проектах.

Ключевые слова: гидравлический разрыв пласта, пескопроявление, фильтр, часто ремонтируемый фонд, межремонтный период, анализ данных, эффективность ГРП.

Как цитировать:

Сагынғали Н.Н., Баспаев Е.Т., Башев А.А., и др. Методические подходы к анализу эффективности гидроразрыва пласта на примере месторождения М // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2026. Том 8, №1. С. 43–54. DOI: [10.54859/kjogi108930](https://doi.org/10.54859/kjogi108930).

UDC 622.276.66

CSCSTI 52.47.19

DOI: [10.54859/kjogi108930](https://doi.org/10.54859/kjogi108930)

Received: 29.10.2025.

Accepted: 20.06.2026.

Published: 31.03.2026.

Original article

Methodological Approaches to Analyzing the Effectiveness of Hydraulic Fracturing: A Case Study of the M Field

Nurtas N. Sagyngali¹, Yerlan T. Baspayev¹, Adilbek A. Bashev¹, Talgat S. Jaxylykov¹, Altynbek S. Mardanov¹, Zhassulan A. Mukatov²

¹Atyrau Branch of KMG Engineering, Atyrau, Kazakhstan

²KazMunayGas, Astana, Kazakhstan

ABSTRACT

Background: The work aims to address sand production issues and low mean time between failures (MTBF) of wells at Field M by adapting hydraulic fracturing technology for poorly consolidated formations. The scientific novelty lies in the justification of using hydraulic fracturing as a method for creating a consolidated screen that functions as a downhole filter. The proposed approach achieves a negative skin factor while simultaneously stabilizing the formation skeleton. The practical significance is confirmed by the complete elimination of sand production and improved well operation efficiency in shallow depth conditions.

Aim: To demonstrate the first practical experience in Kazakhstan of implementing hydraulic fracturing in an unconventional reservoir – a poorly consolidated, highly permeable formation with high-viscosity oil at shallow reservoir depth.

Materials and methods: This study is based on field data and operational reports from hydraulic fracturing (HF) activities at Field M. Geomechanical and filtration properties of the formation were simulated, and fracture propagation was modeled in the FracPro software using actual injection parameters. The resulting models were compared with the outcomes of the implemented HF treatments, allowing evaluation of the correspondence between design solutions and field performance, as well as analysis of the effectiveness of the conducted interventions. This work represents Kazakhstan's first practical experience of implementing HF in an unconventional reservoir: a poorly cemented, highly permeable formation containing high-viscosity oil at shallow depth.

Results: The study analyzed the actual HF operations performed on wells at the M field. Modeling of fracture parameters was conducted in FracPro using real-world injection data. Comparing the calculated and actual performance indicators allowed for the evaluation of treatment efficacy, validation of achieved production rates against design expectations, and identification of key result-influencing factors. A comprehensive analysis was also performed of the geological and technical conditions, reservoir structure, and initial filtration-capacitance properties (FCP) of the formation. Key factors affecting the results included the selection of the optimal concentration of the adhesive composition for proppant consolidation and the control of net pressure during the injection process. Practical recommendations were developed for optimizing the design and execution of HF in reservoirs at depths below 500 m.

Conclusion: The findings confirm the necessity of further optimization in HF design and execution at the M field, particularly regarding the refinement of injection parameters and correction of the model's filtration-storage characteristics. This comprehensive analytical approach not only improves the efficacy of already performed treatments but also forms the basis for selecting optimal candidates and enhancing HF design in future projects.

Keywords: hydraulic fracturing; sand production; filter; frequently repaired well stock; workover interval; data analysis; HF efficiency.

To cite this article:

Sagyngali NN, Baspayev YT, Bashev AA, et al. Methodological Approaches to Analyzing the Effectiveness of Hydraulic Fracturing: A Case Study of the M Field. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2026;8(1): 43–54. DOI: [10.54859/kjogi108930](https://doi.org/10.54859/kjogi108930).

ӨОЖ 622.276.66

ҒТАХР 52.47.19

DOI: [10.54859/kjogi108930](https://doi.org/10.54859/kjogi108930)

Қабылданды: 29.10.2025.

Мақұлданды: 20.06.2026.

Жарияланды: 31.03.2026.

Түпнұсқа зерттеу

М кен орны мысалында қабатты гидравликалық жарудың тиімділігін талдаудың әдістемелік тәсілдері

Н.Н. Сағынғали¹, Е.Т. Баспаев¹, Ә.А. Башев¹, Т.С. Жақсылықов¹, А.С. Марданов¹, Ж.А. Мұқатов²

¹ҚМГ Инжиниринг Атыраулық филиалы, Атырау қаласы, Қазақстан

²ҚазМұнайГаз, Астана қаласы, Қазақстан

АННОТАЦИЯ

Негіздеу. Жұмыс әлсіз цементтелген қабаттар үшін гидравликалық жару (бұдан әрі – ҚГЖ) технологиясын бейімдеу арқылы М кен орнындағы ұңғымалардағы құмның пайда болуы және жөндеу аралық кезеңінің төмен проблемасын шешуге бағытталған. Ғылыми жаңалық-ҚГЖ кенжар сүзгісінің рөлін атқаратын шоғырландырылған экранды құру әдісі ретінде қолдануды негіздеу болып табылады. Ұсынылған тәсіл қабаттың қаңқасын бір уақытта тұрақтандыру кезінде теріс скин-факторына қол жеткізуге мүмкіндік береді.

Мақсаты. Қазақстанда алғаш рет дәстүрлі емес типтегі коллекторда – әлсіз цементтелген, жоғары өткізгіштікті, тұтқыр мұнаймен қаныққан және төмен тереңдікте орналасқан қабатта ҚГЖ технологиясын енгізудің практикалық тәжірибесін көрсету.

Материалдар мен әдістер. Бастапқы материалдар ретінде М кен орнында ҚГЖ жүргізген операциялар бойынша кәсіпшілік байқаулардың деректері және есептік құжаттамасы пайдаланылды. FracPro мамандандырылған бағдарламалық жасақтамасы қабаттың геомеханикалық және сүзу қасиеттерін модельдеуді, сондай-ақ нақты айдау параметрлері бойынша жарықшақтарды модельдеуді жүзеге асырады. Салынған модельдер жобалық шешімдердің нақты деректерге сәйкестігін бағалауға және іске асырылған іс-шаралардың тиімділігін талдауға мүмкіндік беретін ҚГЖ нәтижелерімен салыстырылды.

Нәтижелері. Геологиялық-техникалық жағдайларға, коллектор құрылысының ерекшеліктеріне және жыныстардың бастапқы сүзу-сыйымдылық қасиеттеріне (бұдан әрі – ССҚ) кешенді талдау, сондай-ақ М кен орнының ұңғымаларында орындалған ҚГЖ нақты операцияларына талдау жүргізілді. Нақты айдау мөндерін пайдалана отырып, FracPro-да жүргізілген жарықшақ параметрлерін модельдеу, есептік және нақты көрсеткіштерді салыстыру жүргізілген іс-шаралардың тиімділігін және қол жеткізілген дебиттердің жобалық күтулерге сәйкестігін көрсетті. Нәтижеге әсер еткен негізгі факторлар анықталды: проппантты шоғырландыру үшін адгезия құрамының оңтайлы концентрациясын таңдау, сондай-ақ айдау процесінде таза қысымды бақылау. Тереңдігі 500 м ден төмен коллекторларда ҚГЖ жобалауды және жүргізуді оңтайландыру бойынша практикалық ұсыныстар әзірленді.

Қорытынды. Алынған нәтижелер М кен орнында ҚГЖ жобалауды және жүргізуді одан әрі оңтайландыру қажеттілігін, оның ішінде ССҚ айдау және түзету параметрлерін нақтылауды ескере отырып, растайды. Жүргізілген операцияларды талдаудың кешенді тәсілі қазірдің өзінде жүзеге асырылған іс-шаралардың тиімділігін арттыруға ғана емес, сонымен қатар оңтайлы үміткерлерді таңдауға және кейінгі жобаларда ҚГЖ дизайнын жақсартуға негіз болады.

Негізгі сөздер: қабатты гидравликалық жару, құмның пайда болуы, сүзгі, жиі жөнделетін қор, жөндеу аралық кезең, деректерді талдау, ҚГЖ тиімділігі.

Дәйексөз келтіру үшін:

Сағынғали Н.Н., Баспаев Е.Т., Башев Ә.А., және б. М кен орны мысалында қабатты гидравликалық жарудың тиімділігін талдаудың әдістемелік тәсілдері // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2026. 8 том, №1. 43–54 б. DOI: [10.54859/kjogi108930](https://doi.org/10.54859/kjogi108930).

Введение

Одной из ключевых проблем разработки месторождений со слабощементированными песчаниковыми коллекторами, к которым относится месторождение М, является интенсивное пескопроявление в процессе эксплуатации скважин. Вынос механических примесей приводит к преждевременному износу погружного оборудования, засорению ствола скважины и, как следствие, росту числа подземных ремонтов (далее – ПРС) и снижению межремонтного периода (далее – МРП).

Традиционные методы борьбы с пескопроявлением, такие как установка механических фильтров или противопесочных экранов, зачастую сопровождаются созданием дополнительного скин-эффекта, что существенно ограничивает приток продукции и снижает эффективность разработки. В этой связи актуальным становится поиск технологий, сочетающих в себе как интенсификацию притока, так и надёжную стабилизацию призабойной зоны пласта (далее – ПЗП).

ГРП традиционно рассматривается как метод увеличения проводимости пласта [1]. Однако при определённых технологических режимах и использовании специализированных материалов ГРП может выступать в качестве эффективного метода контроля пескопроявления. Научный и практический интерес представляет использование проппантов с адгезионным покрытием, способных формировать в трещине устойчивый высокопроводящий каркас, выполняющий функцию глубокого фильтра.

Несмотря на наличие мирового опыта проведения подобных операций, для условий место-

рождения М с глубинами залегания продуктивных горизонтов менее 500 м и специфическими геомеханическими свойствами пород подбор оптимальных параметров закачки остаётся сложной задачей, требующей дополнительного научного обоснования.

Целью данной работы является теоретическое обоснование и анализ практической эффективности применения ГРП с использованием адгезионных составов для интенсификации добычи и одновременного ограничения выноса песка в условиях месторождения М. В статье представлены результаты верификации проектных параметров в программном комплексе FracPro и дана оценка влияния технологии на динамику добычи и МРП скважин.

Для рассматриваемого месторождения дополнительной особенностью является высокая вязкость нефти, которая в сочетании со слабой цементацией коллекторов оказывает негативное влияние на продуктивность скважин. Аналогичные вызовы отмечены и на других объектах, где проведение ГРП в условиях высокопроницаемых и нестабильных коллекторов требовало более точного прогнозирования потерь жидкости и оптимизации технологических параметров. В табл. 1 представлена информация по мировому опыту применения технологии.

Проведение и последующий анализ ГРП в условиях высокопроницаемых коллекторов рассматриваемого месторождения представляются важным инструментом повышения продуктивности скважин и снижения негативного влияния пескопроявлений.

Таблица 1. Опыт проведения ГРП на месторождениях-аналогах
Table 1. Field experience with hydraulic fracturing in similar fields

Наименование показателя Parameter name	М, II объект M, II object	Дури, Индонезия Duri, Indonesia [2]	Пески Ринду, Дури Rindu Sands, Duri [2]
Глубина залегания, м Reservoir depth, m	285	214	153
Нефтенасыщенность, % Oil saturation, %	74	55	
Пористость, % Porosity, %	35	32	30–35
Проницаемость, мД Permeability, mD	547	1500	1300–3000
Пластовая температура, °С Reservoir temperature, °C	23	34	
Пластовое давление, атм Reservoir pressure, atm	24	12.25	10
Вязкость нефти, сП Oil viscosity, cP	246,6	400	160
Результат Result		Исследовано поведение фильтрации жидкости в высокопроницаемых коллекторах The behavior of liquid filtration in highly permeable reservoirs is investigated	Увеличение продуктивности с 28% до 162% Productivity increased from 28% to 162%

Материалы и методы

Объектом настоящего комплексного исследования и последующего опытно-промышленного внедрения технологии явилась эксплуатационная скважина, которая была выбрана в качестве

пилотного кандидата для кардинального улучшения приточных характеристик. Продуктивный горизонт залегают на относительно незначительной глубине, составляющей всего 250 м, что обуславливает низкие пластовые давления и мини-

мальное горное давление. При этом коллектор характеризуется аномально высокой естественной проницаемостью, среднее значение которой достигает 1000 мД.

Ключевым лимитирующим фактором, сдерживающим продуктивность скважины до интенсификации, являлась исключительная вязкость пластовой нефти, составляющая 246 сПз. Именно этот гидродинамический параметр, наряду с наличием критической кольматации ПЗП, объяснял парадоксально низкий дебит сква-

жины, который был зафиксирован на уровне 2 т/сут, несмотря на превосходные фильтрационные характеристики коллектора. Кроме того, скважина систематически демонстрировала пескопроявления, что указывало на острую проблему механической нестабильности ствола. В связи с этим операция ГРП была утверждена как необходимое комплексное мероприятие, направленное на обход кольматированной зоны и обеспечение долговременной стабилизации притока.

Таблица 2. Рецепт жидкости
Table 2. Fluid composition

Компонент жидкости ГРП Fracturing fluid component	Наименование Name	Ед. изм. Units	Концентрация / Concentration		
			скважина А / Well A	скважина В / Well B	скважина С / Well C
Гелеобразующий агент Gelling agent	УрFWG-7	кг/м ³ kg/m ³	2,40	2,40	2,40
Сшиватель Crosslinker	УрНТ-7	л/м ³ l/m ³	2–2	2,2–2,2	2,2–2,2
Стабилизатор глин / Демульгатор Clay stabilizer / Demulsifier	УрECS	л/м ³ l/m ³	1,5	1,5	1,5
Биоцид Biocide	УрE-7bio	кг/м ³ kg/m ³	0,06	0,06	0,06
Активатор RCP RCP activator	УрLK-11	л/м ³ l/m ³	0–30	0–30	0–30
Жидкий брейкер Liquid breaker	УрBLT(Б)	л/м ³ l/m ³	4,5–4,5	4,5–4,5	4,5–4,5
Активатор брейкера Breaker activator	УрBRP-A(0)	л/м ³ l/m ³	4,5–4,5	4,5–4,5	4,5–4,5
Живой брейкер Enzyme breaker	УрAP-1	кг/м ³ kg/m ³	0,4–0,5	0,4–0,5	0,4–0,5

Таблица 3. График закачки ГРП на скважине А
Table 3. Pump schedule for Well A

Стадия Stage	Тип стадии Stage type	Тип жидкости Fluid type	Объём жидкости, м ³ Fluid volume, m ³	Концентрация проппанта 1, кг/м ³ Proppant concentration 1, kg/m ³	Концентрация проппанта 2, кг/м ³ Proppant concentration 2, kg/m ³	Пропант стадии, кг Stage proppant, kg	Расход смеси 1, м ³ /мин Slurry rate 1, m ³ /min	Расход смеси 2, м ³ /мин Slurry rate 2, m ³ /min	Тип проппанта Proppant type
	Жидкость в скважине Wellbore fluid	H ₂ O	2,008						
1	Закачка воды Water injection	UPFWG LG 2.4	1,800				2,3	2,3	
2	Остановка закачки Pumping shut-down								
3	Мини-ГРП Mini hydraulic fracturing	UPFWG XL 2.4	4,000				2,3	2,3	
4	Проппантная пачка Proppant pad	UPFWG XL 2.4	5,000	100	300	999	2,3	2,3	ForeProp 16/20
5	Мини-ГРП Mini hydraulic fracturing	UPFWG XL 2.4	4,000				2,3	2,3	
6	Мини-ГРП Mini hydraulic fracturing	UPFWG LG 2.4	2,800				2,3	2,3	
7	Остановка закачки Pumping shut-down								
8	Буфер основного ГРП Main hydraulic fracturing buffer	UPFWG XL 2.4	8,000				2,3	2,3	
9	Смесь основного ГРП Main hydraulic fracturing slurry	UPFWG XL 2.4	3,800	100	300	759	2,3	2,3	ForeProp 16/20
10	Смесь основного ГРП Main hydraulic fracturing slurry	UPFWG XL 2.4	3,600	300	500	1439	2,3	2,3	ForeProp 12/18
11	Смесь основного ГРП Main hydraulic fracturing slurry	UPFWG XL 2.4	3,600	500	700	2158	2,3	2,3	ForeProp 12/18

Стадия Stage	Тип стадии Stage type	Тип жидкости Fluid type	Объём жидкости, м³ Fluid volume, m³	Концентрация проппанта 1, кг/м³ Proppant concentration 1, kg/m³	Концентрация проппанта 2, кг/м³ Proppant concentration 2, kg/m³	Пропант стадии, кг Stage proppant, kg	Расход смеси 1, м³/мин Slurry rate 1, m³/min	Расход смеси 2, м³/мин Slurry rate 2, m³/min	Тип проппанта Proppant type
12	Смесь основного ГРП Main hydraulic fracturing slurry	UPFWG XL 2.4	3,600	700	900	2877	2,3	2,3	ForeProp 12/18
13	Смесь основного ГРП Main hydraulic fracturing slurry	UPFWG XL 2.4	3,600	900	1100	3596	2,3	2,3	ForeProp 12/18
14	Смесь основного ГРП Main hydraulic fracturing slurry	UPFWG XL 2.4	1,800	1100	1200	2068	2,3	2,3	WellProp RCP
15	Смесь основного ГРП Main hydraulic fracturing slurry	UPFWG XL 2.4	1,000	1200	1200	1199	2,3	2,3	WellProp RCP
16	Продавка основного ГРП Main hydraulic fracturing displacement	UPFWG LG 2.4	1,600				2,3	2,3	
17	Остановка закачки Pumping shut-down								

ГРП проведён на скважинах А, В и С. При ГРП были использованы химические реагенты компании ООО «Уралпласт», в частности, активатор RCP-проппанта UpLK-11¹ (сокр. от англ. Resin Coated Proppant – проппант с полимерным покрытием).

В условиях слабосцементированных коллекторов месторождения М, склонных к интенсивному пескопроявлению, ключевой задачей ГРП является не только создание трещины высокой проводимости, но и обеспечение её долговременной устойчивости к выносу частиц пластового песка [3].

Научное обоснование выбора активатора проппанта базируется на термодинамической теории адгезии. Механизм действия жидкого адгезива заключается в снижении свободной поверхностной энергии на границе раздела фаз «кварц – полимер – пластовый флюид». При закачке активатора на поверхности проппанта формируется устойчивая адсорбционная плёнка, обладающая высокой когезионной прочностью.

Процесс консолидации протекает в две стадии:

1. Формирование адгезионного контакта за счёт сил ван-дер-Ваальса и образования водородных связей между функциональными группами активатора и гидроксильными группами на поверхности зерен песка (Si-OH).
2. Структурная консолидация. При смыкании трещины под действием горного давления происходит перераспределение адгезива в точки контакта зёрен, где образуются «полимерные мостики».

Это создаёт эффект эластичного армирования, при котором проппантная пачка превращается в пористый фильтр, способный удерживать мелкодисперсные частицы пласта, не снижая при этом фазовую проницаемость для углеводородов [4]. Использование данной технологии позволяет трансформировать геометрию ГРП в эффективный забойный фильтр, увеличивая МРП работы скважин.

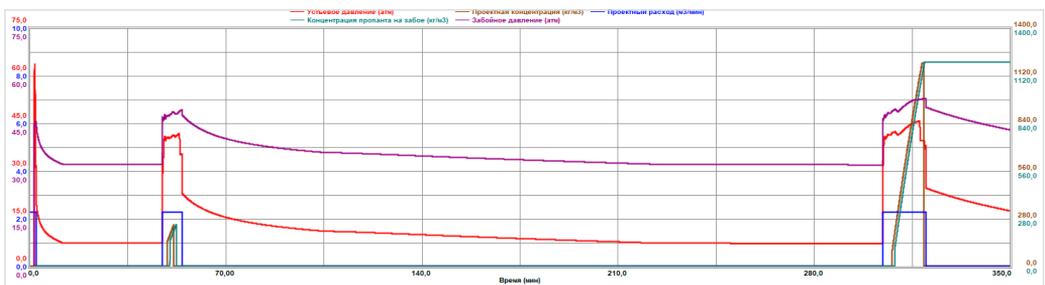


Рисунок 1. Хронограмма технологических параметров процесса ГРП (давление, расход, концентрация проппанта)
Figure 1. Chronogram of hydraulic fracturing treatment parameters (pressure, flow rate, proppant concentration)

¹ <https://tduralplast.org/produksiya/aktivator-rcp-proppanta/1-aktivator-rcp-proppanta-uplk-11>.

На скважине А ГРП проведён в целевом жинам приведена в табл. 2, график закачки – меловом горизонте, на интервалах перфорации в табл. 3 и на рис. 1. Профиль трещины в симуляторе приведён на рис. 2.

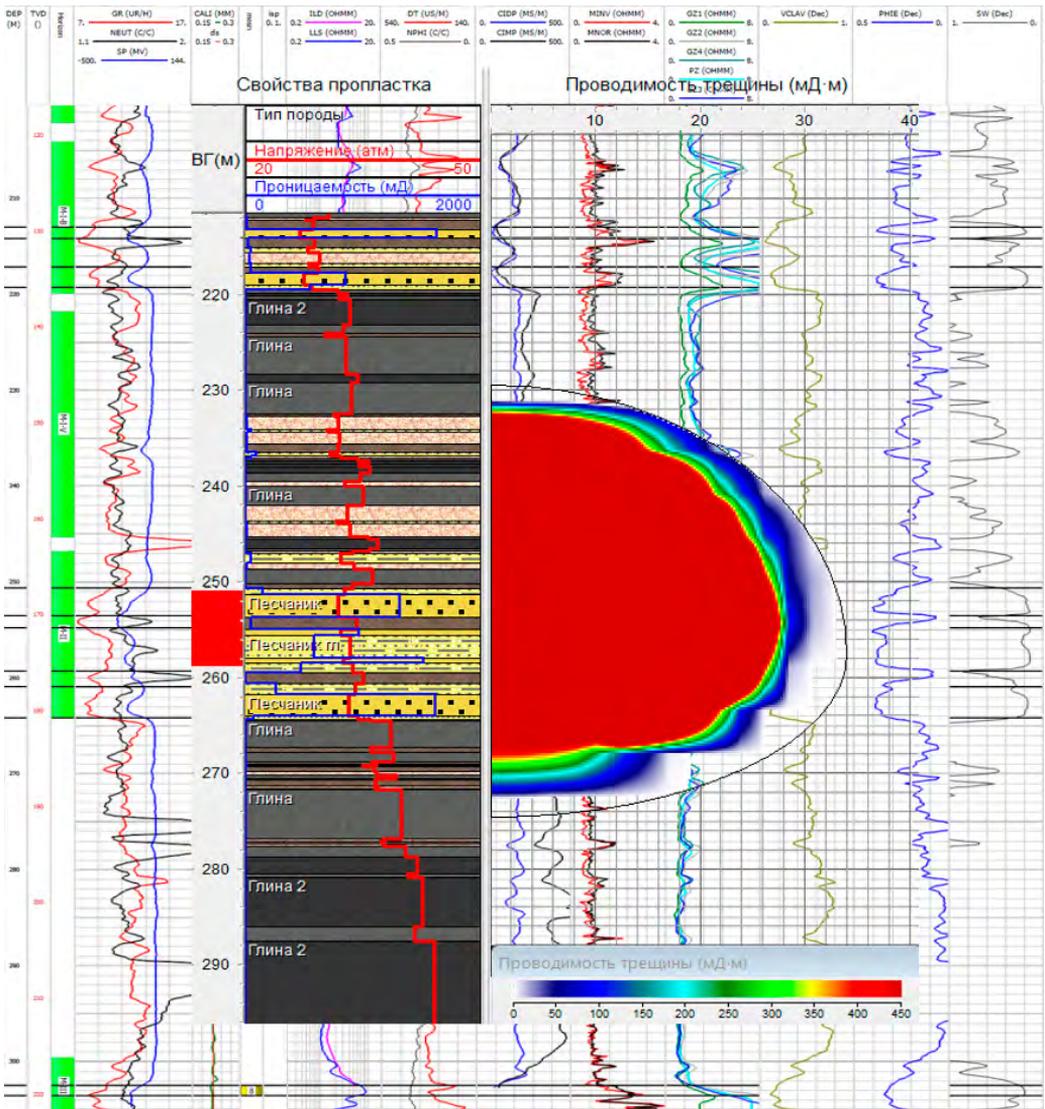


Рисунок 2. Результаты численного моделирования геометрии трещины в среде FracPro
Figure 2. Results of numerical simulation of fracture geometry using FracPro

Результаты

Для успешной реализации многоцелевой задачи был осуществлён тщательный подбор технологических материалов, специально адаптированных под условия низконапорного и высоковязкого коллектора. В качестве расклинивающего агента для формирования высокопроводимого и механически устойчивого канала был выбран консолидирующийся

RCP-проппант (рис. 3). Применение RCP-проппанта было обусловлено необходимостью частичной консолидации пачки после закачки.

Это технологическое требование является критическим в условиях низкого горного давления на 250 м, где RCP-проппант гарантирует механическую устойчивость пачки и создаёт прочный фильтрующий каркас, который эффективно предотвращает вынос песка и стабилизирует ствол.

Консолидирующий RCP-проппант стандартно использует механизм термической активации, при котором смоляной связующий слой «спекается» под воздействием высоких пластовых температур, что обеспечивает механическую стабильность проппантной пачки [5]. Однако на данном месторождении, где продуктивный горизонт залегает на минимальной глубине 250 м, пластовые температуры значительно ниже критического порога, необходимого для инициирования термоактивации. В этих условиях применение RCP-проппанта потребовало модификации технологического процесса. Для обеспечения надёжного спекания резинового смоляного слоя и формирования устойчивого противопесочного барьера в условиях низких температур был применён химический активатор UpLK-11. Этот активатор, добавляемый в жидкость-носитель, химически иницирует процесс консолидации проппантной пачки, эффективно заменяя тепловую энергию. Использование химической активации позволило полностью реализовать потенциал RCP-проппанта по созданию прочного каркаса, что является критически важным для долговременной стабилизации притока.

В качестве жидкости разрыва была применена низковязкая полимерная гелевая система на водной основе. Состав жидкости был специально оптимизирован для минимизации коэффициента фильтрационных потерь в аномально проницаемый пласт [3], а также для обеспечения эффективного транспортирования RCP-проппанта и снижения потерь на трение при закачке. Применение оптимизированной жидкости способствовало созданию максимально широкой трещины, что является необходимым условием для облегчения притока высоковязкой нефти (246 сПз).

Операция ГРП была реализована с обязательной адаптацией технологического регламента к условиям малой глубины [6]. Проектирование геометрии трещины было сфокусировано на создании оптимальной, короткой, но предельно широкой трещины с высочайшим показателем проводимости. Данный дизайн был выбран

для достижения двух целей – эффективного обхода зоны кольматации и минимизации потерь давления при фильтрации высоковязкой нефти в трещину [7].



Рисунок 3. «Спёкшийся» RCP-проппант
Figure 3. Sintered Resin-Coated Proppant

После инициирования и развития трещины производилась закачка проппанта по технологии плавного повышения концентрации для обеспечения максимальной плотности пачки. После завершения закачки скважина была переведена на технологическую выдержку в режиме «закрытый забой» на расчётное время. Этот этап обеспечил полную полимеризацию покрытия RCP-проппанта, что закрепило пачку и гарантировало её устойчивость в качестве долговременно противопесочного барьера.

Таблица 4. Показатели работы скважин А, В и С
Table 4. Operational performance of wells A, B and C

№	Скважина Well	Дебит до ГТМ Production rate before well intervention			Дебит после ГТМ Production rate after well intervention		
		Qж, м³/сут Liquid production rate, m³/day	обв., % Water cut, %	Qн, т/сут Oil production rate, t/day	Qж, м³/сут Liquid production rate, m³/day	обв., % Water cut, %	Qн, т/сут Oil production rate, t/day
1	A	0,84	34,6	0,5	14,6	38,8	8,1
2	B	0,5	22,8	0,35	4,4	18,1	3,3
3	C	0,55	35,1	0,33	6,8	37	3,9

Qж – дебит жидкости, м³/сут; Qн – дебит нефти, т/сут
ГТМ – геолого-технические мероприятия



Рисунок 4. График добычи скважины А
Figure 4. Production profile for Well A



Рисунок 5. График добычи скважины В
Figure 5. Production profile for Well B



Рисунок 6. График добычи скважины С
Figure 6. Production profile for Well C

Эффективность применения технологии ГРП с консолидирующимся RCP-проппантом была подтверждена на основании анализа промысловых данных до и после проведения интенсификации. Анализ результатов проводился по ключевым эксплуатационным показателям, включая сравнение начальных дебитов нефти и динамики добычи, зафиксированной в течение последующего периода эксплуатации. Сводные результаты представлены в табл. 4. До проведения ГРП скважина А функционировала с дебитом, составлявшим 0,5 т/сут. После успешной реализации операции и выхода скважины на стабильный режим эксплуатации, дебит по нефти увеличился до 8,1 т/сут. По трём скважинам прирост добычи нефти составил от 3 до 7,6 т/сут.

Для оценки устойчивости достигнутого эффекта был проведён анализ динамики добычи по трём скважинам, прошедшим интенсификацию (рис. 4–6). Данный график иллюстрирует динамику суточной добычи нефти за шестимесячный период после ГРП. На всех трёх скважинах зафиксировано резкое ступенчатое увеличение добычи сразу после ввода в эксплуатацию.

Важным наблюдением является устойчивость достигнутого дебита. В отличие от неустойчивого роста, характерного для кислотного воздействия, скважины, обработанные RCP-проппантом, демонстрируют относительно пологую кривую снижения добычи. Это подтверждает, что созданный консолидированный проппантный каркас функционирует как долгосрочный высокопроводимый канал, не подверженный быстрому смыканию или разрушению, что является прямым следствием успешного решения проблемы пескопроявлений и стабилизации ПЗП.

Технологический успех операции был подтверждён полным прекращением выноса механических примесей на скважинах А и С. Отсутствие пескопроявлений при работе скважины на значительно увеличенном дебите доказывает, что консолидация RCP-проппанта на глубине 250 м прошла успешно, создав надёжный и механически стабильный фильтрующий барьер. Таким образом, достигнутые результаты демонстрируют высокую эффективность ГРП с RCP-проппантом как в области интенсификации (увеличение дебита), так и в области управления осложнениями (контроль песка).

Эффективность проведённой операции была подтверждена на основании количественных и качественных критериев после ввода скважины в эксплуатацию. Основным критерием явилось кардинальное увеличение дебита нефти с 0,5 до 8 т/сут, что подтвердило успешность обхода вязкостного и кольматационного сопротивления. Технологический успех был также подтверждён полным прекращением выноса механических примесей при работе скважины на новом дебите.

Обсуждение

Анализ результатов опытно-промышленного применения ГРП на пилотной скважине демонстрирует, что фактический эффект от операции значительно превзошёл изначальные цели, фокусировавшиеся на стабилизации ПЗП. Основная дискуссия строится вокруг интерпретации значительного увеличения дебита нефти – с 0,5 до 8,1 т/сут. Этот рост подтверждает успешное преодоление двух ключевых взаимосвязанных факторов, ограничивающих продуктивность коллектора.

Таблица 5. Данные по ПРС на скважине А
Table 5. Wellbore intervention data for Well A

№	Дата начала работы Start date	Дата окончания работы End date	Вид ремонтных работ Type of intervention
1	11.07.2025	14.07.2025	Очистка и промывка забоя Wellbore cleaning and washing
2	30.11.2024	06.12.2024	Очистка и промывка забоя Wellbore cleaning and washing
3	09.10.2021	12.10.2021	Промывка песчаной пробки Sand plug washing
4	24.12.2020	27.12.2020	Промывка песчаной пробки Sand plug washing
5	19.11.2020	21.11.2020	Промывка песчаной пробки Sand plug washing
6	13.10.2020	16.10.2020	Промывка песчаной пробки Sand plug washing
7	16.09.2020	19.09.2020	Промывка песчаной пробки Sand plug washing
8	31.08.2020	02.09.2020	Промывка песчаной пробки Sand plug washing
9	13.05.2020	16.05.2020	Промывка песчаной пробки Sand plug washing
10	05.01.2020	07.01.2020	Замена винтовой пары Screw pair replacement
11	17.11.2019	21.11.2019	Промывка скважины Wellbore washing
12	07.11.2019	10.11.2019	Очистка и промывка забоя Wellbore cleaning and washing
13	07.09.2019	12.09.2019	Подготовка скважины к ГИС Well preparation for FMI
14	22.01.2019	23.01.2019	Очистка и промывка забоя Wellbore cleaning and washing
15	21.09.2018	24.09.2018	Ревизия насоса Pump inspection
16	12.09.2018	18.09.2018	Очистка и промывка забоя Wellbore cleaning and washing

ГИС – геофизические исследования

Во-первых, операция успешно решила проблему критического вязкостного сопротивления. Очень высокая вязкость пластовой нефти (246 сПз) в условиях неглубокого залегаания сдерживала естественный приток, несмотря на проницаемость пласта (1000 мД). Создание короткой, но предельно широкой трещины с проппантной набивкой стало решающим гидравлическим вмешательством. ГРП создал высокопроводимый канал, который обеспечил прямое сообщение ствола с неповреждённой частью пласта, что позволило резко снизить градиент давления, необ-

ходимый для фильтрации столь высоковязкой нефти. ГРП срабатывает как мощный механизм интенсификации, значительно улучшив коэффициент продуктивности скважины.

Во-вторых, успешность ГРП подтверждает, что первоначально низкий дебит был вызван глубиной и стойкой кольматацией ПЗП. Проницаемость в 1000 мД является слишком высокой, чтобы дебит в 0,5 т/сут был обусловлен только лишь вязкостью. Следовательно, ГРП выступил в роли эффективного «шунта», который обошёл эту загрязнённую зону, образовавшуюся в результате проникновения буровых растворов или нестабильности самого коллектора. Выбор консолидирующегося RCP-проппанта оказался технически оптимальным, поскольку он не только устранил кольматацию, но и решил вторую фундаментальную проблему – пескопроявление. Полимерное покрытие позволило создать устойчивый фильтрующий каркас даже при минимальном горном давлении на глубине 250 м, что гарантирует механическую стабильность пачки и предотвращает последующий вынос породы, тем самым обеспечивая долговечность достигнутого эффекта.

С учётом полученных результатов становится очевидным, что технология ГРП с использованием RCP-проппанта должна рассматриваться не как метод ремонта или борьбы с осложнениями, а как стандартный и экономически оправданный метод заканчивания скважин в данном горизонте. Масштабирование этой технологии является ключом к разблокированию и эффективной выработке запасов, где высокая вязкость нефти является доминирующим лимитирующим фактором.

В табл. 5 указаны данные по ПРС на скважине А. В 2021 г. скважина переведена в консервацию. Исходя из данных по остановкам работы скважины по причине пескопроявлений до перевода в консервацию, скважина оставалась на ПРС 7 раз только за 2020 г.

ДОПОЛНИТЕЛЬНО

Источник финансирования. Авторы заявляют об отсутствии внешнего финансирования при проведении исследования.

Конфликт интересов. Авторы декларируют отсутствие явных и потенциальных конфликтов интересов, связанных с публикацией настоящей статьи.

Вклад авторов. Все авторы подтверждают соответствие своего авторства международным критериям ICMJE (все авторы внесли существенный вклад в разработку концепции, проведение исследования и подготовку статьи, прочли и одобрили финальную версию перед публикацией). Наибольший вклад распределён следующим образом: Сагынғали Н.Н. – моделирование ГРП и выгрузка данных в ПО

Заключение

Обоснована концепция применения ГРП как многофункционального метода интенсификации добычи для месторождений со слабосцементированным коллектором. Установлено, что при использовании специализированных адгезионных составов (активаторов проппанта) ГРП выполняет роль глубокого забойного фильтра, предотвращающего миграцию мелкодисперсных фракций пластового песка.

Экспериментально подтверждена гипотеза о формировании консолидированного проппантного пакера, обладающего высокой фазовой проницаемостью. Результаты опытно-промышленных работ на месторождении М показали, что создание искусственной проводимости в ПЗП позволяет снизить депрессию на пласт при сохранении высоких темпов отбора жидкости, что минимизирует риски разрушения скелета породы.

На основе анализа фактических данных закачки и сопоставления с результатами моделирования в программном комплексе FracPro верифицированы основные геометрические параметры трещин. Установлено, что достижение отрицательных значений скин-фактора коррелирует с расчётной полудлиной трещины и эффективной концентрацией проппанта, что подтверждает высокую точность прогнозных моделей.

Количественно оценена эффективность предлагаемого методического подхода: внедрение технологии позволило не только увеличить средний дебит скважин по нефти, но и существенно увеличить МРП работы скважин за счёт ликвидации пескопроявления, что переводит данные скважины из категории часто ремонтируемого фонда в стабильно работающий фонд.

Предложенная методика подбора параметров ГРП (температура закачки, выбор состава-активатора и дизайн проппантной пачки) может быть рекомендована для тиражирования на аналогичных месторождениях Казахстана со сложными геолого-техническими условиями и склонностью к выносу песка.

ADDITIONAL INFORMATION

Funding source. This study was not supported by any external sources of funding.

Competing interests. The authors declare that they have no competing interests.

Authors' contribution. All authors made a substantial contribution to the conception of the work, acquisition, analysis, interpretation of data for the work, drafting and revising the work, final approval of the version to be published and agree to be accountable for all aspects of the work. The greatest contribution is distributed as follows: Nurtas N. Sagyngali – Hydraulic Fracturing treatment modeling and data processing in FracPro environment; Yerlan T. Baspayev – analytical calculations and interpretation of results; Adilbek A. Bashev – methodology development; Talgat S. Jaxylykov –

FracPro; Баспаев Е.Т. – проведение аналитических расчётов и интерпретация результатов; Башев А.А. – разработка методологии исследования; Джаксылыков Т.С. – контроль качества данных, корректировка структуры статьи; Марданов А.С. – согласование окончательной версии для публикации; Мукатов Ж.А. – редактирование текста и формулирование основных выводов.

data quality control, adjustment of article structure; Altynbek S. Mardanov – coordination of the final version for publication; Zhassulan A. Mukatov – text editing and formulation of key conclusions.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Economides M., Oligney R., Valkó P. *Unified Fracture Design*. Alvin : Orsa Press, 2004.
2. Fan Y., White D.E., Aimar A., Satyagraha M.T. Fluid Leakoff and Net Pressure Behavior of Frac&Pack in High-Permeability Viscous Oil Reservoirs of the Duri Field, Indonesia // SPE International Symposium on Formation Damage Control; February 23–24, 2000; Lafayette, Louisiana, USA. Available from: onepetro.org/SPEFD/proceedings-abstract/00FD/00FD/SPE-58766-MS/131408?redirectedFrom=PDF.
3. Papinczak A., Miller W. II. Fracture Treatment Design To Overcome Severe Near-Wellbore Damage // SPE Production & Facilities. 1994. Vol. 9, Issue 4. P. 249–256. doi: [10.2118/25379-PA](https://doi.org/10.2118/25379-PA).
4. Fan F., Li F.-X., Tian S.-C., et al. Hydrophobic epoxy resin coated proppants with ultra-high self-suspension ability and enhanced liquid conductivity // Petroleum Science. 2021. Vol. 18, No. 6. P. 1753–1759. doi: [10.1016/j.petsci.2021.09.004](https://doi.org/10.1016/j.petsci.2021.09.004).
5. Alagoz E., Yaradilmis Y. Evaluation of Resin Coated Proppants: A New Custom Method // International Journal of Earth Sciences Knowledge and Applications. 2023. Vol. 5, No. 2. P. 237–243.
6. Matanovic D., Cikes M., Moslavac B. *Sand Control in Well Construction and Operation*. Berlin : Springer, 2012. 204 p.
7. Khodaverdian M., McElfresh P. Hydraulic Fracturing Stimulation in Poorly Consolidated Sand: Mechanisms and Consequences // SPE Annual Technical Conference and Exhibition; October 1–4, 2000; Dallas, Texas, USA. Available from: onepetro.org/SPEATCE/proceedings-abstract/00ATCE/00ATCE/SPE-63233-MS/132173.

REFERENCES

1. Economides M, Oligney R, Valkó P. *Unified Fracture Design*. Alvin: Orsa Press; 2004.
2. Fan Y, White DE, Aimar A, Satyagraha MT. Fluid Leakoff and Net Pressure Behavior of Frac&Pack in High-Permeability Viscous Oil Reservoirs of the Duri Field, Indonesia. SPE International Symposium on Formation Damage Control; 2000 Feb 23–24; Lafayette, Louisiana, USA. Available from: onepetro.org/SPEFD/proceedings-abstract/00FD/00FD/SPE-58766-MS/131408?redirectedFrom=PDF.
3. Papinczak A, Miller W II. Fracture Treatment Design To Overcome Severe Near-Wellbore Damage. *SPE Production & Facilities*. 1994;9(4):249–256. doi: [10.2118/25379-PA](https://doi.org/10.2118/25379-PA).
4. Fan F, Li F-X, Tian S-C, et al. Hydrophobic epoxy resin coated proppants with ultra-high self-suspension ability and enhanced liquid conductivity. *Petroleum Science*. 2021;18(6):1753–1759. doi: [10.1016/j.petsci.2021.09.004](https://doi.org/10.1016/j.petsci.2021.09.004).
5. Alagoz E, Yaradilmis Y. Evaluation of Resin Coated Proppants: A New Custom Method. *International Journal of Earth Sciences Knowledge and Applications*. 2023;5(2):237–243.
6. Matanovic D, Cikes M, Moslavac B. *Sand Control in Well Construction and Operation*. Berlin: Springer; 2012. 204 p.
7. Khodaverdian M, McElfresh P. Hydraulic Fracturing Stimulation in Poorly Consolidated Sand: Mechanisms and Consequences. SPE Annual Technical Conference and Exhibition; 2000 Oct 1–4; Dallas, Texas, USA. Available from: onepetro.org/SPEATCE/proceedings-abstract/00ATCE/00ATCE/SPE-63233-MS/132173.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

***Сағынғали Нұртас Нұрбекұлы**
ORCID 0009-0009-2631-9160
e-mail: n.sagyngali@kmge.kz.
Баспаев Ерлан Танатбергенович
ORCID 0009-0009-8912-9938
e-mail: y.baspayev@kmge.kz.
Башев Адилбек Айткалиевич
ORCID 0009-0009-7050-7249
e-mail: a.bashev@kmge.kz.
Джаксылыков Талгат Сайнович
ORCID 0000-0002-1530-3974
e-mail: t.jaxylykov@kmge.kz.
Марданов Алтынбек Сүлейменұлы
ORCID 0000-0002-8342-3046
e-mail: a.mardanov@kmge.kz.
Мукатов Жасулан Асылханович
ORCID 0009-0008-6323-1742
e-mail: mukatovzhaslan@gmail.com.

AUTHORS' INFO

***Nurtas N. Sagyngali**
ORCID 0009-0009-2631-9160
e-mail: n.sagyngali@kmge.kz.
Yerlan T. Baspayev
ORCID 0009-0009-8912-9938
e-mail: y.baspayev@kmge.kz.
Adilbek A. Bashev
ORCID 0009-0009-7050-7249
e-mail: a.bashev@kmge.kz.
Talgat S. Jaksylykov
ORCID 0000-0002-1530-3974
e-mail: t.jaxylykov@kmge.kz.
Altynbek S. Mardanov
ORCID 0000-0002-8342-3046
e-mail: a.mardanov@kmge.kz.
Zhassulan A. Mukatov
ORCID 0009-0008-6323-1742
e-mail: mukatovzhaslan@gmail.com.

*Автор, ответственный за переписку / Corresponding Author