

УДК 622.276
МРНТИ 52.47.27

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108648>

Получена: 03.05.2023.

Одобрена: 08.09.2023.

Опубликована: 30.09.2023.

Оригинальное исследование

Изучение потенциала применения технологии Frac-Pack в качестве решения проблемы пескопроявления и увеличения добычи высоковязких нефтей на месторождении М

А.Н. Бухарбаева, Т.С. Джаксылыков, К.Б. Асанов

Атырауский филиал КМГ Инжиниринг, г. Атырау, Казахстан

АННОТАЦИЯ

Обоснование. В данной работе исследован потенциал применения гидравлического разрыва пласта с установкой гравийного фильтра (Frac-Pack) в условиях меловых горизонтов месторождения М. Актуальность работы обусловлена тем, что на сегодняшний день подбор оптимальных мероприятий по увеличению темпов отбора запасов по меловым отложениям месторождения М является открытой площадкой для предложений и дискуссий. Низкий коэффициент извлечения нефти обусловлен существующими ограничениями на процесс добычи: высокая вязкость нефти, наличие газо- и водонефтяных зон, обильное пескопроявление в слабосцементированном коллекторе.

Цель. Целью работы является изучение потенциала применения технологии Frac-Pack на скважинах месторождения М.

Материалы и методы. С целью оценки потенциала применения Frac-Pack в специальном программном обеспечении FracPro была разработана модель геомеханических и фильтрационных свойств пласта, а также выполнена симуляция дизайна с различными параметрами закачки. На основе результатов лабораторных исследований содержания механических примесей в жидкостях, отобранных на месторождении М, были определены диаметр проппанта и пропускного сечения фильтра.

Результаты. В результате исследования проведено моделирование гидравлического разрыва пласта для скважины из выборки потенциальных кандидатов, произведён расчёт показателей добычи нефти после применения предлагаемой технологии, на основе лабораторных исследований подобраны материалы для реализации технологии Frac-Pack.

Заключение. Исследование показало, что предлагаемая технология является наиболее оптимальной для неглубоких скважин месторождения М, т.к. направлена не только на решение проблемы по борьбе с выносом песка, но и на увеличение добычи нефти, и в дальнейшем может быть использована в качестве инструмента стратегии доработки месторождения.

Ключевые слова: Frac-Pack, гидравлический разрыв пласта, гравийная набивка, пескопроявление, фильтр, часто ремонтируемый фонд, межремонтный период.

Как цитировать:

Бухарбаева А.Н., Асанов К.Б., Джаксылыков Т.С. Изучение потенциала применения технологии Frac-Pack в качестве решения проблемы пескопроявления и увеличения добычи высоковязких нефтей на месторождении М // *Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана*. 2023. Том 5, №3. С. 71–84.

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108648>.

UDC 622.276
CSCSTI 52.47.27

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108648>

Received: 03.05.2023.

Accepted: 08.09.2023.

Published: 30.09.2023.

Original article

Investigation of the potential of application Frac-Pack technology as a solution to the problem of sand control and increasing the production of high-viscosity oils at M field

Aidana N. Bukharbayeva, Talgat S. Jaksylykov, Karim B. Assanov

Atyrau branch of KMG Engineering, Atyrau, Kazakhstan

ABSTRACT

Background: In this paper, the potential of applying hydraulic fracturing with the installation of a gravel pack in the Cretaceous horizons of the M field is investigated. The relevance of the work is due to the fact that today the selection of optimal technologies to increase the rate of oil production from the Cretaceous deposits an open platform for proposals and discussions. The low oil recovery coefficient is due to the existing restrictions on the oil production process: high oil viscosity, the presence of gas and water-oil zones, abundant sand production in a poorly cemented reservoir.

Aim: The purpose of the work is to study the potential application of Frac-Pack technology in the wells of the M field.

Materials and methods: In order to assess the potential of using Frac-Pack in a special FracPro software, a model of geomechanical and filtration properties of the formation was developed and a simulation of the design with various injection parameters was performed. Based on the results of laboratory studies of the content of mechanical impurities in liquids sampled at the M field, the diameter of the proppant and the flow section of the filter were determined.

Results: As a result of the study, hydraulic fracturing was simulated for a well from a sample of potential candidates, the oil flow rate was calculated after the application of the proposed technology, materials for the implementation of Frac-Pack technology were selected based on laboratory studies.

Conclusion: The study showed that the proposed pre-development strategy is the most optimal for shallow wells of the M field, as it is aimed not only at solving the problem of combating the removal of mechanical impurities, but also increasing oil production.

Keywords: *Frac-Pack, hydraulic fracturing, gravel packing, sand control, filter, frequently repaired fund, inter-repair period.*

To cite this article:

Bukharbayeva AN, Jaksylykov TS, Assanov KB. Investigation of the potential of application Frac-Pack technology as a solution to the problem of sand control and increasing the production of high-viscosity oils at M field. *Kazakhstan journal for oil & gas industry.* 2023;5(3):71–84. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108648>.

ӨОЖ 622.276
ҒТАХР 52.47.27

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108648>

Қабылданды: 03.05.2023.

Мақұлданды: 08.09.2023.

Жарияланды: 30.09.2023.

Түпұнсқа зерттеу

«М» кен орнында құмның пайда болу мәселесің шешу және тұтқырлығы жоғары мұнай өндіруді арттыру ретінде Frac-Pack технологиясын қолдану әлеуетін зерттеу

А.Н. Бухарбаева, Т.С. Джақсылықов, К.Б. Асанов

ҚМГ Инжиниринг Атыраулық филиалы, Атырау қаласы, Қазақстан

АННОТАЦИЯ

Негіздеу. Бұл жұмыста М кен орнының бор горизонттарында қиыршықтас сүзгісін (Frac-Pack) орнатумен жерасты қабатың сұйықтықпен жару технологиясын қолдану әлеуеті зерттелді. Жұмыстың өзектілігі бүгінгі таңда М кен орнының бор шөгінділері бойынша қорларды іріктеу қордың арттыру бойынша оңтайлы шараларды таңдау ұсыныстар мен пікірталастар үшін ашық алаң болып табылатындығына байланысты. Мұнай өндірудің төмен коэффициенті өндіру процесіне қойылған шектеулерге байланысты: мұнайдың жоғары тұтқырлығы, газ және су – мұнай аймақтарының болуы, цементтелген коллектордағы мол құмның пайда болуы.

Мақсаты. Жұмыстың мақсаты М кен орнының ұңғымаларында Frac-Pack технологиясын қолдану әлеуетін зерттеу болып табылады.

Материалдар мен әдістер. FracPro арнайы бағдарламалық жасақтамасында Frac-Pack қолдану әлеуетін бағалау мақсатында қабаттың геомеханикалық және сүзгілік қасиеттерінің моделі тұрғызылды, сондай-ақ түрлі айдау параметрлері бар дизайн симуляциясы орындалды. М кен орнында іріктелген сұйықтықтардағы механикалық қоспалардың құрамын зертханалық зерттеу нәтижелері негізінде проппанттың және сүзгінің өткізу қимасының диаметрі анықталды.

Нәтижелері. Зерттеу нәтижесінде әлеуетті үміткерлердің үлгісінен ұңғыманың жерасты қабатын сұйықтықпен жарылуы модельденді, ұсынылған технологияны қолданғаннан кейін мұнай өндіру көрсеткіштері есептелді, зертханалық зерттеулер негізінде Frac-Pack технологиясын енгізу үшін материалдар таңдалды.

Қорытынды. Зерттеу көрсеткендей, ұсынылған алдын-ала игеру стратегиясы М кен орнының таяз ұңғымалары үшін ең қолайлы болып табылады, өйткені ол механикалық қоспаларды жою мәселесін шешуге ғана емес, сонымен қатар мұнай өндіруді арттыруға да бағытталған.

Негізгі сөздер: Frac-Pack, жерасты қабаттарды сұйықтықпен жару, қиыршық тас сүзгісі, құм көрінісі, сүзгі, жиі жөндеу қоры, жөндеуаралық кезеңі.

Дәйексөз келтіру үшін:

Бухарбаева А.Н., Джақсылықов Т.С., Асанов К.Б. «М» кен орнында құмның пайда болу мәселесің шешу және тұтқырлығы жоғары мұнай өндіруді арттыру ретінде Frac-Pack технологиясын қолдану әлеуетін зерттеу // *Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы*. 2023. 5 том, №3, 71–84 б.
DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108648>.

Введение

Месторождение М расположено в юго-восточной части Прикаспийской впадины, введено в эксплуатацию в 1999 г. Ввиду высокой вязкости нефти дебиты нефти по меловым горизонтам находятся на уровне 0,7–1,5 т/сут. Помимо этого, в процессе эксплуатации внутрискважинного и наземного оборудования возникают осложнения в виде пескопроявления. Эксплуатация месторождения М сопровождается выносом песка от 11 до 3689 мг/л, что приводит к значительным экономическим потерям в связи с выходом из строя действующих скважин, износом подземного и наземного оборудования, дополнительными затратами на восстановление работы скважины. Простои скважин добывающего фонда по причине образования в них песчаных пробок и дальнейшая их очистка занимают значительное место в сумме простоев скважин, находящихся в эксплуатации месторождения М. Так, например, на очистку скважин в 2021 г. было затрачено 13560 ч, а в 2022 г. 14880 ч. На 01.01.2023 г. среднее значение коэффициента эксплуатации по месторожде-

нию оценивается на уровне 0,93, в то время как в предыдущем году данный показатель составлял 0,96. Также пескопроявление является причиной ускоренного износа оборудования, обрывов насосных штанг и других неисправностей, которые приводят к простоям скважин и снижению добычи нефти. В неустойчивых коллекторах обвалы пород часто вызывают смятие эксплуатационных колонн, что влечёт к длительным ремонтным работам либо к ликвидации скважин. Подобные характеристики добычи углеводородов приводят к снижению производительности скважины и ухудшению коэффициента эксплуатации, таким образом, проблема выноса песка на месторождении М является актуальным и важным.

В данной работе исследована возможность применения технологии Frac-Pack в условиях меловых горизонтов месторождения М. В масштабе мирового опыта Frac-Pack известен как интегрированный метод контроля выноса песка и повышения продуктивности скважин [1]. В табл. 1 представлена информация по мировому опыту применения технологии.

Таблица 1. Мировой опыт применения технологии Frac-Pack
Table 1. World practices in application of Frac-Pack technology

Месторождение Field	Пильтун-Астохское, Сахалин Piltun-Astokhskoye, Sakhalin [2]	Лагунильяс, Венесуэла Lagunillas, Venezuela [3]	Мексиканский залив Gulf of Mexico [4]	Норвежский сектор Северного моря The North Sea [5]	Мерини, Австралия Mereenie, Australia [6]
Кратность увеличения дебита нефти Multiplicity of oil flow rate increase	2,3	6,4; понижение обводненности с 25% до 9% reduction of water cut from 25% to 9%	8,9	5,45	3,2

Исторически традиционными объектами для проведения гидравлического разрыва пласта (далее – ГРП) являются низкопроницаемые коллекторы, однако в настоящее время всё более преобладающим инструментом оптимизации добычи является ГРП в коллекторах с высокой проницаемостью. Последнее является пришедшим из практики по борьбе с пескопроявлением, в частности, применения гравийных фильтров [7]. Вынос песка из слабосцементированных продуктивных пластов приводит к возникновению потенциально опасных и дорогостоящих осложнений. При борьбе с выносом механических примесей наиболее распространёнными, технологически простыми и менее затратными являются методы, которые ограничивают производительность скважины [8]. Согласно изученной литературе, применение технологии Frac-Pack является успешным, т.к. обеспечивает не только предотвращение выноса песка [9], но и способствует увеличению продуктивности скважины [10]. Гравийная набивка препятству-

ет выносу песка, а созданная гидравлическая трещина уменьшает фильтрационное сопротивление в призабойной зоне, а также увеличивает площадь охвата пласта [11]. Более длительная эксплуатация скважинного фильтра обусловлена наличием трещины, упакованной пропантом, которая также является препятствием для перемещения механических примесей [12], а также наличием пропантной набивки вокруг самого фильтра. Все меловые горизонты рассматриваемого месторождения обладают хорошими коллекторскими свойствами, вследствие этого основной задачей при проведении ГРП является максимизация ширины и заполнение пропантом созданной трещины с помощью технологии концевое экранирования [5, 13]. Данная методика получила широкое распространение в нефтяной промышленности, к примеру, в работе [6] при использовании концепции концевое экранирования наблюдалось удвоение добычи, а также была получена информация для разработки запасов, добыча которых ранее считалась экономически нецелесообразной.

Однако проведение ГРП в высокопроницаемых коллекторах характеризуется сложностью в моделировании, связанной с расчётами скорости фильтрации жидкости в пласт. Авторы [14] пришли к выводу, что прогнозирование роста и формы трещины отличается значительными погрешностями при высоких утечках, а также выявлено, что использование жидкостей с большей вязкостью способствует стабильному распространению трещины. В работе [15] проведены исследования по распространению трещины в неустойчивых коллекторах, где авторы доказали, что добавление элементов, влияющих на потери жидкости к сшитому гелю, снижало значение эффективного давления и препятствовало проникновению геля в пласт с проницаемостью в 3000 мД. Помимо высоких значений проницаемости, рассматриваемое месторождение характеризуется значительно

вязкой нефтью, что в условиях слабоцементированных коллекторов оказывает негативное влияние на добычу нефти. Авторы работы [16] разрешили аналогичную проблему месторождения Дури, Индонезия. В работе говорится об отклонениях в достижении конечного экранирования в полевых условиях и о необходимости точного прогнозирования объёмов утечек жидкости. В табл. 2 представлены геологические условия и результаты проведения Frac-Pack на месторождениях-аналогах, где рассматриваемая технология стала предпочтительным методом заканчивания. Применение Frac-Pack на месторождении М представляет собой перспективную технологию, которая способствует предотвращению выноса песка, а также положительному влиянию на дебит скважины.

Таблица 2. Опыт применения технологии Frac-Pack на месторождениях-аналогах
Table 2. Experience in the application of Frac-Pack technology in analog fields [17]

Месторождение / Field	М, II объект / II object	Дури, Индонезия / Duri, Indonesia	Пески Ринду, Дури / Rindu Sands, Duri
Глубина залегания, м Depth of occurrence, 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% / Increased productivity from 28% to 162%

Технологические особенности проведения Frac-Pack

Технология Frac-Pack включает создание гидравлической трещины, размещение пропантанта в трещине и во внутрискважинном пространстве. Следовательно, для осуществления рассматриваемой операции необходимо оборудование для распределения жидкости в различных направлениях. Наиболее распространённым и соответствующим по функционированию является оборудование кроссовер – многопозиционный инструмент с узлом перекрёстных потоков. При создании стандартной трещины ГРП жидкость закачивается под давлением в пласт без обратного потока (рис. 1). В положении циркуляции клапан, находящийся над пакером, открыт, жидкость направляется по про-

мывочной трубе в кольцевое пространство (между фильтром и обсадной колонной) и через перфорационные отверстия поступает в пласт, обратный поток жидкости (без пропантанта) проходит через фильтр, далее через клапан над пакером поступает в кольцевое пространство (между промывочной трубой и обсадной колонной), направляясь на поверхность (рис. 1). Этот режим используется для выполнения гравийной набивки. В случае неразмещения планового объёма пропантанта используется режим обратного положения с целью реверсирования пропантанта оставшегося в трубе. В данной позиции поток закачивается через кольцевое пространство, далее возвращается на поверхность по промывочной колонне, не достигая зоны фильтра (рис. 1).

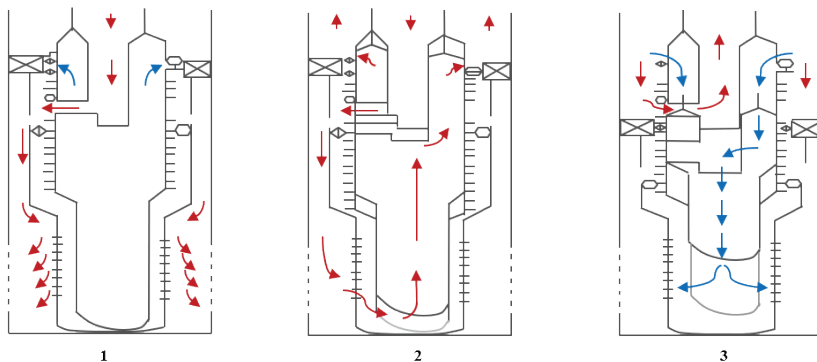


Рисунок 1. Кроссовер - многопозиционный инструмент с узлом перекрёстных потоков
Figure 1. Crossover is a multi-position tool with a crossover shoe

1 – положение прямого потока / forward flow position; 2 – положение циркуляции / circulation position;
 3 – положение обратного потока / reverse flow position

Основная часть

Технология Frac-Pack обеспечивает оптимизированное решение для пласта, который нуждается как в ГРП для улучшения сообщаемости скважины и коллектора, так и в гравийной набивке для предотвращения выноса песка. Изучение потенциала применения технологии Frac-Pack на месторождении М требует проведения детального анализа, включающего подбор необходимого оборудования и материалов, выбор кандидата воздействия и моделирование ГРП в осложненных условиях слабосцементированного коллектора.

Подбор скважин-кандидатов на проведение Frac-Pack

На месторождении М разрабатываются продуктивные пласты, приуроченные к меловым и юрским отложениям. Наибольшее количество добывающих и нагнетательных скважин эксплуатируется на объектах меловых горизонтов. Как правило, низкие дебиты жидкости относятся к меловым объектам, более высокие значения характерны для залежей юрских отложений. Также, согласно данным, только 16% накопленной добычи относится к меловым горизонтам (I, II объекты).

Незначительные накопленные отборы нефти и жидкости по скважинам, работающим на меловые отложения, обусловлены совокупностью горно-геологических и технологических факторов. Нефть, содержащаяся в залежах меловых отложений, обладает высокими значениями вязкости (в среднем 377,6 мПа·с по I объекту, по II объекту – 246,6 мПа·с). Из технологических факторов разработку объектов осложняет растущая доля воды в объеме добываемой продукции. Эксплуатация скважин меловых коллекторов

также осложнена проблемой выноса песка, являющейся причиной частых остановок добычи и короткого межремонтного периода скважин. Полученные результаты гидродинамических исследований (далее – ГДИС) свидетельствуют о значительном влиянии загрязнения призабойной зоны (далее – ПЗЗ) на продуктивность скважин меловых горизонтов. При сравнении отрицательных и положительных значений фильтрационного сопротивления выявлено, что при успешном проведении соответствующих мероприятий по воздействию на ПЗЗ можно добиться улучшения продуктивности в два раза. Залежи пластов М-I характеризуются небольшой глубиной залегания, наличием близкорасположенных газонасыщенных пластов. Следовательно, при проведении ГРП в слабосцементированных коллекторах горизонта М-I существует риск неконтролируемого вертикального роста трещины и прорыва в газонасыщенные интервалы. Учитывая вышеприведенные данные, скважины горизонта М-II являются наиболее подходящими кандидатами на проведение технологии Frac-Pack.

В связи с тем, что основной целью технологии Frac-Pack является предотвращение выноса песка, ключевые условия определения потенциальных кандидатов включают частые ремонтные работы и ограниченный межремонтный период. В ходе исследования проведён анализ часто ремонтируемого фонда скважин (далее – ЧРФ) за период 01.08.2021 – 01.08.2022 г. Рассмотрены мероприятия по борьбе с пескопроявлением на горизонте М-II, выявлено 25 скважин, наиболее подверженных интенсивному выносу песка. Среднее значение межремонтного периода составляет 128 сут, минимальное

– 24 сут, максимальное – 187 сут. Средний дебит нефти для рассматриваемых скважин – 1,8 т/сут. В свою очередь, целесообразность проведения ГРП определяют ряд факторов. Отличительной особенностью месторождения является высокая степень обводненности пластов, но для проведения ГРП предпочтительнее пониженные значения степени обводненности (менее 70% в условиях рассматриваемого месторождения), т.к. доля нефти в добываемой жидкости будет выше. Подробное изучение истории эксплуатации скважин, причин простоев, технического состояния скважин позволило определить наиболее оптимальных кандидатов на проведение ГРП. Из данного списка выбран кандидат для построения дизайна ГРП с наименьшим межремонтным периодом (табл. 3).

Подбор размера расклинивающего материала и пропускного сечения фильтра

Для эффективного проведения мероприятия по борьбе с пескопроявлением крайне важно осуществлять подбор оборудования в соответствии с анализом проб песка. В текущей работе проанализированы ранее проведенные лабораторные исследования по определению содержания механических примесей и размера частиц механических примесей в нефти. При непосредственном

осуществлении Frac-Pack необходимо отобрать репрезентативные пробы с выбранной скважины. Матрица Д. Тиффина является распространённой методикой для выбора противопесочной системы [18]. Согласно матрице, при содержании мелких фракций (<44 мкм) более 10% в условиях рассматриваемого месторождения рекомендуются применение гравийного фильтра и увеличение площади контакта скважины с пластом, что соответствует предлагаемой технологии.

При правильном проектировании размещённый проппант создаёт проницаемый фильтр, который позволяет осуществлять добычу флюида, но ограничивает вынос песка. Выбор размера проппанта осуществляется в зависимости от результатов гранулометрического анализа твёрдой фазы, выносимой из пласта.

Согласно критерию Сосье [19], основной гранулометрический класс проппанта, используемый для создания первичного фильтра, должен находиться в следующих пределах (1):

$$5 \cdot d_{50} < D_{50} < 6 \cdot d_{50} \quad (1)$$

где D_{50} – основной гранулометрический класс закачиваемого материала, d_{50} – размер частиц зёрен пластового песчаника в 50%-й точке кумулятивной кривой.

Таблица 3. Информация по проведенным ремонтам за скользящий год
Table 3. Information on repairs carried out for the last twelve month

№ скважины / Well No.	Горизонт / Horizon	Межремонтный период / The inter-repair period	Дата начала и конца ремонта / Start and end date of the repair		Вид ремонта / Type of repair
			начало / start	конец / end	
X	M-II	23,7	06.09.2021	11.09.2021	Промывка песчаной пробки / Sand washing
			14.09.2021	22.09.2021	Промывка песчаной пробки / Sand plug washout
			14.11.2021	18.11.2021	Промывка песчаной пробки / Sand plug washout
			06.12.2021	10.12.2021	Промывка песчаной пробки / Sand plug washout
			18.01.2022	21.01.2022	Промывка песчаной пробки / Sand plug washout
			21.02.2022	25.02.2022	Промывка песчаной пробки / Sand plug washout
			23.03.2022	25.03.2022	Замена винтовой пары / Replacement of the screw pair
			06.06.2022	11.06.2022	Промывка песчаной пробки / Sand plug washout
			27.06.2022	28.06.2022	Промывка песчаной пробки / Sand plug washout
			01.07.2022	06.07.2022	Промывка песчаной пробки / Sand plug washout
			04.08.2022	06.08.2022	Замена винтовой пары / Replacement of the screw pair
24.08.2022	26.08.2022	Промывка песчаной пробки / Sand plug washout			

по состоянию на 01.09.2022 г. / as of September 01, 2022

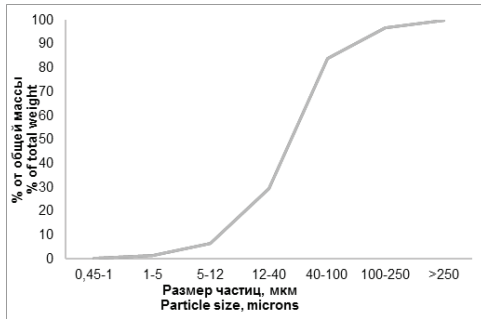


Рисунок 2. Кумулятивная кривая распределения зерен пластового песчаника, скв. X

Figure 2. Cumulative distribution curve of formation sand grains by size of well No. X

Наименьший размер проппанта: $0,04 \cdot 5 = 0,2$ мм
 Наибольший размер проппанта: $0,1 \cdot 6 = 0,6$ мм
 Smallest proppant size: $0.04 \cdot 5 = 0.2$ mm
 The largest size of the proppant: $0.1 \cdot 6 = 0.6$ mm

Согласно лабораторным исследованиям жидкостей, отобранных на месторождении М, размер частиц зерен 40–100 мкм наиболее соответствует 50%-й точке кумулятивной кривой распределения (рис. 2). Из неравенства (1) основной гранулометрический класс проппанта должен находиться в пределах 0,2–0,6 мм. Из доступных на рынке размерных классов проппант с диаметром гранул 0,3–0,6 мм (30/50 меш¹) является наиболее подходящим для создания искусственного барьера при перемещении зерен пластового песчаника. Данная технология также включает размещение фильтра на забое скважины. В соответствии с размерами частиц выносимого песка и выбранного размера проппанта диаметр пропускного сечения фильтрующей системы должен составлять 0,15–0,3 мм.

Моделирование ГРП с применением программы Fracpro

Минимальное горизонтальное напряжение является наиболее важным параметром, контролирующим состояние горных пород и распространение трещины ГРП. Однако на месторождении М ранее не проводилось работ ГРП, а, следовательно, не имеется данных об упруго-механических свойствах породы. В связи с этим входящие переменные определяются расчётным путём с использованием данных геофизических исследований: гамма-каротаж, нейтронный, плотностной и акустический каротажи (табл. 5). При проведении ГРП расчётные значения будут откалиброваны по результатам тестовых закачек.

Таблица 4. Расчётные геомеханические свойства пород
Table 4. Calculated geomechanical properties of rocks

Тип породы Type of rock	Градиент смыкания, атм/м / Closure gradient, atm/m	Модуль Юнга, атм / Young's modulus, atm	Кэфф. Пуассона, атм / Poisson's ratio, atm
Песчаник Sandstone	0,217	22770	0,420
Песчаник глинистый Shaly sandstone	0,220	28380	0,428
Глина Shale	0,230	31220	0,430
Глина плотная Shale 2	0,240	40000	0,440

Таблица 5. Результаты моделирования ГРП
Table 5. Results of hydraulic fracturing simulation

Результаты моделирования Simulation results	№ / Seq. No		
	1	2	3
Полудлина трещины, м Fracture half-length, m	28,3	28,9	25,4
Общая высота трещины, м Total height of the fracture, m	29	27,5	21,7
Средняя ширина трещины, см Average fracture width, cm	0,459	0,475	0,53
Средняя проводимость, мД·м Average conductivity, mD·m	775,5	902,4	1 036,20
Безразмерная проводимость Dimensionless conductivity	0,05	0,06	0,09
Буфер, % от объёма смеси Pad volume, % of the volume of the mixture	23,9	15,1	15,0
Эффективное давление модели, атм Net pressure of the model, atm	7,98	8,3	8,1
Эффективность смеси, % The effectiveness of the mixture, %	66,3	66	65,1
Прирост дебита нефти, т/сут Increase in oil flow rate, t/day	2,9	3,1	5,1

В специальном программном обеспечении для моделирования дизайнов ГРП Fracpro осуществлено расчленение по литологии на основе данных глинистости, выделены продуктивные пропластки и ограничивающие вертикальный рост трещины барьеры, внесены данные о петрофизических свойствах пород. Нужно отметить, что абсолютные значения проницаемости, установленные как по ядерным исследованиям, так и по результатам ГДИС, обладают большими неопределённостями, вследствие чего эффективность жидкости ГРП по дизайну может быть отлична от значений в реальном пласте. Согласно построенным дизайнам, значение эффективности жидкости ГРП в рассмат-

¹ Меш – внесистемная единица измерения, равная количеству отверстий на 1 линейный дюйм.

риваемой скважине составляет более 60%, что является нетипичным значением для высокопроницаемых коллекторов. Однако наличие высоковязкой нефти является сдерживающим фактором при фильтрации жидкости ГРП в пласт, что объясняет полученные результаты моделирования.

В ходе исследования рассмотрены различные варианты графика закачки ГРП с изменением тоннажа, объема буферной стадии, максимальной концентрации проппанта и других параметров закачки. В условиях рассматриваемого месторождения необходимо установить контроль вертикального роста

Таблица 6. Расчёт прироста дебита скважины после ГРП
Table 6. Calculation of well flow rate growth after hydraulic fracturing

Заказчик Client	Месторождение Field	Скважина Well	Пласт Horizon	Температура пласта, °C Reservoir temperature, °C	
АО «Эмбаунайгаз» Embamunaigas JSC	M	X	M-II	23	
Пластовые флюиды / Fluids					
параметр / parameter	нефть / oil		вода / water		
Плотность, г/см ³ Density, g/cm ³	0,889		1,14		
Вязкость, сП Viscosity, cP	246,6		1,2		
Объёмный коэффициент, м ³ /м ³ Volume factor, m ³ /m ³	1,02		1,01		
Информация о пласте и скважин / Well and Layer Data					
Проницаемость, мД Permeability, mD	547	Общая мощность пласта, м Gross pay, m	17,5	Угол наклона ствола скважины, ° Hole Angle, °	0
Пористость продуктивной зоны, % Porosity of pay zone, %	35	Эффективная мощность пласта, м Net pay, m	11	Азимут магнитный, ° Magnetic Azimuth, °	275
Пластовое давление, атм Formation pressure, atm	24	Проницаемость·эфф. мощность, мД/м Permeability·Net pay, mD·m	6017	Полная сжимаемость, атм ⁻¹ Total compressibility, atm ⁻¹	1,80E-04
Давление насыщения, атм Bubble point pressure, atm	16	Радиус дренирования, м Drainage radius, m	130	Радиус ствола скважины, м Wellbore radius, m	0,108
Информация о проппанте / Proppant data					
Общая масса проппанта, т / Total proppant mass, t				8	
Тип проппанта, меш / Type of proppant, mesh				30/50	
Насыпная плотность проппанта, г/см ³ / Bulk density of the proppant, g/cm ³				1,7	
Сравнение производительности до ГРП и после ГРП / Comparison of well performance before and after hydraulic fracturing					
Псевдо-установившийся режим фильтрации Pseudo-steady state flow		До ГРП Before hydraulic fracturing	Дизайн After hydraulic fracturing		
Расчётное забойное давление, атм Calculated bottomhole pressure, atm		23	23		
Фильтрационное сопротивление Filtration resistance		20	-2,42		
Обводненность, % Water cut, %		40	40		
Безразмерный коэффициент продуктивности Dimensionless productivity index		0,038	0,25		
Коэффициент продуктивности, м ³ /сут/атм Productivity index, m ³ /day/atm		1,667	11,192		
Дебит жидкости, м ³ /сут Liquid rate, m ³ /day		1,7	11,2		
Дебит воды, м ³ /сут Water rate, m ³ /day		0,7	4,5		
Дебит нефти, т/сут Oil rate, t/day		0,9	6		
Прирост дебита нефти, т/сут Incremental oil rate, t/day			5,1		

Синим цветом выделены входящие переменные / Incoming variables are highlighted in blue

трещины с целью улучшения объёмной эффективности проппанта и максимизации ширины, упаковки созданной трещины и увеличения её проводимости. Третий вариант графика закачки соответствует исходным условиям с наибольшим значением проводимости упакованной трещины (табл. 5).

Оптимальность выбранного варианта дизайна ГРП, помимо значений переменных геометрии трещины, доказывает проведённый расчёт дебита нефти после

$$q = \frac{k \cdot h}{18,41 \cdot \mu \cdot \beta} \cdot \frac{P_2 - P_1}{(\ln \ln \frac{R_e}{R_w} - 0,75 + S)} = \frac{k \cdot h}{18,41 \cdot \mu \cdot \beta} \cdot \frac{P_2 - P_1}{(\ln \ln \frac{R_e}{R_w} + (P_D - \ln \ln \frac{R_e}{R_w}))} \tag{2}$$

где k – проницаемость пласта, h – эффективная мощность пласта; μ – вязкость нефти; β – объёмный коэффициент нефти; P_2 – пластовое давление; P_1 – забойное давление; R_e – радиус дренирования; R_w – радиус ствола скважины; S – фильтрационное сопротивление; P_D – безразмерное давление, определяемое по корреляционной зависимости безразмерного времени и проводимости трещины. Безразмерное время и проводимость трещины рассчитывается в зависимости от параметров трещины, полученных в результате моделирования.

Прирост более чем 5 т/сут отражает хороший результат для данного месторождения. В 2022 г. средний дебит нефти

проведения технологии Frac-Pack (табл. 6). Данная методология основана на расчёте коэффициента продуктивности скважины в зависимости от изменения фильтрационного сопротивления призабойной зоны пласта. Для расчета прогнозного дебита по нефти используются информация о пласте и скважине, а также результаты моделирования, а именно параметры геометрии, суммарной проводимости и давления трещины:

по горизонту M-II составил 1,2 т/сут. Кроме того, к этому объекту была переведена скважина с начальным дебитом 1,8 т/сут, при этом новые добывающие скважины в результате бурения не были введены.

Профиль трещины в геолого-геофизической модели представлен на рис. 3. По результатам моделирования наблюдается преимущественное распространение трещины по высоте вниз, что обусловлено наличием значительного глинистого барьера в кровельной части целевой зоны. Интервал охвата трещины ГРП составил 254–275 м. По дизайну ГРП полуудлина трещины ГРП составляет 25,4 м, общая высота 21,7 м, проводимость трещины

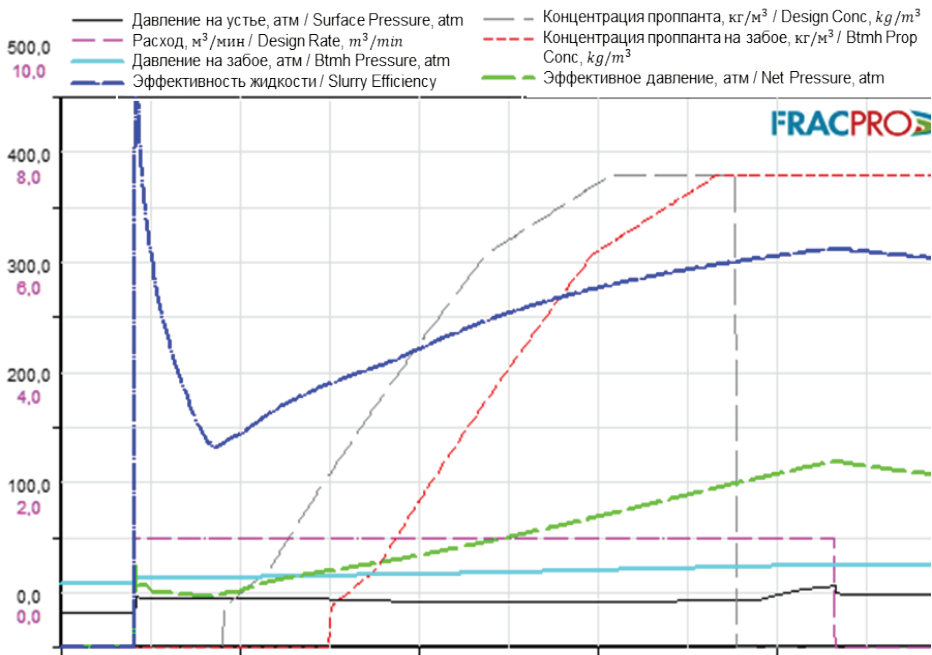


Рисунок 3. Профиль трещины ГРП
Figure 3. Fracture profile of hydraulic fracturing

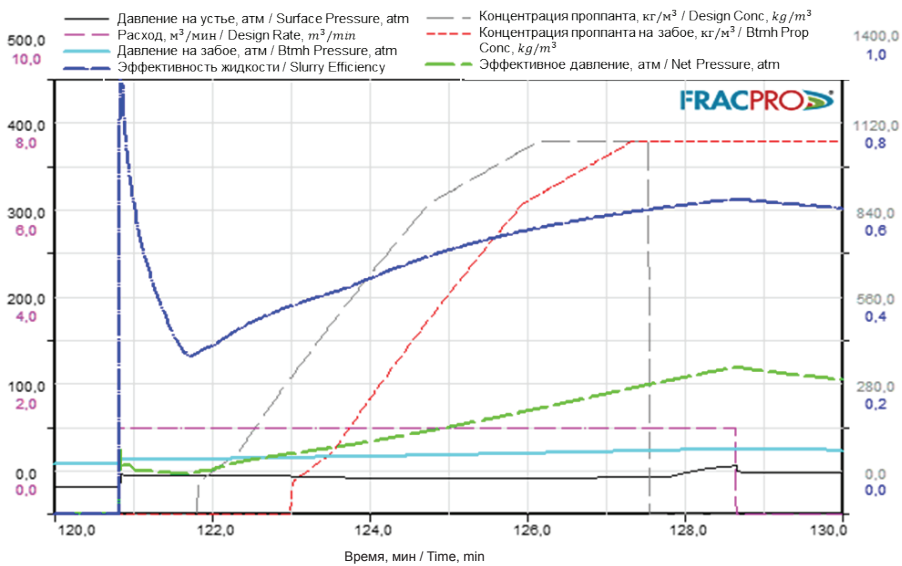


Рисунок 4. График параметров моделирования ГРП
Figure 4. Graph Plot of hydraulic fracturing modeling parameters

1036 м·Дм. Как видно из рисунка, трещина охватывает целевой продуктивный пропласток.

Результаты моделирования ГРП (характер фильтрации жидкости, поведение устьевого и чистого давления, параметры графика закачки) представлены на рис. 4. План закачки проектировался таким образом, чтобы в начале шла подушка из линейного геля, которая способствовала бы изначальному открытию трещины, затем запускалась пропантовая пачка (серая пунктирная линия), далее пошагово увеличивалась концентрация пропанта. Согласно графику закачки данной работы плановый объем пропанта составляет 8 т с максимальной концентрацией в 1200 кг/м³.

Заключение

В данном исследовании изучен потенциал применения технологии Frac-Pack в неконсолидированных высоковязких коллекторах месторождения М. В ходе работы:

- выявлено, что одной из актуальных проблем рассматриваемого месторождения является вынос песка, что приводит к снижению МРП и отрицательно сказывается на добыче нефти;

- изучен успешный мировой опыт и проведён анализ условий применения технологии Frac-Pack;

- согласно лабораторным исследованиям установлено, что Frac-Pack, как технология увеличения площади контакта скважины с пластом, является подходящей системой по борьбе с пескопроявлением и уве-

личением производительности скважины в условиях рассматриваемого месторождения;

- на основе изучения состояния эксплуатационного фонда выявлены потенциальные кандидаты на проведение технологии Frac-Pack;

- произведён подбор размера расклинивающего материала и пропускного сечения фильтрующей системы;

- изучены технологические особенности предлагаемой технологии;

- осуществлено моделирование ГРП по различным вариантам графика закачки;

- произведён расчёт показателей добычи нефти после проведения технологии Frac-Pack.

Применение технологии Frac-Pack актуально к текущему эксплуатационному фонду скважин, т.к. постепенный рост обводненности будет являться в дальнейшем ограничивающим фактором. Предлагаемая технология является оптимальной для неглубоких скважин месторождения М, т.к. не только позволяет устранить проблемы с выносом песка, но и способствует увеличению добычи нефти.

Практическая значимость проведённой работы приобретает исключительную ценность, т.к. применение технологии Frac-Pack способствует повышению коэффициента гидродинамического совершенства скважины, снижается вероятность выноса мелкой фракции песка, а также увеличивается предел рентабельности добычи.

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 следующий образом: Джаксылыков Т.С., Асанов К.Б. – разработка основ проведения исследования, контроль за ходом его проведения, а также общая редакция рукописи статьи, Бухарбаева А.Н. – систематизация и обработка данных исследования, их анализ, написание статьи.

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 largest contribution is distributed as follows: Talgat S. Jaksylykov, Karim B. Assanov – development of the basis for conducting the study, control over the progress of the study, as well as a general editorship of the manuscript of the article; Aidana N. Bukharbayeva – systematization and processing of the research data, their analysis, writing an article.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Bale A., Owren K., Smith M.* Propped Fracturing as a Tool for Sand Control and Reservoir Management // SPE Production & Facilities. 1994. Vol. 9, N 01. P. 19–28. doi:10.2118/24992-PA.
2. *Селезнева А.В.* Особенности технологии гидравлического разрыва пласта на Пильгун-Астохском нефтегазоконденсатном месторождении (Сахалинская область): бакалаврская работа. ТПУ. Томск, 2019. Режим доступа: <https://earchive.tpu.ru/handle/11683/53942>. Дата обращения: 25.04.2023.
3. *Hidalgo O., González O., González V., et al.* Novel Frac-and-Pack Technique for Selective Fracture Propagation. Latin American & Caribbean Petroleum Engineering Conference; 2007 Apr 15; Buenos Aires, Argentina. Paper Number: SPE-108126-MS.
4. *Cox M., Roane T., Sanders M., et al.* International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control. Innovative Sand-Control Screen Assembly Enables Successful Multi-Lobe Frac Packs in Adverse Recompletion Conditions; 2002 Feb 20; Lafayette, Louisiana, USA. Paper Number: SPE-73723-MS.
5. *Smith M.B., Miller II W.K., Haga J.* Tip Screenout Fracturing: A Technique for Soft, Unstable Formations // SPE Production Engineering. 1984. Vol. 2. P. 95–103.
6. *Papinczak A., Miller II W.K.* Fracture Treatment Design To Overcome Severe Near-Wellbore Damage, Mereenie Field, Australia // SPE Production & Facilities. 1994. Vol. 9, N 4. P. 249–256.
7. *Economides M., Oligney R., Valko P.* Unified Fracture Design. Bridging the Gap Between Theory and Practice. Texas, Alvin : Orsa Press; 2004.
8. *Matanovic D., Cikes M., Moslavac B.* Sand Control in Well Construction and Operation. Zagreb: Springer Environmental Science and Engineering; 2012.
9. *Bian X., Zhang S., Wang F.* A new method to optimize the fracture geometry of a frac-packed well in unconsolidated sandstone heavy oil reservoirs // Science China. 2012. Vol. 55. P. 1725–1731. doi:10.1007/s11431-012-4775-z.
10. *Hainey B.W., Troncoso J.C.* Frac-Pack: An Innovative Stimulation and Sand Control Technique. SPE Formation Damage Control Symposium; 1992 Feb 26; Lafayette, Louisiana, USA. Paper Number: SPE-23777-MS.
11. *Herianto P.A.A., Wijoyo N.D., Chandra S.* Productivity Analysis of Frac-pack Completion in M Well with Sand Problem Indication and High Permeability Formation // Engineering and Technology. 2019. P. 291–298.
12. *Roodhart L.P., Fokker P.A., Davies D.R., et al.* Frac-and-Pack Stimulation: Application, Design, and Field Experience // J Pet Technol. 1994. Vol. 46, N 03. P. 230–238. doi:10.2118/26564-PA.
13. *Weirich J., Li J., Abdelfattah T., Pedroso C.* Frac Packing: Best Practices and Lessons Learned From More Than 600 Operations // SPE Drilling & Completion. 2013. Vol. 28, N 02. P. 119–134. doi:10.2118/147419-PA.

14. Gil I.R., Atlas B., Roegiers J. The Effect of Fluid Leakoff on Rock Failure Mechanisms During Frac-Pack Treatments. SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control; 2006 Feb 15; Lafayette, Louisiana, USA. Paper Number: SPE-98170-MS.

15. Khodaverdian M., McElfresh P. Hydraulic Fracturing Stimulation in Poorly Consolidated Sand: Mechanisms and Consequences. SPE Annual Technical Conference and Exhibition; 2000 Oct 01; Dallas, Texas, USA. Paper Number: SPE-63233-MS.

16. Fan Y., White D.E., Aimar A., Satyagraha M.T. Frac/Pack Modeling for High-Permeability Viscous Oil Reservoirs of the Duri Field, Indonesia // SPE Production & Facilities. 2001. Vol. 16, N 03. P. 189–196. doi:10.2118/72995-PA.

17. 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; 2000 Feb 23; Lafayette, Louisiana, USA. Paper Number: SPE-58766-MS.

18. Хэнян В., Подгорнов В.М. Выбор забойных фильтрующих средств, ограничивающих вынос песка из коллектора при освоении скважины // Булатовские чтения. 2020. Том 2, вып. 2. С. 408–415.

19. Saucier R.J. Considerations in Gravel Pack Design // Journal of petroleum technology. 1974. Vol. 26, N 02. P. 205–212. doi:10.2118/4030-PA.

REFERENCES

1. Bale A., Owren K., Smith M. Propped Fracturing as a Tool for Sand Control and Reservoir Management. *SPE Production & Facilities*. 1994;9(01):19–28. doi:10.2118/24992-PA.

2. Seleznyova AV. Osobennosti tekhnologii gidravlicheskogo razryva plasta na Pil'tun-Astokhskom neftegazokondensatnom mestorozhdenii (Sakhalinskaya oblast') [undergraduate work]. TPU. Tomsk; 2019. Available from: <https://earchive.tpu.ru/handle/11683/53942>. Cited 2003 Apr 25. (In Russ).

3. Hidalgo O, González O, González V, et al. Novel Frac-and-Pack Technique for Selective Fracture Propagation. Latin American & Caribbean Petroleum Engineering Conference; 2007 Apr 15; Buenos Aires, Argentina. Paper Number: SPE-108126-MS.

4. Cox M, Roane T, Sanders M, et al. International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control. Innovative Sand-Control Screen Assembly Enables Successful Multi-Lobe Frac Packs in Adverse Recompletion Conditions; 2002 Feb 20; Lafayette, Louisiana, USA. Paper Number: SPE-73723-MS.

5. Smith MB, Miller II WK, Haga J. Tip Screenout Fracturing: A Technique for Soft, Unstable Formations. *SPE Production Engineering*. 1984;2:95–103.

6. Papinczak A, Miller II W. Fracture Treatment Design To Overcome Severe Near-Wellbore Damage, Mereenie Field, Australia. *SPE Production & Facilities*. 1994;9(4):249–256.

7. Economides M, Oligney R, Valko P. *Unified Fracture Design. Bridging the Gap Between Theory and Practice*. Texas, Alvin: Orsa Press; 2004.

8. Matanovic D, Cikes M, Moslavac B. *Sand Control in Well Construction and Operation*. Zagreb: Springer Environmental Science and Engineering; 2012.

9. Bian X, Zhang S, Wang F. A new method to optimize the fracture geometry of a frac-packed well in unconsolidated sandstone heavy oil reservoirs. *Science China*. 2012;55:1725–1731. doi:10.1007/s11431-012-4775-z.

10. Hainey BW, Troncoso JC. Frac-Pack: An Innovative Stimulation and Sand Control Technique. SPE Formation Damage Control Symposium; 1992 Feb 26; Lafayette, Louisiana, USA. Paper Number: SPE-23777-MS.

11. Herianto PAA, Wijoyo ND, Chandra S. Productivity Analysis of Frac-pack Completion in M Well with Sand Problem Indication and High Permeability Formation. *Engineering and Technology*. 2019:291–298.

12. Roodhart LP, Fokker PA, Davies DR, et al. Frac-and-Pack Stimulation: Application, Design, and Field Experience. *J Pet Technol*. 1994;46(03):230–238. doi:10.2118/26564-PA.

13. Weirich J, Li J, Abdelfattah T, Pedroso C. Frac Packing: Best Practices and Lessons Learned From More Than 600 Operations. *SPE Drilling & Completion*. 2013;28(02):119–134. doi:10.2118/147419-PA.

14. Gil IR, Atlas B, Roegiers J. The Effect of Fluid Leakoff on Rock Failure Mechanisms During Frac-Pack Treatments. SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control; 2006 Feb 15; Lafayette, Louisiana, USA. Paper Number: SPE-98170-MS.

15. Khodaverdian M, McElfresh P. Hydraulic Fracturing Stimulation in Poorly Consolidated Sand: Mechanisms and Consequences. SPE Annual Technical Conference and Exhibition; 2000 Oct 01; Dallas, Texas, USA. Paper Number: SPE-63233-MS.

16. Fan Y, White DE, Aimar A, Satyagraha MT. Frac/Pack Modeling for High-Permeability Viscous Oil Reservoirs of the Duri Field, Indonesia. *SPE Production & Facilities*. 2001;16(03):189–196. doi:10.2118/72995-PA.

17. 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; Lafayette, Louisiana, USA. Paper Number: SPE-58766-MS.

18. Hengyang W, Podgornov VM. The selection of downhole filter to limit sand production from reservoir during well development. Readings named of A.I. Bulatov. 2020;2(2):408–415.

19. Saucier RJ. Considerations in Gravel Pack Design. *Journal of petroleum technology*. 1974;26(02):205–212. doi:10.2118/4030-PA.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

***Бухарбаева Айдана Нурлановна**

e-mail: a.bukharbayeva@kmge.kz.

Джаксылыков Талгат Сайнович

e-mail: t.jaxylykov@kmge.kz.

Асанов Карим Балхашевич

e-mail: k.asanov@kmge.kz.

AUTHORS' INFO

***Aidana N. Bukharbayeva**

e-mail: a.bukharbayeva@kmge.kz.

Talgat S. Jaxylykov

e-mail: jaxylykov.t@kmge.kz.

Karim B. Assanov

e-mail: K.Asanov@kmge.kz.

*Автор, ответственный за переписку/Corresponding Author