

УДК 622.276.66

**КОМПЛЕКСНЫЙ АНАЛИЗ И ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ
ПРОВЕДЕНИЯ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА
В УСЛОВИЯХ ТЕРРИГЕННЫХ ПЛАСТОВ-КОЛЛЕКТОРОВ
НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**



**COMPREHENSIVE ANALYSIS AND ASSESSMENT
OF THE EFFECTIVENESS OF HYDRAULIC FRACTURING
IN THE CONDITIONS OF TERRIGENOUS RESERVOIRS OF AN OIL FIELD**

Жарикова Наиля Халимовна

кандидат технических наук,
доцент кафедры разработки
и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений,
Санкт-Петербургский горный университет
Zharikova_Nkh@pers.spmi.ru

Кусова Лизавета Геннадиевна

студентка направления подготовки
21.05.06 «Нефтегазовая техника и технологии»,
Санкт-Петербургский горный университет
kusovalisa@gmail.com

Аннотация. На сегодняшний день начинают набирать популярность автоматизированные методы выбора скважин-кандидатов, однако всё ещё подбор скважин для проведения гидравлического разрыва пласта основывается на имеющемся промысловом опыте. Данный процесс основывается на анализе существующих геологических и технических данных конкретного месторождения. Набор данных и особенности для каждого месторождения разнятся, что делает проблематичным составление одной общей системы поиска скважин-кандидатов. Основным критерием выбора скважин для проведения гидравлического разрыва пласта является вопрос целесообразности проведения работ. Для начала необходимо оценить эффективность применения гидравлического разрыва пласта на данном месторождении. В статье на примере терригенных пластов-коллекторов нефтяного месторождения N проведён анализ подбора скважин-кандидатов для проведения ГРП, выделены особенности критериев и предложен способ оптимизации данных работ путём автоматизации процесса. Также рассмотрен принцип расчёта и подбора рабочих параметров ГРП и предложен метод автоматизации подбора типа расклинивающего материала для проведения операции.

Ключевые слова: анализ поиска скважин-кандидатов для проведения ГРП; эффективность проведения ГРП на месторождении; анализ параметров скважин для проведения ГРП; выбор типа ГРП; порядок проведения расчёта ГРП; оптимизация расчёта и подбора рабочих параметров ГРП; итоговая методика расчёта ГРП.

Zharikova Nailia Khalimovna

Candidate of Technical Sciences,
Associate Professor of the Department
of Development and Operation
of Oil and Gas Fields,
Saint Petersburg Mining University
Zharikova_Nkh@pers.spmi.ru

Kusova Lizaveta Genadijevna

Student training direction 21.05.06
«Oil and Gas Equipment
and Technologies»,
Saint Petersburg Mining University
kusovalisa@gmail.com

Annotation. Today, automated methods for selecting candidate wells are beginning to gain popularity, but the selection of wells for hydraulic fracturing is still based on existing field experience. This process is based on the analysis of existing geological and technical data of a particular field. The data set and features for each field vary, which makes it difficult to compile one general system for searching for candidate wells. The main criterion for selecting wells for hydraulic fracturing is the question of the feasibility of the work. First, it is necessary to evaluate the effectiveness of hydraulic fracturing in this field. Using the example of terrigenous reservoirs of oil field N, the article analyzes the selection of candidate wells for hydraulic fracturing, highlights the features of the criteria and proposes a method for optimizing these works by automating the process. The principle of calculation and selection of hydraulic fracturing operating parameters is also considered and a method for automating the selection of the type of proppant material for the operation is proposed.

Keywords: analysis of the search for candidate wells for hydraulic fracturing; efficiency of hydraulic fracturing on the field; analysis of well parameters for hydraulic fracturing; choosing the type of hydraulic fracturing; procedure for calculating hydraulic fracturing; optimization of calculation and selection of hydraulic fracturing operating parameters; final methodology for calculating hydraulic fracturing.

Геолого-физическая характеристика и нефтегазоносность месторождения

Рассматриваемое месторождение характеризуется геологическим разрезом, который включает отложения палеозойского фундамента, а также перекрывающие их отложения мезозойско-кайнозойского платформенного чехла с наличием стратиграфического несогласия.

Пласт F_{1-6} . Залежь, которая относится к типу пластово-сводовых с элементами тектонического ограничения, имеет терригенные коллекторы. На основе интерпретации данных ГИС и результатов испытаний для залежи пласта F_{1-6} определена наклонная поверхность уровня подсчёта запасов. Эта поверхность изменяется в пределах от – 2894,4 м в северо-западной части месторождения до 2904,2 м в юго-восточной части. Площадь поднятия составляет 23,2 км², а размеры в плане равны 11,0 × 2,2 км. Амплитуда залежи составляет 72 м.

Пласт F_{1-7} . Начальный дебит нефти, полученный в ходе опытно-промышленной эксплуатации отложений пласта в интервале 3157–3160 м, составил 5,0 тонн/сут., при этом дебит пластовой воды достиг 1,0 тонн/сут. Эти результаты подтверждают наличие нефтяной залежи на месторождении.

Продуктивные отложения включают неравномерное чередование песчаников, которые варьируются от мелкозернистых до крупнозернистых, с присутствием прослоев алевролитов и аргиллитов. Пластовая зона экранирована глинисто-алевритовой пачкой, имеющей мощность от 4,0 до 12,6 м. Залежь пластово-сводовая характеризуется элементами тектонического и литологического ограничения. Коллекторы относятся к терригенному типу. Общая площадь этой залежи составляет 6,4 км², размеры равны 4,7 × 1,6 км, при высоте над уровнем моря в 28 м. Условный уровень подсчёта запасов установлен на отметке – 2843,4 м по подошве нижнего нефтенасыщенного коллектора.

Пласт F_{1-8} . Промышленная нефтеносность отложений пласта F_{1-8} на месторождении подтверждена на основе результатов испытаний в скважине № 3. После проведения гидроразрыва пласта в интервале 2936–2952 м получен приток нефти объёмом 17,5 м³/сут. вместе с водой объёмом 18,0 м³/сут.

В продуктивных отложениях наблюдается неравномерное чередование песчаников, обладающих изменяющейся размерностью от мелкозернистых до крупнозернистых, а также наличие прослоев алевролитов и аргиллитов. Пласт данного горизонта защищён глинисто-алевритовой пачкой с мощностью от 7 до 12 м.

На месторождении проводился комплекс специальных исследований керна с целью изучения свойств остаточной насыщенности нефтью и водой, коэффициентов вытеснения, а также абсолютной и относительной фазовой проницаемости.

Не было обнаружено зависимости между остаточной нефтенасыщенностью и проницаемостью на основе образцов. Среднее значение остаточной нефтенасыщенности составляет 0,24 для пластов васюганской свиты и 0,274 для пластов тюменской свиты. Среднее значение коэффициента вытеснения составляет 0,535 для пластов васюганской свиты, основанных на экспериментах с композитными образцами керна. Для образцов тюменской свиты значения начальной нефтенасыщенности в опытах на определение коэффициентов вытеснения оказались завышенными, поэтому начальная нефтенасыщенность скорректирована соответственно. После коррекции значений начальной нефтенасыщенности коэффициент вытеснения составил в среднем 0,435 с учётом скорректированных значений.

Залежь представляет собой пластово-сводовую структуру с элементами тектонического и литологического ограничения. Коллекторы относятся к терригенному типу. Общая площадь залежи составляет 15,7 км², а размеры равны 9,7 × 2,1 км при высоте над уровнем моря в 44 м. Раздел между нефтью и водой условно определён на абсолютной отметке – 2844,7 м, которая соответствует подошве нижнего нефтенасыщенного пропластка в скважине № 4.

Пласт F_{1-9} . Промышленная нефтеносность отложений пласта F_{1-9} на месторождении подтверждена на основе результатов испытаний в скважине № 5. После проведения гидроразрыва пласта в интервале 2911–2922 м получен приток нефти объёмом

12,8 м³/сут. вместе с водой объёмом 21,6 м³/сут. Продуктивные отложения пласта представлены неравномерным чередованием песчаников, размерность которых меняется от мелкозернистых до крупнозернистых, с присутствием прослоев алевролитов и аргиллитов. Этот пласт экранирован глинисто-алевритовой пачкой мощностью от 2,5 до 8,1 м.

Залежь представляет собой пластовую сводовую структуру с элементами тектонического и литологического ограничения. Коллекторы относятся к терригенному типу. Общая площадь залежи составляет 5,5 км², а размеры равны 4,9 × 1,4 км. Амплитуда залежи составляет 30 м. В качестве условной границы между нефтью и водой принята абсолютная отметка – 2812,5 м, соответствующая подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине № 6.

Пласт F₁₋₁₀. Промышленная продуктивность отложений пласта F₁₋₁₀ подтверждена в скважине № 7, где после перфорации и глинокислотной обработки получен приток нефти с дебитом 38,9 м³/сут. Горизонтальная скважина № 8 показала приток нефти дебитом 75,7 м³/сут. после испытания интервала 2542,0–2548,7 м. Также зафиксирован совместный приток нефти (дебитом 232,8 м³/сут.) и воды (дебитом 7,2 м³/сут.) в горизонтальной скважине № 9 при испытании интервала 2530,2–2543,7 м. В скважине № 10 получен промышленный приток нефти без воды с дебитом 19,2 м³/сут. после испытания интервала 2553,3–2558,3 м. Залежь является пластово-сводовой и тектонически экранированной. Коллекторы относятся к терригенному типу. Границей раздела между нефтью и водой служит наклонная поверхность, которая простирается от – 2538,0 м в северо-западной части месторождения до – 2564,0 м в юго-восточной части. Общая площадь залежи составляет 16,7 км², а её размеры равны 9,6 × 1,9 км. Высота залежи составляет 21 м.

Пласт F₁₋₁₁. Исследование отложений пласта F₁₋₁₁ отдельно на месторождении не проводилось. В скважине № 11 получен приток нефти с дебитом 38,9 м³/сут. после проведения перфорации и глинокислотной обработки. Интерпретация данных ГИС показала, что оба пласта являются нефтенасыщенными. В процессе совместной эксплуатации пластов F₁₋₁₀ и F₁₋₁₁ в скважине № 12 зафиксирован начальный дебит нефти 12,9 тонн/сут. и воды 10,4 тонн/сут. Оба пласта также характеризуются наличием нефти на основе данных ГИС.

Состояние разработки месторождения

Фактическая добыча жидкости, и особенно нефти, не соответствует проектной. В последнем расчётном году добыча жидкости была на 32,2 % ниже проектных показателей. Это связано с недостаточным количеством действующих добывающих скважин и снижением дебитов нефти. Отставание в добыче жидкости из-за низкого дебита скважин составило 35,1 %. Кроме того, закачка рабочего агента отстаёт от проекта на уровне 14–28 %, что объясняется отсутствием достаточного количества нагнетательных скважин.

Основные отклонения в графике фактической добычи нефти и жидкости по объёму F₁₋₁₀ от проектной обусловлены пониженным дебитом. В случае с жидкостью отклонения компенсируются временем и величиной добывающего фонда. За последний расчётный год фактическая добыча нефти отстаёт от проектных значений на 37,1 %. Это обусловлено преимущественно меньшим дебитом и недостаточным числом действующих скважин, а также объёмом не дренируемых запасов залежи. Добыча жидкости находится в рамках планируемых значений, что указывает на более высокий уровень обводнения по сравнению с проектным документом (на 25 %).

Эффективность проведения ГРП на месторождении

Сначала необходимо проанализировать историю применения технологии ГРП и оценить целесообразность применения её на месторождении. Ранее на месторождении было проведено несколько гидравлических разрывов пласта для интенсификации добычи нефти.

Показатели добычи жидкости (и, в частности, нефти) заметно увеличились после применения ГРП. Прирост дебита нефти варьировался в зависимости от скважины от 10,1 м³/сут. до 62,2 м³/сут. и в среднем составил 29,2 м³/сут., что составляет 218 % от значений дебита нефти в моменте до проведения гидравлического разрыв пласта (рис. 1).

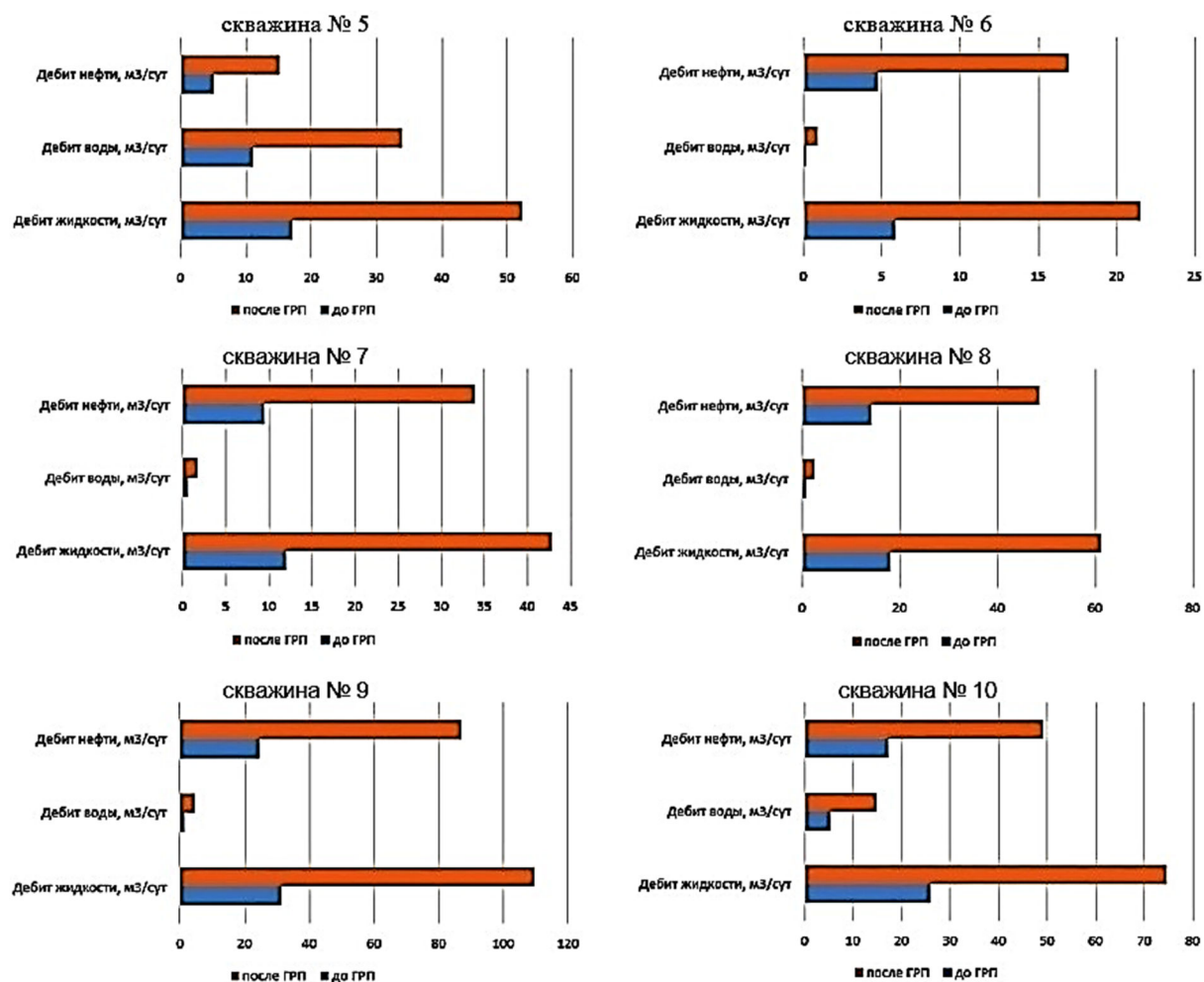


Рисунок 1 – Динамика изменений добычи жидкости скважин до и после проведения ГРП

Обводнённость продукции осталась неизменной после проведения ГРП, что говорит о том, что водоносные пласты не были затронуты. Индекс продуктивности после проведения работ вырос в среднем в 2,33 раза, что свидетельствует об эффективности гидравлического разрыва пласта (табл. 1).

По результатам анализа применения ГРП на скважинах стоит сделать вывод, что данный тип ГТМ эффективен для интенсификации добычи нефти на рассматриваемом месторождении.

Таблица 1 – Показатели обводнённости и индекса продуктивности скважин

Номер скважины	Обводнённость, % до ГРП / после ГРП	Индекс продуктивности, м ³ /сут./атм. до ГРП / после ГРП
5	65 / 65	0,165 / 0,501
6	4 / 4	0,141 / 0,507
7	4 / 4	0,212 / 0,757
8	4 / 4	0,425 / 1,494
9	20 / 20	0,407 / 1,171
10	4 / 4	0,425 / 1,446

Анализ параметров скважин для проведения гидравлического разрыва пласта

Критерии выбора скважин-кандидатов для проведения гидравлического разрыва пласта базируются в первую очередь на промысловом опыте, который вырабатывается в ходе длительной эксплуатации месторождения. Параметры выбора могут меняться с течением времени ввиду усовершенствований технологий или для включения в список кандидатов скважин, которые ранее не рассматривались для этого.

Как правило, критерии подбора скважин-кандидатов представляют собой таблицу с перечнем эксплуатационных и геологических параметров с граничными значе-

ниями. Необходимо тщательно устанавливать граничные значения, так как это напрямую влияет на количество потенциальных скважин для проведения гидравлического разрыва пласта. При ужесточении критериев может произойти ситуация, когда потенциально эффективную скважину придётся отбраковать. Однако слишком значительное смягчение критериев также может отрицательно сказаться на результате в случае, когда в числе кандидатов окажутся заведомо неэффективные скважины.

Изначально критериев выбора скважин для проведения ГРП предоставлено не было, в связи с этим нами проведён анализ параметров скважин, на которых ранее проводились работы.

Геологические критерии

Перед началом выбора скважин-кандидатов необходимо провести геологический анализ продуктивных пластов. В первую очередь нужно определить геологическое строение эксплуатируемых горизонтов, так как это напрямую влияет на возможность и выбор проведения гидравлического разрыва пласта. В ходе анализа необходимо учесть неоднородность пласта по простиранию и расчленённость по толщине, обеспечивающие высокую эффективность ГРП за счёт приобщения к разработке зон и пропластков, не дренируемых ранее. Также следует произвести оценку механических свойств горных пород.

Ранее на месторождении ГРП проводился преимущественно в скважинах, эксплуатирующих пласт F_{1-10} (табл. 2), также ГРП проводился на пласте F_{1-9} .

Коллекторы пласта F_{1-10} представлены переслаиванием песчаников, песков и алевролитов, что делает его привлекательным для потенциального проведения работ.

Таблица 2 – Продуктивные пласты в скважинах, на которых ранее проводился ГРП

Номер скважины	Пласт	Номер скважины	Пласт
5	F_{1-10}	12	F_{1-10}
6	F_{1-10}	13	F_{1-10}
7	F_{1-9}	14	F_{1-10}
8	F_{1-10}	15	F_{1-9}
9	F_{1-10}	16	F_{1-10}
10	F_{1-10}	17	F_{1-10}
11	F_{1-9}		

На примере скважины № 5, вскрывающей пласт F_{1-10} , по результатам ГИС в продуктивном интервале наблюдается множество нефтенасыщенных песчаных пропластков. ГРП проводилось в данном интервале, и в результате удалось добиться значительного увеличения дебита, в том числе за счёт вскрытия пропластков. При этом уровень ВНК располагается ниже и водонасыщенные пропластки не были задеты, что позволило избежать увеличения обводнённости продукции.

Текущий КИН пласта F_{1-10} составляет 0,294 при утверждённом 0,441, остаточные извлекаемые запасы составляют 922,3 тыс. тонн. Учитывая геологическое строение и запасы углеводородов, приоритетным пластом при выборе работ по интенсификации добычи путём гидравлического разрыва пласта является пласт F_{1-10} .

Геологические данные на месторождении в целом и на скважине в частности также влияют на выбор типа ГРП и подбора конкретных параметров. Так, например, всё в той же скважине № 5 учитывается песчаный характер коллекторов и наличие глин, что отображено в особенностях дизайна ГРП. Это наблюдается в рецептуре сшитого геля, где применяется стабилизатор глин (табл. 3).

Таблица 3 – Рецептура сшитого геля при дизайне ГРП на скважине № 5

Компоненты	Концентрация
Биоцид Bio-Clear	0,018 кг/м ³
Стабилизатор глин Fore FCS-1	1,5 л/м ³
Дезэмульгатор PT NE	1,5 л/м ³
Гелеобразующий агент WG-111D	3,0 кг/м ³
Сшиватель PT BCD (C)	1,5 л/м ³
Сшиватель Fore HT-2	1,5 л/м ³
Деструктор ForeCap LT	0,3-1,0 кг/м ³
Деструктор Fore AP-2	0,5 кг/м ³

Обводнённость

Показатели обводнённости продукции являются важным критерием выбора скважин-кандидатов. Изначально рассматриваются скважины с меньшим показателем обводнённости. Как видно из таблицы 1, ГРП был успешно проведён на добывающей скважине с обводнённостью 65 %. Нижней границы по обводнённости жидкости не устанавливается, верхнюю же примем для начала на отметке 65 %.

Мощность пласта

Ещё одним важным критерием выбора скважин для работ является мощность пласта. В таблице 4 представлены общие и эффективные мощности пластов. Из представленных данных можно установить предельную общую мощность пласта на уровне 6 м, а предельную эффективную мощность пласта на отметке 1,4 м.

Таблица 4 – Мощности пластов на скважинах, где проводился ГРП

Номер скважины	Общая мощность пласта, м	Эффективная мощность пласта, м
5	24,0	8,9
6	21,0	9,7
7	19,0	7,8
8	26,4	10
9	18,5	9,1
10	15,0	8,8
11	6,0	6,0
12	10,5	1,8
13	9,7	1,4
14	6,5	6,5
15	13,0	4,0
16	7,5	7,0
17	6,7	4,6

Проницаемость

При выборе скважин стоит обращать внимание на проницаемость продуктивного пласта. При высоких значениях проницаемости возникает высокая вероятность неэффективности многоступенчатого ГРП. В данном случае рациональнее будет провести локальный ГРП, который даёт значительный эффект как средство обработки призабойной зоны пласта. На скважинах, где проводился ранее ГРП, максимальная проницаемость достигает 40 мД (табл. 5).

Таблица 5 – Проницаемость продуктивных пластов в скважинах

Номер скважины	Проницаемость, мД	Номер скважины	Проницаемость, мД
5	4,6	12	4,0
6	3,3	13	2,2
7	5,0	14	1,0
8	10,0	15	6,0
9	10,0	16	40,0
10	10,0	17	7,0
11	10,0		

Техническое состояние скважин

При выборе скважин-кандидатов стоит особое внимание уделять техническому состоянию скважин. Скважина может считаться потенциально пригодной для проведения ГРП при следующих параметрах:

- отсутствие слома или смятия колонны;
- герметичность ствола;
- хорошее качество цементного кольца в интервале перфорации и на 20 м вверх и вниз от него;
- отсутствие заколонных перетоков.

В скважинах, в которых в результате разрушения цементного камня или неудовлетворительного процесса цементирования за колонной возникла циркуляция жидкости, необходимо в первую очередь произвести качественное цементирование для гер-

метизации. Лишь после этого данные скважины можно рассматривать в качестве кандидатов на проведение гидравлического разрыва пласта.

В скважинах, в которых ранее на месторождении проводился ГРП, техническое состояние было удовлетворительным. При этом в некоторых скважинах до проведения гидравлического пласта были проведены ремонтные работы по цементированию.

Пониженный суточный дебит скважины

При выявлении потенциальных скважин для проведения гидравлического разрыва пласта необходимо оценить суточный дебит скважины и произвести сравнение с соседними скважинами.

Возьмём для примера скважину № 13. Для неё соседними скважинами являются скважины № 18, 19 и 20. Все эти скважины также, как и скважина № 13, эксплуатируют пласт F_{1-10} .

Наблюдая динамику добычи нефти перед проведением ГРП на скважине № 13, можно заметить значительно меньший суточный дебит у данной скважины относительно соседних (рис. 2). Этот факт позволил включить данную скважину сначала в список скважин-кандидатов, а затем провести ГРП на ней, который по факту значительно увеличил суточную добычу нефти.

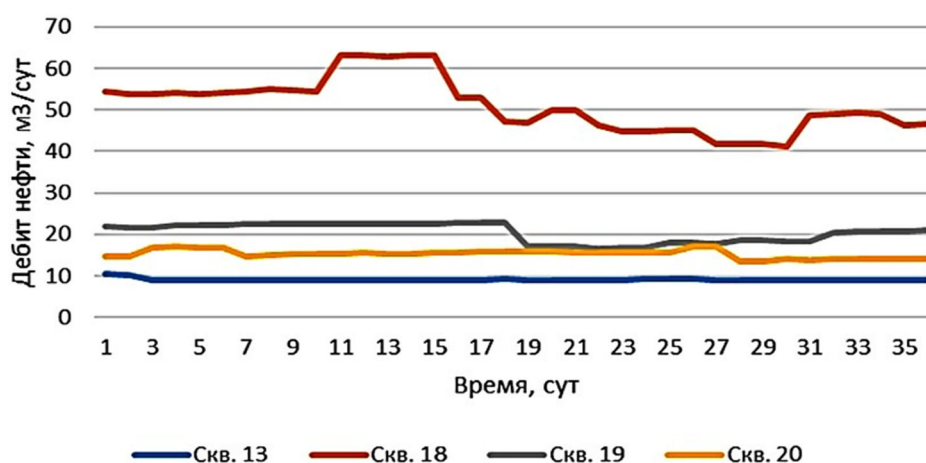


Рисунок 2 – Суточная добыча нефти на скважинах № 13, 18, 19 и 20

Проанализировав различные критерии при выборе скважин, на которых ранее уже был проведён ГРП, можно составить предварительную таблицу с их перечнем и использовать её на начальном этапе выбора скважин-кандидатов для последующего проведения работ по ГРП на данном месторождении (табл. 6).

Таблица 6 – Первичный набор критериев для выбора скважин-кандидатов

Пласт	F_{1-10}
Обводнённость продукции	до 65 %
Эффективная мощность пласта	не менее 1,4 м
Уровень ВНК	ниже продуктивного горизонта
Проницаемость пласта	до 40 мД
Техническое состояние скважины	удовлетворительное
Сравнение с соседними скважинами	пониженный суточный дебит

При выборе скважин-кандидатов для проведения гидравлического разрыва пласта следует опираться на данные критерии. Однако стоит в любом случае учитывать индивидуальные особенности скважины. Поэтому в процессе выбора скважин-кандидатов некоторые критерии могут быть частично изменены, но для первоначальной оценки эксплуатационных скважин они подойдут. Граничные значения данных критериев могут меняться с течением времени разработки месторождения.

Анализ скважин по выбранным критериям ручным способом является довольно объёмным и рутинным процессом ввиду большого количества информации. Для оптимизации данных работ разработан автоматический алгоритм на языке программирования Python. Для начала создана сводная таблица данных с номерами скважин и их па-

раметрами (табл. 7). Продуктивным пластам задан порядковый номер, показатели уровня ВНК относительно продуктивного пласта и техническое состояние скважин были обозначены с помощью чисел, где 1 – удовлетворяет критериям, а 0 – не удовлетворяет.

Таблица 7 – Часть сводной таблицы данных по скважинам для выбора кандидатов на проведение ГРП

Скважина	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Пласт	1	2	2	1	2	2	1	2	2
Обводнённость, %	14	23	2	20	60	27	12	10	24
Эффективная мощность пласта, м	4,6	10,0	7,0	4,0	10,0	10,0	11,5	10,6	6,4
Уровень ВНК ниже относительно продуктивного горизонта	1	1	1	1	0	1	1	1	1
Проницаемость пласта, мД	45,8	64,9	27,0	83,0	29,0	67,0	23,0	75,0	3,0
Техническое состояние скважины	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Суточный дебит скважины по нефти, м ³ /сут.	30,805	33,297	27,929	30,688	19,246	28,648	26,263	11,392	1,172

После анализа действующих эксплуатационных скважин выделено несколько скважин-кандидатов на проведение гидравлического разрыва пласта. В результате для проведения ГРП выбрана скважина № 25. Она удовлетворяет всем критериям, а именно: пониженный суточный дебит нефти относительно других скважин, продуктивный пласт F₁₋₁₀, обводнённость продукции 60 %, эффективная мощность пласта составляет 7,3 м, уровень ВНК располагается ниже продуктивного пласта, техническое состояние скважины в удовлетворительном состоянии. Также скважина № 25 имеет несколько нефтенасыщенных пропластков в интервале перфорирования, что видно на результатах ГИС (рис. 3).

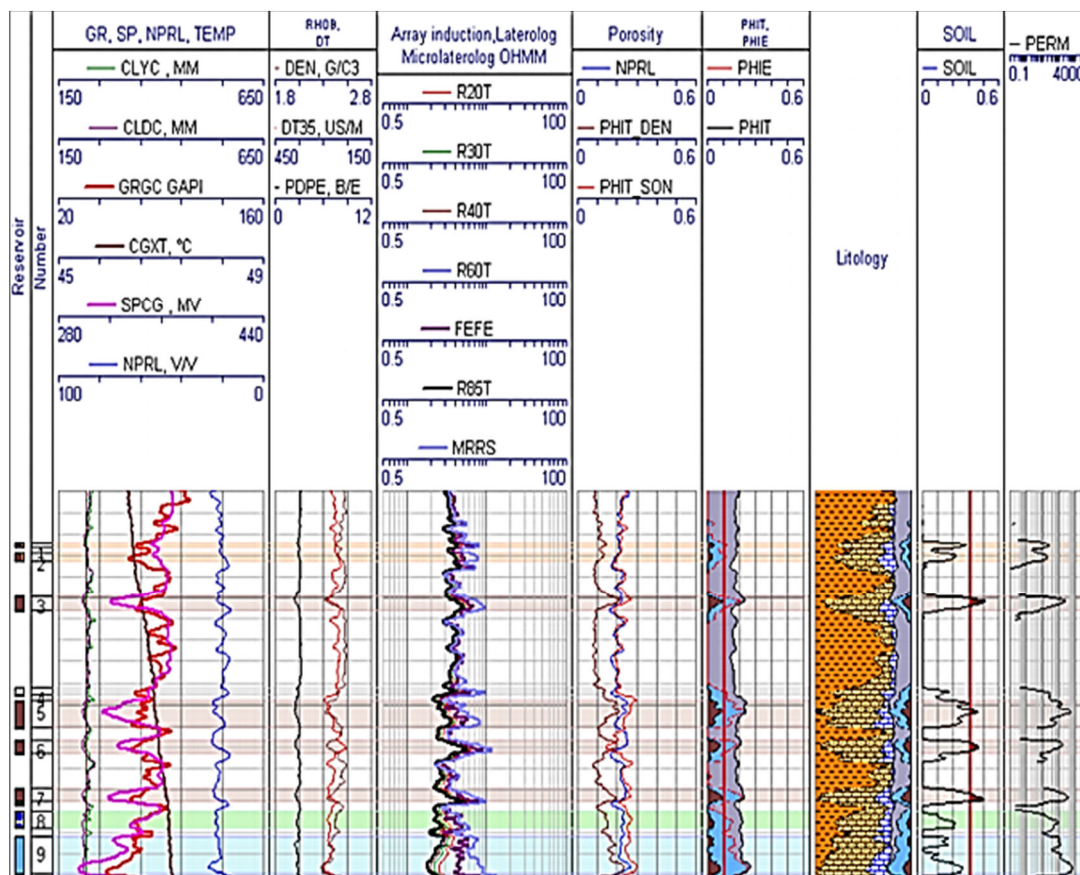


Рисунок 3 – Результаты ГИС на скважине № 25 в интервале перфорации

Процесс проведения гидравлического разрыва пласта можно разделить на несколько этапов. На первом этапе происходит поиск скважин-кандидатов и выбор из них наиболее подходящих для проведения работ. На втором этапе необходимо выбрать тип ГРП, который удовлетворяет текущим геолого-технологическим показателям месторождения и скважины. На третьем этапе происходит расчёт и подбор рабочих параметров ГРП, и этот процесс можно оптимизировать, учитывая специфику конкретного месторождения. На четвёртом этапе происходит выбор технологического оборудования, необходимого для проведения ГРП. На пятом этапе рассчитывается экономический эффект от проведения работ. На примере выбранной скважины № 25 рассмотрим весь процесс проведения гидравлического разрыва пласта.

Выбор типа гидравлического разрыва пласта

Дизайн ГРП включает в себя расчёт и подбор всех рабочих параметров и начинается с выбора типа ГРП, который будет проводиться на скважине. По технологии проведения ГРП можно классифицировать по разным признакам:

Количество интервалов ГРП и число воздействий: однократный ГРП, многоэтапный ГРП, повторный ГРП.

Скважина № 25 ранее не подвергалась гидравлическому разрыву пласта, и в данном случае не требуется многостадийного ГРП. Вместо этого достаточно создания одной трещины в интервале перфорации. Следовательно, оптимальным вариантом для скважины № 25 будет проведение единичного ГРП.

Способ инициации, развития и закрепления трещин: стандартный ГРП, метод концевой экранирования, ГРП с технологической остановкой закачки, ГРП с циклической закачкой проппанта, ГРП с обратным оттоком, селективный ГРП, струйный ГРП, гибридный ГРП.

Учитывая геологические особенности выбранной скважины № 25, а именно большое количество нефтеносных пропластков, разбросанных по длине ствола в интервале перфорации, наиболее подходящим является метод концевой экранирования. Связано это с тем, что в первую очередь необходима высота и раскрытость трещины в целевом интервале ГРП скважины № 25.

Тип технологической жидкости: композиции на водной основе, композиции на углеводородной основе, кислотные системы, бесполимерные системы, линейный гель, пенная система.

Типы различных существующих сшитых полимерных жидкостей приведены в таблице 8.

Также в состав технологических жидкостей ГРП входят различные добавки, необходимые для создания специфических эффектов с учётом геолого-технических особенностей скважины. Типы, концентрации и назначение таких добавок представлены в таблице 9.

Тип расклинивающего материала: отсутствие расклинивающего материала, проппанты различных фракций (12/18, 16/20, 20/40 и др.), осмоленные проппанты, меченые проппанты, облегчённые проппанты, утяжелённые проппанты, проппанты нестандартной формы, упругие проппанты, кислотостойкие проппанты.

Подбор подходящего типа технологической жидкости и вида расклинивающего материала требует дополнительных расчётов. Данные параметры напрямую влияют на эффективность проводимого гидравлического разрыва пласта. Соответственно, необходимо подходить к выбору необходимых параметров ответственно, рассмотреть все возможные варианты и по возможности оптимизировать этот процесс.

Порядок проведения расчёта гидравлического разрыва пласта

Расчёт и подбор рабочих параметров ГРП представляет собой комплексную задачу. Существуют разные способы проведения данных процессов. Нами будет рассмотрен ручной способ расчёта параметров гидравлического разрыва пласта.

Таблица 8 – Типы сшитых полимерных жидкостей

Crosslinker Сшиватель	Gelling Agent Загуститель	pH Range Диапазон pH	Application Temperature Температура применения
B, non-delayed B, без замедлителя	Guar, HPG Гуар, гидроксипропилгуар (ГПП)	8–12	70–300 °F 21–149 °C
B, delayed B, с замедлителем	Guar, HPG Гуар, гидроксипропилгуар (ГПП)	8–12	70–300 °F 21–149 °C
Zr, delayed Zr, с замедлителем	Guar Гуар	7–10	150–300 °F 66–149 °C
Zr, delayed Zr, с замедлителем	Guar Гуар	5–8	70–250 °F 21–121 °C
Zr, delayed Zr, с замедлителем	CMHPG, HPG Карбоксиметил-гидропропилгуар (КМГППГ), гидроксипропилгуар (ГПП)	9–11	200–400 °F 93–204 °C
Zr-a, delayed Zr-a, с замедлителем	CMHPG Карбоксиметил-гидропропилгуар (КМГППГ)	3–6	70–275 °F 21–135 °C
Ti, non-delayed Ti, без замедлителя	Guar, HPG, CMHPG Гуар, гидроксипропилгуар (ГПП), карбоксиметил-гидропропилгуар (КМГППГ)	7–9	100–325 °F 38–16 °C
Ti, delayed Ti, с замедлителем	Guar, HPG, CMHPG Гуар, гидроксипропилгуар (ГПП), карбоксиметил-гидропропилгуар (КМГППГ)	7–9	100–325 °F 38–16 °C
Al, delayed Al, с замедлителем	CMHPG Карбоксиметил-гидропропилгуар (КМГППГ)	4–6	70–175 °F 21–79 °C
Sb, non-delayed Sb, без замедлителя	Guar, HPG Гуар, гидроксипропилгуар (ГПП)	3–6	60–120 °F 15.5–49 °C

a—compatible with carbon dioxide
a — совместимые с двуокисью углерода

Таблица 9 – Добавки к жидкостям ГРП

Additive Добавка	Concentration, gal or lb _m added per 1,000 gallons of clean fluid Концентрация, галлонов или фунтов массы на 1000 галлонов (л или кг на м ³) чистой жидкости	Purpose Назначение
Biocide Биоцид (бактерицид)	0.1–1.0 gal (галлонов на 1000 галлонов) 0.1–1.0 л/м ³	Prevents guar polymer decomposition by bacteria Предотвращает бактериальное разложение гуарового полимера
Fluid loss Тампонирующие материалы	10–50 lb _m (фунтов на 1000 галлонов) 1.2–6 кг/м ³	Decreases leakoff of fluid during fracturing Уменьшает утечку жидкости в пласт при гидроразрыве
Breakers Деструкторы	0.1–10 lb _m (фунтов на 1000 галлонов) 0.012–1.2 кг/м ³	Provides controlled fluid viscosity reduction Обеспечивают контролируемое понижение вязкости жидкости
Friction reducers Понижители трения	0.1–1.0 gal (галлонов на 1000 галлонов) 0.1–1.0 л/м ³	Reduces wellbore frictional pressure loss while pumping Уменьшают потери давления на трение при закачке
Surfactants Поверхностно- активные вещества (ПАВ)	0.05–10 gal (галлонов на 1000 галлонов) 0.05–10 л/м ³	Reduces surface tension, prevents emulsions, and changes wettability Уменьшают поверхностное натяжение, предотвращают образование эмульсий и изменяют смачиваемость
Foaming agents Пенообразователи	1–10 gal (галлонов на 1000 галлонов) 1–10 л/м ³	Provides stable foam with nitrogen and carbon dioxide Обеспечивают образование устойчивой пены с азотом или двуокисью углерода
Clay control Добавки для контроля набухания глин	1–3% KCl typical как правило, 1–3% KCl	Provides temporary or permanent clay (water compatibility) Обеспечивают временную или постоянную совместимость глин с водой

Рабочие параметры условно можно разбить на две группы: *постоянные* и *динамические*. К постоянным относят абсолютные величины, которые рассчитываются из

имеющихся геолого-технических данных. К динамическим можно отнести те параметры, которые можно изменять в процессе дизайна ГРП для получения наиболее эффективного результата. Именно динамические параметры нуждаются в подборе, процесс которого можно оптимизировать с учётом конкретных задач и особенностей ГРП.

В таблице 10 приведены исходные данные по скважине № 25. Часть параметров представляют собой неизвестные, которые нуждаются в тщательном подборе для наиболее эффективного дизайна.

Таблица 10 – Исходные данные скважины № 25

Глубина скважины $L_{скв}$, м	2596
Длина скважины $H_{скв}$, м	2728
Начальное пластовое давление $P_{пл}$, МПа	18,7
Эффективная нефтенасыщенная мощность пласта h , м	7,3
Средняя плотность вышележащих пород $\rho_{пород}$, кг/м ³	2670
Коэффициент Пуассона ν	0,3
Модуль Юнга E , Па	17000
Темп закачки Q , м ³ /с	–
Плотность жидкости-песконосителя $\rho_{жл}$, кг/м ³	–
Средняя концентрация проппанта в смеси $C_{пр}$, кг/м ³	–
Плотность проппанта $\rho_{пр}$, кг/м ³	–
Вязкость жидкости-песконосителя μ , Па · с	–
Количество закачиваемого проппанта $Q_{пр}$, тонн	–

Методика расчёта рабочих параметров гидравлического разрыва пласта представлена далее:

1. Расчёт вертикальной составляющей горного давления:

$$P_{горн}^{верт} = \rho_{пород} \cdot g \cdot L_{скв}, \quad (1)$$

где $L_{скв}$ – глубина скважины, м; $\rho_{пород}$ – среднее значение плотности породы, залегающей от поверхности до подошвы пласта, кг/м³; g – ускорение свободного падения, м²/с.

2. Расчёт горизонтальной составляющей горного давления:

$$P_{горн}^{гор} = P_{горн}^{верт} \cdot \frac{\nu}{1-\nu}, \quad (2)$$

где ν – коэффициент Пуассона горных пород.

3. Расчёт давления разрыва пласта при использовании нефилтующей жидкости:

$$P_{разр} = P_{горн}^{верт} - P_{пл} + G_{разр}, \quad (3)$$

где $P_{горн}^{верт}$ – вертикальная составляющая горного давления, МПа; $P_{пл}$ – пластовое давление, МПа; $G_{разр}$ – сопротивления горной породы на разрыв, МПа ($G_{разр} = 1,5-3,0$ МПа).

4. Расчёт необходимого забойного давления:

$$P_{заб} = P_{разр} \cdot a, \quad (4)$$

где a – необходимое превышение забойного давления над давлением разрыва ($a = 1,2-1,4$).

5. Расчёт необходимого для проведения ГРП давления на устье скважины:

$$P_{уст} = P_{заб} - P_{ст} + P_{тр}, \quad (5)$$

где $P_{ст}$ – статическое давление, МПа; $P_{тр}$ – потери давления на трение, МПа.

6. Расчёт статического давления:

$$P_{ст} = \rho_{см} \cdot g \cdot L_{скв}, \quad (6)$$

где $\rho_{см}$ – плотность смеси, кг/м³, которая рассчитывается плотность по формуле:

$$\rho_{см} = (\rho_{пр} - \rho_{жп}) \cdot C + \rho_{жп}, \quad (7)$$

где C – объёмная доля проппанта в смеси, которая рассчитывается по следующей формуле:

$$C = \frac{C_{пр}}{C_{пр} + \rho_{пр}}, \quad (8)$$

где $C_{пр}$ – концентрация проппанта, кг/м³.

7. Расчёт потерь давления на трение:

$$P_{трп} = 1,52 \cdot \lambda \cdot \frac{8 \cdot Q^2 \cdot H_{скв} \cdot \rho_{жп}}{\pi^2 \cdot d^2},$$

где λ – коэффициент гидравлического сопротивления; d – внутренний диаметр НКТ, м ($d = 62 \text{ мм} = 0,062 \text{ м}$).

8. Расчёт коэффициента гидравлического сопротивления:

Для турбулентного режима ($Re > 2300$) коэффициент гидравлического сопротивления рассчитывается по следующей формуле:

$$\lambda = \frac{0,3164}{Re}. \quad (10)$$

Для ламинарного режима ($Re \leq 2300$) коэффициент гидравлического сопротивления рассчитывается по следующей формуле:

$$\lambda = \frac{64}{Re}, \quad (11)$$

где Re – число Рейнольдса.

9. Расчёт числа Рейнольдса:

$$Re = \frac{4 \cdot Q \cdot \rho_{см}}{3,14 \cdot d \cdot \mu_{см}}, \quad (12)$$

где Q – темп закачки, м³/с; $\mu_{см}$ – вязкость смеси, мПа · с.

10. Расчёт вязкости смеси:

$$\mu_{см} = \mu \cdot e^{3,18 \cdot C}, \quad (13)$$

где μ – вязкость жидкости-песконосителя, мПа · с.

11. Расчёт общего объёма закачиваемой жидкости и продолжительность процесса гидроразрыва:

Объём жидкости-песконосителя определяется соотношением:

$$V_{жп} = \frac{Q_{пр}}{C_{пр}}, \quad (14)$$

где $Q_{пр}$ – количество проппанта, кг; $C_{пр}$ – концентрация проппанта, кг/м³.

Объём продавочной жидкости принимаем на 20–30 % больше объёма колонны труб, по которым будет закачиваться жидкость-песконоситель:

$$V_{пр} = \frac{3,14 \cdot d^2 \cdot H_{скв} \cdot K}{4}, \quad (15)$$

где K – коэффициент, который учитывает превышение объёма жидкости над общим объёмом труб ($K = 1,3$).

Общий объём закачиваемой жидкости определяется по формуле:

$$V_{жс} = V_{жр} + V_{жп} + V_{пр}. \quad (16)$$

12. Расчёт длины вертикальной трещины:

$$L_{мп} = \sqrt{\frac{V_{жп} \cdot E}{5,61 \cdot (1 - \nu^2) \cdot h \cdot (P_{разр} - P_{горн})}}. \quad (17)$$

13. Расчёт общей продолжительности процесса ГРП:

$$t = \frac{V_{жс}}{Q}. \quad (18)$$

14. Расчёт технологической эффективности проводимого ГРП.
Расчёт радиуса трещины ГРП:

$$r_{мп} = \sqrt{\frac{V_{жс} \cdot E}{5,61 \cdot (1 - \nu^2) \cdot h \cdot (P_{заб} - P_{разр})}}. \quad (19)$$

В трещине проппант распространяется неравномерно, заполняя не всю её длину, а лишь часть. Допустим, что проппант проходит на 90 % длины трещины:

$$r'_{мп} = r_{мп} \cdot 0,9. \quad (20)$$

15. Расчёт ширины трещины ГРП:

$$w = \frac{4 \cdot (1 - \nu) \cdot r'_{мп} \cdot (P_{заб} - P_{разр})}{E}. \quad (21)$$

16. Расчёт остаточной ширины трещины:

$$w_{ост} = \frac{w \cdot C}{1 - \mu_{мп}}, \quad (22)$$

где $\mu_{мп}$ – пористость трещины ($\mu_{мп} = 0,3$).

17. Расчёт проницаемости трещины:

$$K_{мп} = \frac{w^2}{12}. \quad (23)$$

18. Расчёт проницаемости призабойной зоны пласта:

$$K_{нз} = \frac{K_n \cdot h + K_{mp} \cdot w}{h + w} \quad (24)$$

19. Расчёт ожидаемого эффекта от ГРП (расчёт дебита нефти после проведения ГРП):

$$Q_n = \frac{2 \cdot \pi \cdot K \cdot h \cdot \Delta P}{\mu_{жп} \cdot \ln \left(\frac{R_k}{r_{скв}} \right)}, \quad (25)$$

где R_k – радиус контура питания скважины, м ($R_k = 150$ м); $r_{скв}$ – радиус скважины, м ($r_{скв} = 0,145$ м).

20. Расчёт увеличения дебита нефти:

$$Q_e = q - Q_n, \quad (26)$$

где q – средний дебит нефти в скважине до ГРП, тонн/сут.

Оптимизация расчёта и подбора рабочих параметров ГРП

Как видно из методики расчёта, правильный подбор таких параметров как вид, свойства, концентрация проппанта, тип и свойства жидкости-песконосителя, темп заправки смеси напрямую влияют на эффективность проведения ГРП. Поэтому важную роль играет выбор наиболее подходящих рабочих динамических параметров гидравлического разрыва пласта. Процесс этот можно оптимизировать для получения оптимальных показателей.

Для начала по приведённой выше методике нами проведены расчёты по определению статических рабочих параметров гидравлического разрыва пласта (табл. 11).

Таблица 11 – Статические параметры скважины № 25 для проведения ГРП

Вертикальная составляющая горного давления $P_{горн}^{верт}$, МПа	68,00
Горизонтальная составляющая горного давления $P_{горн}^{гор}$, МПа	29,14
Давление разрыва пласта $P_{разр}$, МПа	51,30
Забойное давление $P_{заб}$, МПа	66,69

После этого начинается расчёт и подбор динамических параметров ГРП. Для обеспечения точности и достоверности геомеханических данных о породе перед основным ГРП проводится калибровочный тест – мини-ГРП. Мини-ГРП является важным этапом тестирования на месте перед основным ГРП и представляет собой закачку жидкости на скорости, близкой к основной работе, с использованием больших объёмов жидкости и небольшого количества проппанта. Это позволяет установить оптимальные параметры для дальнейшего проведения основного ГРП. Мини-ГРП позволяет получить следующие данные:

- давление смыкания пласта;
- стресс смыкания;
- эффективность жидкости ГРП;
- эффективное давление;
- параметры фильтрации жидкости.

До проведения мини-ГРП на скважине для дальнейшего дизайна гидравлического разрыва пласта будут взяты усреднённые данные уже проведённых работ на схожих по характеристикам скважинах.

Сначала стоит подобрать технологическую жидкость. Тип и концентрация жидкости и добавок зависят от пластовой температуры, литологии и пластовых флюидов.

При подборе рецептуры стоит консультироваться с химиками. С учётом ранее проведённых эффективных работ по гидравлическому разрыву пласта F_{1-10} , а также учитывая геологические особенности продуктивного горизонта в скважине № 25, рекомендуется брать следующие жидкости: линейный гель типа «LG30», сшитый гель типа «ST30». Рецепт сшитого геля приведён в таблице 3. Плотность получившейся жидкости составляет $\rho_{жл} = 930 \text{ кг/м}^3$, а вязкость $\mu = 575,9 \text{ мПа} \cdot \text{с}$.

Далее необходимо подобрать необходимое количество и тип проппанта. Существуют 3 основных параметра проппанта, которые влияют на проводимость трещины: концентрация проппанта, размер проппанта и прочность проппанта.

В процессе выбора подходящего типа проппанта необходимо оценить величину напряжения смыкания трещины. Рассчитать данную величину можно по следующей формуле:

$$P_{\text{смык}} = \frac{\nu}{1-\nu} \cdot (P_{\text{горн}}^{\text{верт}} - P_{\text{пор}}) + P_{\text{пор}}, \quad (24)$$

где ν – коэффициент Пуассона; $P_{\text{горн}}^{\text{верт}}$ – вертикальная составляющая горного давления, МПа; $P_{\text{пор}}$ – поровое давление, МПа.

На рисунке 4 изображена зависимость типа проппанта от напряжения смыкания трещины. Показатель напряжения для скважины № 25 приблизительно равен 37,8 МПа, но нуждается в дальнейшем уточнении в ходе мини-ГРП. Основываясь на данной зависимости, для ГРП на скважине № 25 подойдут проппанты следующих типов: песок со смоляным покрытием, среднепрочная керамика или среднепрочный боксит.

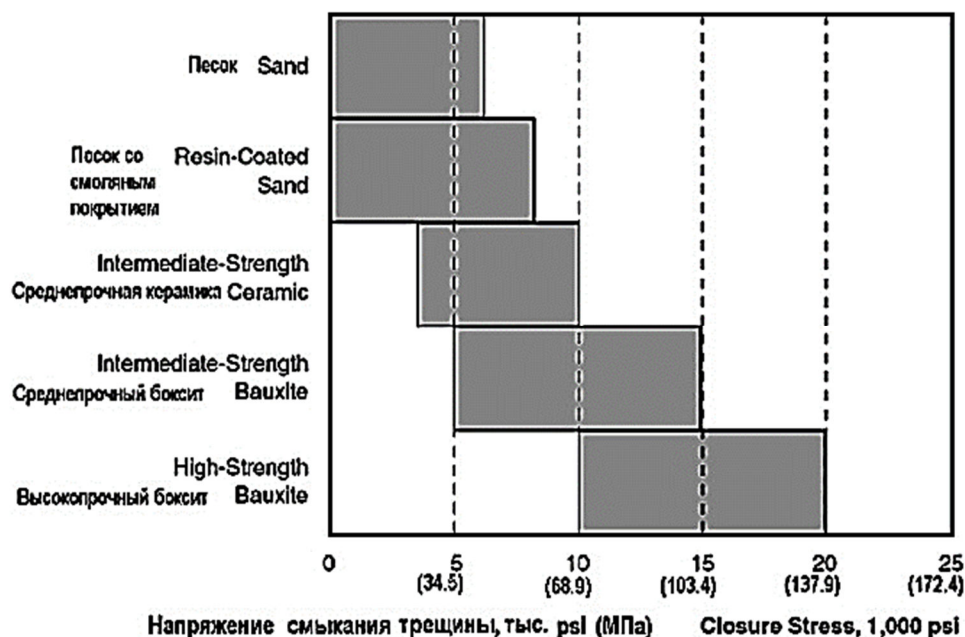


Рисунок 4 – Принцип выбора типа проппанта

Размер проппанта необходимо выбирать с учётом давления смыкания трещины. Например, при использовании проппанта типа BorPROP после определённого значения давления закрытия эффективнее применять расклинивающий материал меньшего размера (рис. 5).

Разные типы проппантов при одинаковом размере гранул также по-разному влияют на проницаемость трещины в зависимости от давления закрытия. Данная зависимость для расклинивающего материала с размером гранул 16/20 показана на рисунке 6.

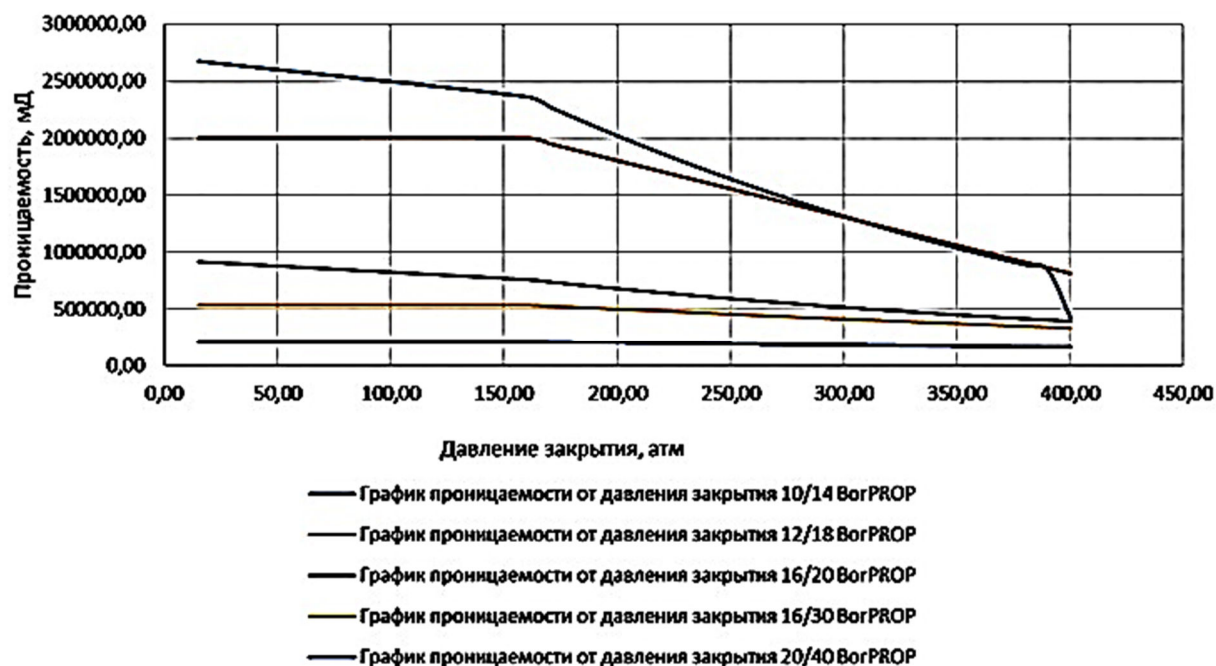


Рисунок 5 – Графики проницаемости от давления закрытия для различных размеров проппанта одного типа

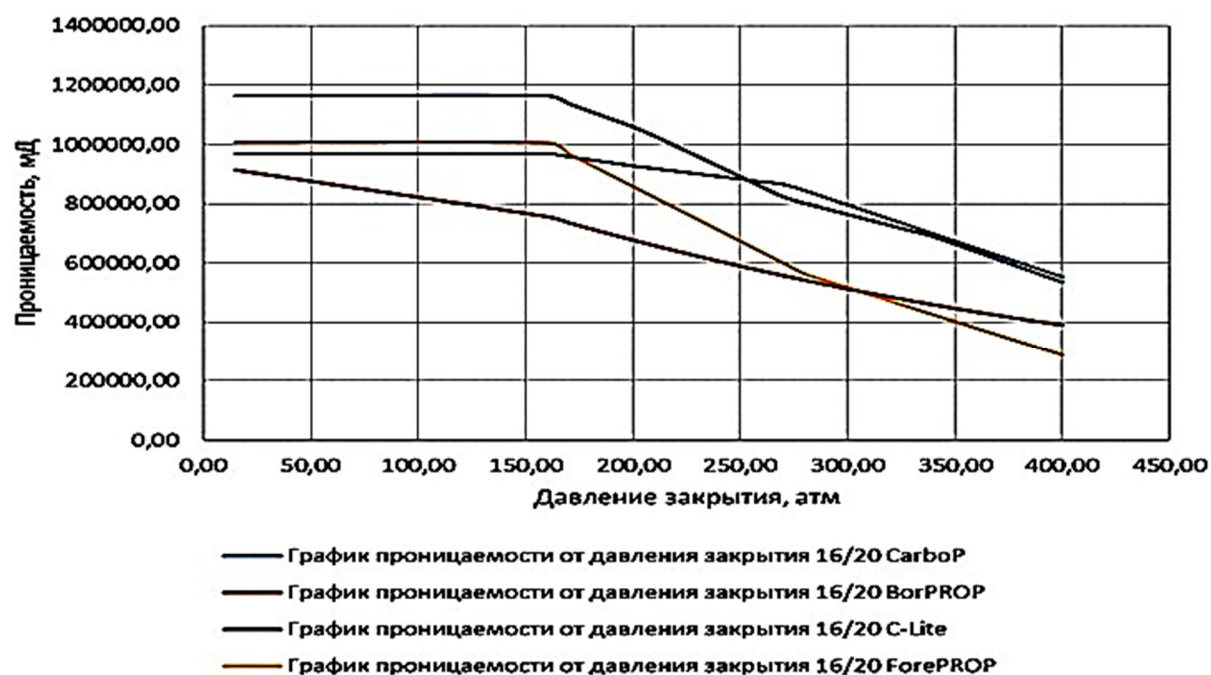


Рисунок 6 – Зависимость проницаемости трещины от давления раскрытия для различных типов проппанта

Процесс выбора типа проппанта можно оптимизировать путём автоматизации данной работы, так как он является весьма ёмким по времени за счёт анализа большого количества. Для этого собраны данные по зависимости проницаемости трещины от давления закрытия для всех доступных проппантов, которые далее сформированы в сводную таблицу.

В результате анализа данных зависимостей выделены наиболее эффективные типы проппантов, которые будут рассматриваться в дальнейшем расчёте, и среди которых выберется наиболее подходящий: 12/18 ForePROP, 12/18 CarboHSP bauxite, 12/18 CarboP, 10/14 ForePROP.

Далее подберём оптимальное количество закачиваемого проппанта. Для этого проанализируем ранее проводимые работы по ГРП на скважинах, эксплуатирующих пласт F_{1-10} . Построена зависимость геометрических параметров трещины (рис. 7) от массы закачиваемого проппанта при гидравлическом разрыве пласта на месторождении. Как видно из графиков, количество закачиваемого расклинивающего материала влияет напрямую на геометрию трещины. Значения массы проппанта менее 8 тонн не могут обеспечить необходимые параметры трещины, при этом закачки более 14 тонн на месторождении не проводилось. Технологически нет необходимости закачивать более 14 тонн, в том числе потому, что необходимая высота достигается при меньших объёмах расклинивающегося материала.

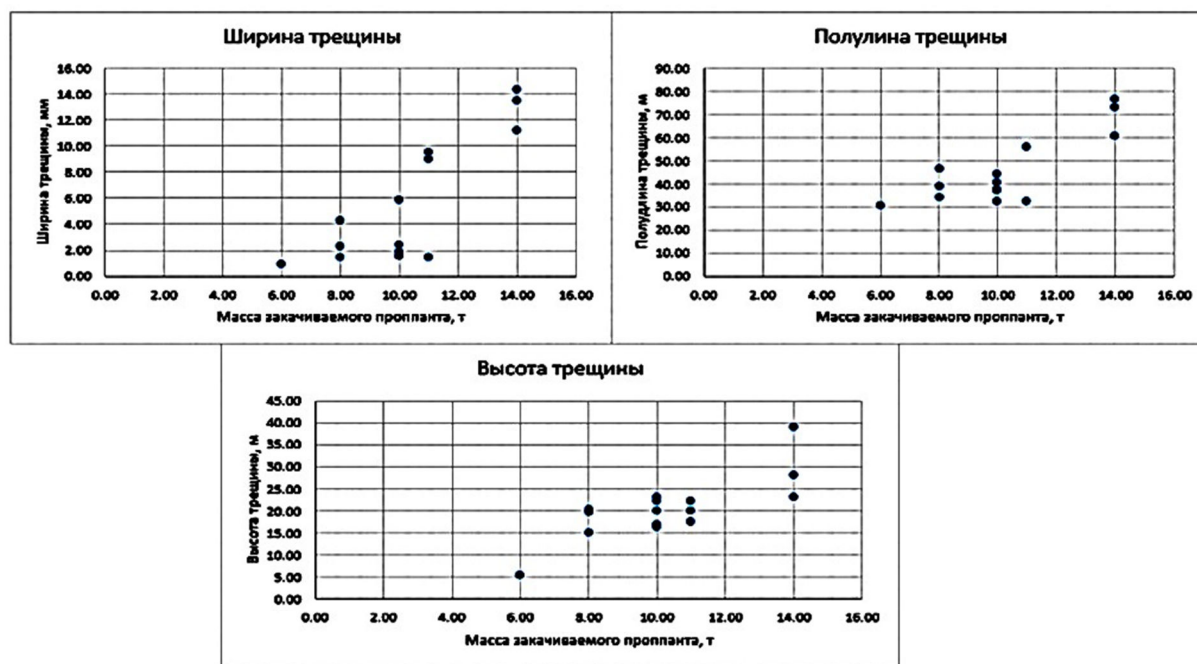


Рисунок 7 – Зависимость геометрических параметров трещины от количества закачиваемого проппанта при ГРП на месторождении

Для скважины № 25 необходимая высота трещины составляет приблизительно 20 м. При дальнейших расчётах будут рассмотрены варианты с закачкой массы проппанта от 10 до 14 тонн и будет выбран наиболее эффективный.

Выбор темпа закачки основывается на двух принципах. Во-первых, низкий темп закачки неприемлем, потому что скорость подачи жидкости может быть ниже скорости её фильтрации. Во-вторых, слишком высокий темп закачки приведёт к образованию в трубах турбулентного режима, что повысит потери давления на трение. При проведении расчётов для операции ГРП на скважине № 25 установлен наиболее подходящий темп закачки жидкости на уровне $0,0486 \text{ м}^3/\text{с}$ (или $2,916 \text{ м}^3/\text{мин.}$).

Подставляя выбранные параметры в расчёт и имея переменные в виде количества и типа проппанта, подбираем наиболее эффективный тип проппанта и массу закачиваемого расклинивающего материала. Наилучший прирост суточного дебита нефти в $29,5 \text{ м}^3/\text{сут.}$ достигается при использовании проппанта 12/18 ForePROP при массе закачиваемого расклинивающего материала в 14 тонн (рис. 8). Для сравнения показан тип проппанта 20/40 BorPROP, прирост дебита нефти при использовании которого ниже на $12 \text{ м}^3/\text{сут.}$, что демонстрирует низкий эффект при неправильном подборе параметров.

Итоговая таблица исходных данных для проведения ГРП приведена ниже (табл. 12).

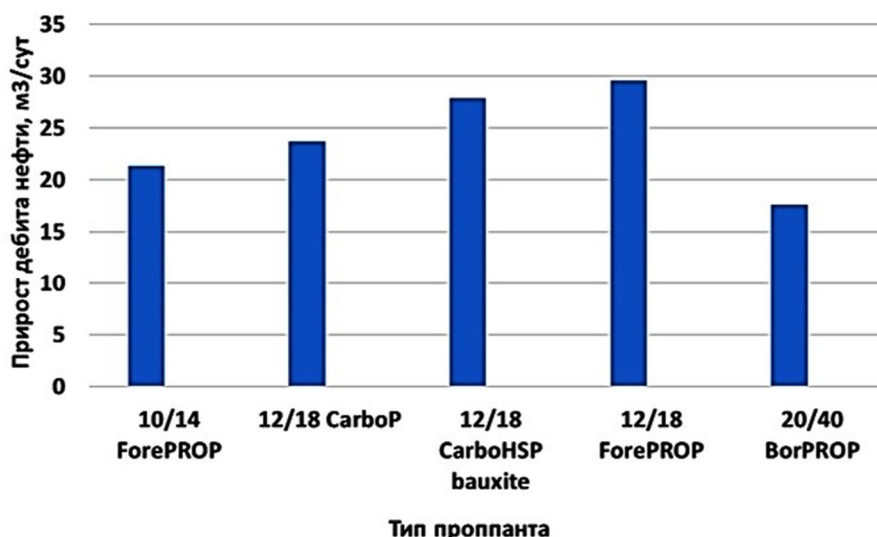


Рисунок 8 – Прирост суточного дебита в зависимости от выбора типа проппанта при проведении ГРП

Таблица 12 – Итоговая таблица исходных данных для проведения ГРП

Глубина скважины $L_{скв}$, м	2596
Длина скважины $H_{скв}$, м	2728
Начальное пластовое давление $P_{пл}$, МПа	18,7
Эффективная нефтенасыщенная мощность пласта h , м	7,3
Средняя плотность вышележащих пород $\rho_{пород}$, кг/м ³	2670
Коэффициент Пуассона ν	0,3
Модуль Юнга E , Па	17000
Темп закачки Q , м ³ /с	0,0486
Плотность жидкости-песконосителя $\rho_{жл}$, кг/м ³	930
Средняя концентрация проппанта в смеси $C_{пр}$, кг/м ³	800
Плотность проппанта $\rho_{пр}$, кг/м ³	1600
Вязкость жидкости-песконосителя μ , Па · с	575,9
Количество закачиваемого проппанта $Q_{пр}$, тонн	14

Все полученные рабочие параметры нуждаются в уточнении и могут быть скорректированы после проведения мини-ГРП.

Подобрав необходимые рабочие параметры, следует произвести подбор оборудования для проведения ГРП. На примере насосного агрегата FC-2251 расчёт проводится следующим образом:

$$N = \frac{P_{уст} \cdot Q}{P_{разр} \cdot Q_{разр} \cdot K_{мс}} + 2, \quad (25)$$

где $P_{разр}$ – рабочее давление агрегата, МПа; $Q_{разр}$ – подача агрегата при данном $P_{разр}$, м³/с; $K_{мс}$ – коэффициент технического состояния агрегата.

Также добавляются 2 запасных агрегата. В результате расчёта для проведения ГРП на скважине № 25 необходимо 5 насосных агрегатов.

Итоговая методика расчёта ГРП

Беря во внимание все нюансы в процессе проведения ГРП, предлагается следующая методика по выбору скважин-кандидатов, по расчёту и выбору рабочих параметров при проведении гидравлического разрыва пласта:

1. Проанализировать целесообразность применения ГРП, учитывая предыдущий опыт использования данного типа интенсификации добычи углеводородов.

2. Составить список критериев для выбора скважин-кандидатов. Данные критерии учитывают:

- продуктивный пласт, на котором будет проводиться ГРП;

- обводнённость продукции скважины;
- эффективную мощность пласта;
- уровень ВНК в скважине;
- проницаемость пласта;
- техническое состояние скважины;
- сравнение с соседними скважинами.

Параметры могут дополняться или изменяться с учётом конкретного месторождения. Составление таких критериев позволяет оптимизировать процесс выбора скважин-кандидатов, чтобы не рассматривать в качестве претендентов заведомо неэффективные скважины.

3. Оптимизировать подбор скважин-кандидатов с помощью автоматизированного алгоритма, который позволяет отсортировать скважины согласно критериям, про ранжировать их в порядке удовлетворения выбранным параметрам и выбрать наиболее подходящую скважину для проведения ГРП.

4. Подобрать согласно геологическим особенностям и задачам работ наиболее подходящий тип ГРП, который будет проведён на скважине.

5. Подобрать подходящий тип и состав рабочей жидкости с учётом геологических и технологических особенностей скважины.

6. Подобрать подходящий тип проппанта. Для оптимизации данного процесса предлагается использовать автоматизированный алгоритм, который учитывает различные марки расклинивающего материала, подбирает наиболее эффективный для конкретного расчёта, а также существует возможность быстрого повторного подбора типа проппанта при уточнении рабочих параметров после проведения мини-ГРП.

7. Подобрать необходимое количество закачиваемого проппанта. Для оптимизации этого процесса необходимо рассмотреть зависимость геометрических параметров трещины от объёма закачиваемого проппанта, основываясь на ранее проведённых работах. Далее нужно выбрать диапазон количества расклинивающего материала, который может обеспечить необходимые параметры трещины.

8. Произвести расчёт ГРП для нескольких вариантов рабочих параметров и выбрать наиболее эффективные, которые будут использованы при проведении работ.

9. Произвести расчёт оборудования, необходимого для проведения гидравлического разрыва пласта.

Данная методика позволит ускорить процесс расчёта и подбора рабочих параметров ГРП и оптимизировать данный процесс, чтобы не было необходимости в расчётах заранее неэффективных вариантов проведения ГРП. Также данный алгоритм может быть использован как основа для внедрения автоматического поиска и расчёта ГРП на месторождении. В отличие от других методик, нет необходимости проводить мини-ГРП, который необходим для уточнения и возможного изменения некоторых параметров.

Литература

1. Горпинченко А.Н. Геологические основы разработки нефтяных и газовых месторождений : учеб. пособие / А.Н. Горпинченко, Н.Х. Жарикова, О.В. Савенок. – Ухта : Ухтинский государственный технический университет, 2023. – 236 с.
2. Прогноз геометрии трещины гидроразрыва пласта / И.С. Афанасьев [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 11. – С. 62–66.
3. Батыров М.И. Анализ эффективности проведения ГРП на Ем-Ёговской площади Красноленинского месторождения / М.И. Батыров, О.В. Савенок // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 2. – С. 75–81.
4. Боровский М.Я. Повышение эффективности оценки результатов гидроразрыва в карбонатных пластах: комплексирование геофизических методов / М.Я. Боровский, А.Г. Небрат, В.И. Богатов // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 1. – С. 65–68.
5. Борхович С.Ю. Гидроразрыв нефтяных пластов с низкими пластовыми давлениями / С.Ю. Борхович, Ю.М. Афолина, А.В. Колода // Нефть. Газ. Новации. – 2012. – № 11. – С. 48–51.
6. Совершенствование методического подхода к планированию мероприятий по гидроразрыву пласта на нефтяных месторождениях / И.В. Буренина [и др.] // Записки Горного института. – 2019. – Т. 237. – С. 344–353.

7. Вахромеев А.Г. Освоение запасов нефти в низкопроницаемых коллекторах / А.Г. Вахромеев, И.Д. Ташкевич, С.А. Сверкунов // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 3. – С. 48–50.
8. Вершинин Е.С. Анализ поиска скважин-кандидатов и оптимизация подбора рабочих параметров при проведении гидравлического разрыва пласта на примере месторождения X Томской области / Е.С. Вершинин; Науч. рук. И.В. Матвеев; Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Инженерная школа природных ресурсов, Отделение нефтегазового дела. – Томск, 2023.
9. Виноградова И.А. Результаты применения технологии ГРП по снижению риска неконтролируемых водопроявлений на месторождениях Западной Сибири // Нефть. Газ. Новации. – 2009. – № 5–6. – С. 29–34.
10. Возможности учета трещиноватости каширо-верейских карбонатных объектов при планировании пропантного гидроразрыва пласта / А.С. Вотинин [и др.] // Записки Горного института. – 2021. – Т. 252. – С. 861–871.
11. Гайдамак И.В. Анализ и прогнозирование успешности гидравлического разрыва пласта на основе метода деревьев решений / И.В. Гайдамак, О.Н. Пичугин // Нефтепромысловое дело. – 2015. – № 11. – С. 35–41.
12. Галкин В.И. Исследование вероятностных моделей для прогнозирования эффективности технологии пропантного гидравлического разрыва пласта / В.И. Галкин, А.Н. Колтырин // Записки Горного института. – 2020. – Т. 246. – С. 650–659.
13. Григорьев Г.С. О применимости способа электромагнитного мониторинга гидроразрыва пласта / Г.С. Григорьев, М.В. Салищев, Н.П. Сенчина // Записки Горного института. – 2021. – Т. 250. – С. 492–500.
14. Дерли Н.А. Проектирование процесса ГРП в условиях Северо-Савиноборского нефтяного месторождения / Н.А. Дерли, О.В. Савенок // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2021. – № 1. – С. 252–262.
15. Жданов С.А. Проектирование и применение гидроразрыва пласта в системе скважин / С.А. Жданов, С.В. Константинов // Нефтяной хозяйство. – 1995. – № 9. – С. 24–25.
16. Ивашнев О.Е. Формирование трещины гидроразрыва в пористой среде / О.Е. Ивашнев, Н.Н. Смирнов // Вестник МГУ. Математика, механика. – 2003. – № 6. – С. 28–36.
17. Казбулатов И.Г. Многостадийный гидроразрыв пласта в горизонтальных скважинах / И.Г. Казбулатов, А.В. Рубцова, В.В. Волянская // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 9. – С. 93–95.
18. Математическая модель линейного и нелинейного повышения концентрации пропанта при проведении ГРП – решение для последовательной закачки ряда типов пропанта / А.В. Кочетков [и др.] // Записки Горного института. – 2022. – Т. 254. – С. 210–216.
19. Мартюшев Д.А. Техничко-экономическая оценка проведения многозонного кислотного гидравлического разрыва пласта на Варандейском месторождении / Д.А. Мартюшев, О.В. Савенок // Инженер-нефтяник. – 2020. – № 4. – С. 21–29.
20. Матейчук Л.В. Моделирование показателей проведения ГТМ на скважинах Южно-Терехевейского месторождения и анализ их эффективности / Л.В. Матейчук, О.В. Савенок // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2021. – № 4. – С. 292–311.
21. Проектирование процесса гидравлического разрыва пласта на Сандивейском нефтяном месторождении / А.М. Отрадных [и др.] // Research. Engineering. Extreme. 2021: материалы Международной научно-практической конференции (03 июня 2021 года, г. Краснодар). – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2021. – С. 210–221.
22. Савенок О.В. Увеличение КИН методом ГРП для довыработки запасов на Северо-Нефтяном месторождении / О.В. Савенок, А.М. Иолчуев // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2018. – № 2. – С. 142–159.
23. Савенок О.В. Анализ применения геолого-технических мероприятий на Ахтынском нефтяном месторождении / О.В. Савенок, Е.У. Сафиуллина, Л.Г. Кусова // Булатовские чтения. – 2022. – Т. 1. – С. 281–289.
24. Особенности подбора скважин-кандидатов для проведения гидравлического разрыва пласта на нефтяных месторождениях / И.В. Серебренников [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2014. – № 10. – С. 74–76.
25. Соловьёва В.Н. Необходимый дополнительный критерий выбора объекта для проведения ГРП / В.Н. Соловьёва, А.Г. Усольцев, И.Б. Соловьёв // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2009. – № 6. – С. 26–29.
26. Анализ эффективности проведения гидроразрыва пласта с целью увеличения газоотдачи на Южно-Русском месторождении / П.А. Суховерова [и др.] // Булатовские чтения. – 2022. – Т. 1. – С. 334–337.
27. Трофименко Д.Д. Применение гидроразрыва пласта в низкопроницаемых коллекторах Тасовского месторождения и способ повышения его эффективности / Д.Д. Трофименко, О.В. Савенок, А.С. Арутюнян // Инженер-нефтяник. – 2019. – № 4. – С. 5–15.

28. Хохлов Д.И. Применение многостадийного гидроразрыва пласта на Верхнечонском нефтегазоконденсатном месторождении / Д.И. Хохлов, К.А. Чернокалов, С.А. Фаткулин // Научно-технический вестник ОАО НК «Роснефть». – 2014. – № 2. – С. 31–35.
29. Цику М.Х. Анализ эффективности многосекционного ГРП на примере пласта Русскинского месторождения / М.Х. Цику, О.В. Савенок // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2018. – № 3. – С. 21–47.
30. Анализ применения технологии направленного гидроразрыва пласта на Гриньковском нефтяном месторождении / С.И. Шиян [и др.] // Булатовские чтения. – 2021. – Т. 1. – С. 265–276.
31. Яковлев А.Л. Анализ эффективности применения ГРП на Ельниковском нефтяном месторождении / А.Л. Яковлев, Г.В. Кусов, Т.Б. Очередыко // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2017. – № 1. – С. 128–151.

References

1. Gorpichenko A.N. Geological basis for the development of oil and gas fields: textbook / A.N. Gorpichenko, N.Kh. Zharikova, O.V. Savenok. – Ukhta : Ukhta State Technical University, 2023. – 236 p.
2. Forecast of the geometry of a hydraulic fracturing crack / I.S. Afanasyev [et al.] // Oil industry. – 2009. – № 11. – P. 62–66.
3. Batyrov M.I. Analysis of the effectiveness of hydraulic fracturing at the Em-Yogovskaya area of the Krasnoleninskoye field / M.I. Batyrov, O.V. Savenok // Bulatov readings. – 2020. – Vol. 2. – P. 75–81.
4. Borovsky M.Ya. Increasing the efficiency of assessing the results of hydraulic fracturing in carbonate formations: integration of geophysical methods / M.Ya. Borovsky, A.G. Nebrat, V.I. Bogatov // Bulatov readings. – 2018. – Vol. 1. – P. 65–68.
5. Borkhovich S.Yu. Hydraulic fracturing of oil reservoirs with low reservoir pressures / S.Yu. Borkhovich, Yu.M. Afonina, A.V. Deck // Oil. Gas. Innovations. – 2012. – № 11. – P. 48–51.
6. Improving the methodological approach to planning activities for hydraulic fracturing in oil fields / I.V. Burenina [et al.] // Notes of the Mining Institute. – 2019. – Vol. 237. – P. 344–353.
7. Vakhromeev A.G. Development of oil reserves in low-permeability reservoirs / A.G. Vakhromeev, I.D. Tashkevich, S.A. Sverkunov // Bulatov readings. – 2020. – Vol. 3. – P. 48–50.
8. Vershinin E.S. Analysis of the search for candidate wells and optimization of the selection of operating parameters when carrying out hydraulic fracturing using the example of the X field in the Tomsk region / E.S. Vershinin; Scientific hands I.V. Matveev; National Research Tomsk Polytechnic University, School of Natural Resources Engineering, Department of Oil and Gas Engineering. – Tomsk, 2023.
9. Vinogradova I.A. Results of using hydraulic fracturing technology to reduce the risk of uncontrolled water influxes in the fields of Western Siberia // Oil. Gas. Innovations. – 2009. – № 5–6. – P. 29–34.
10. Possibilities of taking into account the fracturing of Kashiro-Verei carbonate objects when planning proppant hydraulic fracturing / A.S. Votinov [et al.] // Notes of the Mining Institute. – 2021. – Vol. 252. – P. 861–871.
11. Gaydamak I.V. Analysis and forecasting of the success of hydraulic fracturing based on the decision tree method / I.V. Gaydamak, O.N. Pichugin // Oilfield business. – 2015. – № 11. – P. 35–41.
12. Galkin V.I. Study of probabilistic models for predicting the effectiveness of proppant hydraulic fracturing technology / V.I. Galkin, A.N. Koltyrin // Notes of the Mining Institute. – 2020. – Vol. 246. – P. 650–659.
13. Grigoriev G.S. On the applicability of the method of electromagnetic monitoring of hydraulic fracturing / G.S. Grigoriev, M.V. Salishchev, N.P. Senchin // Notes of the Mining Institute. – 2021. – Vol. 250. – P. 492–500.
14. Derli N.A. Design of the hydraulic fracturing process in the conditions of the North-Savinobor oil field / N.A. Derli, O.V. Savenok // Science. Technique. Technologies (Polytechnic Bulletin). – 2021. – № 1. – P. 252–262.
15. Zhdanov S.A. Design and application of hydraulic fracturing in a well system / S.A. Zhdanov, S.V. Konstantinov // Oil industry. – 1995. – № 9. – P. 24–25.
16. Ivashnev O.E. Formation of a hydraulic fracturing crack in a porous medium / O.E. Ivashnev, N.N. Smirnov // Bulletin of Moscow State University. Mathematics, mechanics. – 2003. – № 6. – P. 28–36.
17. Kazbulatov I.G. Multi-stage hydraulic fracturing in horizontal wells / I.G. Kazbulatov, A.V. Rubtsova, V.V. Volyanskaya // Oil industry. – 2014. – № 9. – P. 93–95.
18. Mathematical model of linear and nonlinear increase in proppant concentration during hydraulic fracturing – a solution for sequential injection of a number of types of proppant / A.V. Kochetkov [et al.] // Notes of the Mining Institute. – 2022. – Vol. 254. – P. 210–216.

19. Martyushev D.A. Technical and economic assessment of multi-zone acid hydraulic fracturing at the Varandey field / D.A. Martyushev, O.V. Savenok // Petroleum engineer. – 2020. – № 4. – P. 21–29.
20. Mateichuk L.V. Modeling of performance indicators for geological and technical measures at wells of the Yuzhno-Terekheveyskoye field and analysis of their effectiveness / L.V. Mateichuk, O.V. Savenok // Science. Technique. Technologies (Polytechnic Bulletin). – 2021. – № 4. – P. 292–311.
21. Design of the hydraulic fracturing process at the Sandivey oil field / A.M. Otradnov [et al.] // Research. Engineering. Extreme. 2021: materials of the International Scientific and Practical Conference (03 June 2021, Krasnodar). – Krasnodar : Publishing House – South LLC, 2021. – P. 210–221.
22. Savenok O.V. Increasing oil recovery factor using hydraulic fracturing for additional development of reserves at the North Oil field / O.V. Savenok, A.M. Iolchuev // Science. Technique. Technologies (Polytechnical Bulletin). – 2018. – № 2. – P. 142–159.
23. Savenok O.V. Analysis of the use of geological and technical measures at the Akhtynskoye oil field / O.V. Savenok, E.U. Safiullina, L.G. Kusova // Bulatov readings. – 2022. – Vol. 1. – P. 281–289.
24. Features of the selection of candidate wells for hydraulic fracturing in oil fields / I.V. Serebrennikov [et al.] // Geology, geophysics and development of oil and gas fields. – 2014. – № 10. – P. 74–76.
25. Solovyova V.N. Necessary additional criterion for selecting an object for hydraulic fracturing / V.N. Solovyova, A.G. Usoltsev, I.B. Soloviev // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – 2009. – № 6. – P. 26–29.
26. Analysis of the effectiveness of hydraulic fracturing to increase gas recovery at the Yuzhno-Russkoye field / P.A. Sukhoverova [et al.] // Bulatov readings. – 2022. – Vol. 1. – P. 334–337.
27. Trofimenko D.D. The use of hydraulic fracturing in low-permeability reservoirs of the Tasovskoye field and a method for increasing its efficiency / D.D. Trofimenko, O.V. Savenok, A.S. Harutyunyan // Petroleum engineer. – 2019. – № 4. – P. 5–15.
28. Khokhlov D.I. Application of multi-stage hydraulic fracturing at the Verkhnechonskoye oil and gas condensate field / D.I. Khokhlov, K.A. Chernokalov, S.A. Fatkulin // Scientific and technical bulletin of OJSC NK Rosneft. – 2014. – № 2. – P. 31–35.
29. Tsiku M.Kh. Analysis of the effectiveness of multi-section hydraulic fracturing using the example of the Russkinskoye field formation / M.Kh. Tsiku, O.V. Savenok // Science. Technique. Technologies (Polytechnic Bulletin). – 2018. – № 3. – P. 21–47.
30. Analysis of the application of directional hydraulic fracturing technology at the Grinkovskoye oil field / S.I. Shiyan [et al.] // Bulatov readings. – 2021. – Vol. 1. – P. 265–276.
31. Yakovlev A.L. Analysis of the effectiveness of hydraulic fracturing at the Elnikovskoye oil field / A.L. Yakovlev, G.V. Kusov, T.B. Queue // Science. Technique. Technologies (poly-technical bulletin). – 2017. – № 1. – P. 128–151.