

# Методика автоматизированного выбора горизонтальных скважин для проведения повторного избирательного многостадийного гидроразрыва

Синицына Т.И.<sup>1</sup>, Земцов Ю.В.<sup>2</sup>

<sup>1</sup>ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия, <sup>2</sup>Тюменский индустриальный университет», Тюмень, Россия  
tisinityna@tnnc.rosneft.ru

## Аннотация

В работе определены геологические и промыслово-технологические критерии, а также разработан алгоритм принятия решений по выбору и ранжированию скважин для повторных многостадийных гидроразрывов пласта (МСГРП) в горизонтальных скважинах (ГС). Разработанный алгоритм выбора и ранжирования скважин успешно применяется для поддержания уровня добычи нефти на участках, разбуренных скважинами с горизонтальным окончанием, одного из наиболее сложных как в геологическом, так и в эксплуатационном плане объекта разработки — пласта ВК1-3 Каменной площади Краснolenинского нефтегазоконденсатного месторождения. На конец 2022 года выполнены опытно-промышленные испытания методики при реализации повторных избирательных МСГРП на двенадцати скважинах. Рекомендованные мероприятия эффективны как с технологической, так и с экономической точки зрения.

## Материалы и методы

Создан и апробирован инструмент автоматизированного выбора кандидатов для повторных избирательных МСГРП на базе ПО MS Excel с использованием языка программирования Visual Basic.

## Ключевые слова

горизонтальная скважина, повторный избирательный многостадийный гидроразрыв пласта (МСГРП), критерии выбора, алгоритм и автоматизированный инструмент ранжирования скважин-кандидатов для МСГРП

## Для цитирования

Синицына Т.И., Земцов Ю.В. Методика автоматизированного выбора горизонтальных скважин для проведения повторного избирательного многостадийного гидроразрыва // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 4. С. 22–27. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-4-22-27

Поступила в редакцию: 29.05.2023

OIL PRODUCTION

UDC 622 | Original Paper

## Method of automated selection of horizontal wells for repeated selective multistage hydraulic fracturing

Sinityna T.I.<sup>1</sup>, Zemtsov Y.V.<sup>2</sup>

<sup>1</sup>“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia, <sup>2</sup>Tyumen Industrial University, Tyumen, Russia  
tisinityna@tnnc.rosneft.ru

## Abstract

To ensure consistent effect of the repeated selective MSHF technology, the geological and engineering criteria have been defined in this work and a decision-making algorithm for ranking and selecting well-candidates for repeated MSHF in horizontal wells has been developed. The algorithm is successfully applied to maintain the level of oil production in VK1-3 zones of the Kamenny Area of Krasnoleninsky Field covered by horizontal wells. At the end of 2022, pilot tests of the repeated selective MSHF technology in 12 horizontal wells were carried out. The EOR measures implemented in these wells have been recognized as successful both technologically and economically.

## Materials and methods

Moreover, a tool for automated selection of well-candidates for repeated selective MS fracs in horizontal wells based on MS Excel (using the Visual Basic programming language) has been created and tested.

## Keywords

repeated selective multistage hydraulic fracturing, horizontal well, candidate-well ranking algorithm, candidate-well selection criteria, automated candidate-well ranking tool

## For citation

Sinityna T.I., Zemtsov Y.V. Method of automated selection of horizontal wells for repeated selective multistage hydraulic fracturing. Exposition Oil Gas, 2023, issue 4, P. 22–27. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2022-4-22-27

Received: 29.05.2023

## Введение

В настоящее время ряд крупных месторождений Западной Сибири находятся на завершающей стадии разработки. Их остаточные запасы приурочены, в основном, к краевым зонам со сложным геологическим строением, малыми нефтенасыщенными толщами и обширной водонефтяной зоной. Для поддержания уровня добычи нефти в таких условиях встает острая необходимость поиска методов и технологий для повышения коэффициента извлечения нефти. При этом важным условием разработки является сохранение минимальной себестоимости добычи нефти с учетом современных экономических требований.

Одним из таких методов является бурение горизонтальных скважин (ГС) с последующей стимуляцией методом избирательного многостадийного гидравлического разрыва пласта (МсГРП). Отличительной особенностью последних лет стал значительный рост горизонтального бурения при сокращении наклонно-направленного. Главная причина роста состоит в том, что разработка месторождений с использованием ГС с МсГРП эффективнее, чем с применением наклонно-направленных скважин (ННС) с гидравлическим разрывом пласта (ГРП) [1]. Как отмечается в работе [2], такой эффект достигается за счет дренирования ГС всей продуктивной толщи пласта в отличие от ННС. Но при всех преимуществах горизонтального бурения над наклонно-направленным существует проблема падения их продуктивности и, следовательно, понижения показателей накопленной добычи

нефти в расчетном периоде. В итоге бурение горизонтальных скважин с интенсификацией их МсГРП становится нерентабельным ввиду отставания фактических показателей добычи нефти относительно плановых. Учитывая высокую стоимость строительства скважин в настоящий момент, решение о повторной стимуляции такого типа скважин представляется экономически рентабельным.

Для повышения эффективности применения технологии повторных МсГРП в настоящей работе определены геологические и промыслово-технологические критерии, а также разработан алгоритм принятия решений по выбору и ранжированию скважин для повторных МсГРП в скважинах с горизонтальным окончанием. Также создан инструмент автоматизированного ранжирования кандидатов для повторных МсГРП в ГС и обоснован выбор технологии, обеспечивающей наибольшую эффективность таких работ.

## Основная часть

В работе проанализирована эффективность выполненных повторных ГРП на фоне наклонно-направленных скважин объекта ВК1-3 Каменного ЛУ Красноленинского НГКМ. Результаты анализа по наклонно-направленным скважинам легли в основу создания набора геологических критериев для дальнейшего выбора МсГРП горизонтальных скважин. Для анализа создана база данных, включающая все геологические параметры объекта на дату фактического проведения повторного ГРП. С помощью факторного, частотного, регрессионного

и корреляционного прогнозов выполнен ретроспективный статистический анализ всей накопленной информации. Критерии выбора скважин к повторным МсГРП принимались к включению в методику при наличии качественной зависимости между рассматриваемым геологическим параметром и приростом дебитов нефти и жидкости после проведенного ГРП. Всего на примере объекта ВК1-3 Каменного месторождения выделено пять геологических критериев подбора скважин-кандидатов для МсГРП в ГС, принятых для дальнейшего их ранжирования. Установленные критерии с графическим описанием выявленных зависимостей приведены ниже:

1. Пластовое давление на дату проведения ГРП (Рпл), являющееся показателем энергетического состояния залежи на участке осуществления гидроразрыва (рис. 1).
2. Продвижение фронта нагнетания воды (ФНВ) ближайшей нагнетательной скважины на дату ГТМ (рис. 2).
3. Расстояние от подошвы перфорации до водонефтяного контакта (ВНК) (рис. 3).
4. Текущие извлекаемые запасы (рис. 4).
5. Доля снижения коэффициента продуктивности скважины относительно максимального (рис. 5).

Далее помимо включенных геологических критериев, перечисленных выше, экспертно были выделены промыслово-технологические критерии подбора кандидатов для повторного МсГРП в ГС:

- дата ввода горизонтальной скважины в добычу;

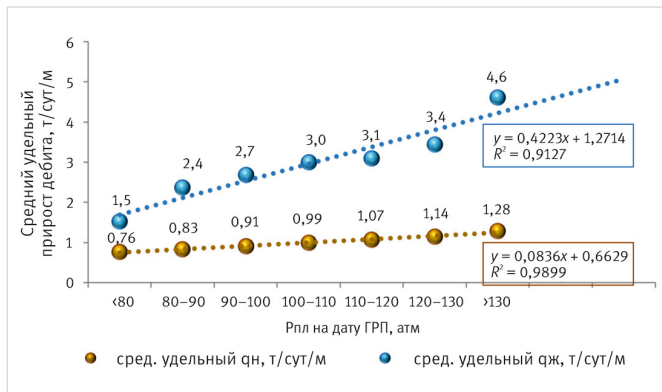


Рис. 1. Зависимость удельного прироста дебитов нефти и жидкости от значения пластового давления  
Fig. 1. Specific incremental oil and liquid rates vs. reservoir pressure

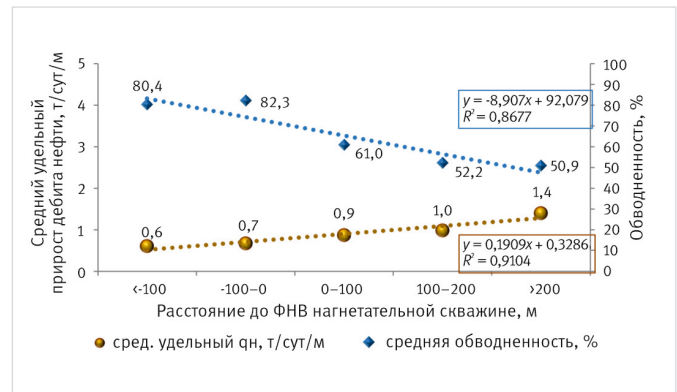


Рис. 2. Зависимость удельного прироста дебита нефти и средней обводненности от продвижения фронта нагнетания воды ближайшей нагнетательной скважины  
Fig. 2. Specific incremental oil rates and average water-cut vs. water front advancement from the nearest injection well

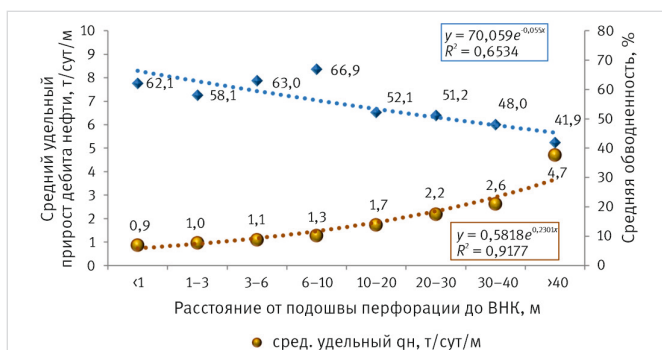


Рис. 3. Зависимость удельного прироста дебитов нефти и обводненности от расстояния от подошвы перфорации до ВНК  
Fig. 3. Specific incremental oil rates and water-cut vs. the distance from the lowest-known-oil to the oil-water contact

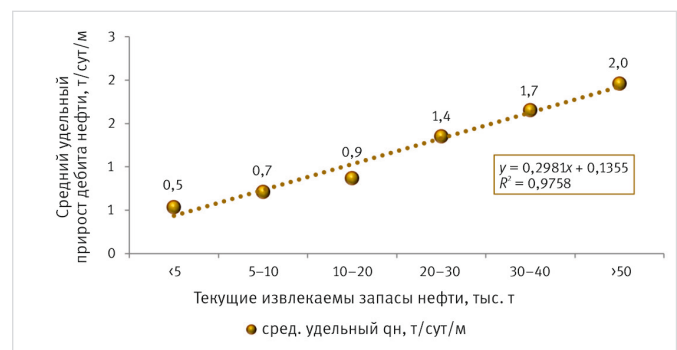


Рис. 4. Зависимость удельного прироста дебитов нефти от значения текущих извлекаемых запасов на скважину  
Fig. 4. Specific incremental oil rates vs. current recoverable reserves per well

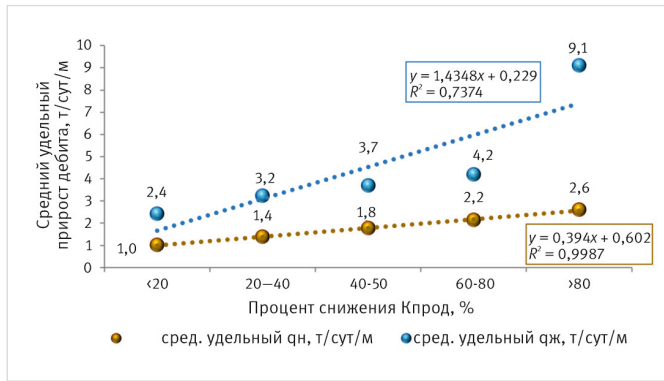


Рис. 5. Зависимость удельного прироста дебитов нефти и жидкости от снижения коэффициента продуктивности скважины относительно максимального  
 Fig. 5. Specific incremental oil and liquid rates vs. decline of well productivity index compared to the maximum value

- тип заканчивания горизонтальной скважины;
- количество не стимулированных при первичном МСГРП интервалов по протяжению ствола горизонтального участка;
- удельная масса проппанта, закачанного в каждой стадии в ходе первичного МСГРП. После формирования полного спектра критериев, включенных в ранжирование

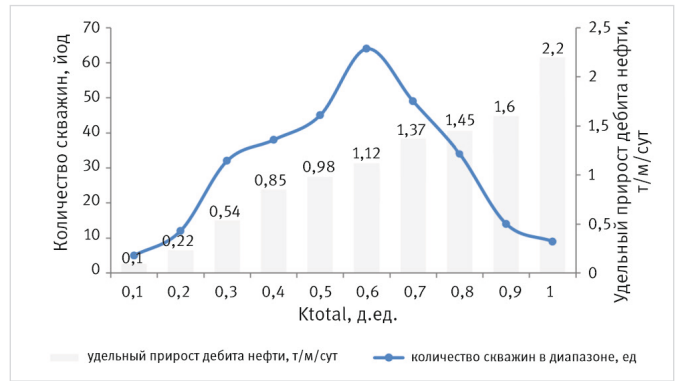


Рис. 7. Подбор весов для каждого геологического критерия  
 Fig. 7. Selection of weights for each geological criterion

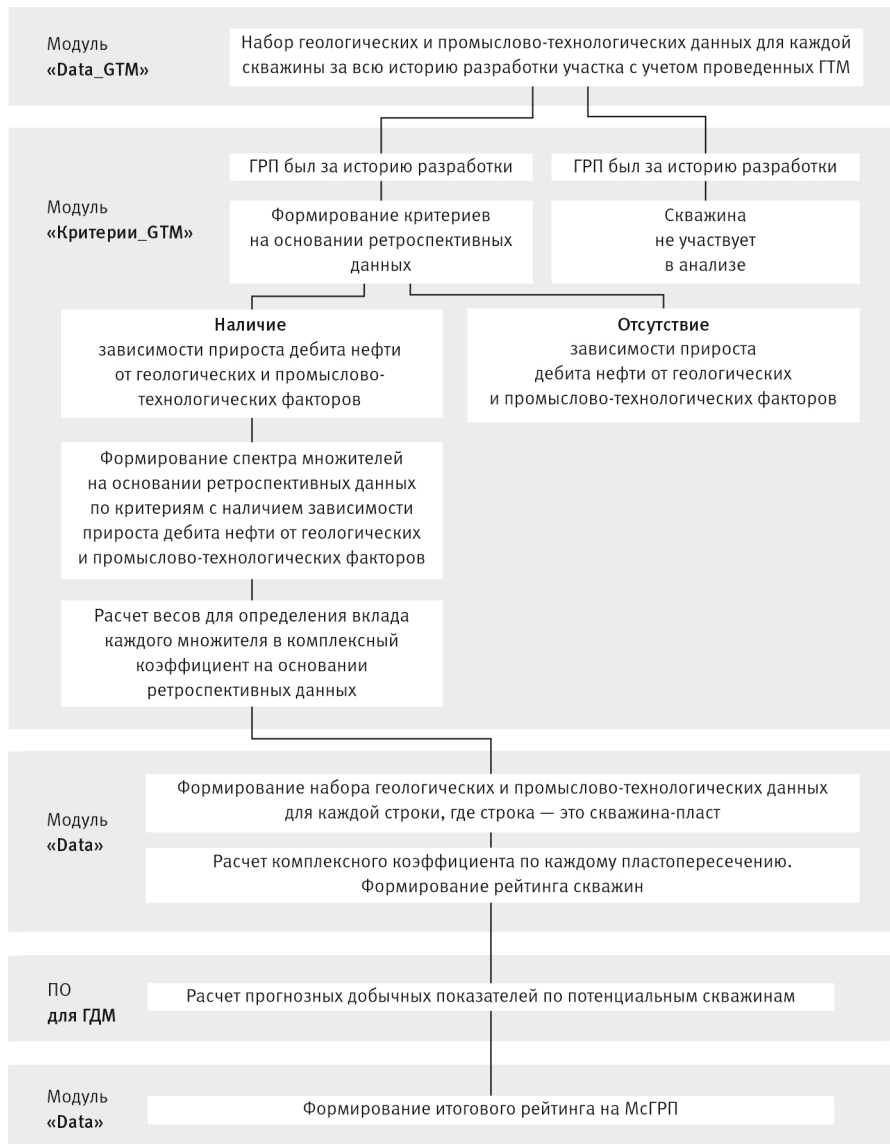


Рис. 6. Алгоритм принятия решений по выбору и ранжированию скважин для повторных МСГРП  
 Fig. 6. Decision-making algorithm for the selection and ranking of well-candidates for repeated MS-frac

скважин, создан инструмент автоматизированного подбора скважин на базе программного обеспечения Microsoft Excel с использованием Visual Basic for Applications (VBA). Инструмент содержит три основных модуля: «Data\_GTM», «Критерии\_GTM» и «Data».

В целом, алгоритм принятия решений по выбору и ранжированию скважин для повторных МСГРП в ГС представлен отдельно по каждому модулю на блок-схеме, приведенной на рисунке 6.

Модуль «Data\_GTM» содержит полный набор геологической и промыслово-технологической информации по скважинам, где за историю разработки проведен ГРП. База сформирована с разделением по каждому пластопересечению. Далее после сбора всей информации по проведенным ГРП формируются критерии, описанные выше.

В модуле «Критерии ГТМ» основу алгоритма формирования спектра множителей для выбранных критериев на основании ретроспективных данных составляет теория нечетких множеств. Каждый выделенный критерий задается произвольным множеством  $X$ . Нечеткое множество, например  $A$ , задается посредством функции принадлежности  $\mu_A: X \rightarrow [0,1]$ . Значение  $\mu_A(X)$  есть число, лежащее между 0 и 1, показывающее степень принадлежности элемента  $X$  нечеткому множеству  $A$ . Равенство  $\mu_A(X) = 1$  означает, что  $X$  точно принадлежит множеству  $A$ , равенство  $\mu_A(X) = 0$  говорит о том, что  $X$  точно не принадлежит множеству  $A$ . При этом множество допускает промежуточные степени принадлежности, например,  $\mu_A(X) = 0,5$  и проч. С учетом построенных зависимостей рассчитываются множители для каждого значения параметра ряда  $X$ . Множитель описывает влияние данного параметра на критерий оценки эффективности МСГРП и может принимать значения от 0 до 1. Соответственно, чем больше множитель, тем большую эффективность по историческим данным имели ГРП при соответствующем параметре  $X$ . Данный инструмент позволяет оцифровать и создать интерполированную шкалу множителей, соответствующих абсолютным значениям геолого-технических параметров по каждой скважине на дату формирования рейтинга.

Ниже в таблицах 1–2 представлены распределения множителей по всем выделенным выше критериям. В расчете множителей для геологических критериев используются уравнения зависимости параметров, полученные в статистическом анализе.

После того, как абсолютным значениям того или иного критерия назначены множители, готовится ретроспективный рейтинг скважин-кандидатов на ГРП. Для этого по каждой скважине в ретроспективной базе ГРП вычисляется сумма произведений множителей и весов по пяти геологическим критериям, заданным в работе:

$$Si = k(1) \times k(2) \times w(2) \dots + k(9) \times w(9) \quad (1)$$

где  $S$  — сумма произведений множителей и весов;  $i$  — порядковый номер скважины в базе ГМ ГРП;  $k$  — множитель;  $w$  — вес критерия.

Выполнение расчета коэффициентов проводится для определения вклада каждого геологического критерия в общий рейтинг скважин. На данном этапе вес каждого геологического критерия  $w$  приравнивается к единице. По промыслово-технологическим критериям вес также приравнивается к единице в расчете прогнозного рейтинга скважин.

После того, как по каждой скважине определена сумма множителей, находится рейтинг данной скважины относительно остальных для проведения ГРП в историческом прошлом, то есть на дату перед проведением уже выполненного ГРП. Рейтинг определяется

значением тестового (ретроспективного) комплексного коэффициента  $K_{total}$ :

$$K_{total} i = \left( S i - \frac{MIN}{S} \right) / \left( \frac{MAX}{S} - \frac{MIN}{S} \right) \quad (2)$$

Комплексный коэффициент является общим показателем потенциальной эффективности МСГРП, который учитывает вклад всех влияющих параметров. Он изменяется в диапазоне от 0 до 1, где 0 — это наименьшая потенциальная эффективность проведенного ГРП, 1 — наибольшая потенциальная эффективность, соответственно.

На заключительном этапе работы с ретроспективными данными по ГРП

Табл. 1. Распределение множителей по геологическим критериям для выбора скважин для МСГРП  
Tab. 1. Distribution of multipliers according to geological criteria to select well-candidates for MS-frac

Геологические критерии	min										max
Пластовое давление, атм	70	80	90	100	110	120	130	140	150	160	
Множитель, д.ед.	0,5	0,55	0,61	0,66	0,72	0,78	0,83	0,89	0,94	1	
Удельный прирост дебита нефти, т/сут/м	0,68	0,76	0,83	0,91	0,99	1,07	1,14	1,22	1,3	1,37	
Фронт нагнетания воды, м	-350	-200	-50	100	250	400	550	700	850	1000	
Множитель, д.ед.	0,04	0,15	0,25	0,36	0,47	0,57	0,68	0,79	0,89	1	
Удельный прирост дебита нефти, т/сут/м	0,09	0,35	0,6	0,86	1,11	1,37	1,62	1,88	2,13	2,39	
Водонефтяной контакт, м	0,1	0,5	1	3	6	9	10	20	30	40	
Множитель, д.ед.	0,32	0,32	0,33	0,37	0,42	0,47	0,49	0,66	0,83	1	
Удельный прирост дебита нефти, т/сут/м	0,82	0,84	0,86	0,95	1,09	1,22	1,27	1,72	2,17	2,62	
Текущие извлекаемые запасы, тыс.т	0,1	1	10	20	30	40	50	60	70	80	
Множитель, д.ед.	0,16	0,17	0,26	0,37	0,47	0,58	0,68	0,79	0,89	1	
Удельный прирост дебита нефти, т/сут/м	0,45	0,48	0,75	1,05	1,35	1,65	1,96	2,26	2,56	2,86	
Коэффициент продуктивности, %	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	
Множитель, д.ед.	0,33	0,4	0,48	0,55	0,63	0,7	0,78	0,85	0,93	1	
Удельный прирост дебита нефти, т/сут/м	0,82	1,01	1,2	1,39	1,58	1,77	1,96	2,15	2,33	2,52	

Табл. 2. Распределение множителей по промыслово-технологическим критериям для выбора скважин для МСГРП  
Tab. 2. Distribution of multipliers according to field-technological criteria to select well-candidates for MS-frac

Промыслово-технологические критерии	min				max		
Дата, лет	1	2	3	4	5	10	15
Множитель, д.ед.	0	0,1	0,3	0,5	0,7	0,9	1
Удельная масса проппанта, т/ст/м	0,3	0,5	0,7	1	1,2	1,4	1,5
Множитель, д.ед.	1	0,9	0,7	0,5	0,3	0,1	0
Промыслово-технологические критерии	min				max		
Заканчивание, тип	Фильтр	Сдвижной FRAC-порт	Разрывная муфта BPS	Обсадная труба/перфорация	–	–	–
Множитель, д.ед.	0	0,5	0,9	1	–	–	–
Пропущенные интервалы, ед	0	1	2	3	–	–	–
Множитель, д.ед.	0,7	0,8	0,9	1	–	–	–

осуществляется автоматический подбор весов  $w_i$ , в результате чего пересчитываются значения тестового комплексного коэффициента по каждой скважине. Подбор весов осуществляется заданной функцией автоматически до тех пор, пока не получится явно растущий график зависимости выбранного критерия эффективности — удельный прирост дебита нефти от комплексного коэффициента  $K_{total}$ , а распределение скважин по количеству в группе будет нормальным [3]. Пример подбора весов представлен на рисунке 7.

Далее в модуле «Data» формируется полный набор геологических и промыслово-технологических данных на текущую дату разработки по всем пластопересечениям, вскрытым скважиной и имеющим данные результатов интерпретации геофизических исследований скважин первичного комплекса исследования в открытом стволе. После корректного определения веса вклада каждого критерия в комплексный коэффициент формируется окончательный расчет рейтинга скважин на МсГРП.

Разработанный инструмент позволяет в автоматическом режиме провести все расчеты, описанные выше, и в цифровом виде определить рейтинг каждой ГС относительно полного списка скважин. Инструмент предусматривает возможность изменения количества и спектра критериев при поступлении новой ретроспективной информации. При использовании выявленных критериев по скважинам проводится заключительный этап работы — подготовка адресных скважин для проведения МсГРП.

### Итоги

Апробация предложенного алгоритма и разработанной методики выбора скважин для повторных избирательных МсГРП произведена к 2022 году на 12 скважинах пласта ВК1-3 Каменного месторождения. Итоги реализации МсГРП на скважинах представлены в таблице 3.

Реализованные мероприятия по интенсификации добычи нефти на всех скважинах были успешными как с технологической, так и с экономической точки зрения.

По итогам оценки по всем скважинам достигнуты прогнозные показатели профилей дополнительной добычи нефти. В среднем дополнительная добыча составила 14 тыс. т на скважину, что отвечает критериям успешности и обеспечило сохранение базового уровня добычи нефти на участках реализации рекомендованных МсГРП.

На текущий момент сформирован рейтинг скважин-кандидатов для тиражирования технологии повторных МсГРП в ГС Каменной площади. Рейтинг является гибким и может меняться с учетом ежемесячного обновления данных по всем скважинам месторождения. На сегодня рейтинг сформирован с учетом актуальной геолого-технической информации по месторождению и содержит 14 скважин, планируемых к реализации на 2023–2024 гг.

### Выводы

Методика подбора скважин-кандидатов для повторных МсГРП может тиражироваться на участках, разбуренных горизонтальными скважинами, месторождений со схожим геологическим строением.

### Литература

1. Аржиловский А.В., Грищенко А.С., Смирнов Д.С., Корниенко С.А., Баисов Р.Р., Овчаров В.В., Зиаев Р.Р. Опыт применения горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта в условиях низкопроницаемых отложений тюменской свиты месторождений ООО «РН-Уватнефтегаз» // Нефтяное хозяйство. 2021. № 2. С. 74–76.
2. Иванов М.В., Муртазин Р.Р. Сравнение фактических данных по применению многостадийного гидравлического разрыва пласта в горизонтальных скважинах и обычного гидравлического разрыва пласта в наклонно-направленных скважинах // Актуальные вопросы современной науки: теория, методология, практика, инноватика. 2020. С. 86–91.
3. Сеницына Т.И., Галеев А.А. Методика автоматизированного выбора скважин-кандидатов для гидравлического разрыва пласта на месторождениях ООО «Харампурнефтегаз» // Нефтяная провинция. 2022. № 4. С. 239–251.
4. Тимонов А.В., Сергейчев А.В., Судеев И.В. Системный подход к выбору геолого-технических мероприятий для оптимизации разработки нефтяных залежей // Нефтяное хозяйство. 2010. № 8. С. 46–49.
5. Павлов В.А., Интегральный способ анализа эффективности результатов проведения геолого-технических мероприятий // Нефтяное хозяйство. 2009. № 6. С. 76–81.

Табл. 3. Фактические запускные параметры по скважинам после МсГРП Каменного месторождения  
Tab. 3. Actual startup parameters for wells after the Ms-frac at Kamennoye field

Месторождение	Условная скважина	Тип заканчивания	Пласт	Запускные параметры				
				Дебит жидкости, м <sup>3</sup> /сут	Дебит нефти, т/сут	Обводненность, %	Прирост дебита жидкости, м <sup>3</sup> /сут	Прирост дебита нефти, т/сут
Каменное	1Г	Цементир	ВК1-3	401	23,5	93	193	11,3
Каменное	2Г	Цементир	ВК1-3	329	22	92	175	11,7
Каменное	3Г	Цементир	ВК1-3	161	21,6	84	87	11,7
Каменное	4Г	Цементир	ВК1-3	153	33,3	74	93	15
Каменное	5Г	BPS	ВК1-3	204	34,1	80	156	16
Каменное	6Г	BPS	ВК1-3	445	33,5	91	343	13,9
Каменное	7Г	BPS	ВК1-3	181	22,7	85	120	11,5
Каменное	8Г	BPS	ВК1-3	169	22,6	84	81	7,9
Каменное	9Г	BPS	ВК1-3	230	17,7	92,3	177	8,8
Каменное	10Г	BPS	ВК1-3	155	20,8	84	90	8,8
Каменное	11Г	BPS	ВК1-3	182	15	90	76	3,5
Каменное	12Г	BPS	ВК1-3	273	22,9	90	206	15,6

**Results**

The algorithm and the methodology developed for selecting well-candidates for repeated selective MS-fracs were tested in 2022 in 12 wells of VK1-3 reservoir of Kamennoye Field. The results of MS-fracs performed in the wells are given in table 3.

The measures to enhance oil production implemented in all wells turned to be successful both technologically and economically. Analysis showed that the forecast indicators of the incremental oil production profiles were achieved for all wells. The average incremental production amounted to 14 thousand tons per well, which meets the success criteria and ensured maintenance of the baseline oil production in the areas recommended for MS-frac.

**References**

1. Arzhilovskiy A.V., Grishchenko A.S., Smirnov D.S., Kornienko S.A., Baisov R.R., Ovcharov V.V., Ziazev R.R. A case study of drilling horizontal wells with multistage hydraulic fracturing in low-permeable reservoirs of the Tyumen formation at the fields of RN-Uvatneftegas. Oil industry, 2021, issue 2, P. 74–76. (In Russ).
2. Ivanov M.V., Murtazin R.R. Comparison of actual data on the use of multi-stage hydraulic fracturing in horizontal wells and conventional hydraulic fracturing in directional wells. Current issues of modern science: theory, methodology, practice, innovation, 2020, P. 86–91. (In Russ).
3. Sinitsyna T.I., Galeev A.A. Methodology of automated selection of well-candidates for hydraulic fracturing at the Kharampur-neftegaz fields. Neftyanaya Provintsiya, issue 4, P. 239–251.
4. Timonov A.V., Sergejchev A.V., Sudeev I.V., Maltsev V.V., Timonov E.G. A systematic approach to design of well intervention for the oil reservoir development optimization. Oil industry, 2010, issue 8, P. 46–49. (In Russ).
5. Pavlov V.A. A method to analyze well work efficiency from consolidated data. Oil Industry, issue 6, P. 76–81. (In Russ).

At the moment, a rating of well-candidates has been formed for replicating the technology of repeated Ms-frac in horizontal wells of the Kamenny Area. The rating is flexible and can change based on the monthly data update on all wells of the field. As of today, the rating has been formed taking into account the current geological and technical field information and contains 14 wells planned for 2023–2024.

**Conclusions**

The method of selecting well-candidates for repeated Ms-frac can be replicated in areas covered by horizontal wells and fields with similar geological structure.

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

**Синицына Татьяна Ивановна**, начальник управления инжиниринга добычи, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Для контактов: [tisinitsyna@tnnc.rosneft.ru](mailto:tisinitsyna@tnnc.rosneft.ru)

**Земцов Юрий Васильевич**, доктор технических наук, профессор кафедры РЭНГМ ФГБОУ, «Тюменский индустриальный университет», Тюмень, Россия

**Sinitsyna Tatyana Ivanovna**, head of the production engineering division, “Tyumen petroleum research center” LCC, Tyumen, Russia

Corresponding author: [tisinitsyna@tnnc.rosneft.ru](mailto:tisinitsyna@tnnc.rosneft.ru)

**Zemtsov Yuri Vasilievich**, doctor of technical sciences, professor of the department of oil and gas fields development and operation, Tyumen Industrial University, Tyumen, Russia

**10–14 ИЮЛЯ 2023, ТЮМЕНЬ**

Инновационные технологические решения при эксплуатации и ремонте скважин

**04–08 СЕНТЯБРЯ 2023, МИНЕРАЛЬНЫЕ ВОДЫ (отель «МАСК»)**

Бурение, освоение, испытания, ремонт и эксплуатация горизонтальных скважин. Инновации в области добычи нефти и газа.

Промышленная безопасность на ОПО нефтегазовой отрасли

**09–13 ОКТЯБРЯ 2023, ТЮМЕНЬ**

Кадровый ресурс — потенциал повышения эффективности и безопасности компании. Оценка квалификаций и развитие персонала

**+7 3452 520-958**

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

Генеральный информационный партнер

**ЭКСПОЗИЦИЯ  
НЕФТЬ ГАЗ**