

doi:10.25689/NP.2019.4.248-260

УДК 622.276.66

**ОЦЕНКА ОПТИМАЛЬНОГО КОЛИЧЕСТВА СТАДИЙ ГРП ПРИ  
РАЗБУРИВАНИИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫМИ СКВАЖИНАМИ  
ЗАПАДНОЙ ЧАСТИ ПЛАСТА АВ1(1-2) САМОТЛОРСКОГО  
МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

**Смирнов Д.С., Соколов С.В., Ланина О.В., Савченко И.В.**

ООО «Тюменский нефтяной научный центр»

**ESTIMATION OF OPTIMUM NUMBER OF HYDRAULIC FRACTURING  
STAGES IN HORIZONTAL WELLS DRILLED IN WESTERN PART OF  
AV1(1-2) FORMATION, SAMOTLORSKOYE FIELD**

**Smirnov D.S., Sokolov S.V., Lanina O.V., Savchenko I.V.**

LLC «Tyumen Petroleum Research Center»

**E-mail: dssmirnov@tnnc.rosneft.ru**

**Аннотация.** В статье представлен метод экспресс-оценки технологических показателей работы скважин для различных вариантов заканчивания горизонтальных скважин (ГС) с многостадийным гидроразрывом пласта (МГРП) в зависимости от массы проппанта и расстояния между трещинами, выполненный на основе построения обобщенной модели коэффициента продуктивности

**Ключевые слова:** *краевая зона, низкая проницаемость, горизонтальные скважины, МГРП, коэффициент продуктивности*

**Abstract.** The paper presents rapid analysis of well performance data for different options of horizontal well completion using multistage fracturing based on proppant weight and spacing between fractures, performed through generalized modeling of productivity index (PI).

**Key words:** *edge zone, low permeability, horizontal wells, multistage fracturing, productivity index*

Заканчивание горизонтальных скважин с выполнением многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП) на сегодняшний день

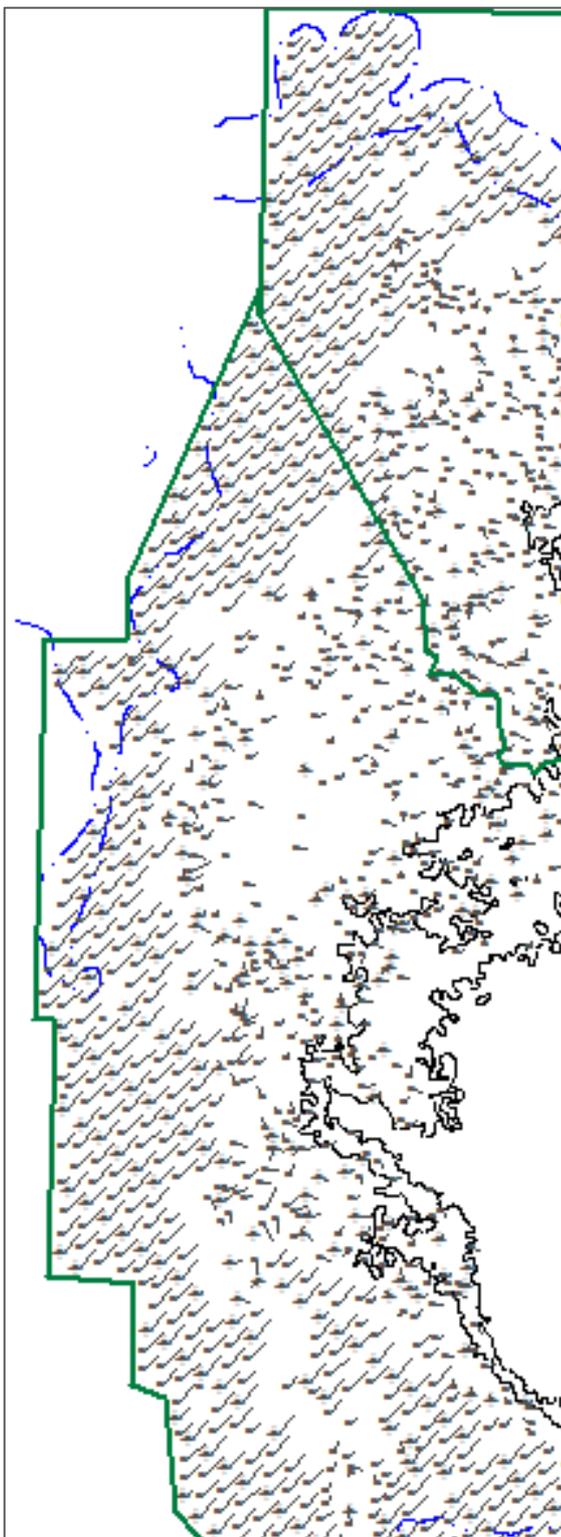
является достаточно перспективным методом вовлечения в разработку расчлененных низкопроницаемых пластов. Данная технология позволяет ввести в разработку сложные запасы краевых недонасыщенных зон, повысить рентабельность их разработки за счет повышения темпов отбора и увеличения коэффициента охвата.

Продуктивный пласт АВ1(1-2) Самотлорского месторождения содержит самую большую по размерам нефтегазоконденсатную залежь месторождения. Залежь является частью единого нефтегазоносного резервуара, распространяющегося на западе – на Ватинское, Мыхпайское и Мегионское месторождения. Размеры залежи  $82,8 \times 40$  км, высота 163 м. Залежь пластово-сводовая, тектонически экранированная.

Действующим проектным решением по вовлечению запасов не разбуренной части пласта АВ1(1-2) является бурение горизонтальных скважин с МГРП [1]. В настоящее время неразбуренными остаются периферийные участки на западе, характеризующиеся ухудшенными ФЕС, и на северо-западе, представленные водонефтяной зоной. В связи с чем, более 90 % проектного бурения сосредоточено именно в западной части, продуктивная часть которой представлена глинистым песчаником типа «рябчик». Коллекторы характеризуются низкими фильтрационно-емкостными характеристиками (Кп – от 0,14 до 0,24 д.ед., Кпр от 1 до 13 мД), высокой расчлененностью – до 17 ед., при среднем значении - 8 ед.). Нефтенасыщенная толщина по скважинам изменяется от 0,4 до 15 м при средней величине 10,7 м. Слабоглинистые коллекторы увеличенной толщины распространяются на северо-запад от Белозерного поднятия к северной границе газовой шапки, залегают отдельными зонами и составляют незначительную часть объема [1].

Первоочередное бурение западной части залежи планируется в объеме 330 горизонтальных скважин с МГРП (Рис. 1) Всего на краевых участках пласта предусмотрено бурение порядка 800 горизонтальных скважин, в разбуренной зоне около тысячи [1]. Начало опробования

технологии бурения ГС с МГРП приходится на 2010 год, впоследствии используемые технологии претерпели значительные изменения [2].



*Рис. 1. Проектный объем бурения в западной части пласта АВ1(1-2)*

В условиях широкого применения МГРП на практике и в связи большими затратами на проведение операций возрастает роль

эффективного проектирования отдельных составляющих технологии. В частности, актуальна задача определения оптимального расстояния между трещинами ГРП для определенного типа геологического строения пласта.

Большие накопленные объемы фактического материала о проведении МГРП в скважинах западной части пласта АВ1(1-2) Самотлорского месторождения диктуют необходимость их обобщения.

Цель работы - установить оптимальные параметры проведения технологии для данного типа геологического строения, с точки зрения расстояния между фрактами и массы проппанта на фрак.

Решение поставленной задачи было осуществлено путем проведения анализа фактически выполненных 205 операций многостадийного ГРП в горизонтальных скважинах на пластах «рябчикового» типа западной части Самотлорского месторождения.

Для выполнения данной задачи подготовлена выборка скважин, имеющих устойчивую динамику работы за период 12 месяцев, без признаков прорыва трещин в нижний водонасыщенный пласт АВ1(3)-АВ2-3.

Анализ динамики основных технологических показателей работы скважин говорит о существенных изменениях, как дебитов жидкости/нефти, так и забойных давлений в зависимости от расстояния между ГРП и массы проппанта, что является причиной изменения коэффициента продуктивности (Рис. 2). Обводненность продукции, как правило, меняется не существенно. В связи с этим принято решение выполнить построение обобщенной модели динамики коэффициента продуктивности по жидкости.

В качестве аналитической основы для построения модели использованы общие представления о модели двойной среды, разрабатываемой на режиме истощения. Модель объединяет относительно небольшой объем пласта с высокой сжимаемостью (трещины) и

существенно больший объем с низкой сжимаемостью (матрица) и описывается уравнением следующего вида:

$$K_{\text{прод}}(t) = A1 \exp(-B1 t) + A2 \exp(-B2 t), \text{ здесь}$$

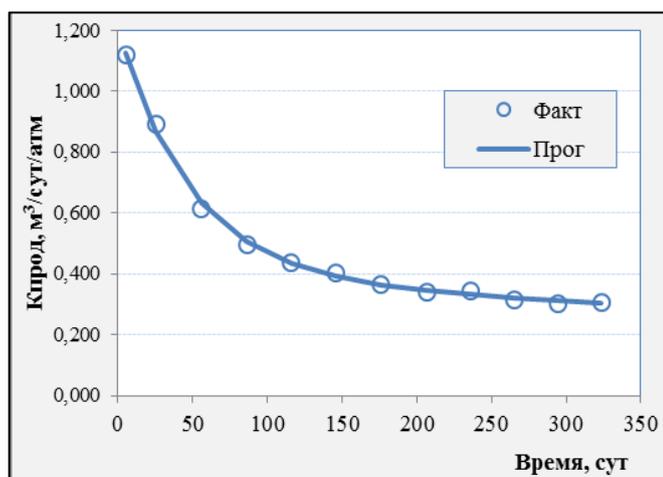
$K_{\text{прод}}(t)$  – динамика коэффициента продуктивности;

$A1$  [м<sup>3</sup>/сут/атм] – коэффициент продуктивности трещин ( $t = 0$ );

$B1$  [1/сут] – темп падения  $K_{\text{прод}}$  трещин;

$A2$  [м<sup>3</sup>/сут/атм] – коэффициент продуктивности матрицы ( $t = 0$ );

$B2$  [1/сут] – темп падения  $K_{\text{прод}}$  матрицы.



**Рис. 2. Динамика коэффициента продуктивности**

Исходные данные, принятые для анализа, это технические характеристики операций МГРП, динамика технологических показателей работы скважин в течение 12 месяцев после запуска, средние геолого-физические параметры по зонам проведения операций (Табл. 1). Все скважины разделены на группы в зависимости от расстояния между стадиями ГРП в краевой и разбуренной зонах залежи.

Данная модель была адаптирована на фактическую динамику коэффициента продуктивности для каждой из семи зон (Табл. 2). Качество воспроизведения динамики показателей моделью двойной среды хорошее, коэффициенты корреляции получены в диапазоне 0,96-0,99. В качестве примера на рис. 3 представлено сопоставление расчетных и фактических значений коэффициента продуктивности по зоне «центр 3». Изменение суммарного коэффициента продуктивности складывается из быстрого

истощения трещиной составляющей и медленного снижения матричной части (Рис. 3).

Таблица 1

*Геолого-физические параметры по зонам проведения операций.*

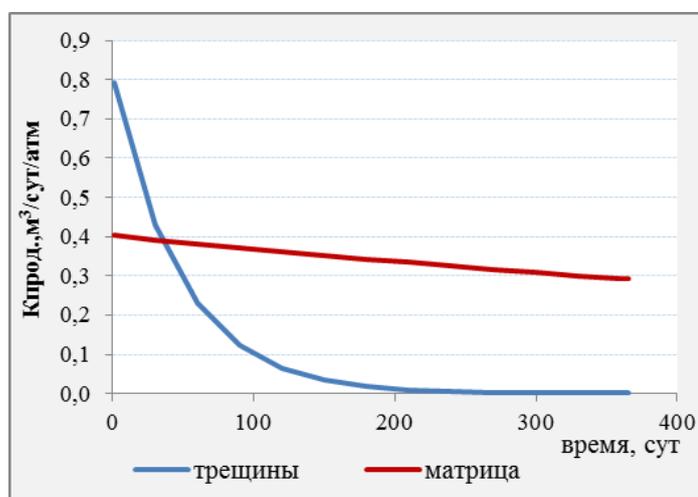
*Технические характеристики МГРП*

Зона	К-во скв., шт.	hн, м	Кпр, мД	Кн, д.ед.	Кп, д.ед.	Длина ствола, м	К-во стадий ГРП	Расстояние м/д ГРП, м	Масса пропанга на стадию, т	Масса всего, т
край 1	4	10,6	4,5	0,334	0,22	547	19	28	8	147
край 2	12	10,8	5,4	0,336	0,23	501	9	49	7	62
край 3	11	8,8	5,8	0,357	0,23	847	11	72	7	71
край 4	1	9,7	2,7	0,307	0,22	1198	12	92	7	84
центр 1	17	9,7	8,3	0,406	0,23	335	9	34	11	96
центр 2	32	9,4	8,3	0,402	0,23	439	8	47	10	84
центр 3	11	9,2	5,6	0,422	0,23	392	7	50	11	77

Таблица 2

*Адаптация коэффициентов продуктивности по зонам проведения МГРП*

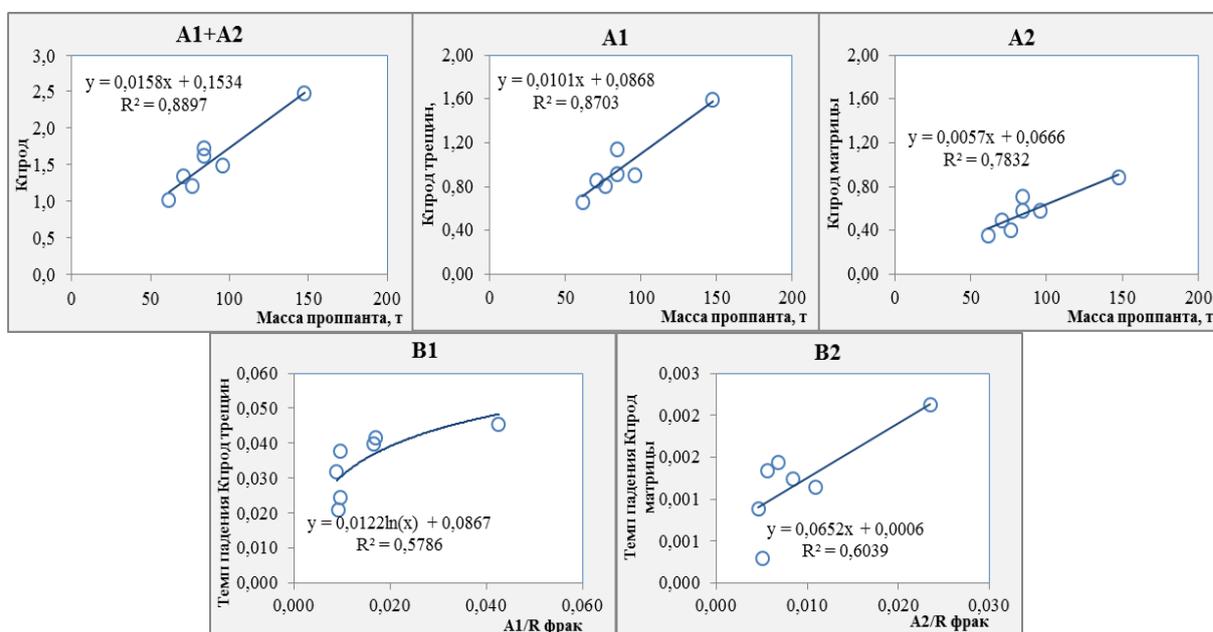
Зона	A1	B1	A2	B2	Средний Кпрод		Погрешность	
					факт	прогноз	абс.	отн.
край 1	1,594	0,045	0,881	0,0021	0,735	0,735	0,031	0,043
край 2	0,662	0,025	0,352	0,0003	0,431	0,431	0,008	0,019
край 3	0,855	0,038	0,492	0,0013	0,473	0,473	0,007	0,014
край 4	0,911	0,032	0,704	0,0014	0,700	0,700	0,022	0,032
центр 1	0,905	0,042	0,582	0,0011	0,569	0,569	0,007	0,013
центр 2	1,141	0,040	0,578	0,0012	0,591	0,591	0,008	0,014
центр 3	0,810	0,021	0,403	0,0009	0,495	0,495	0,009	0,018



*Рис. 3. Динамика коэффициента продуктивности трещины/матрица*

Исходя из общих представлений, коэффициенты продуктивности по группам скважин, в первую очередь, зависят от массы проппанта, а темпы падения увеличиваются с ростом продуктивности и уменьшаются с ростом расстояния между фраками, вследствие интерференции между трещинами.

На рис. 4 представлены обобщенные модели коэффициента продуктивности для выбранной части залежи пласта. Параметры А продуктивности трещин и матрицы имеют достаточно высокие коэффициенты корреляции. Для параметров В - темпы падения  $K_{\text{трещин}}$  - коэффициенты корреляции несколько ниже, что связано с особенностью фактических данных по выборке скважин.



**Рис. 4. Обобщенные модели коэффициентов продуктивности**

Динамика работы скважин после проведения МГРП показывает, что увеличение количества стадий приводит к тому, что скорость прироста добычи нефти сильно падает, а каждая последующая операция не дает значительного прироста. В связи с чем, выбор технологии заканчивания скважин с МГРП необходимо производить на основе технико-экономических расчетов, исходя их принципа минимальных капиталовложений и эксплуатационных расходов.

Как известно, на эффект от проведения ГРП в первую очередь

вливают геологические условия, которые на значительных расстояниях залежи изменяются не существенно, поэтому в данном случае можно говорить о масштабности применения метода для всей западной части пласта АВ1(1-2).

Учитывая накопленный опыт проведения МГРП на пласте, сформировано несколько вариантов технологии в зависимости от количества операций на скважину от 4 до 40 и используемой массы проппанта. Последний показатель принимался в двух вариантах 10 и 20 тонн, что является опробованным значением для достижения эффективности в данных геологических условиях. С целью обоснования стратегии разбуривания и выбора технологического решения заканчивания скважин краевой зоны пласта оценка технологий выполнена для скважин с длиной горизонтального ствола 1000, 1500, 2000 м.

Прогнозные расчеты добычи жидкости выполнены на основе модели динамики продуктивности. Далее, на основе фактической динамики обводнения, выполнен расчет добычи нефти, а также экономических показателей с целью определения рентабельных условий применения технологии.

В табл. 3 приведены результаты расчета технико-экономических показателей по вариантам проведения МГРП за 20 лет или до достижения уровня предельной степени обводнения - 98%. Динамика накопленной добычи нефти по вариантам применения технологии представлена на рис. 5.

При определенной длине горизонтального ствола все варианты оцениваемых технологий МГРП характеризуются сопоставимой накопленной добычей нефти, которая составляет 60-70 % от дренируемых извлекаемых запасов нефти. При этом срок достижения данного показателя разный и зависит от продуктивности скважины, т.е. интенсивности отбора, обеспеченного технологией заканчивания. Данный

факт оказывает непосредственное влияние на экономические показатели оцениваемых технологий.

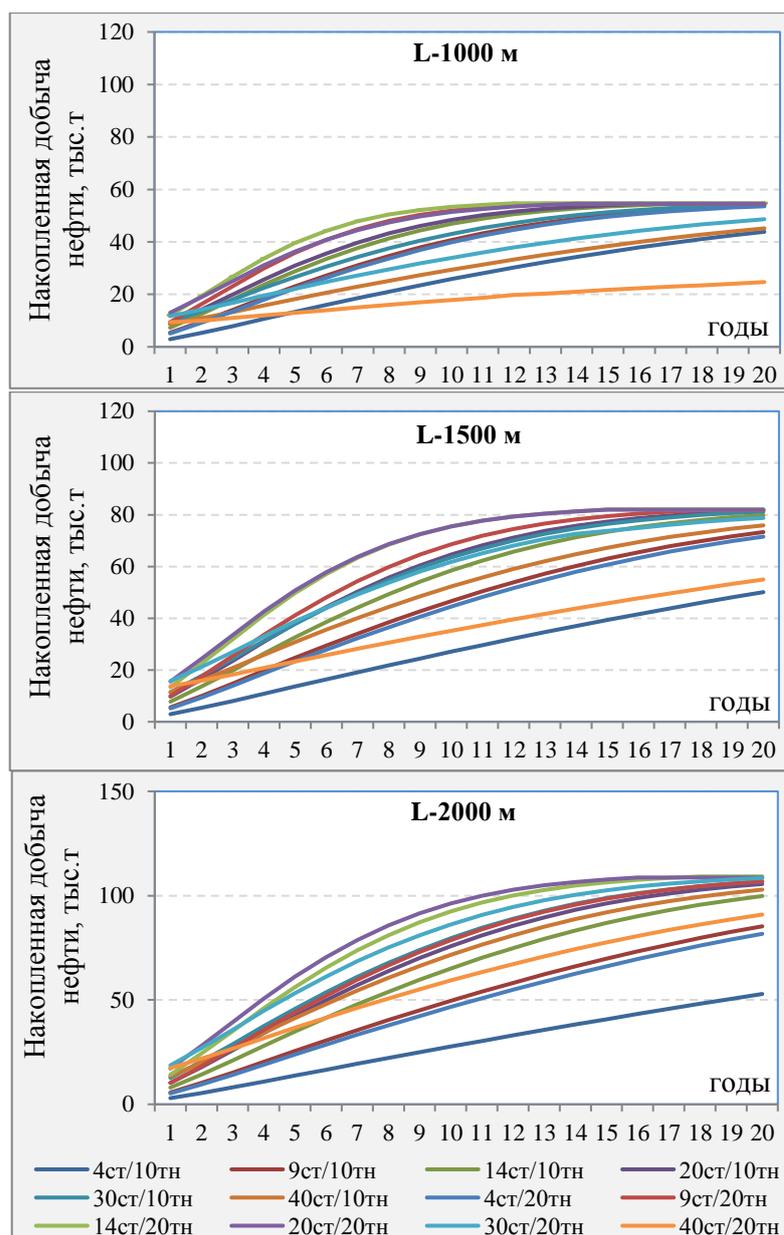
Согласно выполненной экономической оценке для скважин с длиной горизонтального участка 1000 м наиболее эффективной является технология проведения МГРП с расстоянием между портами 70 м с массой проппанта 20 т на стадию достижение-максимального NPV. Для скважин с длиной ствола 1500 м рекомендуемое расстояние 100 - 70 метров, с использованием проппанта до 20 тонн на стадию (максимальный NPV).

На основе выполненной оценки, можно утверждать, что скважины краевой зоны с длиной ствола 2 км перспективно заканчивать с МГРП при расстоянии между стадиями 130 – 90 метров, при этом дальнейшее сокращение расстояния (менее 90 метров) ведет к существенному снижению NPV вследствие не окупаемости затрат на проведение последующих операций ГРП. Максимальный показатель соответствует технологии проведения МГРП на расстоянии между ГРП 133 – 95 м с максимальной загрузкой проппанта на операцию.

Таблица 3

**Технико-экономическая оценка операций МГРП**

К-во ГРП, опер.	Масса проппанта, тн	1000 м			1500 м			2000 м		
		Расст. м/д ГРП, м	Qн, тыс. т	Изменение NPV (+/-)	Расст. м/д ГРП, м	Qн, тыс. т	Изм-е NPV (+/-)	Расст. м/д ГРП, м	Qн, тыс. т	Изм-е NPV (+/-)
4	40	200	44	min	300	50	отриц.	400	53	отриц.
9	90	100	54	↑	150	73	↑	200	85	↑
14	140	67	54	↑	100	80	↑	133	100	↑
20	200	48	54	↑	71	82	↑	95	106	↑
30	300	32	54	↓	48	81	↓	65	107	↑
40	400	24	45	отриц.	37	76	min	49	103	↓
4	80	200	54	↑	300	72	↑	400	82	min
9	180	100	54	↑	150	82	↑	200	107	↑
14	280	67	55	max	100	82	max	133	109	max
20	400	48	55	↓	71	82	↓	95	109	max
30	600	32	49	↓	48	79	↓	65	108	↓
40	800	24	25	отриц.	37	55	отриц.	49	91	↓



*Рис. 5. Динамика накопленной добычи нефти по вариантам технологии МГРП для длины горизонтального ствола: 1000 м; 1500 м, 2000 м*

### **Основные выводы:**

В результате построения обобщенной модели коэффициента продуктивности выполнена экспресс-оценка технологических показателей работы скважин для множественных вариантов применения технологии МГРП в зависимости от массы проппанта и расстояния между трещинами.

Для западной части пласта АВ1(1-2) Самотлорского месторождения расчеты показали рост технологической и экономической эффективности

применения технологии при увеличении длины ствола и суммарной загрузки проппанта.

Варианты с расстоянием между стадиями ГРП 400-200 метров и малой загрузкой проппанта, а также варианты сокращения расстояния до 30-40 метров имеют высокие риски получения отрицательных экономических результатов.

На основе анализа фактического материала и выполненных теоретических построений даны первоочередные рекомендации по разбурированию краевых зон пласта АВ1(1-2) горизонтальными скважинами.

### Список литературы

1. ООО «ТННЦ» «Технологический проект разработки Самотлорского нефтегазоконденсатного месторождения (л.у. Самотлорский, л.у. Самотлорский (северная часть, л.у. Южно-Мыхпайский)», // Тюмень, 2017 г.
2. Д.С. Смирнов, И.В. Савченко, В.А. Дрейман, И.А. Лиходед (ООО «ТННЦ», Д.Ю. Писарев (АО «Самотлорнефтегаз») «Эволюция проектных решений по разработке краевых зон пласта АВ1(1-2) «рябчик» Самотлорского месторождения», //Т: Сборник научных трудов выпуск № 5, 2019 г.
3. Верховцев П.И., Елесин М.В., Исламгалиев Р.Ф. «Опыт проведения многостадийного гидроразрыва пласта в горизонтальных скважинах ОАО «РН-Няганьнефтегаз», // Научно-технический вестник ОАО НК «Роснефть» №2, 2014 г.
4. Р.Р. Гайфуллин, В.В. Горин, А.С. Грищенко, А.Ю. Котельников, С.С. Кудря, В.Р. Харисов «Развитие технологии многостадийного гидроразрыва пласта в ОАО «Самотлорнефтегаз», // Научно-технический вестник ОАО НК «Роснефть» №2, 2014 г.
5. Бархатов Э.А., Яркеева Н.Р., «Эффективность применения многозонного гидроразрыва пласта в горизонтальных скважинах», // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов, № 10, 2017 г.

### References

1. *ООО TNNC Tekhnologicheskij projekt razrabotki Samotlorskogo neftegazokondensatnogo mestorozhdeniya* [Development project for Samotlorskoye oil and gas condensate field]. Tyumen, 2017 (in Russian)
2. D.S. Smirnov, I.V. Savchenko, V.A. Dreiman, I.A. Likhoded, D.U. Pisarev *Evolyuciya proektnyh reshenij po razrabotke kraevykh zon plasta AV1(1-2) «ryabchik» Samotlorskogo mestorozhdeniya* [History of design solutions for edge zones development in AV1(1-2) formation of Samotlorskoye field]. Tyumen, Collection of research papers No.5, 2019 (in Russian)

3. P.I. Verkhovtsev, M.V. Yelesin, R.F. Islamgaliev *Opyt provedeniya mnogostadijnogo gidrorazryva plasta v gorizontaľnyh skvazhinah OAO «RN-Nyagan'neftegaz* [Multistage fracturing in horizontal wells of OAO RN-Nyaganneft]. Rosneft's Scientific and technical bulletin, No.2, 2014 (in Russian)
4. R.R. Gaifullin, V.V. Gorin, A.S. Grishchenko, A.U. Kotelnikov, S.S. Judrya, V.R. Kharisov *Razvitie tekhnologii mnogostadijnogo gidrorazryva plasta v OAO «Samotlorneftegaz* [Development of multistage fracturing technique in OAO Samotlorneftegaz]. Rosneft's Scientific and technical bulletin, No.2, 2014 (in Russian)
5. E.A. Barkhatov, N.R. Yarkeeva *Effektivnost' primeneniya mnogozonnogo gidrorazryva plasta v gorizontaľnyh skvazhinah* [Efficiency of multistage fracturing in horizontal wells]. Proceedings of Tomsk Polytechnic University. Inzhiniring georesursov, No.10, 2017 (in Russian)

**Сведения об авторах**

*Смирнов Дмитрий Сергеевич*, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень,  
Российская Федерация  
E-mail: dssmirnov@tnnc.rosneft.ru

*Соколов Сергей Викторович*, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень,  
Российская Федерация  
E-mail: svsookolov2@tnnc.rosneft.ru

*Ланина Ольга Викторовна*, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень,  
Российская Федерация  
E-mail: ovlanina@tnnc.rosneft.ru

*Савченко Инна Валерьевна*, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень,  
Российская Федерация  
E-mail: ivsavchenko@tnnc.rosneft.ru

**Authors**

*Smirnov D.S.*, LLC «Tyumen Petroleum Research Center», Tyumen, Russian Federation  
E-mail: dssmirnov@tnnc.rosneft.ru

*Sokolov S.V.*, LLC «Tyumen Petroleum Research Center», Tyumen, Russian Federation  
E-mail: svsookolov2@tnnc.rosneft.ru

*Lanina O.V.*, LLC «Tyumen Petroleum Research Center», Tyumen, Russian Federation  
E-mail: ovlanina@tnnc.rosneft.ru

*Savchenko I.V.*, LLC «Tyumen Petroleum Research Center», Tyumen, Russian Federation  
E-mail: ivsavchenko@tnnc.rosneft.ru

**Ланина Ольга Викторовна**  
**625000, Российская Федерация**  
**г. Тюмень, ул. Осипенко 79/1**  
**Тел.: +7 (3452) 52-90-82**  
**E-mail: ovlanina@tnnc.rosneft.ru**