

Поиск оптимальной массы проппанта при проведении многостадийных гидроразрывов пласта в горизонтальных скважинах

Жаркова К.В., Пупков Н.В.

ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
kvzharkova@tnnc.rosneft.ru

Аннотация

В данной статье рассмотрен инженерный подход к обоснованию оптимальной массы закачиваемого проппанта для горизонтальных скважин с МГРП.

Объектом исследования является классический низкопроницаемый пласт с характерной для района проницаемостью и применением технологии МГРП для вовлечения запасов в разработку. Объемы закачиваемого в пласт проппанта на каждой стадии гидроразрыва определены опытным путем.

В ходе работы подобран подход на основании статистического анализа и осреднении данных большого объема проведенных ГРП.

В работе разработана система инженерного обоснования предельной массы закачиваемого в пласт проппанта и установлен экономический предел рентабельности увеличения объема трещин.

Материалы и методы

Обобщен опыт проведения ГРП на месторождении, обоснована оптимальная масса проппанта для достижения лучших ТЭП скважин, изучены и проанализированы фактические операции гидроразрыва пласта, проведенные на месторождении, установлены зависимости параметров геометрии трещины от массы проппанта, позволяющие корректно смоделировать параметры трещины, и определены

лучшие параметры для различных зон насыщения объекта по технико-экономическим показателям.

Ключевые слова

низкая проницаемость, многостадийный гидроразрыв пласта, горизонтальная скважина, проппант

Для цитирования

Жаркова К.В., Пупков Н.В. Поиск оптимальной массы проппанта при проведении многостадийных гидроразрывов пласта в горизонтальных скважинах // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 8. С. 87–92. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-8-87-92

Поступила в редакцию: 10.11.2022

OIL PRODUCTION

UDC 608 I Original paper

Search for the optimal proppant weight when carrying out multi-stage hydraulic fracturing in horizontal wells

Zharkova K.V., Pupkov N.V.

"Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia
kvzharkova@tnnc.rosneft.ru

Abstract

This article discusses an engineering approach to substantiate the optimal mass of injected proppant for horizontal wells with multi-stage hydraulic fracturing.

The object of study is a classic low-permeability reservoir with permeability characteristic of the area and the use of multi-stage hydraulic fracturing technology to bring reserves into development. The volumes of proppant injected into the reservoir at each stage of hydraulic fracturing are determined empirically.

In the course of the work, an approach was selected based on static analysis and averaging of data from a large volume of hydraulic fracturing.

In this work, a system of engineering justification of the maximum mass of proppant injected into the reservoir has been developed and the economic profitability limit of increasing the volume of fractures has been established.

Materials and methods

The experience of hydraulic fracturing at the field was summarized, the optimal proppant mass was substantiated to achieve the best TEC of wells, the actual hydraulic fracturing operations performed at the field were studied and analyzed, the dependences of the fracture geometry parameters on the proppant mass were established, allowing to correctly model the fracture parameters and the best parameters for

various zones were determined saturation of the object according to technical and economic indicators.

Keywords

low permeability, multi-stage hydraulic fracturing, horizontal well, proppant

For citation

Zharkova K.V., Pupkov N.V. Search for the optimal proppant weight when carrying out multi-stage hydraulic fracturing in horizontal wells . Exposition Oil Gas, 2022, issue 8, P. 87–92. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2022-8-87-92

Received: 10.11.2022

Введение

Гидроразрыв пласта остается одним из самых популярных методов интенсификации притока в России и Западной Сибири, в то же время оставаясь самым эффективным методом. В настоящее время в связи с переходом на преимущественное бурение горизонтальных скважин, в том числе и на низкопроницаемые пласты, активно применяется технология многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП). Ввиду широкого применения МГРП на практике и в связи с большими затратами на проведение операций возрастает роль планирования массы закачки проппанта для достижения максимальной эффективности [2]. Масса закачиваемого проппанта — один из ключевых показателей, влияющий на параметры трещины и экономическую эффективность ГРП.

В эпоху запуска первых скважин с гидроразрывом пласта масса закачиваемого проппанта не превышала 5 т (90-е годы). Такие объемы ГРП были обусловлены техническим потенциалом и высокой стоимостью работ на тот момент. С каждым годом технологии проведения ГРП совершенствуются, снижается стоимость операций и, как следствие, увеличиваются объемы закачек проппанта в пласт. Масса проппанта при проведении ГРП ежегодно растет и достигает на сегодняшний день 100–120 т на одну стадию, в исключительных случаях закачивается до 250 т проппанта — такие работы являются уникальными на сегодня.

В настоящий момент текущие параметры ГРП считаются оптимальными, как и 5–7 лет назад оптимальной считалась масса 40–60 т проппанта на стадию. Действующий опыт применения ГРП основан на имеющемся факте, но не предусматривает оценку предельных объемов закачки. Выполненный обзор литературы также указывает на отсутствие публикаций по поиску оптимальной массы проппанта, закачиваемого в пласт.

Учитывая тренды удешевления технологий, в работе поставлена задача поиска оптимальных предельных параметров ГРП, определяющих направление развития технологии ГРП на конкретном месторождении.

Исходные данные

На сегодняшний день все скважины, вводимые на одном из месторождений Западной Сибири, предполагают вовлечение запасов с ГРП (МГРП), целевая масса проппанта не имеет предельного ограничения «сверху» — а ограничена лишь промысловым фактическим опытом.

Разрабатываемый объект ЮВ1 представлен двумя терригенными пластами (ЮВ1(1) и ЮВ1(2+3)) со сложным геологическим строением. Горизонт ЮВ1 характеризуется резкой литологической изменчивостью, наклонными поверхностями ВНК, сложной морфологией ловушек и наличием дизъюнктивной тектоники, средняя проницаемость пласта составляет 4,7 мД, коэффициент нефтенасыщенности — 0,49 д. ед. Пласты ЮВ1(1) и ЮВ1(2+3) перекрываются на 60 % нефтенасыщенной площади, в зонах перекрытия выделяется три характерных вида разреза (рис. 2):

- чисто нефтяная зона (ЧНЗ) для объекта в целом;
- ЧНЗ по пласту ЮВ1(1) и водонефтяная зона (ВНЗ) по пласту ЮВ1(2+3);
- ЧНЗ по пласту ЮВ1(1) и водонасыщенный пласт ЮВ1(2+3).

Наибольшая по площади и запасам — зона № 2.

В действующем проектом документе на объекте была заложена однорядная система разработки с добывающими рядами горизонтальных скважин (ГС) и закачкой в наклонно направленные скважины (ННС).

В настоящее время оптимальная масса закачки проппанта остается неопределенной.

На объекте ЮВ1 утверждено бурение 1 030 скважин (из них 378 ГС с МГРП).

Гидроразрыв пласта на месторождении Западной Сибири вводится с 2005 года. Первые операции были малообъемными, тоннаж составлял 5–30 т/операцию. Далее, в процессе технологического совершенствования масса проппанта увеличивалась до 40, 50 и даже 100 т. Максимальная масса проппанта составила 149,5 т.

Методика расчетов

Для определения оптимальной массы проппанта на стадию предполагается следующий подход:

- определить аналитические зависимости;
- выполнить имитационные расчеты для различных зон, ограничивающих технологию;
- провести экономическую оценку в текущих макроусловиях;

- выбрать оптимальные целевые тоннажи ГРП в абсолюте (по технологии) и при текущих экономических параметрах.

Аналитические зависимости

В первую очередь требуется получить зависимость массы проппанта — параметра трещины ГРП.

В основу данного исследования легла методология проектирования М. Экономидеса — «Унифицированный дизайн ГРП» [1]. В которой утверждается: «Ключ к технической оптимизационной задаче состоит в том, что величина вскрытия трещины и безразмерная проводимость трещины соревнуются за один и тот же ресурс: расклиненный объем». Поскольку свойства пласта и проппанта, а также объем проппанта — величины фиксированные, то приходится искать оптимальный компромисс между шириной и длиной трещины. Но для принятия окончательного решения требуется оптимизация массы закачанного проппанта и необходима экономическая оценка.

Мы имеем средство проектировать и получать трещины, которые удовлетворяют условиям оптимума по безразмерному

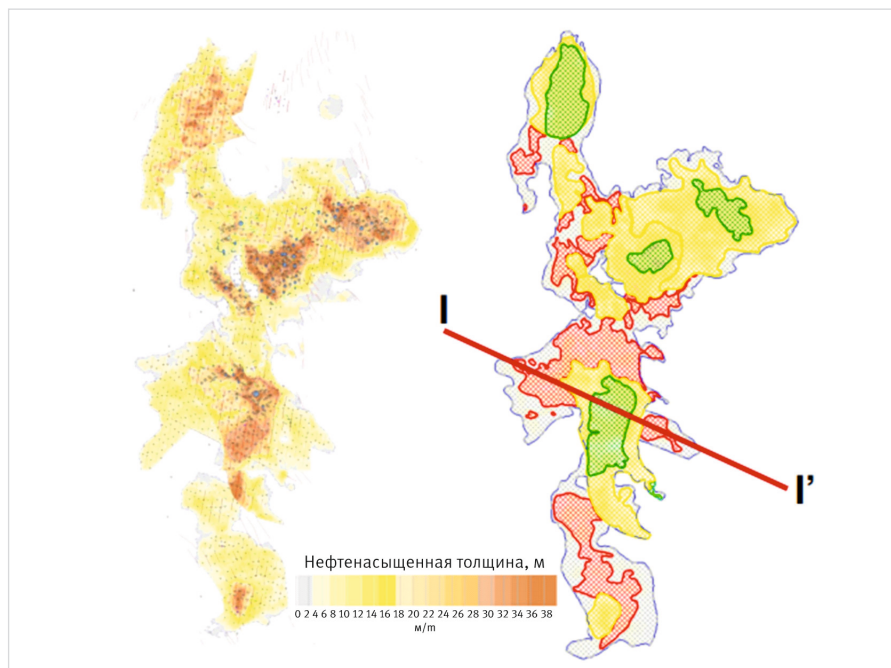


Рис. 1. Объект ЮВ1 месторождения Западной Сибири на карте ННТ

Fig. 1. Object YuV1 of the West Siberian field on the map of the initial oil-saturated thicknesses

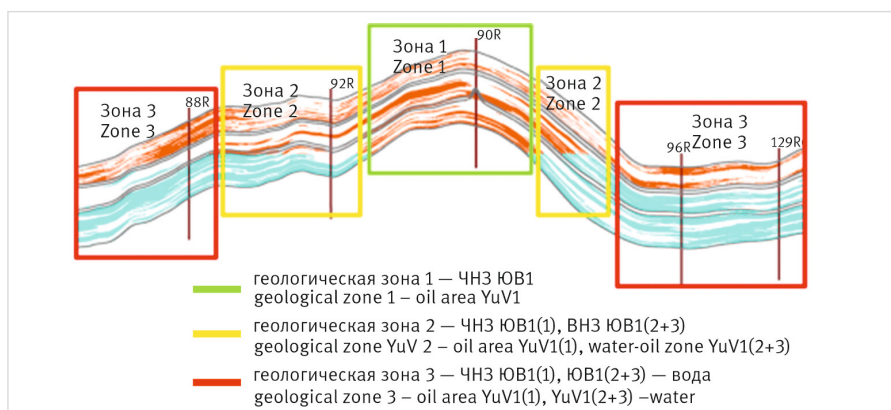


Рис. 2. Геологические зоны объекта ЮВ1 месторождения Западной Сибири

Fig. 2. Geological zones of object YuV1 of the West Siberian field

индексу продуктивности, приведенному на рисунках 3–4.

Учитывая накопленный опыт проведения МГРП на пласте (более 700 операций), построены зависимости объема, полудлины и ширины трещины от массы проппанта, которые используются в дальнейшем для прогноза параметров трещины и применялись при создании ГРП в моделях. Технологические параметры проведения операций гидроразрыва (скорость закачки, давления и расход), а также размерность зерен проппанта приняты неизменными для всех выполненных операций, т.к. применены стандартные технологии (ГРП на водной основе) (фракция проппанта 20/40), работы выполнены одним подрядчиком. Возможное влияние изменения технологии проведения ГРП на дизайн и параметры трещин в данной работе не учтено.

Полученные зависимости (рис. 5) соответствуют оптимальным значениям параметров трещины. Отмечается разброс параметров трещин для одного значения $M_{\text{проппанта}}$. Предположительно, он связан с неоднородностью геологического строения пласта и изменчивостью распространения коллектора по площади. Несмотря на изменчивость в построенных зависимостях прослеживается тренд с высокой степенью корреляции, т.е. полученные параметры будут характеризовать «среднюю» скважину рассматриваемого пласта.

В рамках данного исследования рассматриваются неразрушенные зоны, где изменения пластового давления еще не произошли.

Необходимо дальнейшее изучение для определения оптимальной массы проппанта в зонах с изменением пластового давления.

В случае активного повторного ГРП или ГРП в зонах пониженного пластового давления, необходим учет изменения напряжений.

Имитационные расчеты

Далее необходимо выполнить серию имитационных расчетов с различной массой проппанта на стадию ГРП, определить предельную величину массы проппанта – с позиции экономической эффективности, то есть определить технологический предел увеличения массы проппанта.

Для каждой из трех выделенных на рисунке 2 зон определены типовые участки (секторные модели) и проведены многовариантные расчеты для оценки технологического эффекта от увеличения трещин ГРП/повышения массы проппанта (табл. 1). Каждый выделенный сектор содержал промысловые данные по добыче, позволившие предварительно построить модель на продуктивность и динамику обводненности по фактическим скважинам.

В дальнейшем на построенных секторных моделях отключены фактические скважины и проведены расчеты со следующими параметрами сетки скважин и ГРП:

- добывающие скважины — ГС 1 000 м с восьмистадийным ГРП (исключено возможное смыкание трещин ГРП), угол поворота трещин соответствует линии максимального напряжения 10 град., Рзаб = 110 атм;

- нагнетательные скважины — ННС с ГРП (1 стадия), Рзаб = 250 атм, целевая компенсация закачкой 100 %.

Результаты и экономическая оценка

По результатам расчетов на гидродинамических моделях выполнена экономическая оценка показателей работы скважин, выбраны варианты с максимальной экономической эффективностью. Для каждой из зон обоснована рекомендуемая масса проппанта, основным критерием для определения оптимальной массы являлся накопленный NPV.

В основу экономического расчета заложены удельные показатели стоимости проведения ГРП с линейным удорожанием стоимости проведения операций и неизменной стоимостью 1 т проппанта, удельной стоимостью транспортировки 1 т проппанта до места проведения ГРП и т.д.

Для геологической зоны № 1 (ЧНЗ по обоим пластам) увеличение массы проппанта имеет незначительный прирост накопленной добычи и максимальную прибыль при применении ГРП с массой проппанта 120–160 т/операцию (рис. 6–8, табл. 2).

Выполненная экономическая оценка позволяет оптимизировать параметры ГРП для 58 проектных добывающих скважин (оптимальные параметры трещины должны составить: полудлина трещины — 175–200 м, высота — 50–53 м, ширина — 4,58–5,37 мм, масса проппанта — 120–170 т). Предварительная оценка результатов оптимизации массы закачиваемого проппанта позволит повысить

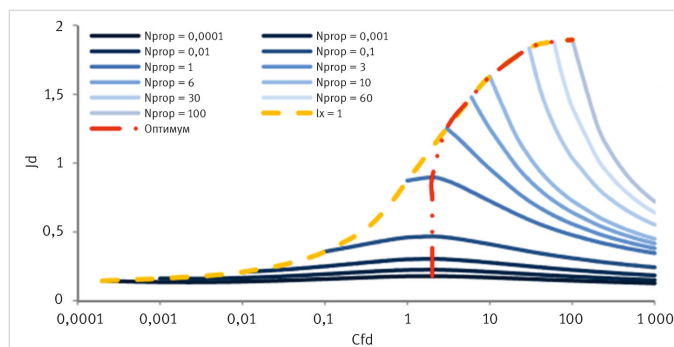


Рис. 3. График безразмерного индекса продуктивности J_d
Fig. 3. Graph of the dimensionless productivity index J_d /dimensionless conductivity

$$J_{D_{\max}} = \begin{cases} \frac{1}{0,990 - 0,5 \ln(N_{\text{prop}})} & N_{\text{prop}} \leq 0,1 \\ \frac{6}{\pi} - \exp \left[\frac{0,423 - 0,311 N_{\text{prop}} - 0,089 (N_{\text{prop}})^2}{1 + 0,667 N_{\text{prop}} + 0,015 (N_{\text{prop}})^2} \right] & N_{\text{prop}} > 0,1 \end{cases}$$

$$C_{f_{\text{Dopt}}} = \begin{cases} 1,6 & 0,1 < N_{\text{prop}} \\ 1,6 + \exp \left[\frac{0,423 - 0,311 N_{\text{prop}} - 0,089 (N_{\text{prop}})^2}{1 + 0,667 N_{\text{prop}} + 0,015 (N_{\text{prop}})^2} \right] & 0,1 \leq N_{\text{prop}} \leq 10 \\ N_{\text{prop}} & N_{\text{prop}} > 10 \end{cases}$$

$$|L_f \left(\frac{V_f k_f}{C_{fD} h k} \right)^{0,5} \quad w = \left(\frac{C_{fD} V_f k}{h k_f} \right)^{0,5}$$

Рис. 4. Формулы расчетов безразмерного индекса продуктивности и проводимости трещины
Fig. 4. Formulas for calculating dimensionless productivity index and fracture conductivity

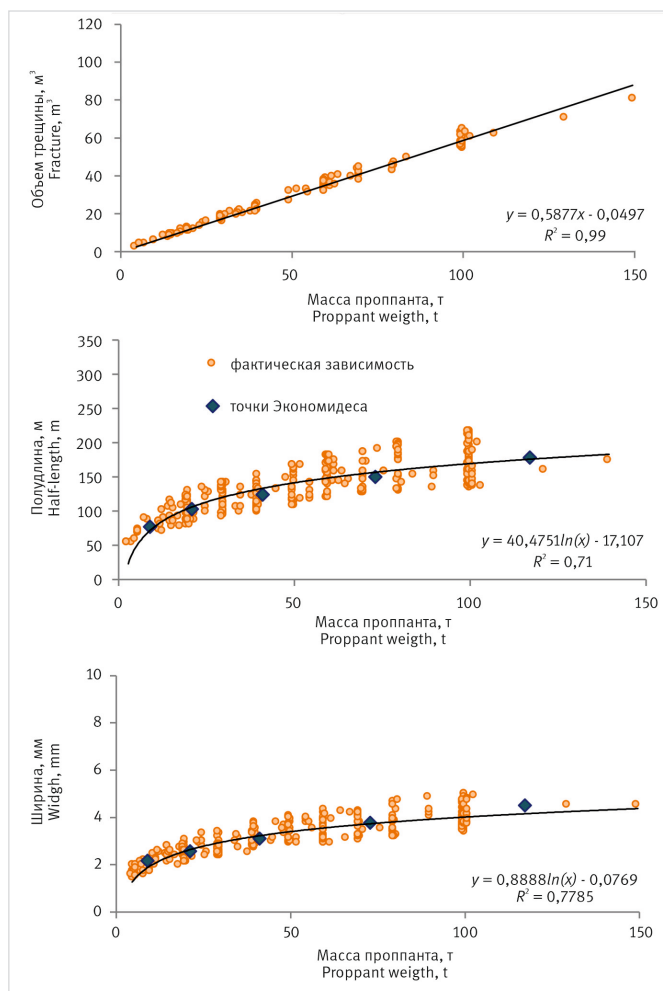


Рис. 5. Зависимости параметров трещины от массы проппанта
Fig. 5. Dependences of fracture parameters on proppant mass

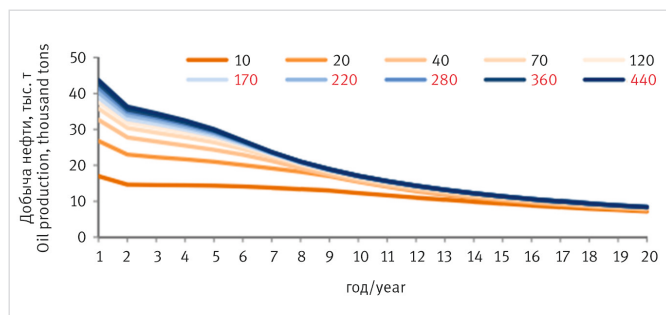


Рис. 6. График показателей добычи нефти в зависимости от массы проппанта
Fig. 6. Graph of oil production indicators depending on the mass of proppant

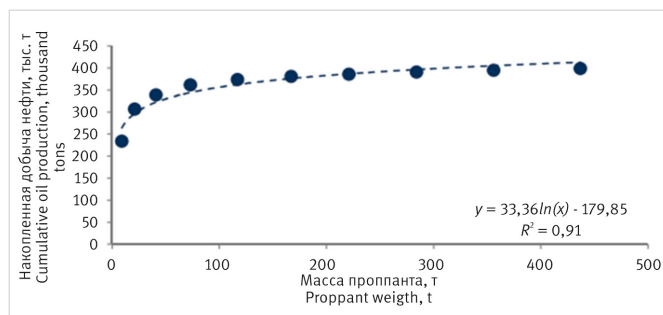


Рис. 7. График накопленной добычи нефти в зависимости от массы проппанта
Fig. 7. Graph of cumulative oil production depending on the mass of proppant

Табл. 1. Прогнозные параметры трещин
Tab. 1. Predicted fracture parameters

Мпр, т	Полудлина, м	Высота, м	Ширина, мм	Объем трещины, м³
10	75	15	2,56	6
20	100	27	2,63	14
40	125	36	3,13	28
70	150	43	3,8	50
120	175	50	4,58	80
170	200	53	5,37	114
220	225	53	6,31	151
280	250	53	7,29	193
360	275	53	8,3	242
440	300	53	9,35	297

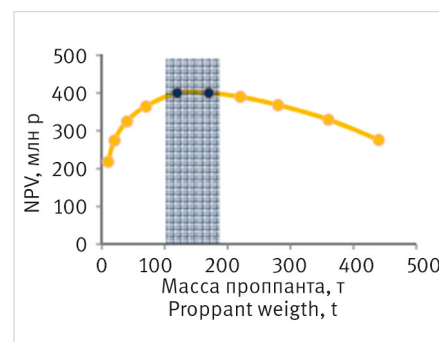


Рис. 8. График расчета ЧДД в зависимости от массы проппанта
Fig. 8. NPV calculation schedule depending on the proppant mass

охват запасов по площади и интенсивность их выработки и обеспечить дополнительные 1,1 млрд рублей прибыли.

По результатам расчетов зоны № 2, представленным на рисунках 9–10, накопленная добыча, так же как и по зоне № 1, при увеличении объема проппанта стремится к асимптоте. В таблице 3 видно, что при увеличении массы проппанта трещина распространяется в воду. Оценка высоты трещины и возможности ее развития в водонасыщенные пропластки рассмотрена для используемой в настоящее время технологии проведения ГРП и не предполагает изменения технологии и, соответственно, зависимости Мпроппанта от высоты трещины.

Прогноз добычи нефти трещины указывает на необходимость проведения экономического расчета для выявления предела

Табл. 2. Результаты гидродинамических расчетов по зоне № 1
Tab. 2. Results of hydrodynamic calculations for zone № 1

Мпр, т	Полудлина, м	Высота, м	Ширина, мм	Накопленная добыча, тыс. т	Дебит нефти на запуске, т/сут
10	75	15	2,56	234	138
20	100	27	2,63	307	183
40	125	36	3,13	339	231
70	150	43	3,8	362	261
120	175	50	4,58	374	286
170	200	53	5,37	381	307
220	225	53	6,31	386	335
280	250	53	7,29	391	361
360	275	53	8,3	395	387
440	300	53	9,35	399	412

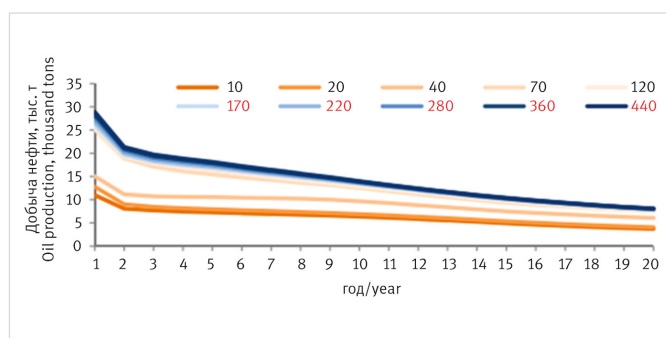


Рис. 9. График показателей добычи нефти в зависимости от массы проппанта
Fig. 9. Graph of oil production indicators depending on the mass of proppant

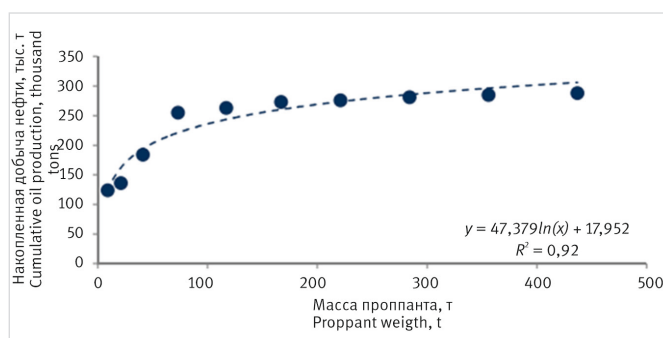


Рис. 10. График накопленной добычи нефти в зависимости от массы проппанта
Fig. 10. Graph of cumulative oil production depending on the mass of proppant

рентабельности количества заканчиваемого проппанта.

Выполненная экономическая оценка (рис. 11) позволяет оптимизировать параметры ГРП для 227 добывающих ГС с МГРП (оптимальные параметры трещины должны составить: полудлина трещины — 150 м, высота — 43 м, ширина — 3,8 мм, масса проппанта — 70 т). Предварительная оценка результатов оптимизации массы закачиваемого проппанта позволит повысить охват запасов по площади и интенсивность их выработки и обеспечить дополнительные 3,3 млрд рублей прибыли.

По результатам расчетов зоны № 3, представленным на рисунках 12–13 и в таблице 4, накопленная добыча при увеличении объема проппанта не изменяется.

Необходимо создание трещины с большей проводимостью.

В таблице 4 видно, что при увеличении массы проппанта трещина, как и в зоне № 2 распространяется в воду. Оценка высоты трещины и возможности ее развития в водонасыщенные пропластки рассмотрена для используемой в настоящее время технологии проведения ГРП и не предполагает изменения технологии и, соответственно, зависимости $M_{\text{проппанта}}$ от высоты трещины.

Выполненная экономическая оценка (рис. 14) позволяет оптимизировать параметры ГРП для 93 проектных добывающих скважин (оптимальные параметры трещины составляют: полудлина трещины — 75 м, высота — 15 м, ширина — 2,56 мм, масса проппанта — 10 т).

Итоги

- Вопрос оценки предельных объемов закачиваемого в пласт проппанта сегодня не раскрыт. Компании неохотно идут на изменение технологий и пересмотр принятых решений.
- Выполненная работа посвящена поиску предельной массы проппанта и заключается в определении «средних» параметров трещин ГРП для типовых скважин и технико-экономической оценки работы скважин, что позволяет установить экономический предел рентабельности увеличения объема трещин.
- Результаты технико-экономических расчетов показали потенциал увеличения массы проппанта для скважин, расположенных в невовлеченных в разработку

Табл. 3. Результаты гидродинамических расчетов по зоне № 2
Tab. 3. Results of hydrodynamic calculations for zone № 2

Мпр, т	Полудлина, м	Высота, м	Ширина, мм	Накопленная добыча, тыс. т	Дебит нефти на запуске, т/сут
10	75	15	2,56	124	105
20	100	27	2,63	136	125
40	125	36	3,13	184	138
70	150	43	3,8	255	194
120	175	50	4,58	263	217
170	200	53	5,37	273	231
220	225	53	6,31	276	244
280	250	53	7,29	281	254
360	275	53	8,3	285	256
440	300	53	9,35	288	258

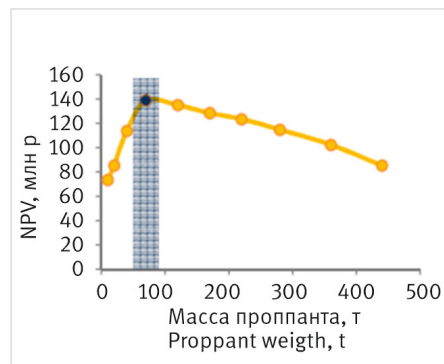


Рис. 11. График расчета ЧДД в зависимости от массы проппанта
Fig. 11. NPV calculation schedule depending on proppant mass

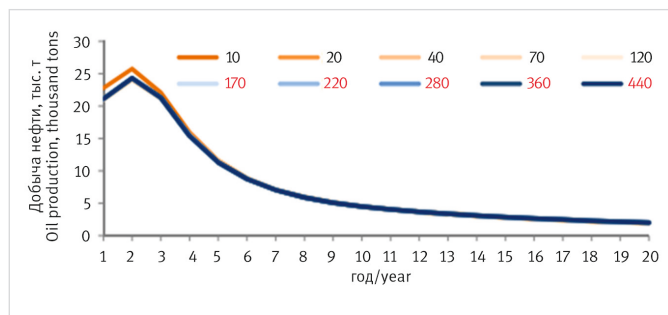


Рис. 12. График показателей добычи нефти в зависимости от массы проппанта
Fig. 12. Graph of oil production indicators depending on the mass of proppant

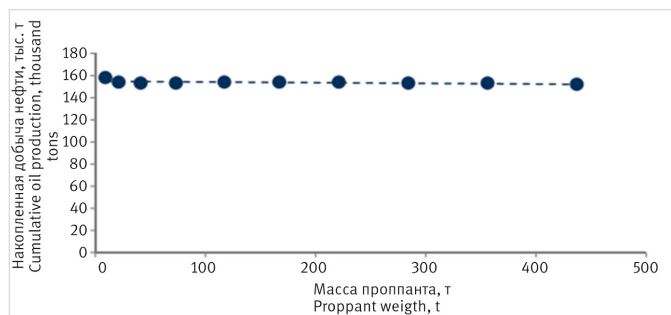


Рис. 13. График накопленной добычи нефти в зависимости от массы проппанта
Fig. 13. Graph of cumulative oil production depending on the mass of proppant

Табл. 4. Результаты гидродинамических расчетов по зоне № 3
Tab. 4. Results of hydrodynamic calculations for zone № 3

Мпр, т	Полудлина, м	Высота, м	Ширина, мм	Накопленная добыча, тыс. т	Дебит нефти на запуске, т/сут
10	75	15	2,56	158	205
20	100	27	2,63	154	109
40	125	36	3,13	153	82
70	150	43	3,8	153	66
120	175	50	4,58	154	58
170	200	53	5,37	154	55
220	225	53	6,31	154	43
280	250	53	7,29	153	50
360	275	53	8,3	153	49
440	300	53	9,35	152	48

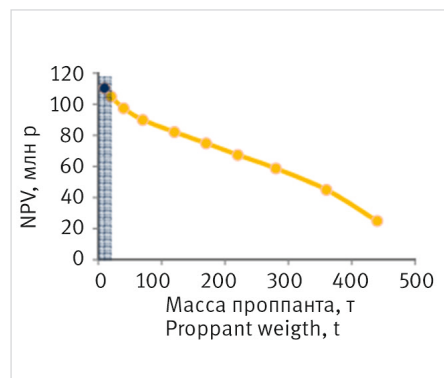


Рис. 14. График расчета ЧДД в зависимости от массы проппанта
Fig. 14. NPV calculation schedule depending on proppant mass

зонах. Так, для зоны № 1 — полудлина трещины — 175–200 м, высота — 50–53 м, ширина — 4,58–5,37 мм, масса проппанта — 120–170 т. Для зоны № 2 — оптимальные параметры трещины составляют: полудлина трещины — 150 м, высота — 43 м, ширина — 3,8 мм, масса проппанта — 70 т. Для зоны № 3 — оптимальные параметры трещины составляют: полудлина трещины — 75 м, высота — 15 м, ширина — 2,56 мм, масса проппанта — 10 т.

Оптимизация ГРП в соответствии с проведенной работой позволит получить дополнительно около 4,4 млрд. рублей на данном месторождении.

Проведенная работа имеет ряд ограничений:

- рассмотрены только неразбуренные зоны, не учтено изменение градиента давления;
- технологические параметры проведения операций гидроразрыва (скорость закачки, давления и расход) приняты неизменными для всех выполненных операций;
- статистические зависимости имеют разброс показателей трещин для одинаковых масс проппанта, предположительно, связанных с различием в геологическом строении;

- в основу экономического расчета заложены удельные показатели стоимости проведения ГРП с линейным удорожанием стоимости проведения операций и неизменной стоимостью 1 т проппанта, удельной стоимостью транспортировки 1 т проппанта до места проведения ГРП и т.д.

Выводы

Проведенная работа в дальнейшем имеет потенциал тиражирования на другие месторождения и объекты, позволит повысить экономическую и технологическую эффективность разработки месторождений. Также возможна кластеризация таких работ по группам пластов со схожими прочностными характеристиками и, предположительно, схожими зависимостями роста трещин от объемов закачиваемого в пласт проппанта.

Литература

1. Экономидес М., Олайни Р., Валько П. Унифицированный дизайн гидроразрыва пласта. Наведение мостов между теорией и практикой. Орс Пресс, Алвин, шт. Техас, 2004. 316 с.
2. Гайфуллин Р.Р., Горин В.В., Грищенко А.С., Котельников А.Ю., Кудря С.С.,

Харисов В.Р. Развитие технологии многостадийного гидроразрыва пласта в ОАО «Самотлорнефтегаз» // Научно-технический вестник ОАО НК «Роснефть» 2014. № 2. С. 23–30.

3. Бархатов Э.А., Яркеева Н.Р. Эффективность применения многозонного гидроразрыва пласта в горизонтальных скважинах // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2017. № 10. С. 50–58.
4. Верховцев П.Н., Елесин М.В., Исламгалиев Р.Ф. Опыт проведения многостадийного гидроразрыва пласта в горизонтальных скважинах ОАО «РН-Няганьнефтегаз» // Научно-технический вестник ОАО НК «Роснефть» 2014. № 2. С. 19–22.
5. Хохлов Д.И., Чернокалов К.А., Фаткулин С.А. Применение многостадийного гидроразрыва пласта на Верхнеконском нефтегазоконденсатном месторождении // Научно-технический вестник ОАО НК «Роснефть». 2014. № 2. С. 31–35.

ENGLISH

Results

- The issue of evaluating the limiting volumes of proppant injected into the reservoir has not been disclosed today. Companies are reluctant to change technologies and revise their decisions.
- The performed work is devoted to the search for the limiting mass of proppant and consists in determining the “average” parameters of hydraulic fractures for typical wells and a technical and economic assessment of well operation, which makes it possible to establish the economic margin of profitability of increasing the volume of fractures.
- The results of feasibility studies showed the potential for increasing the mass of proppant for wells located in non-development zones. So, for zone № 1 – fracture half-length – 175–200 meters, height – 50–53 meters, width – 4,58–5,37 mm, proppant weight – 120–170 tons. For zone № 2, the optimal fracture parameters are: fracture half-length – 150 meters, height – 43 meters, width – 3,8 mm, proppant weight – 70 tons. For zone № 3, the optimal fracture parameters are: fracture half-length – 75 meters, height – 15 meters, width – 2,56 mm, proppant weight – 10 tons.
- Optimization of hydraulic fracturing in accordance with the work carried out will provide an additional 4,4 billion rubles at this field.

References

1. Economides M., Olaini R., Valko P. Unified hydraulic fracturing design. Orsa Press, Alvin, Texas, 2004, 316 p. (In Russ).
2. Gaifullin R.R., Gorin V.V., Grishchenko A.S., Kotelnikov A.Yu., Kudrya S.S., Kharisov V.R. Development of the technology of multi-stage hydraulic fracturing in OJSC Samotlorneftegaz. Scientific and technical bulletin of “NK “Rosneft” OJSC, 2014,

issue 2, P. 23–30. (In Russ).

3. Barkhatov E.A., Yarkheeva N.R. Efficiency of multi-zone hydraulic fracturing in horizontal wells. Proceedings of the Tomsk Polytechnic University. Engineering of Georesources, 2017, issue 10, P. 50–58. (In Russ).
4. Verkhovtsev P.N., Elesin M.V., Islamgaliev R.F. Experience of multi-stage hydraulic fracturing in horizontal wells of “RN-Nyaganneftegaz”

- The work carried out has a number of limitations:

- only undrilled zones are considered, the pressure gradient change is not taken into account;
- technological parameters of hydraulic fracturing operations (injection rate, pressure and flow rate) are taken unchanged for all operations performed;
- statistical dependences have a spread of fracture indices for the same proppant masses, presumably related to the difference in the geological structure;
- the economic calculation is based on specific indicators of the cost of hydraulic fracturing with a linear increase in the cost of operations and a constant cost of 1 ton of proppant, the specific cost of transporting 1 ton of proppant to the hydraulic fracturing site, etc.

Conclusions

The work carried out, in the future, has the potential to be replicated to other fields and facilities, will improve the economic and technological efficiency of field development. It is also possible to cluster such works into groups of reservoirs with similar strength characteristics and, presumably, similar dependences of fracture growth on the volume of proppant injected into the reservoir.

OJSC. Scientific and technical bulletin of “NK “Rosneft” OJSC, 2014, issue 2, P. 19–22. (In Russ).

5. Khokhlov D.I., Chernokalov K.A., Fatkulov S.A. Application of multi-stage hydraulic fracturing at the Verkhnechonskoye oil and gas condensate field. Scientific and technical bulletin of “NK “Rosneft” OJSC, 2014, issue 2, P. 31–35. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Жаркова Ксения Викторовна, специалист управления геологии и разработки месторождений Ямал, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
Для контактов: kvzharkova@tnnc.rosneft.ru

Пупков Николай Владимирович, начальник управления геологии и разработки месторождений Ямал, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Zharkova Kseniia Viktorovna, specialist of the department of oil and gas fields development Yamal, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia
Corresponding author: kvzharkova@tnnc.rosneft.ru

Pupkov Nikolai Vladimirovich, head of the department of oil and gas fields development Yamal, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia