

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2021.3.95-111>

УДК 622.276.6

## Эффективность проведения гидроразрыва пласта на Поточном месторождении

*Юмангуллова Н.З., Ганиева Г.Р., Минханов И.Ф.*

*Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия*

## Efficiency of hydraulic fracturing in a Potochny field

*N.Z. Yumangullova, G.R. Ganieva, I.F. Minkhanov*

*Kazan Federal University, Kazan, Russia*

**E-mail: [ymangullova@mail.ru](mailto:ymangullova@mail.ru)**

**Аннотация.** Разработка большинства месторождений осложнена низкой проницаемостью, неоднородностью и сложной структурой. Для таких месторождений требуется внедрение технологий интенсификация притока к забою добывающей скважины. Гидроразрыв пласта (ГРП) является одним из самых распространенных методов нефтеизвлечения. Для исследования был выбран проблемный, тяжело эксплуатируемый и главный по запасам объект Поточного месторождения – объект Ачимовская толща: было рассмотрено состояние разработки этого объекта. В работе были рассмотрены виды ГРП, применяемые на данном месторождении: ГРП по технологии «SlugFrac», ГРП с охлаждением призабойной зоны, двухстадийный ГРП, многостадийный ГРП по технологии TTS. В результате анализа каждого вида, был сделан вывод о том, что каждый из перечисленных выше видов является эффективным. Был произведен расчет параметров ГРП. Полученный, скин-фактор после проведения ГРП стал отрицательным, что показывает эффективность мероприятий. По результатам расчетов дебит увеличиться в 2,8 раза.

**Ключевые слова:** Поточное месторождение, гидроразрыв пласта, двухстадийный ГРП, методика «Sluf Frac», интенсификация притока, метод увеличения нефтеотдачи, расчет параметров ГРП, анализ разработки, проппант, дебит, Ачимовская толща

**Для цитирования:** Юмангуллова Н.З., Ганиева Г.Р., Минханов И.Ф. Эффективность проведения гидроразрыва пласта на Поточном месторождении//Нефтяная провинция.-2021.-№3(27).-С.95-111. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2021.3.95-111>

**Abstract.** The development of most deposits is complicated by low permeability, heterogeneity and complex structure. For such fields, the introduction of technologies requires

the intensification of the inflow to the bottom of the producing well. Hydraulic fracturing (is one of the most common methods of oil recovery. For the study, a problematic, heavily exploited and the main object of the Flow field – the Achimovskaya strata object-was selected: the state of development of this object was considered. The types of hydraulic fracturing used at this field were considered in the work: Hydraulic fracturing according to the "SlugFrac" technology, hydraulic fracturing with cooling of the bottom-hole zone, two-stage hydraulic fracturing, multi-stage hydraulic fracturing according to the TTS technology. As a result of the analysis of each species, it was concluded that each of the above species are effective. The hydraulic fracturing parameters were calculated. The resulting skin factor after the hydraulic fracturing became negative, which shows the effectiveness of the measures. According to the results of calculations, the debit will increase by 2.8 times.

**Key words:** *Potochnoe field, Achimovskaya strata object, proppant, flow rate, analysis of field development, development efficiency, intensification of inflow, method of increasing oil recovery, hydraulic fracturing, calculation of hydraulic fracturing parameters*

**For citation:** N.Z. Yumangullova, G.R. Ganieva, I.F. Minkhanov *Jefferktivnost' provedenija gidrorazryva plasta na Potochnom mestorozhdenii* [Efficiency of hydraulic fracturing in a Potochny field]. *Neftyanaya Provintsiya*, No. 3(27), 2021. pp. 95-111. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2021.3.95-111> (in Russian)

## Введение

На сегодняшний день нефтегазовая промышленность столкнулась с рядом проблем – осложненные условия добычи нефти в связи с геолого-физическими условиями, преувеличены запасы высоковязких нефтей, большое количество месторождений находятся на завершающем этапе разработки. В связи с этим поиск новых методов нефтеизвлечения является актуальной проблемой на сегодняшний день.

Поточное месторождение является крупным по запасам нефти в России. Для увеличения нефтеизвлечения и интенсификации притока к забоям добывающих скважин на данном месторождении используются различные способы.

Цель данной работы заключается в анализе эффективности проведения гидравлического разрыва пласта (ГРП) на данном месторождении, внедренным с 2015 года, а так же в анализе видов ГРП, применяемых на месторождении.

Данные по скважинам Поточного месторождения были получены с официального сайта ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь».

### Общие сведения о проведении ГРП на добывающем фонде

За время разработки Поточного месторождения было выполнено 2042 скв. операции. На эти показатели приходится 309 скв. операций методом ГРП (Рис. 1), добыча нефти от ГРП составила 1418,8 тыс.т.

На начало января 2017 г. выполнено 730 ГРП; далее скважины запущены в добычу [1].

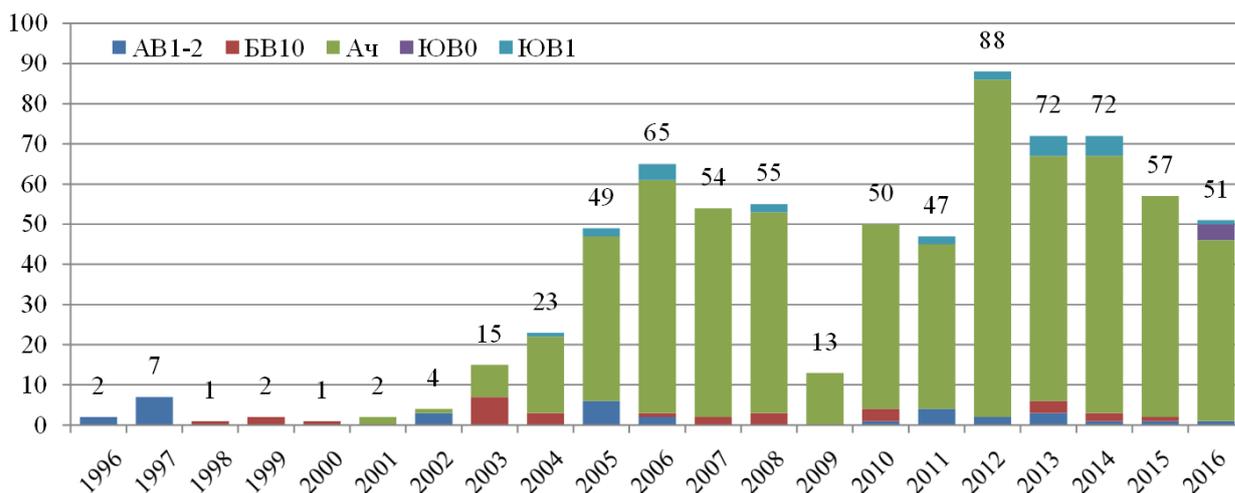


Рис. 1. Количество ГРП на добывающем фонде по годам

На добывающих скважинах проведены 128 повторных ГРП [2]. Добавочная добыча нефти за счет 256 ГРП на начало января 2017 г. составила 1050 тыс.т нефти.

### Сравнительный анализ технологий ГРП

На месторождении Поточное в качестве эффективного метода нефтеотдачи и интенсификации притока жидкости к скважине применяют ГРП по различным технологиям: ГРП по технологии «SlugFrac», ГРП с охлаждением призабойной зоны, двухстадийный ГРП, многостадийный ГРП по технологии TTS. Ниже представлено описание этих технологий, их сравнительный анализ, условия применения. Для выявления эффективности проведенных мероприятий приводится сравнительный анализ со стандартным ГРП. В ходе проведения мероприятий были подобраны скважины с близкими по условиям эксплуатации данными. Основные критерии выбора:

- близкое расположение скважин относительно друг друга;
- схожие геологические условия;
- показатели до ГРП, одинаковый темп закачки и масса проппанта;
- скважины, где ранее ГРП не проводился.

### ГРП по технологии «SlugFrac»

Методика «SlugFrac» основывается на закачке проппанта отдельными частями в основном на линейном геле (Рис. 2). При таком способе закачки за счет комбинации линейного геля с проппантом происходит полойное оседание первичных порций проппанта. Это приводит к форсированному отклонению смеси за счет создания внизу трещины барьера (дюн), а также к увеличению полудлины трещины ГРП. Эта методика сокращает риск увеличения обводненности после ГРП и уменьшает формирование высоты трещины в подошвенную часть пласта [3,5]. При выборе скважины принять во внимание необходимость глинистой перемычки не менее 6-7 м до водоносной части пласта; также должны минимизироваться сопутствующие опасности обводнения от скважин, которые работают в системе поддержания пластового давления.



*Рис. 2. Последовательность распределения жидкости и проппанта в трещине*

Ниже представлено сравнение результатов ГРП по технологии «SlugFrac» и стандартного ГРП (Табл. 1).

В результате проведения ГРП по технологии «SlugFrac» прирост добычи нефти увеличился в 1,8 раз по сравнению со стандартным ГРП.

Таблица 1

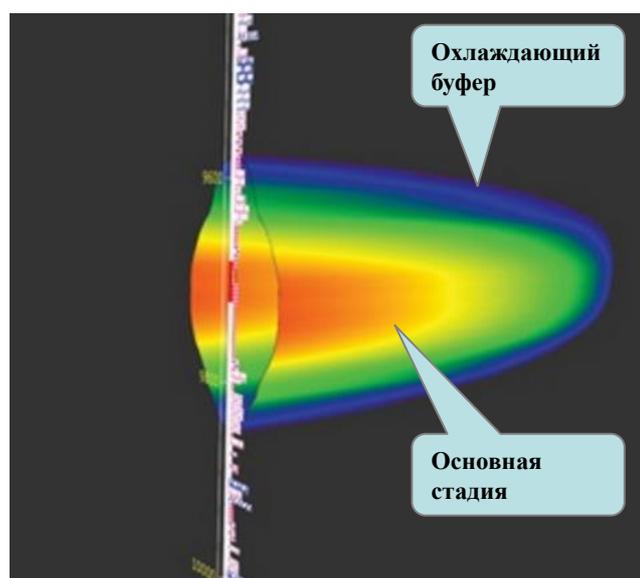
**Сравнение результатов ГРП по технологии «SlugFrac» и стандартного ГРП**

Технология	Прирост нефти, т/сут	$Q_{н}$ , т/сут	$Q_{ж}$ , т/сут	$H_{дин}$ , м
«SlugFrac»	5,8	5,8	14,1	1450
Стандартный ГРП	3,2	3,2	11,2	1300

**ГРП с охлаждением призабойной зоны пласта**

В 2015 и 2016 гг. на объекте Ачимовская толща с целью повышения эффективности ГРП и увеличения проницаемости призабойной зоны пласта по сравнению со стандартным ГРП начали внедрять такую технологию, как ГРП с охлаждением призабойной зоны пласта (ПЗП) [4].

Суть данного метода заключается в том, что перед ГРП в пласт закачивается раствор сшитого и линейного гелей в отношении 1:6 с температурой 15-20 °С. Проникая в призабойную зону, охлажденный гель временно снижает её температуру. Временное снижение температуры позволяет провести закачку песконосителя с пониженной загрузкой гелланта, что в свою очередь позволяет снизить загрязнения межзернового пространства продуктами распада геля за счёт пониженных загрузок гелланта и улучшения показателей стабильности самого геля за счёт снижения пластовой температуры (Рис. 3).

**Рис. 3. ГРП с охлаждением ПЗП**

Ниже представлено сравнение показателей эффективности ГРП с охлаждением ПЗП и стандартного ГРП, выполненных в 2015-2016 гг. действующим фондом скважин на объекте Ачимовская толща (Табл. 2).

Таблица 2

*Сравнение показателей эффективности ГРП с охлаждением ПЗП и стандартного ГРП, выполненных в 2015-2016 гг. действующим фондом. Объект Ач.т.*

Технология	Кол-во ГРП	Дополнительная добыча по нефти, тыс/т	Дополнительная добыча по жидкости, тыс/т
ГРП с охлаждением призабойной зоны (скв. 1243, 1024)	2	5,0	6,7
Стандартный ГРП (скв. 1120, 961Т)	2	2,5	2,7

Для сравнительного анализа были подобраны по две скважины 2015 г. Скважины № 1243 и № 1024 для проведения ГРП с охлаждением ПЗП. Скважины № 1120 и № 961Т для проведения стандартного ГРП. После проведения мероприятий ГРП с охлаждением ПЗП и стандартного ГРП, скважины запущены с близкими дебитами жидкости – 19,3 и 21,0 т/сут., соответственно. Дебит нефти после ГРП с охлаждением ПЗП – 11,5 т/сут, после стандартного ГРП – 8,6 т/сут.

### **Двухстадийный ГРП**

Для данного метода закачка происходит в две стадии. На первой стадии закачивают около 40 % от всей массы проппанта, за счет которого создается трещина ГРП и происходит изменение давления в пласте; далее берется пауза на пару часов и закачивается оставшаяся масса проппанта за счет чего трещина растет дальше, но уже в другом направлении.

В 2016 г. для увеличения зоны охвата пласта начали применение двухстадийных ГРП [5].

В середине 2016 г. на пластах Ачимовской толщи выполнено 4 двухстадийных ГРП, из них на 1 скважине была опробована вариация этой технологии – двухстадийный ГРП с общей массой проппанта 120,3 т.

Три двухстадийных ГРП выполнены со средней общей массой проппанта 64,9 т или 5,4 т/м, темп закачки одинаковый. Количество добытой жидкости после проведения ГРП составило 18,6 т или 5,9 т/сут.

Для сравнительного анализа были подобраны скважины № 1042 и № 1052. Основные критерии выбора скважин: близкое расположение относительно друг друга, оба ГРП выполнены в интервале пласта Ач<sub>2</sub><sup>1</sup>, схожие геологические условия, близкие накопленные показатели до ГРП. Основное отличие – двухстадийный ГРП выполнен на высокообводненной скважине (обводненность до ГРП составляет 83,4 %). Все результаты представлены в табл. 3.

Таблица 3

*Сравнение результатов двухстадийного и стандартного ГРП, выполненного в 2016 г. ННС действующего фонда на объекте Ач.т.*

Параметры		2-х стад. ГРП	2-х стад. ГРП	Стандартный ГРП
№ скважины		все скв.	скв. 1042	скв. 1052
Количество		3	1	1
Масса проппанта, т		64,9	34,9	39,9
Темп закачки, м <sup>3</sup> /мин		3,6	3,5	3,0
Дополнительная добыча за время эффекта, тыс.т.	жидкости	4,2	0,3	1,8
	нефти	2,9	1,9	0,3

Преимущество двухстадийного ГРП заключается в возможности использования технологии при близком расположении нагнетательных скважин от скважины-кандидата. Также применение данной технологии позволяет увеличить зону дренирования и вовлечь в работу застойные остаточные запасы. В дальнейшем существует необходимость в применении технологии и наращивании количества обработок.

### **Многостадийный гидравлический разрыв пласта по технологии TTS**

В 2013 г. на скважине № 3017Г был выполнен многостадийный ГРП по технологии TTS, а на скважине 3015Г – МГРП без применения данной технологии.

Суть данной технологии заключается в том, что в скважину спускается оборудование с целью выполнения многозонного ГРП с периодически открывающимися и закрывающимися отверстиями. Сначала выполняется ГРП отверстия 1 и 3. В области между портами создается максимальное напряжение и при выполнении на втором этапе ГРП отверстия 2 создает вспомогательные трещины, перпендикулярно ранее созданной системе трещиноватости (Рис. 4) [6,7,8]. Для проведения ГРП по данной технологии рекомендуется наличие горизонтального ствола, т.к. с помощью сложной траектории и длиной до 1000 м можно организовать выработку отдельных нефтяных линз малого объема, самостоятельная разработка каждой из которых экономически неэффективна.

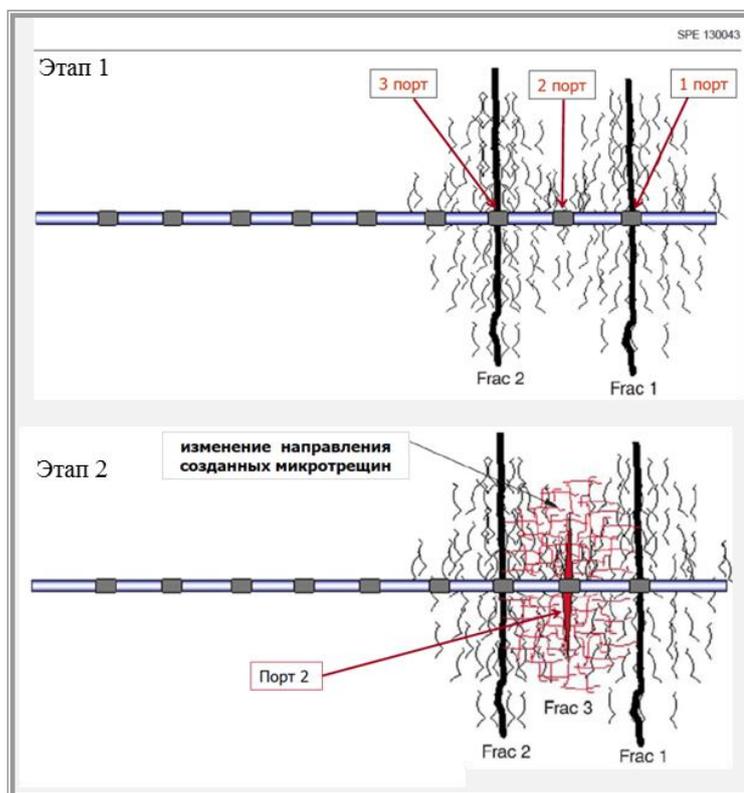


Рис. 4. Последовательность проведения МГРП по технологии Texas-two-step (TTS)

МГРП по технологии TTS на скважине № 3017Г в интервале пласта Ач<sub>2</sub><sup>1</sup> в 8 стадий, в каждый интервал закачано по 34,8 т проппанта; в сумме 278,4 т. После ГРП дебит жидкости составил 92 т/сут и нефти 49,7 т/сут, обводненность – 45,8 %. Дополнительная добыча нефти – 26,0 тыс.т.

На скважине № 3015Г МГРП выполнен в 7 стадий в интервале пласта Ач<sub>2</sub><sup>2</sup>, в каждый интервал закачано по 34,8 т пропанта массой 250 т. Добыча нефти составила 11,1 тыс.т. Через 2 года на скважине выполнен повторный МГРП.

Таким образом, в 2013 г. при схожих геологических условиях по скважине с технологией TTS получена более высокая эффективность по жидкости и нефти (Табл. 4).

Таблица 4

**Сравнительный анализ МГРП И МГРП по технологии TTS**

Параметры	Результаты	
	МГРП по технологии TTS	МГРП
Масса пропанта общая, т	278,4	250
Дебит нефти, т/сут	49,7	38
Обводненность, %	45,8	37,5
Добыча нефти, тыс.т.	26	11

**Основные выводы по проведению ГРП на Поточном месторождении**

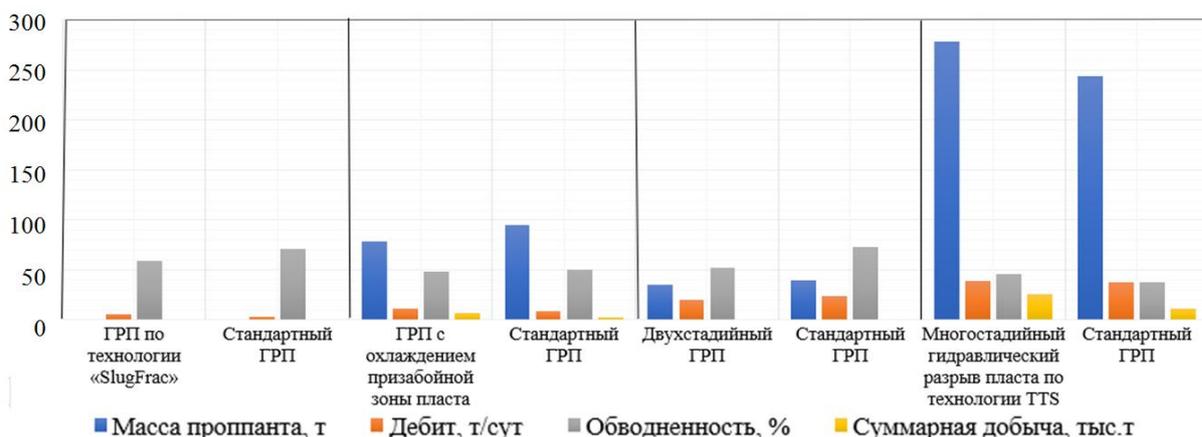
Метод ГРП на Поточном месторождении начали применять в 1996 г. На дату 01.01.2017 г. в работу после ГРП запущены 796 скважин; 731 в добычу и 65 под закачку.

В результате проведения 256 действий ГРП на эксплуатационном фонде дополнительно было извлечено 1043,2 тыс.т, на возвратном фонде – 375,1 тыс.т за счет 51 ГРП. За счет приобщения с ГРП объекта ЮВ<sub>1</sub> на двух скважинах дополнительно извлекли 0,5 тыс.т.

В общем объеме извлечено 389,3 тыс.т. за счет 421 ГРП.

В результате проведенных исследований по проведенным операциям, можно сделать вывод, что на данном месторождении каждая из методик показала себя эффективно и перспективно, но следует учитывать все геологические, физические, экологические и экономические факторы перед применением каждой из них.

Сравнительный анализ всех методик, применявшихся на Поточном месторождении, представлен ниже (Рис. 5).



**Рис. 5. Сравнительный анализ всех методик, применявшихся на Поточном месторождении**

### Расчет параметров гидравлического разрыва пласта

В ходе проведения исследования произведен расчет ключевых параметров ГРП в добывающей скважине с применением стандартного ГРП глубиной 2628 м, толщиной  $h = 12,2$  м, плотность жидкости разрыва равна  $1080 \text{ кг/м}^3$ , вязкость  $0,29 \text{ Па}\cdot\text{с}$ , масса пропанта для закачки 6 тонн, темп закачки  $Q = 1,8 \text{ м}^3/\text{мин}$  (Табл. 5).

Таблица 5

#### Параметры скважины для расчетов

Параметры скважины	Значения
Глубина скважины, м	2628
Промежуток перфорации, м	12,2
Внутренний диаметр НКТ, м	0,076
Внешний диаметр НКТ, м	0,089
Диаметр эксплуатационной колонны, м	178
Плотность породы, $\text{кг/м}^3$	2500
Объем жидкости разрыва, $\text{м}^3$	20
Объемная доля песка, д.ед.	0,095
Пористость трещин после закрытия, д.ед.	0,1
Плотность пропанта, $\text{кг/м}^3$	2850
Давление установки для продавки, МПа	95
Подача установки при рабочем давлении, $\text{м}^3/\text{с}$	0,042
Эффективный радиус скважины, м	0,1
Проницаемость пропанта, $\text{м}^2$	$400 \cdot 10^{-12}$
Проницаемость пласта, $\text{м}^2$	$0,04 \cdot 10^{-12}$
Радиус контура питания, м	140

Вертикальная составляющая горного давления, МПа (1):

$$P_{ГВ} = \rho_{п} \cdot g \cdot L \cdot 10^{-6}, \quad (1)$$

где  $L$  – глубина скважины, м; где  $\rho_{п}$  - плотность пород, кг/м<sup>3</sup>;  $g$  - ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>;  $L$  - глубина скважины, м;

$$P_{ГВ} = 2500 \cdot 9,81 \cdot 2628 \cdot 10^{-6} = 64,5 \text{ МПа}$$

Горизонтальная составляющая горного давления, МПа (2):

$$P_{ГГ} = P_{ГВ} \cdot \frac{\nu}{1-\nu}, \quad (2)$$

где  $\nu$  - коэффициент Пуассона;

Принимаем  $\nu = 0,25$ , тогда

$$P_{ГГ} = 64,5 \cdot \frac{0,25}{1 - 0,25} = 21,48 \text{ МПа}$$

Давление на забое (3):

$$\frac{P_{заб}}{P_{Г}} \cdot \left( \frac{P_{заб}}{P_{Г}} - 1 \right) = 5,25 \cdot E^2 \cdot Q \cdot \mu / (1 - \nu^2)^2 \cdot P_{Г} \cdot \nu, \quad (3)$$

где  $E$  - модуль упругости пород, МПа;  $Q$  - темп закачки, м<sup>3</sup>/с;  $\mu$  - динамическая вязкость, Па·с;  $P_{Г}$  - рабочее давление агрегата, МПа;

Примем  $E = 10^4$  МПа, тогда

$$\frac{P_{заб}}{21,48} \cdot \left( \frac{P_{заб}}{21,48} - 1 \right) = 5,25 \cdot (10^4)^2 \cdot 0,03 \cdot 0,28 / (1 - 0,25^2)^2 \cdot 21,48 \cdot 0,25 =$$

$$1,032 \text{ или } P_{заб} = 22,17 \text{ МПа}$$

Длина трещин, м (4):

$$L = \sqrt{\frac{V_{ж} \cdot E}{5,6 \cdot (1 - \nu^2) \cdot h \cdot (P_{заб} - P_{Г})}}, \quad (4)$$

где  $V_{ж}$  – объем жидкости разрыва, м<sup>3</sup>;  $h$  – вскрытая толщина пласта, м;

$$L = \sqrt{\frac{20 \cdot 10^4}{5,6 \cdot (1 - 0,25^2) \cdot 12,2 \cdot (22,17 - 21,48)}} = 86,85 \text{ м},$$

Раскрытость трещины, м (5):

$$W = 4 \cdot (1 - \nu^2) \cdot L \cdot (P_{заб} - P_{Г}) / E, \quad (5)$$

$$W = 4 \cdot (1 - 0,25^2) \cdot 86,25 \cdot (22,17 - 21,48) / 10^4 = 0,0225 \text{ м}$$

Вязкость жидкости – песконосителя, Па·с (6):

$$\mu_{ж} = \mu \cdot \exp(3,18 \cdot n_0), \quad (6)$$

где  $n_0$  - объемная доля песка в смеси;  $\mu$  – вязкость жидкости без пропан-та, Па·с;

$$\mu_{ж} = 0,29 \cdot \exp(3,18 \cdot 0,095) = 0,392 \text{ Па}\cdot\text{с}$$

Остаточная ширина трещины, м (7):

$$W_1 = W \cdot n_0 / (1 - m), \quad (7)$$

где  $m$  - пористость трещин после закрытия, д.ед;

$$W_1 = 0,0225 \cdot 0,095 / (1 - 0,1) = 0,0023 \text{ м}$$

Проницаемость трещины,  $\text{м}^2$  (8):

$$K_T = \frac{W_1^2}{12}, \quad (8)$$

$$K_T = \frac{0,0023^2}{12} = 4,4 \cdot 10^{-7} \text{ м}^2$$

Средняя проницаемость в призабойной зоне при вертикальной трещине,  $\text{м}^2$  (9):

$$K_1 = ((\pi \cdot D - W_1) \cdot k + W_1 \cdot k_T) / (\pi \cdot D), \quad (9)$$

где  $D$  - диаметр скважины, м;  $k$  – проницаемость пласта,  $\text{м}^2$ ;

$$K_1 = ((3,14 \cdot 178 - 0,0023) \cdot 0,04 \cdot 10^{-12} + 0,0023 \cdot 4,4 \cdot 10^{-7}) / (3,14 \cdot 178) = 1,85 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$$

Плотность жидкости-песконосителя (10):

$$\rho_{ж} = \rho_n \cdot (1 - n_0) + \rho_{пр} \cdot n_0, \quad (10)$$

где  $\rho_{пр}$  - плотность пропан-та,  $\text{кг}/\text{м}^3$ ;  $\rho_n$  - плотность жидкости-носителя пропан-та,  $\text{кг}/\text{м}^3$ ;

$$\rho_{ж} = 1080 \cdot (1 - 0,095) + 2850 \cdot 0,095 = 1248,5 \text{ кг}/\text{м}^3$$

Число Рейнольдса (11):

$$Re = \frac{4 \cdot Q \cdot \rho_{ж}}{\pi \cdot d \cdot \mu_{ж}}, \quad (11)$$

где  $d$  - внутренний диаметр НКТ, м;

$$Re = \frac{4 \cdot 0,03 \cdot 1248,15}{3,14 \cdot 0,076 \cdot 0,392} = 1601$$

Коэффициент гидравлического сопротивления (12):

$$\lambda = 64 / \text{Re} , \quad (12)$$

$$\lambda = 64 / 1601 = 0,04$$

Так как  $\text{Re} > 200$  , то потери давления можно найти по формуле (13):

$$P_{\text{тр}} = 1,52 \cdot \lambda \cdot \frac{16 \cdot Q \cdot 2 \cdot L}{2 \cdot \pi^2 \cdot d^5} \cdot \rho_{\text{ж}} , \quad (13)$$

$$P_{\text{тр}} = 1,52 \cdot 0,04 \cdot \frac{16 \cdot 0,03 \cdot 2 \cdot 86,85}{2 \cdot 3,14^2 \cdot 0,076^5} \cdot 1248,5 = 12 \cdot 10^8 \text{ Па} = 120 \text{ МПа}$$

Устьевое давление при гидроразрыве (14):

$$P_y = (P_{\text{заб}} + P_{\text{тр}}) - \rho_{\text{жп}} \cdot g \cdot h \cdot L , \quad (14)$$

$$P_y = (22,17 + 120) - 1248,5 \cdot 10 \cdot 12,2 \cdot 2682 = 40,8 \text{ МПа}$$

Забойное давление разрыва (15):

$$P_p = P_r + \delta_p , \quad (15)$$

где  $\delta_p \approx 3 \text{ МПа}$  - прочность породы на разрыв;

$$P_p = 21,48 + 3 = 24,48 \text{ МПа}$$

Необходимое число насосных агрегатов (16):

$$N = \frac{P_y \cdot Q}{P_a \cdot Q_a \cdot K_{\text{ТС}}} + 1 , \quad (16)$$

где  $Q_a$  - подача установки при рабочем давлении,  $\text{м}^3/\text{с}$ ;  $K_{\text{ТС}}$  - коэффициент технического состояния агрегата;  $P_a$  - давление агрегата, МПа;

$$N = \frac{40,8 \cdot 0,03}{95 \cdot 0,042 \cdot 0,7} + 1 = 1,4 \approx 2$$

Объем жидкости для продавки (17):

$$V_{\text{п}} = 0,785 \cdot d_{\text{вн}}^2 \cdot L , \quad (17)$$

$$V_{\text{п}} = 0,785 \cdot 0,076^2 \cdot 2680 = 11,92 \text{ м}^3$$

Продолжительность гидроразрыва (18):

$$t = (V_{\text{ж}} + V_{\text{п}}) / Q_a , \quad (18)$$

$$t = (20 + 11,92) / 0,042 \cdot 60 = 12,6 \text{ мин}$$

Расчет Скин-фактора после проведения ГРП (19):

$$S = -\ln \frac{r_{\text{ef}}}{r_w} , \quad (19)$$

где  $r_{ef}$  – радиус зоны дренирования;  $r_w$  – эффективный радиус скважины, м;

$$S = -\ln \frac{6,97}{0,1} = -4,24$$

Радиус зоны дренирования (20):

$$r_{ef} = r_w + \frac{x_f}{2 + \left(1 + \left(\frac{C_{fd}}{1,7}\right)^{-1,01}\right)}, \quad (20)$$

где  $C_{fd}$  – безразмерная проводимость трещины (21);

$$r_{ef} = 0,1 + \frac{44,63}{2 + \left(1 + \left(\frac{0,52}{1,7}\right)^{-1,01}\right)} = 6,97 \text{ м}$$

$$C_{fd} = \frac{k_f \cdot w}{k \cdot x_f}, \quad (21)$$

где  $k_f$  – проницаемость проппанта,  $\text{м}^2$ ;  $k$  – проницаемость пласта,  $\text{м}^2$ ;

$w$  – ширина трещины, м;  $x_f$  – полудлина трещины, м;

$$C_{fd} = \frac{400 \cdot 10^{-12} \cdot 0,0023}{0,04 \cdot 10^{-12} \cdot 43,4} = 0,52$$

### Эффективность проведения ГРП

Ожидаемый эффект от ГРП (22):

$$n = \frac{Q_1}{Q_2} = \frac{\log_{10} \frac{R_k}{r_c}}{\log_{10} \frac{4R_k}{r_m}}, \quad (22)$$

$$n = \frac{Q_1}{Q_2} = \frac{\log_{10} \frac{140}{0,1}}{\log_{10} \frac{4 \cdot 140}{43,4}} = 2,8$$

где  $Q_1$  – дебит скважины до проведения ГРП,  $\text{м}^3/\text{сут}$ ;  $Q_2$  – дебит скважины после ГРП,  $\text{м}^3/\text{сут}$ ;  $R_k$  – радиус контура питания, м;  $r_c$  – радиус скважины, м;  $r_m$  – радиус трещины, м;

После проведения ГРП согласно получившимся расчетам дебит на данной скважине должен был увеличиться в 2,8 раза, фактически он увеличивается в 3,5 раза. Отличие между получившимся дебитом при расчетах и фактическим из-за того, что не были учтены такие факторы, как произво-

дительность, характеристика, тип дополнительного оборудования, скорость подачи реагента.

Скин-фактор до ГРП равен 6, после проведения ГРП – (-4,24). По результатам вычислений метод интенсификации притока жидкости к скважине является эффективным.

### Заключение

В данной работе была проанализирована эффективность проведения гидравлического разрыва пласта, и его видов на Поточном месторождении. Были рассмотрены такие методики, как ГРП по технологии «SlugFrac», ГРП с охлаждением призабойной зоны пласта, двухстадийный ГРП, многостадийный гидравлический разрыв пласта по технологии TTS; по каждому из видов был сделан вывод по эффективности метода для данного месторождения.

По результатам расчетов на примере одной из скважин Поточного месторождения, было установлено, что после проведения стандартного ГРП дебит на скважине теоретически должен возрасти в 2,8 раза, фактически дебит вырос в 3,5 раза; эффективность метода доказана.

### Список литературы

1. Филиппович, Ю.В., Пешкова, И.А., Беляков, Е.О. Уточнение геологического строения ачимовских отложений Поточного месторождения и выполнение оперативного подсчета запасов. Книга 1, ООО «КогалымНИПИнефть», Тюмень, 2008.
2. Чернова, О.В., Пустовалова, С.М., Шевяков, В.А. Отчет о результатах проведения детальных сейсморазведочных работ на Поточном месторождении. М., 2004.
3. Власенко, Е.В. Классификация гидроразрывов пласта. Проектирование операций ГРП / Е.В. Власенко. – Текст: непосредственный // Молодой ученый – 2019. – № 2 (240). – С. 16-18.
4. Усачев П.М. Гидравлический разрыв пласта: Учеб. пособие для спту/П.М. Усачев.м.: Недра, 1986. - 165 с.
5. Яркеева, Н.Р. Анализ проведения гидравлического разрыва пласта по технологии slug frac / Н.Р. Яркеева, Б.И. Хусаинов, Э.С. Самушкова // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2019. – № 4(120). – С. 58-64
6. Анализ разработки Поточного месторождения. – ТФ ООО «КогалымНИПИнефть», утвержден ТО ЦКР по ХМАО, протокол № 526 от 25.03.2017 г.

7. Ильина Г.Ф., Алтунина Л.К. Методы и технологии повышения нефтеотдачи для коллекторов Западной Сибири: Изд-во ТПУ, 2006. – 166 с
8. Кааров, Ж.З. Опыт применения многостадийного гидроразрыва пласта по технологии TTS на нефтяных месторождениях Западной Сибири в условиях низкопроницаемых коллекторов со сложным геологическим строением / Ж.З. Кааров, В.С. Лубышев // Colloquium-journal. – 2019. – № 13-3(37). – С. 135-137

### References

1. Filippovich, U.V., Peshkova, I.A., Belyakov, E.O. *Utochnenie geologicheskogo stroenija achimovskih otlozhenij Potochnogo mestorozhdenija i vypolnenie operativnogo podscheta zapasov* [Clarification of the geological structure of the Achimov deposits of the Potochny field and the implementation of an operational calculation of reserves]. Book 1, LLC "KogalymNIPIneft", Tyumen, 2008 (in Russian)
2. Chernova, O.V., Pustovalova, S.M., Shevyakov, V.A. *Otchet o rezul'tatah provedenija detal'nyh sejsmorazvedochnyh rabot na Potochnom mestorozhdenii* [Report on the results of detailed seismic surveys at the Potochny field]. М., 2004(in Russian)
3. Vlasenko, E.V. *Klassifikacija gidrorazryvov plasta. Proektirovanie operacij GRP* [Classification of hydraulic fracturing. Hydraulic fracturing operations design] / E.V. Vlasenko. - Text: direct // Young Scientist - 2019. - №2 (240). - P. 16-18 (in Russian)
4. Usachev P.M. *Gidravlicheskiy razryv plasta* [Hydraulic fracturing: textbook] / P.M. Usachev. Nedra, 1986. - 165 p. (in Russian)
5. Yarkeeva, N.R. *Analiz provedenija gidravlicheskogo razryva plasta po tehnologii slug frac* [Analysis of hydraulic fracturing using slug frac technology] / N.R. Yarkeeva, B.I. Khushainov, E.S. Samushkova // Problems of collection, preparation and transport of oil and oil products. - 2019. - 4 (120). - P. 58-64 (in Russian)
6. *Analiz razrabotki Potochnogo mestorozhdenija* [Analysis of the development of a continuous field]. - TF LLC "KogalymNIPIneft", protocol №526 dated March 25, 2017 (in Russian)
7. Ilina G.F., Altunina L.K. *Metody i tehnologii povysheniya nefteotdachi dlja kollektorov Zapadnoj Sibiri* [Methods and technologies for increasing oil recovery for collectors of Western Siberia]: Publisher PU, 2006. – 166 p. (in Russian)
8. Kaarov, Z.Z. *Opyt primeneniya mnogostadijnogo gidrorazryva plasta po tehnologii TTS na neftyanyh mestorozhdenijah Zapadnoj Sibiri v uslovijah nizkopronicaemyh kollektorov so slozhnym geologicheskim stroeniem* [Experience of using multistage hydraulic fracturing using TTS technology in oil fields of Western Siberia in conditions of low-permeability reservoirs with a complex geological structure] / Z.Z. Kaarov, V.S. Lubyshev // Colloquium-journal. - 2019. - №13-3 (37). - P. 135-137 (in Russian)

### Сведения об авторах

*Юмангуллова Наиля Зуфаровна*, студент, кафедра «Разработки и эксплуатации месторождений трудноизвлекаемых углеводородов», Казанский (Приволжский) Федеральный Университет, Институт геологии и нефтегазовых технологий  
Россия, 420111, г. Казань, ул. Кремлевская 4/5  
E-mail: ymangullova@mail.ru

*Ганиева Гузель Рафиковна*, доцент, кандидат технических наук, кафедра «Разработки и эксплуатации месторождений трудноизвлекаемых углеводородов», Казанский (Приволжский) Федеральный Университет, Институт геологии и нефтегазовых технологий  
Россия, 420111, Казань, ул. Кремлевская 4/5  
E-mail: gguzelrafikovna@mail.ru

*Минханов Ильгиз Фаильевич*, ассистент, кафедра «Разработки и эксплуатации месторождений трудноизвлекаемых углеводородов», Казанский (Приволжский) Федеральный Университет, Институт геологии и нефтегазовых технологий  
Россия, 420111, Казань, ул. Кремлевская 4/5  
E-mail: minkhanov@mail.ru

### Authors

*N.Z. Yumangullova*, student, department of development and operation of hard-to-recover hydrocarbon deposits, Kazan Federal University, Institute of geology and oil and gas technologies  
4/5, Kremlin st. Kazan, 420111, Russia  
E-mail: ymangullova@mail.ru

*G.R. Ganieva*, associate professor, candidate of technical sciences, department of development and operation of hard-to-recover hydrocarbon deposits, Kazan Federal University, Institute of geology and oil and gas technologies  
4/5, Kremlin st. Kazan, 420111, Russia  
E-mail: gguzelrafikovna@mail.ru

*I.F. Minkhanov*, assistant, department of development and operation of hard-to-recover hydrocarbon deposits, Kazan Federal University, Institute of geology and oil and gas technologies  
4/5, Kremlin st. Kazan, 420111, Russia  
E-mail: minkhanov@mail.ru

*Статья поступила в редакцию 06.07.2021  
Принята к публикации 22.09.2021  
Опубликована 30.09.2021*