

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2022.3.104-118>

EDN GAVZWE

УДК 622.276.66

## **Моделирование механических свойств геологической среды для создания оптимальной трещины гидроразрыва пласта**

*Ямкин М.А., Сафиуллина Е.У.*

*Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург, Россия*

## **Modeling the mechanical properties of the geological environment to create an optimal hydraulic fracture**

*M.A. Yamkin, E.U. Safiullina*

*Saint-Petersburg Mining University, Saint-Petersburg, Russia*

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

**Аннотация.** В настоящее время разработка нефтяных и газовых месторождений зачастую осуществляется в геологических условиях с повышенной сложностью. Для повышения нефтеотдачи и интенсификации притока нефти нефтегазовых месторождений наиболее часто применяется гидроразрыв пласта. При этом для получения необходимого притока нефти и предотвращения повышенной обводнённости при гидроразрыве пласта необходимо создавать трещину необходимых параметров.

В данной работе представлены результаты моделирования гидроразрыва пласта с использованием компьютерной программы, разработанной авторами. В ходе работы было выполнено моделирование размеров трещины для Вынгапуровского месторождения и последующая проверка устойчивости данной трещины в условиях рассматриваемой горной породы с использованием теории прочности Гриффитса. Кроме этого было выполнено моделирование притока нефти из данной трещины и расчет дебита после операции гидроразрыва пласта.

В результате проведенных исследований было установлено, что разработанная программа позволяет оценивать устойчивость трещин в пласте, моделировать приток нефти из данной трещины и проводить расчет дебита после операции гидроразрыва пласта. Сходимость полученных результатов литературными данными, в части моделирования притока нефти расчета нефти, составляет 98,65%. Это подтверждает корректность разработанной

программы и указывает на возможность использования разработанной программы в практической деятельности нефтегазовыми компаниями.

**Ключевые слова:** *Вынгапуровское месторождение, коэффициент интенсивности разрушений, трещины гидроразрыва пласта, напряжения в породе, моделирование притока нефти, моделирование распространения трещины, силовой критерий разрушения, скин-фактор, горное давление, обводненность*

**Для цитирования:** Ямкин М.А., Сафиуллина Е.У. Моделирование механических свойств геологической среды для создания оптимальной трещины гидроразрыва пласта//Нефтяная провинция.-2022.-№3(31).-С.104-118. - DOI [https:// doi.org/10.25689/NP.2022.3.104-118](https://doi.org/10.25689/NP.2022.3.104-118). EDN GAVZWE

**Abstract.** Currently, the development of oil and gas fields is often carried out in geological conditions with increased complexity. To increase oil recovery and intensify the flow of oil from oil and gas fields, hydraulic fracturing is most often used. At the same time, in order to obtain the good oil inflow and prevent increased water cut, it is necessary to create a fracture of the required parameters during hydraulic fracturing.

This paper presents the results of hydraulic fracturing modeling using a computer program developed by the authors. In the course of the work, modeling of the dimensions of the fracture was performed for the Vyngapurovskoye field and subsequent verification of the stability of this fracture under the conditions of the rock under consideration using the Griffith theory of strength, as well as modeling the oil inflow from this fracture and calculating the flow rate after the hydraulic fracturing operation.

In result of the studies, it was found that the developed program allows you to evaluate the stability of fractures in the reservoir. In this case, the convergence of the obtained results with the literature data is 98,65%. This confirms the correctness of the developed program and indicates the possibility of using the developed program in practical activities by oil and gas companies.

**Key words:** *Vyngapurovskoye field, fracture intensity factor, hydraulic fractures, rock stresses, oil inflow modeling, fracture propagation modeling, force criterion of destruction, skin factor, rock pressure, water cut*

**For citation:** M.A. Yamkin, E.U. Safiullina Modelirovanie mehanicheskikh svoystv geologicheskoy sredy dlja sozdaniya optimal'noj treshhiny gidrorazryva plasta [Modeling the mechanical properties of the geological environment to create an optimal hydraulic fracture]. Neftyanaya Provintsiya, No. 3(31), 2022. pp. 104-118. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2022.3.104-118>. EDN GAVZWE (in Russian)

## Введение

Вынгапуровское месторождение находится в ЯНАО, запущено в промышленную эксплуатацию в 1982 году. К 1991 году дебит нефти на место-

рождении значительно снизился. Кроме этого, по литературным данным, в результате исследований методом импульсно-нейтро-нейтронного каротажа в подошвенной части пласта были найдены зоны, которые не были охвачены системой разработки [1].

В табл. 1 основные фильтрационно-емкостные и геологические свойства месторождения.

Таблица 1

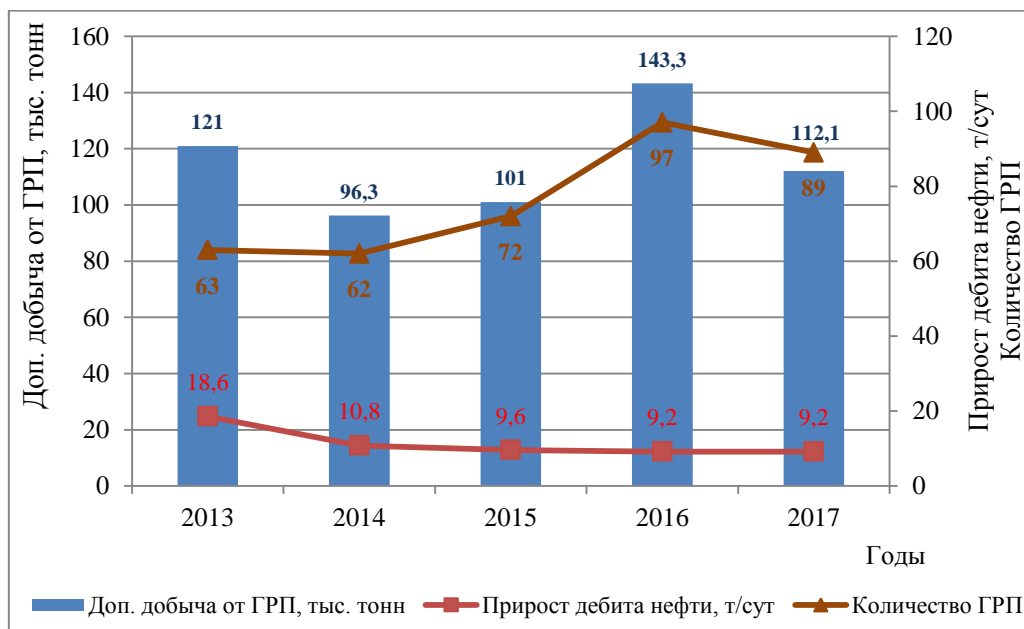
**Фильтрационно-емкостные и геологические свойства месторождения [2]**

Параметр	Значение
Проницаемость, мкм <sup>2</sup>	0,0028
Пористость, %	20
Расчлененность	4
Нефтенасыщенная толщина, м	4
Высота залежи, м	240
Глубина залегания, м	2365
Сетка скважин, м	400×500
Породы	Песчаник, алевролит

Из табл. 1 видно, что месторождение обладает низкой проницаемостью, что затрудняет разработку месторождения. Также из анализируемых данных, приведенных в литературе [2], видно, что месторождение обладает множеством глинистых пропластков, что затрудняет его разработку. В связи с этим продуктивные горизонты целесообразно объединять в единую гидродинамическую систему для лучших показателей разработки. Следует отметить, что на месторождении доля трудноизвлекаемых запасов составляет 75% от общего баланса запасов [3].

В связи со всем вышеперечисленным необходимо применять эффективные методы по увеличению нефтеотдачи и интенсификации притока. В соответствии с работой [3] с 1991 года в качестве основного метода увеличения нефтеотдачи и интенсификации притока используется гидроразрыв

пласта, за счет которого было добыто около 60% дополнительной нефти. В соответствии с [2] успешность данной операции в целом по месторождению составляет 92%. Это подтверждается тем, что добыча нефти после применения технологии гидроразрыва пласта значительно увеличилась (Рис. 1).



*Рис. 1. Дополнительная добыча нефти от операции ГРП [4]*

Учитывая, что технология гидроразрыва пласта (ГРП) является комплексной технической и технологической операцией, для обеспечения эффективности данного подхода, а также минимизации или исключения негативных эффектов, необходимо моделирование распространения трещины в пласте. Так, например, операция ГРП может повлечь за собой определенные осложнения, а именно увеличение обводненности добываемой продукции. Такого рода осложнения были характерны и для описываемого месторождения. В связи с этим в данной статье рассмотрены результаты моделирования трещины и оценка устойчивости трещин ГРП в нескольких скважинах. Кроме этого при выполнении данной работы был рассчитан дебит нефти после операции ГРП, а также было проведено сравнение полученных расчетных данных с практическими значениями, описанными в [2].

### Методы исследования.

Исследования проводились с использованием данных приведенных в работах [1-3] по 3 скважинам Вынгапуровского месторождения (131Р, 492ПО, 2894), в которых проводилась операция гидроразрыва пласта (ГРП). Данные скважины были выбраны по причине наиболее полных доступных по ним данным. В ходе работы было разработано две программы на языке программирования Python. Первая программа посвящена моделированию трещины с оценкой ее устойчивости в породе. Вторая программа для моделирования притока нефти из скважины после проведения ГРП. Далее приводятся результаты численных экспериментов проведенных с использованием программ.

### Моделирование трещины с оценкой ее устойчивости в породе.

Для решения проблемы по определению условия, при выполнении которого, трещина не будет распространяться в пласте самопроизвольно, и будет устойчива в рамках данной породы, была создана программа на языке программирования Python, которая на основе обработки исходных данных позволяет оценить устойчивость трещины в заданной породе.

Параметры, необходимые для расчета задаются в программе MSExcel (Табл. 2, 3).

Таблица 2

#### *Входные данные для моделирования трещины ГРП [1-3].*

Параметр	Значение
Модуль упругости породы, МПа	243000,0
Модуль упругости жидкости, МПа	2000,0
Коэффициент пористости на месторождении, доли	0,2
Критический коэффициент пористости на месторождении, доли	0,4
Энергоемкость разрушения породы, кДж/м <sup>3</sup>	12,0

Таблица 3

*Входные данные для моделирования трещины ГРП [1-3].*

Параметр	Номер скважины		
	131Р	492ПО	2894
Плотность горных пород, кг/м <sup>3</sup>	2500,00		
Коэффициент Пуассона	0,13		
Вертикальная составляющая горного давления горной породы, МПа	67,20	64,80	68,40
Горизонтальная составляющая горного давления горной породы, МПа	10,04	9,68	10,22
Давление нагнетания на забое, МПа	76,23	73,23	77,73
Радиус скважины, м	0,145		
Полудлина трещины ГРП, м	33,30	33,70	32,50
Пластовое давление, МПа	25,20		

Вычисление производилось по формулам, приведенных в работах [5-7].

При этом вводились следующие допущения:

- 1) пластовое давление не изменяется в пределах рассматриваемого участка месторождения;
- 2) горизонтальные составляющие горного давления в пласте имеют одинаковые значения;
- 3) при расчете горного давления не учитывался эффект порового давления.

Напряжение в породе при гидроразрыве пласта рассчитывалось по формуле (1) в соответствии с работой [5]:

$$\sigma = \sigma_{\text{п}} + \sigma_{\text{з}} + \sigma_{\text{д}} + p\alpha \quad (1)$$

где  $\sigma$  - напряжение в породе при гидроразрыве пласта, МПа;  $\sigma_{\text{п}}$  - напряжение, возникающее в породе за счет вертикальной и горизонтальной составляющей горного давления, МПа;  $\sigma_{\text{з}}$  - напряжение, возникающее на забое скважины, при нагнетании проппанта (жидкости разрыва), МПа;  $\sigma_{\text{д}}$  - дополнительная составляющая напряжения, возникающая при увеличении тем-

пов нагнетания, МПа;  $p$  – пластовое давление, МПа;  $\alpha$  – коэффициент, описывающий фильтрацию флюида, рассчитывающийся для каждой породы.

Авторами проводился расчет значений введенных переменных по формулам, представленным в работах [5, 6]:

$$\sigma_{\Pi} = \sigma_h \left( 1 + \frac{r^2}{l^2} \right) \quad (2)$$

где  $\sigma_h$  – горизонтальная составляющая горного давления, МПа;  $l$  [м] – полудлина трещины ГРП, м.

$$\sigma_3 = \frac{r^2}{l^2} p_3 \quad (3)$$

где  $p_3$  – давление на забое, МПа.

$$\sigma_d = A \left( \frac{1}{l^2} \int_r^l p \rho d\rho - p \right) \quad (4)$$

$\rho$  [кг/м<sup>3</sup>] – давление смеси нагнетания, кг/м<sup>3</sup>;  $A$  – параметр, рассчитываемый по формуле:

$$A = \frac{1-2\mu}{1-\mu} \left( 1 - \frac{K}{E} \right) \quad (5)$$

где  $\mu$  – коэффициент Пуассона;  $E$  – модуль упругости материала, слагающего породу, МПа;  $K$  – модуль упругости «сухого» скелета породы, МПа.

Далее рассчитывался коэффициент интенсивности разрушений при гидроразрыве пласта по формуле в соответствии с работой [5]:

$$K_I = \frac{1}{\sqrt{2\pi l}} \int_r^l \sigma \left[ \left( \frac{l+y}{l-y} \right)^{1/2} + \left( \frac{l-y}{l+y} \right)^{1/2} \right] dy \quad (6)$$

где  $K_I$  – коэффициент интенсивности разрушений, [Па√м];  $y$  – полудлина трещины, м.

Также рассчитывали значение силового критерия разрушения (значение коэффициента интенсивности разрушений, при котором трещина распространяется самопроизвольно).

Для расчета силового критерия разрушения в соответствии с [8] использовали формулу:

$$K_{IC} = \sqrt{G_c \frac{E}{1 - \mu^2}} \quad (7)$$

где  $K_{IC}$ - силовой критерий разрушения, [Па $\sqrt{м}$ ];  $G_c$  [ $\frac{Дж}{м^3}$ ]- энергия разрушения породы, [ $\frac{Дж}{м^3}$ ].

Согласно Теории Гриффитса каждое тело обладает трещинами, которые при повышении внешней нагрузки увеличиваются (в случае ГРП эта нагрузка эквивалента напряжению (формула 1), создаваемому на забое) [9]. При этом один из основных постулатов данной теории утверждает, что после преодоления напряжением определенного значения, в материале теряется прочность, и трещины начинают распространяться самопроизвольно. В соответствии с [5] условие для того, чтобы это происходило описывается выражением :

$$\begin{cases} K_I \geq K_{IC} \\ \frac{\partial K_I}{\partial l} > 0 \end{cases} \quad (8)$$

Авторами было выдвинуто предположение, что при достижении необходимого давления, нефтедобывающая организация перестает его увеличивать. Вследствие этого перестает увеличиваться коэффициент интенсивности разрушений (невыполнение второго условия). Следовательно, для того чтобы исключить самопроизвольное распространение трещины, необходимо обеспечить невыполнение первого условия системы.



В ходе работы авторами была разработана программа, которая вычисляет значения силового критерия разрушения, коэффициента интенсивности разрушений, сравнивающая их, и дающая заключение будет ли трещина распространяться самопроизвольно.

С использованием разработанной программы проведены численные эксперименты и получены значения силового критерия разрушения и коэффициента интенсивности разрушений, приведенные в табл. 4.

Таблица 4

*Результат работы программы.*

Параметр	Номер скважины		
	131Р	492ПО	2894
Коэффициент интенсивности разрушений	355,9	350,6	355,2
Силовой критерий разрушения	1722,2		
Распространение трещины	Трещина не распространяется самопроизвольно		

Основываясь на полученных результатах можно сделать вывод, что трещины ГРП самопроизвольно не распространялись. Следовательно, предположение, которое было сделано авторами о росте обводненности вследствие неправильно выбранной геометрии трещин, было неверным, и рост обводненности объясняется не самопроизвольным распространением трещины.

**Моделирование притока нефти из скважины после проведения ГРП.**

Также авторами в ходе работы была разработана программа, рассчитывающая дебит нефти после проведения операции ГРП. Для анализа были выбраны скважины, рассматриваемые в предыдущей главе.

Начальные данные, необходимые для работы программы [2] приведены в табл. 5.

Таблица 5

**Входные данные для работы программы [2].**

Параметр	Номер скважины		
	131Р	492ПО	2894
Радиус скважины, м	0,145		
Радиус контура питания скважины, м	130,000		
Исходный дебит нефти, т/сут	26,500	20,000	10,800
Полудлина трещины ГРП, м	33,300	33,700	32,500
Ширина трещины ГРП, мм	1,240	1,270	1,300
Проницаемость трещины ГРП, $10^{-11} \text{ м}^2$	1,290	1,200	1,333
Проницаемость призабойной зоны пласта (ПЗП), $10^{-15} \text{ м}^2$	4,609	4,790	4,701

Расчет дебита производился по следующей формуле [10, 11]:

$$Q = Q_0 \frac{\ln \frac{R_c}{r_w}}{\ln \frac{R_c}{r_w} + S} \quad (9)$$

где  $Q$  – дебит нефти после операции ГРП, т/сут;  $Q_0$  – дебит скважины до проведения операции ГРП, т/сут;  $R_c$  – радиус контура питания скважины, м;  $r_w$  – радиус горной выработки, м;  $S$  – скин-фактор (безразмерная величина, показывающая изменение проницаемости призабойной зоны пласта (ПЗП) в результате проведения операции ГРП).

Скин-фактор рассчитывался авторами по формуле:

$$S = -\ln \frac{l}{2r_w} + \int_1^{\infty} \frac{dn}{n(2nFcd + 1)} \quad (10)$$

где  $l$  – полудлина трещины ГРП, м;  $Fcd$  – безразмерная проводимость трещины ГРП.

Проводимость трещины рассчитывается авторами по формуле:

$$Fcd = \frac{k_2 \delta}{k_1 l} \quad (11)$$

где  $k_2$  – проницаемость трещины ГРП,  $\text{м}^2$ ;  $k_1$  – проницаемость ПЗП,  $\text{м}^2$ ;  
 $\delta$  – ширина трещины ГРП, м.

В ходе работы авторами была разработана программа, которая вычисляет значение дебита нефти после проведения операции ГРП.

В результате работы программы определен дебит после проведения операции ГРП, значения которого приведены в табл. 6.

Таблица 6

*Значения дебита нефти после операции ГРП, полученные в результате работы в созданной программе*

Параметр	Номер скважины		
	131Р	492ПО	2894
Дебит нефти после ГРП, т/сут	47,03	34,70	19,40

Также авторами была рассчитана сходимость результатов численных экспериментов, полученных с использованием разработанной программы по вычислению дебита скважин с литературными данными, опубликованными в работе [2]. Сопоставление указанных данных приведено в табл. 7.

Таблица 7

*Сравнение расчетных и практических (согласно [2]) значений.*

Номер скважины	Расчётный дебит, [т/сут]	Практический дебит, [т/сут]
131Р	47,03	47,30
492ПО	34,70	34,80
2894	19,40	20,40

Относительная погрешность вычислений производилась по формуле:

$$x = \frac{|Q_{\Sigma}^{\text{п}} - Q_{\Sigma}^{\text{л}}|}{Q_{\Sigma}^{\text{л}}} * 100\% =$$

$$= \frac{|(47,03 + 34,7 + 19,4) - (47,3 + 34,8 + 20,4)|}{47,3 + 34,8 + 20,4} * 100\% = 1,35\%$$
(11)

где  $Q_{\Sigma}^{\text{п}}$  – суммарный дебит со всех скважин согласно результатам работы программы, т/сут;  $Q_{\Sigma}^{\text{л}}$  – суммарный дебит со всех скважин согласно литературным данным, т/сут.

Из приведенных выше расчетов можно сделать вывод, что программа обладает сходимостью 98,65 %, так как погрешность практических данных и вычисленных в программе составляет 1,35 %. Также следует отметить, что при помощи данной программы можно рассчитывать предполагаемый дебит нефти и на других месторождениях.

### **Выводы**

В результате проведенной работы было установлено следующее:

1. Трещины Вынгапуровского месторождения в рассмотренных скважинах являются устойчивыми и самопроизвольно не распространяются, следовательно, геометрия трещин была выбрана изначально правильно и негативные последствия (такие как рост обводненности) связаны с другими причинами. Также сходимость результатов проведенных численных экспериментов с литературными данными, показала применимость теории прочности Гриффитса для моделирования операции ГРП на указанном месторождении;
2. Значения дебита нефти, которые были получены в результате работы программ, практически идентичны реальным дебитам нефти (совпадение 98,65%), что указывает на корректность работы программы для расчета дебита, разработанной авторами.

Также отдельно по обеим программам стоит отметить, что они применимы не только в рамках описанного месторождения. Высокая сходимость результатов говорит о том, что разработанные программы, возможно, использовать и на других месторождениях уже для прогнозирования дебита и устойчивости, а не для оценки правильности расчетных величин.

### Список литературы

1. Дубцов Е.А., Белозеров В.Б. Верификация и выработка остаточных извлекаемых запасов пласта БВ-8 Вынгапуровского нефтяного месторождения // ТПУ. 2021. 148 с.
2. Саранча А.В., Федоров В.В., Митрофанов Д.А., Зотова О.П. Эффективность проведения гидравлического разрыва пласта на Вынгапуровском месторождении // Фундаментальные исследования. 2015. № 2. С. 2581 – 2584.
3. Шкряба И.Т., Мулявин С. Ф., Клещенко И. И., Кусакин В. Ю. Анализ эффективности проведения многостадийного гидравлического разрыва пласта в горизонтальных скважинах на Вынгапуровском нефтегазоконденсатном месторождении // Нефть и газ. 2017. №4. С. 89-92
4. Савенок О.В., Поварова Л.В., Аванесов А.В. Применение метода гидроразрыва пласта для повышения дебита нефти на Вынгапуровском месторождении // Булатовские чтения (сборник статей). 2018. С. 133 – 138.
5. Feipeng Wu, De Li, Xianzhang Fan, Jing Liu, Xiaojun Li . Analytical interpretation of hydraulic fracturing initiation pressure and breakdown pressure // Journal of Natural Gas Science and Engineering. 2020. Volume 76. P. 13.
6. Michael J. Economides. Modern Fracturing. Enhancing Natural Gas Production // ET Publishing. 2007. P. 536.
7. Господариков А.П., Ковалевский В.Н. Алгоритм расчета трещин в породе при применении шпурового удлиненного кумулятивного заряда // Записки горного института. 2009. С.69-70.
8. Байкин А.Н. Динамика трещины гидроразрыва пласта в неоднородной пороупругой среде // Новосибирский национальный исследовательский государственный университет. 2016. С. 94.
9. Yu. N. Rabotnov. Introduction to fracture mechanics // Science. Ch. ed. Phys.-Math. lit. 1987. P.80.
10. Астафьев В.И., Федорченко Г.Д. Моделирование фильтрации жидкости при наличии трещины гидравлического разрыва пласта // Вестник Самарского государственного технического университета. Серия: Физико-математические Науки. 2007. С. 128 – 132.
11. Кравченко М.Н., Пестриков А.В. Использование метода размерностей для решения класса задач о притоке к трещине ГРП // Труды Российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина. 2010. С. 5.

### References

1. Dubtsov E.A., Belozerov V.B. Verifikazia i virabotka ostatochnih isvlekaemih zapasov plasta BV-8 Vyngapurovsky neftyanoi mestorozdeniya [Verification and development of residual recoverable reserves of the BV-8 formation of the Vyngapurovskoye oil field]. *TPU – TPU*, 2021, p.148. [in Russian].
2. Sarancha A.V., Fedorov V.V., Mitrofanov D.A., Zotova O.P. Effectinost provedenia hydraulicheskogo razriva plasta na Vyngapurovskom neftyanom mestorozdenii [Efficiency Hydraulic fracturing at the Vyngapurovskoye field]. *Fundamentalnie issledovaniya - Basic Research*, 2015, No 2, pp. 2581 – 2584. [in Russian].
3. Shkryaba I.T., Mulyavin S.F., Kleshchenko I.I., Kusakin V.Yu. Analiz effectinosti provedenia mnogostadiynogo hydraulicheskogo razriva plasta v gorizontalih skvasinah na Vyngapurovskom neftegasokondensatnom mestorozdenii [Analysis effectiveness of multi-

- stage hydraulic fracturing in horizontal wells at the Vyngapurovskoye oil and gas condensate field]. *Neft i gas – Oil and gas*, 2017, No 4, pp. 89-92.
4. Savenok O.V., Povarova L.V., Avanesov A.V. Primenenie metoda hydraulicheskogo razriva plasta dlya povisenia debita na Vyngapurovskom mestorozhenii [Application of the hydraulic fracturing method to increase the oil production rate at the Vyngapurovskoye field]. *Bulatovskie chtenia (sbornik statei) - Bulatov readings (collection of articles)*, 2018, pp. 133-138.
  5. Feipeng Wu, De Li, Xianzhang Fan, Jing Liu, Xiaojun Li . Analytical interpretation of hydraulic fracturing initiation pressure and breakdown pressure. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2020, Volume 76, P. 13.
  6. Michael J. Economides. Modern Fracturing. Enhancing Natural Gas Production. *ET Publishing*, 2007, P. 536.
  7. Gospodarikov A.P., Kovalevskiy V.N. Algoritm rascheta treshchin v porode pri primenении shpurovogo navesnogo kumulyativnogo zaryada [Algorithm for calculating cracks in rock when using a hole mounted shaped charge]. *Zapiski gornogo instituta - Notes of the Mining Institute*, 2009, P. 69-70.
  8. Baikin A.N. Dinamika treshchini hydrorazriva plasta v neodnorodnoi porouprugoi Srede [Dynamics of a Hydraulic Fracture in an Inhomogeneous Poroelastic Medium]. *Novosibirskiy natsionalniy issledovatel'skiy gosudarstvenniy universitet - Novosibirsk National Research State University*, 2016, P.94.
  9. Yu. N. Rabotnov. Introduction to fracture mechanics // *Science. Ch. ed.*
  10. Astafiev V.I., Fedorchenko G.D. Modelirovanie filtrazii zidkosti pri nalichii treshchini hydraulicheskogo razriva plasta [Simulation of fluid filtration at the presence of a hydraulic fracture]. *Vestnik Samarskogo gosudarstvennogo tehnikeskogo universiteta. Seriya: phisico-matematicheskie nauki - Bulletin of the Samara State Technical University. Series: Physical and Mathematical Sciences*, 2007, P. 128-132.
  11. Kravchenko M.N., Pestrikov A.V. Ispol'sovanie metoda razmernostei dlya reseniya Classa zadach o pritoke k trschine GRP [Using the dimensional method for solving a class of problems on the inflow to the hydraulic fracture]. *Trudi Rossiyskogo gosudarstvennogo universiteta nefti i gasa imeni I.M. Gubkina - Proceedings of the Russian State University of Oil and Gas named after I.M. Gubkin*, 2010, P. 5.

**Сведения об авторах**

*Ямкин Максим Александрович*, студент, Санкт-Петербургский горный университет  
Россия, 199106, Санкт-Петербург, Васильевский остров, 21 линия, д.2  
Email: makson.yamkin@mail.ru

*Сафиуллина Елена Улубековна*, доцент, кандидат технических наук, Санкт-Петербургский горный университет  
Россия, 199106, Санкт-Петербург, Васильевский остров, 21 линия, д.2  
E-mail: safiullinaeu@yandex.ru

**Authors**

*M.A. Yamkin*, student, St. Petersburg Mining University  
2, 21st Line, Vasilievsky Island, St Petersburg, 199106, Russian Federation  
E-mail: makson.yamkin@mail.ru

*E.U. Safiullina*, Associate Professor, Candidate of Technical Sciences, St. Petersburg Mining University  
2, 21st Line, Vasilievsky Island, St Petersburg, 199106, Russian Federation  
E-mail: safiullinaeu@yandex.ru

*Статья поступила в редакцию 01.08.2022*  
*Принята к публикации 17.09.2022*  
*Опубликована 30.09.2022*