



УДК 622.276.66

## ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ МНОГОСТАДИЙНОГО ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ ВОЛГО-УРАЛЬСКОЙ ПРОВИНЦИИ

### ASSESSMENT OF THE EFFICIENCY OF MULTI-STAGE HYDRAULIC FRACTURING AT AN OIL FIELD IN THE VOLGA-URAL PROVINCE

**Савенок Ольга Вадимовна**

доктор технических наук,  
профессор кафедры разработки  
и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений,  
Санкт-Петербургский горный университет  
императрицы Екатерины II  
Savenok\_OV@pers.spmi.ru

**Чуйкова Елизавета Павловна**

аспирант кафедры разработки и эксплуатации нефтяных  
и газовых месторождений,  
Санкт-Петербургский горный университет  
императрицы Екатерины II  
Lizach\_2001@mail.ru

**Кусова Лизавета Геннадиевна**

студентка направления подготовки 21.05.06  
«Нефтегазовые техника и технологии»,  
Санкт-Петербургский горный университет  
императрицы Екатерины II  
liza.kusova@internet.ru

**Аннотация.** В статье рассмотрен опыт применения технологии многостадийного гидроразрыва пласта на одном из крупнейших нефтяных месторождений России, расположенном на территории Волго-Уральском провинции. Проведены аналитические и гидродинамические расчёты дебитов и накопленной добычи нефти с учётом различных параметров трещинообразования. Определено оптимальное количество стадий и полудлин трещин, при которых достигается максимальный прирост продуктивности. Подтверждена высокая эффективность технологии многостадийного ГРП как метода интенсификации добычи нефти из низкопроницаемых коллекторов. Отмечена возможность рационального использования существующего фонда скважин без необходимости бурения новых, что снижает капитальные затраты при сохранении высокой рентабельности.

**Ключевые слова:** многостадийный гидроразрыв пласта; добыча нефти; низкопроницаемые коллекторы; интенсификация, аналитическое моделирование; накопленная добыча; горизонтальные скважины; дебит; трещинообразование; коэффициент эксплуатации.

**Savenok Olga Vadimovna**

Doctor of Technical Sciences,  
Professor of the Department of Development  
and Operation of Oil and Gas Fields,  
Empress Catherine II  
Saint Petersburg Mining University  
Savenok\_OV@pers.spmi.ru

**Chuikova Elizaveta Pavlovna**

Graduate Student of the Department  
of Development and Operation  
of Oil and Gas Fields,  
Empress Catherine II  
Saint Petersburg Mining University  
Lizach\_2001@mail.ru

**Kusova Lizaveta Genadievna**

Student training direction 21.05.06  
«Oil and Gas Equipment and Technologies»  
Empress Catherine II  
Saint Petersburg Mining University  
liza.kusova@internet.ru

**Annotation.** The article examines the experience of using multi-stage hydraulic fracturing technology at one of the largest oil fields in Russia, located in the Volga-Ural province. Analytical and hydrodynamic calculations of flow rates and cumulative oil production were performed taking into account various parameters of fracturing. The optimal number of stages and half-lengths of fractures were determined, which achieve the maximum increase in productivity. The high efficiency of multi-stage hydraulic fracturing technology as a method for intensifying oil production from low-permeability reservoirs was confirmed. The possibility of rational use of the existing well stock without the need to drill new ones was noted, which reduces capital costs while maintaining high profitability.

**Keywords:** multi-stage hydraulic fracturing; oil production; low-permeability reservoirs; stimulation; analytical modeling; cumulative production; horizontal wells; flow rate; fracturing; exploitation coefficient.

**Р**ассматриваемое нефтяное месторождение открыто в 1948 году, а эксплуатация началась в 1952 году. Это месторождение считается уникальным по объёмам запасов нефти. Оно связано с Альметьевской вершиной Татарского свода, размерами 65 × 75 км, при этом присводовая зона усложнена множеством поднятий. Основные залежи нефти сосредоточены в терригенных пластах среднего и верхнего девона, а также среднего карбона (бобриковский горизонт). В то же время менее значительные залежи находятся в карбонатных коллекторах верхнего девона, нижнего и среднего карбона. Всего на территории месторождения выявлено несколько сотен нефтяных залежей.



Гидравлический разрыв пласта представляет собой технологию, при которой в призабойную зону скважины закачивается жидкость под высоким давлением. Это приводит к образованию новых и расширению уже существующих трещин в горной породе. В результате резко возрастает проницаемость пласта, что способствует увеличению притока углеводородов в скважину. Чтобы трещины не закрылись после прекращения давления, в них дополнительно вводят проппант.

Многостадийный гидроразрыв пласта (МГРП) даёт возможность проводить несколько операций ГРП в одной горизонтальной скважине, что обеспечивает вовлечение в разработку ранее недренлируемых участков пласта и интенсификацию добычи. Эта технология позволяет осваивать запасы, ранее считавшиеся экономически нецелесообразными, увеличивать темпы извлечения нефти и коэффициент её извлечения.

При выборе скважины для МГРП необходимо учитывать такие факторы, как удалённость от водоносных и газоносных горизонтов, качество цементирования в предполагаемом интервале воздействия, состояние нижней части эксплуатационной колонны и устьевого оборудования.

Для эффективного гидроразрыва предпочтительны прочные, слабопроницаемые, цементированные породы, устойчивые к разрушению и не подверженные образованию песчаных пробок. Применение МГРП в системах с поддержанием пластового давления демонстрирует высокую эффективность, однако важно избегать образования трещин вблизи водонефтяных контактов, а также вблизи линий и точек закачки, чтобы не допустить прорыва воды и снижения нефтедобычи.

Условия, при которых допускается проведение многостадийного гидроразрыва пласта, включают следующие параметры:

- мощность продуктивного пласта должна составлять не менее 5 м;
- наличие непроницаемых межслоевых прослоек толщиной свыше 7 м;
- ограниченная расчленённость продуктивной части пласта – не более 3–5 пропластков;
- техническое состояние скважины должно быть удовлетворительным и соответствовать требованиям;
- проницаемость пород не должна превышать 0,03 мкм<sup>2</sup>;
- пластовая вязкость нефти – не более 5 мПа · с;
- достаточное удаление от газонефтяных и водонефтяных контактов.

МГРП не проводят в скважинах с повреждённым цементным кольцом или низким качеством цементирования. При моделировании процесса также необходимо учитывать длину горизонтального участка скважины и текущие уровни добычи.

В целях анализа технологической эффективности проводится расчёт двухступенчатым способом. В первую очередь выполняются базовые расчёты с использованием аналитических моделей, что позволяет сократить объём последующих вычислений. На этом этапе оценивается, как различные параметры влияют на итоговую нефтедобычу. Для повышения точности результатов далее применяются гидродинамические модели расчётов.

Следует определить количество стадий гидравлического разрыва на данной горизонтальной скважине и полудлины трещин. Данные параметры являются основополагающими при проектировании МГРП.

При выполнении расчёта дебита горизонтальной скважины и используется следующая формула:

$$Q = \frac{2 \cdot k \cdot h \cdot L}{\mu \cdot l} \cdot \left( P_{nl} - \frac{P_0}{2} - \frac{P_{заб}}{2} \right) + Q_d, \tag{1}$$

где  $k$  – проницаемость пласта, м<sup>2</sup>;  $h$  – толщина пласта, м;  $\mu$  – вязкость нефти, Па · с;  $L$  – длина горизонтальной скважины, м;  $l$  – расстояние до контура питания, м;  $P_{nl}$  – пластовое давление, Па;  $P_{заб}$  – забойное давление, Па;  $P_0$  – давление на границе межтрещинного пространства, Па.

Первый элемент уравнения описывает поступление жидкости к границе области, содержащей трещины, без учёта воздействия внешних участков зон дренажа, примыкающих к крайним трещинам. Влияние этих внешних участков зон дренирования крайних трещин определяется с использованием формулы:

$$Q_d = \frac{2 \cdot k \cdot (P_{nl} - P_{заб})}{\mu \cdot l} \cdot s_f, \tag{2}$$

где  $s_f = 2 \cdot h \cdot x_f$  – площадь трещины, м<sup>2</sup>;  $x_f$  – полудлина трещины ГРП, м.



Давление на границе межтрещинного пространства определяется по формуле:

$$P_0 = \frac{P_{пл} - (0,5 - (N - 1)^2 \cdot A) \cdot P_{заб}}{0,5 + (N - 1)^2 \cdot A}, \tag{3}$$

где  $A = \frac{2 \cdot x_f \cdot l}{L^2}$  – безразмерный коэффициент, отражающий влияние геометрии трещин на перераспределение давления между ними;  $N$  – число трещин ГРП, шт.

В таблице 1 приведены исходные данные для расчёта.

**Таблица 1** – Исходные данные для расчёта

Название параметров	Значение
Пластовое давление $P_{пл}$ , МПа	15,6
Полудлина трещины ГРП $x_f$ , м	40
Нефтенасыщенная толщина $h$ , м	11,8
Объёмный коэффициент $b$	1,077
Проницаемость пласта $k$ , мкм <sup>2</sup>	0,35
Расстояние до контура питания $l$ , м	200
Длина горизонтального ствола $L$ , м	500
Вязкость нефти $\mu$ , МПа · с	3,05

Для горизонтальной скважины с четырьмя трещинами и полудлиной трещин 40 м значение площади трещин равно:

$$A = \frac{2 \cdot 40 \cdot 200}{500^2} = 0,064$$

Давление на границе межтрещинного пространства определяется по формуле (3):

$$P_0 = \frac{15,6 \cdot 10^6 - (0,5 - (4 - 1)^2 \cdot 0,64) \cdot 9 \cdot 10^6}{0,5 + (4 - 1)^2 \cdot 0,64} = 15,14 \cdot 10^6 \text{ Па.}$$

Влияние внешних частей зон дренирования крайних трещин рассчитывается по формуле (2):

$$Q_d = \frac{2 \cdot 0,35 \cdot 10^{-12} \cdot (15,6 - 9) \cdot 10^6}{3,05 \cdot 10^{-3} \cdot 200} \cdot 944 = 7,15 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

Дебит горизонтальной скважины по формуле (1):

$$Q = \frac{2 \cdot 0,35 \cdot 11,8 \cdot 500}{3,05 \cdot 10^{-3} \cdot 200} \cdot \left( 15,6 - \frac{15,14}{2} - \frac{9}{2} \right) \cdot 10^6 + 7,15 = 31 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

При расчёте дебита жидкости в горизонтальной скважине без трещин вклад притока из основной части ствола не учитывается, что снижает точность применяемой формулы. При небольшом числе трещин это может существенно повлиять на результат расчётов. Однако, учитывая, что основная масса жидкости поступает именно через трещины, влияние притока из скважины можно считать незначительным, и такую погрешность допустимо игнорировать. Поэтому в расчётах не рассматриваются случаи с менее чем четырьмя стадиями гидроразрыва пласта.

Результаты моделирования дебита жидкости  $Q$  и давления  $P_0$  на границе зоны трещиноватости представлены в таблице 2.

**Таблица 2** – Расчётные значения дебита жидкости и давления в зависимости от числа стадий, созданных при МГРП

Количество стадий	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
$P_0$ , МПа	24,3	18,2	14,4	11,9	10,2	9	8,2	7,6	7,1	6,7	6,4	6,2
$Q_{ж}$ , м <sup>3</sup> /сут.	223,0	264,4	291,0	308,0	319,3	327,3	333,0	337,3	341,0	343,1	345,0	347,0

На рисунке 1 представлена диаграмма, иллюстрирующая, как изменяется дебит в зависимости от количества стадий.

Из графика видно, что при превышении отметки в 10 стадий темпы увеличения дебита существенно снижаются – кривая приобретает пологий характер, указывая на насыщение эффекта.

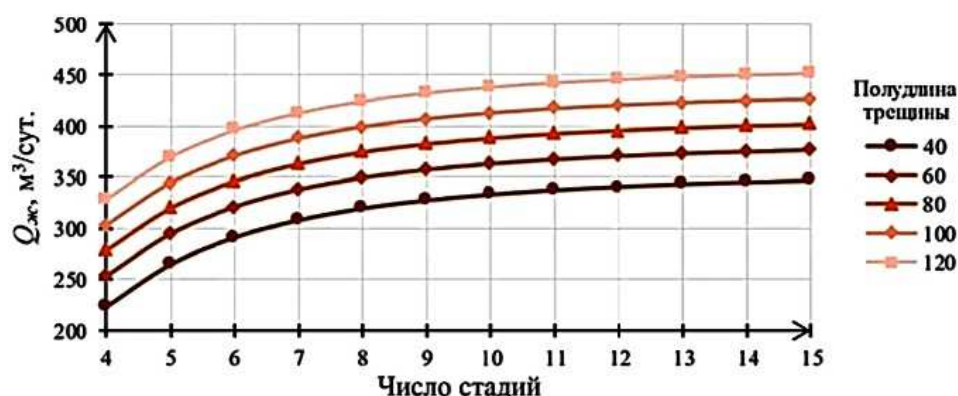


Рисунок 1 – Зависимость дебита жидкости от числа стадий МГПР и полудлин трещин

Для более глубокой оценки влияния других факторов на продуктивность после многостадийного гидроразрыва пласта целесообразно рассмотреть зависимость дебита от числа стадий при различных значениях полудлины трещин: 40, 60, 80, 100 и 120 м.

Одним из ключевых условий при проектировании многостадийного гидроразрыва пласта является обязательный учёт снижения дебита во времени. Для оценки эффективности разработки выполним расчёт суммарной нефтедобычи за трёхлетний период, предполагая экспоненциальный характер снижения дебита.

Средний коэффициент эксплуатации скважин составляет 0,96, а плотность нефти при поверхностных условиях – 886 кг/м<sup>3</sup>.

Также задан экспоненциальный коэффициент темпа падения дебита

$$a = \ln \left( \frac{q_n}{q_k} \right), \tag{4}$$

где  $q_n$  – добыча нефти на начало расчётного периода, м<sup>3</sup>/сут.;  $q_k$  – добыча нефти на конец расчётного периода, м<sup>3</sup>/сут.

Дебит нефти при этом рассчитывается по формуле:

$$q = q_n \cdot e^{-at}, \tag{5}$$

где  $t$  – время, мес.

Динамика среднесуточных дебитов нефти представлена в таблице 3.

Таблица 3 – Динамика среднесуточных дебитов

$t$ , мес.	0	1	2	3	4	5	6	7	8	...	36
$q$ , тонн/сут.	270,4	257,0	244,3	232,2	220,7	209,7	199,3	189,4	180,1	...	43,4

На рисунке 2 приведена графическая зависимость снижения дебита нефти во времени.

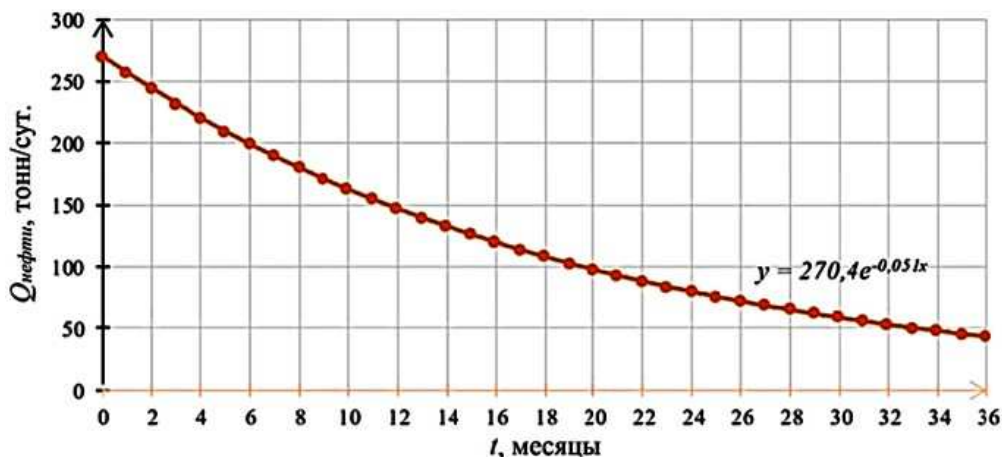


Рисунок 2 – Кривая падения дебита нефти



На следующем этапе производится расчёт суммарной нефтедобычи с учётом коэффициента эксплуатации скважин. Для этого дебит умножается на количество суток в каждом месяце, а полученные значения складываются согласно заданной расчётной формуле:

$$Q_{\text{нак}} = k_{\text{экс}} \cdot \sum q_i \cdot n_i, \quad (6)$$

где  $k_{\text{экс}}$  – коэффициент эксплуатации (отношение суммарного времени работы всех скважин к суммарному времени работы действующих скважин, принимается равным 0,96);  $q_i$  – средний дебит  $i$ -го месяца, м<sup>3</sup>/сут.;  $n_i$  – число дней в  $i$ -м месяце.

Таким образом, значение накопленной добычи по формуле (6) равно:

$$Q_{\text{нак}} = 0,96 \cdot 138,72 = 133,17 \text{ тыс. тонн.}$$

Рисунок 3 иллюстрирует, как изменяется накопленная добыча нефти в зависимости от количества стадий МГРП при различных значениях полудлин трещин.

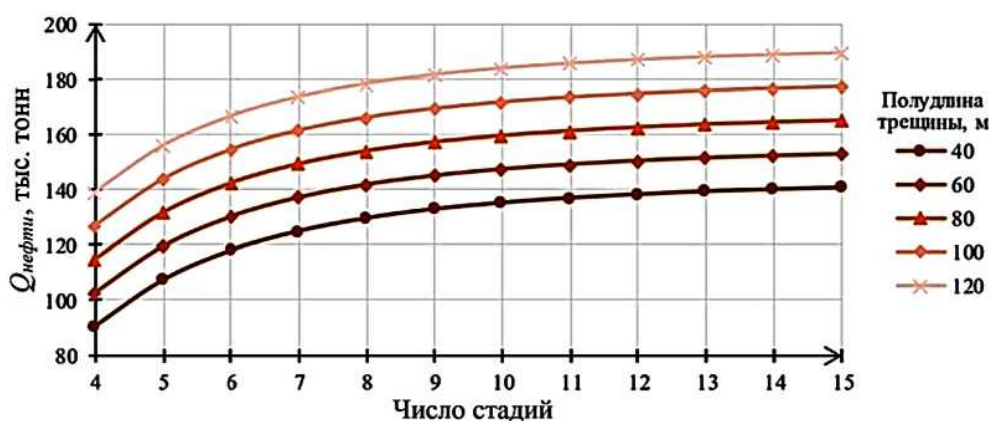


Рисунок 3 – Зависимость накопленной добычи нефти от числа стадий МГРП при различных значениях полудлин трещин

По построенным графикам произведена оценка степени влияния каждого параметра (полудлина трещины, количество стадий) на дебиты скважины.

Таким образом, полученные результаты подтверждают высокую эффективность применения МГРП на рассматриваемом нефтяном месторождении. Наиболее значимый прирост дебита наблюдается при увеличении числа трещин до 10 и полудлины до 100 м. Рост выше этих значений приводит к незначительному приросту, что требует оптимизации затрат на операцию.

Важно отметить, что повторное вовлечение в эксплуатацию малодебитных или законсервированных скважин с использованием МГРП может стать экономически обоснованной альтернативой бурению новых скважин, особенно в условиях развитой инфраструктуры.

#### Список литературы:

1. Гадиев И.И. Применение различных типов ГРП и анализ их эффективности в условиях Альметьевской площади Ромашкинского месторождения // Энергия молодёжи для нефтегазовой индустрии: сборник материалов VI Международной научно-практической конференции молодых учёных (26 ноября 2021 года, г. Альметьевск). – Альметьевск : Альметьевский государственный нефтяной институт, 2021. – С. 37–40.
2. Жарикова Н.Х. Анализ эффективности проведения многостадийного гидроразрыва пласта на нефтегазоконденсатном месторождении Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции / Н.Х. Жарикова, Л.Г. Кусова // Нефтегазовая вертикаль. – 2024. – № 1. – С. 74–87.
3. Жарикова Н.Х. Обоснование эффективности проведения многостадийного гидроразрыва пласта в условиях низкопроницаемых терригенных коллекторов на примере эксплуатационного объекта ЮС<sub>2</sub> Фёдоровского нефтегазоконденсатного месторождения / Н.Х. Жарикова, Л.Г. Кусова // Инженер-нефтяник. – 2024. – № 1. – С. 26–38.
4. Григулецкий В.Г. Направленный многостадийный гидравлический разрыв пласта. Особенности технологии. Контроль и управление свойствами технологических жидкостей / В.Г. Григулецкий, Ю.П. Савельев // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2015. – № 8. – Ч. 1 – С. 18–25.



5. Григулецкий В.Г. Направленный многостадийный гидравлический разрыв пласта. О динамических и температурных полях при измерении показателей технологических жидкостей / В.Г. Григулецкий, Ю.П. Савельев // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2016. – № 7. – Ч. 2. – С. 15–20.
6. Масалова А.А. Оценка эффективности реализуемых технологий воздействия на пласт в условиях низкой проницаемости продуктивного пласта на примере объекта Ю<sub>1</sub><sup>1-3</sup> нефтяного месторождения Западной Сибири / А.А. Масалова, О.В. Савенок // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2023. – № 3. – С. 174–195.
7. Романов Р.Р. Опыт применения технологии многостадийного гидроразрыва пласта в России и за рубежом / Р.Р. Романов, Т.Н. Грибиниченко // Наукофера. – 2022. – № 2-2. – С. 33–39.
8. Хабибов М.Г. Схема заканчивания для МГРП в ЗБС по новой технологии // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2024. – № 4. – С. 114–116.
9. Ямкин М.А. Оценка соответствия результатов компьютерного моделирования притока жидкости к трещине гидроразрыва пласта реальным данным / М.А. Ямкин, Е.У. Сафиуллина // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2023. – Т. 334. – № 3. – С. 210–217.

#### List of references:

1. Gadiev I.I. Application of different types of hydraulic fracture and analysis of their efficiency in conditions of Almet'yevskaya area of Romashkinskoye field // Energy of youth for the oil and gas industry: collection of materials of the VI International scientific and practical conference of young scientists (November 26, 2021, Almet'yevsk). – Almet'yevsk : Almet'yevsk state oil institute, 2021. – P. 37–40.
2. Zharikova N.Kh. Analysis of the results of the efficiency of multistage hydraulic fracturing on the oil and gas condensate field of the Leno-Tunguska oil and gas province / N.Kh. Zharikova, L.G. Kusova // Oil and Gas Vertical. – 2024. – № 1. – P. 74–87.
3. Zharikova N.Kh. Justification of the effectiveness of multistage hydraulic fracturing in low-permeability terrigenous reservoir conditions using the example of the YuS<sub>2</sub> production facility of the Fyodorovskoye oil and gas condensate field / N.Kh. Zharikova, L.G. Kusova // Petroleum Engineer. – 2024. – № 1. – P. 26–38.
4. Griguletsky V.G. Directional multi-stage hydraulic fracturing of a formation. Some specific features of the technology. control of technological liquids properties / V.G. Griguletsky, Yu.P. Saveliev // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – 2015. – № 8. – Part 1. – P. 18–25.
5. Griguletsky V.G. Directed multistage of hydraulic fracturing of a formation. Dynamic and temperature fields in case of change of technological liquids indicators / V.G. Griguletsky, Yu.P. Saveliev // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – 2016. – № 7. – Part 2. – P. 15–20.
6. Masalova A.A. Assessment of the effectiveness of implemented technologies for impact on the formation in conditions of low permeability of the productive reservoir by the example of object Yu<sub>1</sub><sup>1-3</sup> of oil field facility in Western Siberia / A.A. Masalova, O.V. Savenok // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2023. – № 3. – P. 174–195.
7. Romanov R.R. Experience in applying multi-stage hydraulic fracturing technology in Russia and abroad / R.R. Romanov, T.N. Gribinichenko // Science Sphere. – 2022. – № 2-2. – P. 33–39.
8. Khabibov M.G. Completion scheme for multistage hydraulic fracturing in drilling of the second wellbore using new technology // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2024. – № 4. – P. 114–116.
9. Yamkin M.A. Assessment of compliance of the computer simulation results of liquid flow to fracture formation with real data / M.A. Yamkin, E.U. Safiullina // News of Tomsk Polytechnic University. Engineering of Georesources. – 2023. – Vol. 334. – № 3. – P. 210–217.