









СВОЙСТВА ГОРНЫХ ПОРОД. ГЕОМЕХАНИКА И ГЕОФИЗИКА

Научная статья

<https://doi.org/10.17073/2500-0632-2023-01-97>

УДК 622.276

Оценка параметров многостадийного гидравлического разрыва пласта с помощью 4D моделированияИ.И. Босиков¹  , Р.В. Ключев²   , И.В. Силаев³  , Д.Э. Пилюева¹  ¹ Северо-Кавказский горно-металлургический институт (ГТУ), г. Владикавказ, Российская Федерация² Московский политехнический университет, г. Москва, Российская Федерация³ Северо-Осетинский государственный университет им. К. Л. Хетагурова, г. Владикавказ, Российская Федерация✉ kluev-roman@rambler.ru**Аннотация**

На современном этапе большинство нефтегазоконденсатных месторождений южной части Восточно-Сибирской нефтегазоносной провинции характеризуется ростом доли трудноизвлекаемых запасов нефти в плотных коллекторах. В акватории моря на месторождении Челенджер-море (Юго-Восточный купол) предлагается применить многостадийный гидравлический разрыв пласта (МГРП). Внедрение этой технологии на шельфе станет источником дополнительных рисков. Например, однозначно не оценены свойства покрышки RR-2, есть ряд геологических неопределенностей, например, тектонический режим. Однако есть ряд аргументов в пользу МГРП – неоднородность коллектора, небольшая проницаемость, низкая обводненность месторождения, достаточная мощность продуктивного пласта и покрышки. Также хорошим фактором является то, что в процессе добычи не наблюдается пескопроявлений. Выбор принципиальной схемы заканчивания скважин на восточном борту пласта RR-7 производится с целью эффективного извлечения остаточных запасов. Задачи проведенной работы заключаются в создании геолого-гидродинамической модели Челенджер-море (Юго-Восточный купол); разработке 1D и 3D геомеханических моделей; оценке прогнозов по добыче с использованием принципиально разных схем заканчивания скважин; определении оптимальных параметров многостадийного гидравлического разрыва пласта. Методы исследований включают в себя петрофизические методы; методы ГИС; ядерные исследования; буровые сводки и данные об испытаниях пластов; 3, 4D геомеханическое моделирование; геофизические методы: акустический каротаж, плотностной каротаж, гамма-каротаж. После построения геомеханической модели пласта на начало бурения производится гидродинамический расчет, по итогам которого определены кубы пластовых давлений и насыщений на определенных моменты времени. Полученные результаты позволили определить направления главных напряжений, значения эффективных и главных напряжений, а также величины упругих деформаций. Для оценки технологической эффективности МГРП были произведены прогнозы добычи на гидродинамической модели по разведочной скважине с традиционным заканчиванием (перфорированный хвостовик) с пятью стадиями МГРП. В первом случае накопленная добыча составила 144 тыс. т за 15 лет, во втором – 125 тыс. т за 17 лет. Разница в накопленной добыче обусловлена разными стартовыми дебитами скважин, а также темпами отбора в первые несколько лет разработки, а в дальнейшем кривые добычи и суточных дебитов демонстрировали схожее поведение. Для выбора наиболее эффективного варианта выполнен экономический анализ эффективности.

Ключевые слова

нефтегазоконденсатное месторождение, нефть, скважина, керн, пористость, геологическая модель, геомеханическая модель, геолого-гидродинамическая модель, акустический каротаж, плотностной каротаж


Для цитирования

Bosikov I. I., Klyuev R. V., Silaev I. V., Piliueva D. E. Estimation of multistage hydraulic fracturing parameters using 4D simulation. *Mining Science and Technology (Russia)*. 2023;8(2):141–149. <https://doi.org/10.17073/2500-0632-2023-01-97>



MINING ROCK PROPERTIES. ROCK MECHANICS AND GEOPHYSICS

Research paper

Estimation of multistage hydraulic fracturing parameters using 4D simulationI. I. Bosikov¹  , R. V. Klyuev²   , I. V. Silaev³  , D. E. Pilieva¹  ¹North Caucasian Mining and Metallurgical Institute, Vladikavkaz, Russia²Moscow Polytechnic University, Moscow, Russia³North Ossetian State University named after K. L. Khetagurov, Vladikavkaz, Russia kluev-roman@rambler.ru**Abstract**

At the present stage, most oil and gas condensate fields in the southern part of the East Siberian oil and gas province are characterized by an increasing proportion of difficult oil reserves in tight reservoirs. Multistage hydraulic fracturing (MHF) is proposed for the offshore Challenger Sea field (Southeast Dome). The implementation of this technique at a shelf will be a source of additional risks. For example, the properties of the RR-2 overlying seal have not been unambiguously assessed, and there are a number of geological uncertainties, such as the tectonic regime. However, there are a number of arguments in favor of MHF: heterogeneity of the reservoir; low permeability; low water cut of the field; sufficient thickness of the pay zone; and the overlying seal. One more positive factor is that sand ingress is not observed in the process of oil production. The selection of a principal well completion scheme on the eastern side of the RR-7 formation is aimed at effectively recovering the remaining reserves. The objectives of the study performed are: to create a geological and hydrodynamic model of the Challenger Sea (Southeast Dome); develop 1D and 3D geomechanical models; evaluate oil production forecasts based on fundamentally different well completion schemes; and determine the optimum parameters for multistage hydraulic fracturing. The research methods included: petrophysical methods; logging methods; core studies; drilling reports and formation testing data; and 3D, 4D geomechanical simulation. Other geophysical methods included acoustic logging, density logging, and gamma-ray logging. After building a geomechanical model of the reservoir at the beginning of drilling, a hydrodynamic calculation was performed. This established the reservoir pressures and saturations at certain points in time. The results made it possible for the principal stress directions, the values of effective and principal stresses, and the values of elastic strains to be determined. In order to assess MGF process efficiency, production forecasts were made using a hydrodynamic model for an exploration well with conventional completion (perforated liner) and with five-stage MGF. In the first case, the accumulated production was 144 kt over 15 years, and in the second case, 125 kt over 17 years. The difference in cumulative production is due to different initial well flow rates, as well as the rate of oil withdrawal during the first few years of development. Thereafter, the production and daily flow rate curves showed similar behavior. In order to select the most effective option, an economic analysis of the efficiency was performed.

Keywords

oil and gas condensate field, oil, well, core, porosity, geological model, geomechanical model, geological and hydrodynamic model (reservoir simulation model), acoustic logging, density logging

For citation

Bosikov I. I., Klyuev R. V., Silaev I. V., Pilieva D. E. Estimation of multistage hydraulic fracturing parameters using 4D simulation. *Mining Science and Technology (Russia)*. 2023;8(2):141–149. <https://doi.org/10.17073/2500-0632-2023-01-97>

Введение

На современном этапе большинство нефтегазо-конденсатных месторождений южной части Восточно-Сибирской нефтегазоносной провинции характеризуется ростом доли трудноизвлекаемых запасов нефти в плотных коллекторах [1, 2].

Многостадийный гидравлический разрыв пласта (МГРП) – эффективный метод повышения нефтеотдачи и интенсификации добычи в терригенных отложениях по всему миру [3, 4].

В акватории моря на месторождении Челенджер-море (Юго-Восточный купол) предлагается применить МГРП. Внедрение этой технологии на шельфе станет источником дополнительных рисков [5, 6]. Например, однозначно не оценены свойства покрышки RR-2, есть ряд геологических

неопределенностей, например, тектонический режим. Однако есть аргументы в пользу МГРП – неоднородность коллектора [7, 8], низкая проницаемость, низкая обводненность месторождения, достаточная мощность продуктивного пласта и покрышки. Также хорошим фактором является то, что в процессе добычи не наблюдается пескопроявлений [9, 10].

Общие сведения о месторождении

Нефтегазоконденсатное месторождение Челенджер-море (Юго-Восточный купол) расположено на территории Стойковского района Приморской области в 40 км юго-восточнее г. Серова на шельфе Юго-Восточного Стойкова, на широте южного замыкания Старковского залива.

Месторождение Челенджер-море открыто в 2011 г. Месторождение является многопластовым, содержит газоконденсатные и нефтегазоконденсатные залежи разных типов – литологические, пластово-сводовые. По строению месторождение относится к очень сложным, по величине запасов – к крупным [11, 12].

В географическом отношении рассматриваемый район приурочен к южной гряде Восточно-Сибирского хребта. Рельеф холмисто-увалистый, местность частично покрыта лесом, частично заболочена. Максимальные высоты над уровнем моря не превышают 200 м. Рельеф дна в районе месторождения слабо расчлененный. Климат района характерный для Приморья: зима суровая, снежная, ветреная, с частыми метелями.

В тектоническом отношении месторождение Челенджер-море (Юго-Восточный купол) приурочено к крупной мегантиклинали, расположенной в северной части одноименной антиклинальной зоны, протягивающейся на шельфе Восточно-Сибирского хребта в северо-западном направлении более чем на 200 км [13, 14].

Разрез юго-восточного шельфа сложен мезозойскими и кайнозойскими отложениями, образующими два структурных этажа. Нижний, фундамент, сложен дислоцированными метаморфическими породами мелового возраста. Осадочный чехол состоит исключительно из кайнозойских отложений неогенового возраста. В разрезе осадочного чехла выделяются усть-давыдовский и приханкайский горизонты. Последний, в свою очередь, делится на нижнеприханкайский и верхнеприханкайский подгоризонты. Мощность приханкайского горизонта изменяется от 2000 до 3000 м, увеличиваясь с северо-востока на юго-запад. Нижнеприханкайский горизонт сложен песчаниками серыми, часто алевроитовыми и глинистыми, с прослоями алевролитов и глин. Верхнеприханкайский горизонт сложен песчаниками и алевролитами в нижней части, рыхлыми песками с прослоями глин – в верхней части.

Промышленная нефтегазоносность приурочена к верхнеприханкайскому подгоризонту. Основными продуктивными пластами на месторождении Челенджер-море (Юго-Восточный купол) являются пласты RR-2, RRI-1, RRI-2.

Методы исследований

Петрофизические методы; методы ГИС; керновые исследования; буровые сводки и данные об испытаниях пластов; 3D геомеханическое моделирование; геофизические методы: акустический каротаж, плотностной каротаж, гамма-каротаж.

Техническая часть

Исследования проводились по пласту RR-2. Продуктивный пласт отличается латеральной неоднородностью. Фильтрационно-емкостные свойства на восточном борту существенно хуже, чем на западном, поэтому для эффективного извлечения остаточных запасов нефти был рассмотрен вариант проведения МГРП.

Построение 3D геомеханической модели месторождения Челенджер-море (Юго-Восточный купол)

Исследования керна. Керн – единственный прямой источник информации о продуктивном пласте и покрывке, используемый как в геолого-гидродинамическом, так и в геомеханическом моделировании [15, 16]. Для уточнения механических свойств горных пород и построения достоверной геомеханической модели были проведены специальные исследования на керне скважин месторождения Челенджер-море (Юго-Восточный купол).

Для проведения данных исследований керна привлеклся керн из скв. 88-Р и 120-Р Челенджер-море, только по RR-2 пласту. Охарактеризованность пласта керном слабая, каменный материал отбирался лишь в двух скважинах из верхней и средней частей пласта. При отборе образцов учитывались литологические особенности пород. Перед тем как выбрать образцы, осматривался керн, изучалось первичное описание породы и просматривались шлифы под микроскопом (рис. 1). Всего было исследовано 87 образцов.

Построение одномерных геомеханических моделей

Одномерная геомеханическая модель представляет собой набор кривых упругих, прочностных свойств и главных напряжений вдоль траектории скважины: поровое давление; вертикальное напряжение (горное давление); максимальное и минимальное горизонтальные напряжения; модуль Юнга статический и динамический; коэффициент Пуассона; предел прочности на сжатие; предел прочности на разрыв; угол внутреннего трения.

Данный набор данных позволяет определять допустимые параметры бурового раствора для предотвращения осложнения в процессе бурения, предупреждать пескопроявления при эксплуатации добывающих скважин, а также планировать ГРП в горизонтальных и наклонных скважинах [17, 18]. Геомеханическая модель 1D по одной из опорных скважин приведена на рис. 2.

При создании геомеханической модели используется множество данных, включая методы ГИС, керновые исследования, буровые сводки и данные об испытаниях пластов [19, 20]. Необходимый объем методов приведен в табл. 1.



Рис. 1. Цилиндрический образец керна до и после определения предела прочности на сжатие

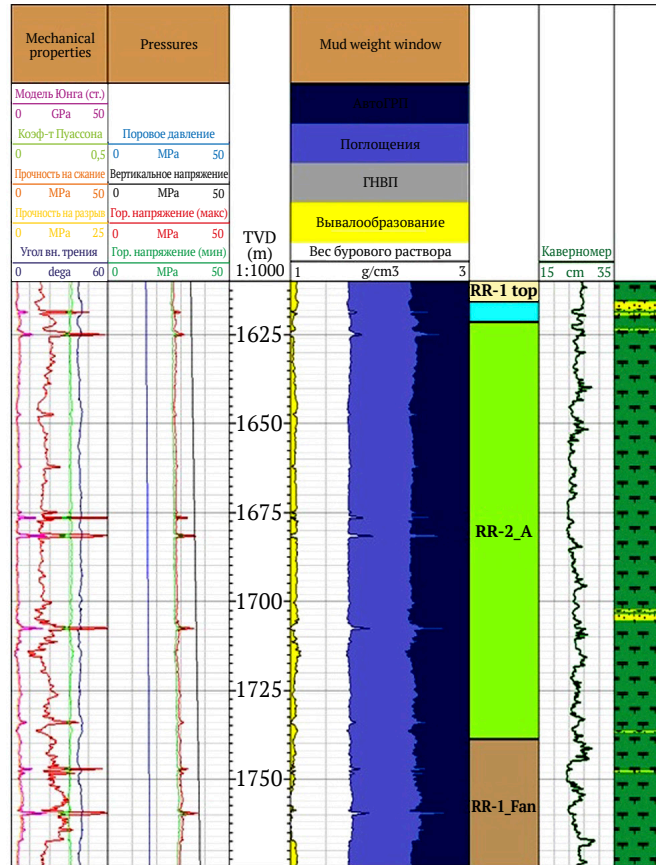


Рис. 2. Геомеханическая модель 1D по скважине 22-Р Челенджер-море (Юго-Восточный купол)

Таблица 1

Оценка полноты исходных данных по проведенным исследованиям

| Тип данных | Источник данных | Применение | Степень достоверности |
|---|--|---|--|
| ГИС | | | |
| Акустический каротаж | Комплекс ГИС в разведочных скважинах | Построение ГММ – упругие свойства | Низкая |
| Плотностной каротаж | Записан в большинстве скважин на месторождении | Построение ГММ – упругие свойства и вертикальное напряжение | Высокая |
| Гамма-каротаж | Записан во всех скважинах | Расчет угла внутреннего трения | |
| Керн | | | |
| Модуль Юнга (динамический) | Лабораторные исследования | Расчет прочностных свойств | Средняя – новые лабораторные исследования; керн характеризует только продуктивную часть пласта |
| Коэффициент Пуассона | | Расчет горизонтальных напряжений | |
| Модуль Юнга (статический) | | Расчет горизонтальных напряжений | |
| Предел прочности на сжатие | | Оценка стабильности ствола скважины | |
| Предел прочности на разрыв | | | |
| Другие данные | | | |
| Сведения об осложнениях при бурении | Буровые сводки | Калибровка ГММ | Средняя – отсутствуют буровые осложнения в интервале пласта |
| Сведения о начальном пластовом давлении | Данные опробований и ГДИС | Калибровка ГММ и оценка порового давления | Высокая |
| Стратиграфические разбивки | Схема детальной корреляции из ГМ | Применяются в построении ПФ зависимостей, прогнозировании свойств | Высокая |
| Литология разреза | Описание керна, РИГИС | | Высокая |

Геологическая модель и гидродинамика

Построение 3D геомеханической модели на начало бурения производится на основе геологической модели, а изменение напряженно-деформированного состояния пласта во времени учитывается с помощью результатов гидродинамического моделирования.

Геомеханическое моделирование предъявляет жесткие требования к геологической модели, поэтому для данного проекта была построена новая геологическая модель, учитывающая весь объем геологической информации, а также технические характеристики, необходимые для успешных геомеханических расчетов.

Модель построена на сетке 100×100 м, толщина ячеек в среднем 1 м, общее количество ячеек не превышает 300 тыс. Такие параметры были подобраны опытным путем, так как геомеханические и гидродинамические расчеты требуют больших вычислительных мощностей. Кроме того, в геологической модели была надстроена покрывка RR-2 пласта для детального моделирования прочностных свойств флюидоупора. В модель были включены все дизъюнктивные нарушения.

Геомеханическая модель 3D: на начало бурения

3D геомеханическая модель на начало бурения строится путем воссоздания напряженно-деформированного состояния на относительно большом фрагменте земной коры. Для этого сверху, снизу и с боков ГМ достраиваются дополнительные ячейки с породами, которые «давят» на ячейки в самой модели и таким образом формируют напряжения [21]. Кроме того, все ячейки наполняются упругими и прочностными свойствами горных пород и разломов в соответствии с теми ПФ зависимостями, что были получены на этапе одномерного моделирования (рис. 3). На рис. 3 прямоугольником выделена область построения геологической модели залежи.



Рис. 3. Общий вид геомеханического грида

Обсуждение: точка зрения

и непосредственные исследования автора

В работе произведен расчет изменения состояния со временем (геомеханическая модель 4D). После построения геомеханической модели пласта на начало бурения производился гидродинамический расчет, по итогам которого получены кубы пластовых давлений и насыщений на определенные моменты времени. Они являются входными параметрами для расчета НДС в эти моменты времени. По итогу расчета мы получаем направления главных напряжений, значения эффективных и главных напряжений (рис. 4), а также величины упругих деформаций. Кроме того, по кругам Мора можно оценить, насколько порода близка к разрушению в пластовых условиях. На рис. 4 линия разрушения показана темно-зеленым цветом, а соотношения нормальных и касательных напряжений в отдельно взятой ячейке – в виде классического круга Мора. Когда круг напряжений

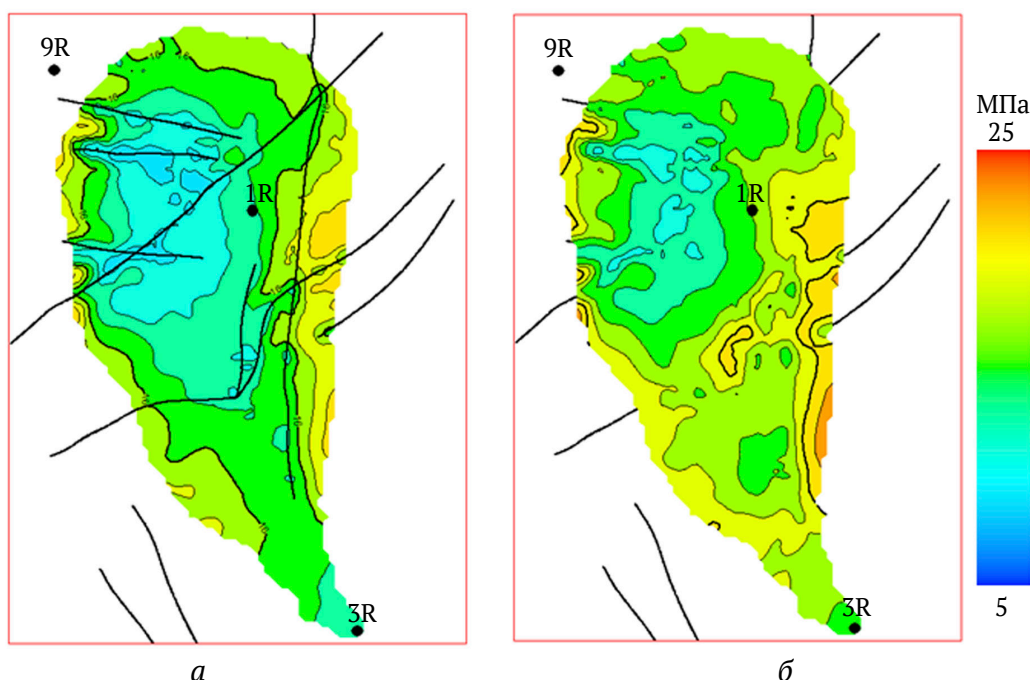


Рис. 4. Сравнение карт эффективных напряжений на 01.01.2015 (а) и 01.01.2022 (б)



касается линии разрушения, происходит нарушение целостности ГП – образуется разлом или трещина. В случае RR-2 пласта породы находятся в стабильном состоянии в данный момент времени и в течение периода разработки, на который построена модель.

Одномерная постбуровая геомеханическая модель позволяет спланировать МГРП: количество стадий, размещение портов МГРП и пакеров.

Показатели экономической эффективности по двум вариантам приведены в табл. 2.

Таблица 2

Показатели эффективности

| Показатель | Значения | |
|---|-----------|-----------|
| | Вариант 1 | Вариант 2 |
| Внутренняя норма дохода (ВНД), % | 15 | 22 |
| Накопленная добыча, тыс. т | 165 | 212 |
| Чистый дисконтированный доход NPV (ЧДД), млн руб. | 327 | 612 |
| Срок окупаемости, лет | 7,5 | 5 |

Для оценки технологической эффективности МГРП были произведены прогнозы добычи на гидродинамической модели по разведочной скважине с традиционным заканчиванием (перфорированный хвостовик) с пятью стадиями МГРП. В первом случае накопленная добыча составила 144 165 тыс. т за 15 лет, во втором – 125 212 тыс. т за 17 лет. Разница в накопленной добыче обусловлена разными стартовыми дебитами скважин, а также темпами отбора в первые несколько лет разработки, в дальнейшем кривые добычи и суточных дебитов демонстрировали схожее поведение. Для выбора наиболее эффективного варианта выполнен экономический анализ эффективности.

Положительный экономический эффект – важнейший показатель успешности применяемых методов и необходимое условие для их реализации. В рамках проведенных исследований был оценен экономический эффект от бурения новой разведочной скважины с большим отходом от вертикали с тради-

ционным заканчиванием и от бурения такой же скважины, но с проведением МГРП. Рассчитывались такие экономические показатели, как затраты, выручка, амортизация и остаточная стоимость скважины, чистая прибыль (денежный поток), в том числе с учетом дисконтирования ($E = 10\%$), учитывались: налог на прибыль, экспортная пошлина, НДС, налог на имущество. Экономическая эффективность оценивалась по трем показателям: величине ЧДД и ВНД, а также сроку окупаемости.

Заключение

При проведении оценки параметров многостадийного гидравлического разрыва пласта с помощью 4D моделирования решены следующие задачи:

1. Проведен анализ достоинств и недостатков параметров технологии МГРП на шельфе.

2. Построена предварительная 4D геомеханическая модель пласта RR-2 месторождения Челенджер-море (Юго-Восточный купол).

3. Разработаны 1D и 3D геомеханические модели, проведены дополнительные исследования керн на Одопту-море с учетом особенностей RR-2 пласта для уточнения геомеханической модели.

4. Проведена оценка прогнозов по добыче с использованием принципиально разных схем заканчивания скважин.

5. Определены оптимальные параметры многостадийного гидравлического разрыва пласта.

6. На базе гидродинамической модели рассчитана прогнозная добыча по проектной скважине с традиционным заканчиванием (перфорированный хвостовик в горизонтальном стволе) и многостадийным ГРП (5 стадий).

7. Проведена оценка экономической эффективности вариантов разработки без МГРП и с учетом МГРП. Базовый вариант является экономически эффективным, ВНД составила 15 %, ЧДД – 327 млн руб. Второй вариант является экономически эффективным при норме дисконтирования 22 %, ЧДД составляет 612 млн руб.

8. Проведение МГРП (5 стадий) позволит увеличить ЧДД почти вдвое, а накопленную добычу на 30 %.

Список литературы

1. Гайдук В.В. Природа нефтегазоносности Терско-Сунженского нефтегазоносного района. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*. 2019;(2):40–46. <https://doi.org/10.30713/2413-5011-2019-2-40-46>
2. Данилов В.Н. Надвигообразование и нефтегазоносность Предуральского краевого прогиба. *Геология нефти и газа*. 2021;(1):57–72. <https://doi.org/10.31087/0016-7894-2021-1-57-72>
3. Vishkai M., Gates I. On multistage hydraulic fracturing in tight gas reservoirs: Montney Formation, Alberta, Canada. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2018;174:1127–1141. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.12.020>
4. Wasantha P.L.P., Konietzky H., Xu C. Effect of in-situ stress contrast on fracture containment during single- and multi-stage hydraulic fracturing. *Engineering Fracture Mechanics*. 2019;205:175–189. <https://doi.org/10.1016/j.engfracmech.2018.11.016>
5. Liu Y., Ma X., Zhang X. et al. 3D geological model-based hydraulic fracturing parameters optimization using geology-engineering integration of a shale gas reservoir: A case study. *Energy Reports*. 2022;8:10048–10060. <https://doi.org/10.1016/j.egy.2022.08.003>



6. Yaghoubi A. Hydraulic fracturing modeling using a discrete fracture network in the Barnett Shale. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*. 2019;119:98–108. <https://doi.org/10.1016/j.ijrmms.2019.01.015>
7. Ouchi H., Foster J.T., Sharma M.M. Effect of reservoir heterogeneity on the vertical migration of hydraulic fractures. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2017;151:384–408. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2016.12.034>
8. Li J.-Ch., Yuan B., Clarkson Ch.R., Tian J.-Q. A semi-analytical rate-transient analysis model for light oil reservoirs exhibiting reservoir heterogeneity and multiphase flow. *Petroleum Science*. 2022;20(1):309–321. <https://doi.org/10.1016/j.petsci.2022.09.021>
9. Liu P., Wang Zh., Lu K., Zhang Zh. Effect of sandstone and mudstone thickness on artificial fracturing for hydrocarbon extraction from low-permeability reservoirs. *Natural Gas Industry B*. 2022;9(4):411–425. <https://doi.org/10.1016/j.ngib.2022.08.001>
10. Mohamad-Hussein A., Mendoza P.E.V., Delbosco P.F. et al. Geomechanical modelling of cold heavy oil production with sand. *Petroleum*. 2021;8(1):66–83. <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2021.02.002>
11. Босиков И.И., Ключев Р.В., Гаврина О.А. Анализ геолого-геофизических материалов и качественная оценка перспектив нефтегазоносности Южно-Харьбинского участка (Северный Кавказ). *Геология и геофизика Юга России*. 2021;11(1):6–21. <https://doi.org/10.46698/VNC.2021.36.47.001>
12. Ключев Р.В., Босиков И.И., Майер А.В., Гаврина О.А. Комплексный анализ применения эффективных технологий для повышения устойчивого развития природно-технической системы. *Устойчивое развитие горных территорий*. 2020;12(2):283–290. <https://doi.org/10.21177/1998-4502-2020-12-2-283-290>
13. Маниковский П.М., Васютин Л.А., Сидорова Г.П. Методика моделирования рудных месторождений в ГГИС. *Вестник Забайкальского государственного университета*. 2021;27(2):6–14. <https://doi.org/10.21209/2227-9245-2021-27-2-6-14>
14. Ляшенко В.И., Хоменко О.Е., Голик В.И. Развитие природоохранных и ресурсосберегающих технологий подземной добычи руд в энергонарушенных массивах. *Горные науки и технологии*. 2020;5(2):104–118. <https://doi.org/10.17073/2500-0632-2020-2-104-118>
15. Tyulenev M.A., Markov S.O., Gasanov M.A., Zhironkin S.A. Numerical modeling in the structural study of technogenic rock array. *Geotechnical and Geological Engineering*. 2018;36(5):2789–2797. <https://doi.org/10.1007/s10706-018-0501-3>
16. Третьякова О.Г., Третьяков М.Ф., Софронов Г.В. Моделирование терригенных коллекторов и оценка прогнозных ресурсов россыпной алмазности на участке Ханнинский с помощью горно-геологической информационной системы (ГИС) Micromine. *Вестник Северо-Восточного федерального университета им. М.К. Аммосова. Серия: Науки о Земле*. 2019;4(4):20–30. <https://doi.org/10.25587/SVFU.2020.16.49722>
17. Савельев Д.Е., Макатов Д.К., Портнов В.С., Гатауллин Р.А. Морфология и текстурно-структурные особенности хромититовых залежей главного рудного поля Кемпирсайского массива (Южный Урал, Казахстан). *Георесурсы*. 2022;24(1):62–73. <https://doi.org/10.18599/grs.2022.1.6>
18. Столяренко В.В., Минаков А.В., Рябошапка А.Г., Минаева С.В., Алфёрова В.А. Прогнозно-поисковая модель золотого оруденения в пределах мезозойских впадин в Центрально-Алданском рудно-россыпном районе (на примере Верхне-Якутского рудного поля). *Руды и металлы*. 2022;(1):44–76. <https://doi.org/10.47765/0869-5997-2022-10003>
19. Босиков И.И., Ключев Р.В. Оценка перспективности территории Березкинского рудного поля при помощи программного продукта Micromine. *Горные науки и технологии*. 2022;7(3):192–202. <https://doi.org/10.17073/2500-0632-2022-3-192-202>
20. Khan R.A., Awotunde A.A. Determination of vertical/horizontal well type from generalized field development optimization. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2018;162:652–665. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.10.083>
21. Рыбак Я., Хайрутдинов М.М., Конгар-Сюрюн Ч.Б., Тюляева Ю.С. Ресурсосберегающие технологии освоения месторождений полезных ископаемых. *Устойчивое развитие горных территорий*. 2021;13(3):405–415. <https://doi.org/10.21177/1998-4502-2021-13-3-406-415>

References

1. Gayduk V.V. The nature of the oil and gas potential of the Tersko-Sunzhensky Oil and Gas-Bearing Region. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*. 2019;(2):40–46. (In Russ.) <https://doi.org/10.30713/2413-5011-2019-2-40-46>
2. Danilov V.N. Formation of thrusts and hydrocarbon potential of Urals Foredeep. *Russian Oil and Gas Geology*. 2021;(1):57–72. (In Russ.) <https://doi.org/10.31087/0016-7894-2021-1-57-72>



3. Vishkai M., Gates I. On multistage hydraulic fracturing in tight gas reservoirs: Montney Formation, Alberta, Canada. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2018;174:1127–1141. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.12.020>
4. Wasantha P.L.P., Konietzky H., Xu C. Effect of in-situ stress contrast on fracture containment during single- and multi-stage hydraulic fracturing. *Engineering Fracture Mechanics*. 2019;205:175–189. <https://doi.org/10.1016/j.engfracmech.2018.11.016>
5. Liu Y., Ma X., Zhang X. et al. 3D geological model-based hydraulic fracturing parameters optimization using geology–engineering integration of a shale gas reservoir: A case study. *Energy Reports*. 2022;8:10048–10060. <https://doi.org/10.1016/j.egy.2022.08.003>
6. Yaghoubi A. Hydraulic fracturing modeling using a discrete fracture network in the Barnett Shale. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*. 2019;119:98–108. <https://doi.org/10.1016/j.ijrmms.2019.01.015>
7. Ouchi H., Foster J.T., Sharma M.M. Effect of reservoir heterogeneity on the vertical migration of hydraulic fractures. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2017;151:384–408. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2016.12.034>
8. Li J.-Ch., Yuan B., Clarkson Ch.R., Tian J.-Q. A semi-analytical rate-transient analysis model for light oil reservoirs exhibiting reservoir heterogeneity and multiphase flow. *Petroleum Science*. 2022;20(1):309–321. <https://doi.org/10.1016/j.petsci.2022.09.021>
9. Liu P., Wang Zh., Lu K., Zhang Zh. Effect of sandstone and mudstone thickness on artificial fracturing for hydrocarbon extraction from low-permeability reservoirs. *Natural Gas Industry B*. 2022;9(4):411–425. <https://doi.org/10.1016/j.ngib.2022.08.001>
10. Mohamad-Hussein A., Mendoza P.E.V., Delbosco P.F. et al. Geomechanical modelling of cold heavy oil production with sand. *Petroleum*. 2021;8(1):66–83. <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2021.02.002>
11. Bosikov I.I., Klyuev R.V., Gavrina O.A. Analysis of geological-geophysical materials and qualitative assessment of the oil and gas perspectives of the Yuzhno-Kharbizhinsky area (Northern Caucasus). *Geology and Geophysics of Russian South*. 2021;11(1):6–21. (In Russ.) <https://doi.org/10.46698/VNC.2021.36.47.001>
12. Klyuev R.V., Bosikov I.I., Mayer A.V., Gavrina O.A. Comprehensive analysis of the effective technologies application to increase sustainable development of the natural-technical system. *Sustainable Development of Mountain Territories*. 2020;12(2):283–290. (In Russ.) <https://doi.org/10.21177/1998-4502-2020-12-2-283-290>
13. Manikovskiy P., Vasyutich L., Sidorova G. Methodology for modeling ore deposits in the GIS Micromine. *Vestnik Zabaykalskogo Gosudarstvennogo Universiteta*. 2021;27(2):6–14. (In Russ.) <https://doi.org/10.21209/2227-9245-2021-27-2-6-14>
14. Lyashenko V.I., Khomenko O.E., Golik V.I. Friendly and resource-saving methods of underground ore mining in disturbed rock masses. *Mining Science and Technology (Russia)*. 2020;5(2):104–118. <https://doi.org/10.17073/2500-0632-2020-2-104-118>
15. Tyulenev M.A., Markov S.O., Gasanov M.A., Zhironkin S.A. Numerical modeling in the structural study of technogenic rock array. *Geotechnical and Geological Engineering*. 2018;36(5):2789–2797. <https://doi.org/10.1007/s10706-018-0501-3>
16. Tretiakova O.G., Tretiakov M.F., Sofronov G.V. Modeling of terrigenous collectors and assessment of forecast resources of placer diamond potential on Khanninsky site with the Mining-and-Geological Information System (GGIS) Micromine. *Vestnik of North-Eastern Federal University. Earth Sciences*. 2019;(4):20–30. (In Russ.) <https://doi.org/10.25587/SVFU.2020.16.49722>
17. Saveliev D.E., Makatov D.K., Portnov V.S., Gataullin R.A. Morphological, textural and structural features of chromitite deposits of Main ore field of Kempirsay massif (South Urals, Kazakhstan). *Georesursy*. 2022;24(1):62–73. (In Russ.) <https://doi.org/10.18599/grs.2022.1.6>
18. Stolyarenko V.V., Minakov A.V., Ryaboshapko A.G. Mineral potential modelling for gold mineralization within the Mesozoic depressions in the Central-Aldan ore-placer area (on the example of the Upper Yakokutsk ore field). *Ores and Metals*. 2022;(1):44–76. (In Russ.) <https://doi.org/10.47765/0869-5997-2022-10003>
19. Bosikov I.I., Klyuev R.V. Assessment of Berezkinskoye ore field prospectivity using Micromine software. *Mining Science and Technology (Russia)*. 2022;7(3):192–202. <https://doi.org/10.17073/2500-0632-2022-3-192-202>
20. Khan R.A., Awotunde A.A. Determination of vertical/horizontal well type from generalized field development optimization. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2018;162:652–665. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.10.083>
21. Rybak Y., Khayrutdinov M.M., Kongar-Syuryun C.B., Tyulyayeva Y.S. Resource-saving technologies for development of mineral deposits. *Sustainable Development of Mountain Territories*. 2021;13(3):405–415. (In Russ.) <https://doi.org/10.21177/1998-4502-2021-13-3-406-415>



Информация об авторах

Игорь Иванович Босиков – кандидат технических наук, заведующий кафедрой нефтегазового дела, Северо-Кавказский горно-металлургический институт (ГТУ), г. Владикавказ, Российская Федерация; ORCID [0000-0001-8930-4112](https://orcid.org/0000-0001-8930-4112), Scopus ID [56919738300](https://scopus.com/authorid/56919738300)

Роман Владимирович Ключев – доктор технических наук, профессор кафедры техники низких температур им. П.Л. Капицы, Московский политехнический университет, г. Москва, Российская Федерация; ORCID [0000-0003-3777-7203](https://orcid.org/0000-0003-3777-7203), Scopus ID [57194206632](https://scopus.com/authorid/57194206632); e-mail kluev-roman@rambler.ru

Иван Вадимович Силаев – кандидат технических наук, доцент, заведующий кафедрой физики и астрономии, Северо-Осетинский государственный университет им. К.Л. Хетагурова, г. Владикавказ, Российская Федерация; ORCID [0000-0003-2490-1578](https://orcid.org/0000-0003-2490-1578), Scopus ID [57189031683](https://scopus.com/authorid/57189031683)

Дина Эдуардовна Пилиева – кандидат социологических наук, доцент кафедры философии и социально-гуманитарных технологий, Северо-Кавказский горно-металлургический институт (ГТУ), г. Владикавказ, Российская Федерация; ORCID [0000-0002-6712-6789](https://orcid.org/0000-0002-6712-6789), Scopus ID [57201777149](https://scopus.com/authorid/57201777149)

Information about the authors

Igor I. Bosikov – Cand. Sci. (Eng.), Head of the Oil and Gas Department, North Caucasian Mining and Metallurgical Institute, Vladikavkaz, Russian Federation; ORCID [0000-0001-8930-4112](https://orcid.org/0000-0001-8930-4112), Scopus ID [56919738300](https://scopus.com/authorid/56919738300)

Roman V. Klyuev – Dr. Sci. (Eng.), Professor of the Department of the Technique of Low Temperature named after P.L. Kapitza, Moscow Polytechnic University, Moscow, Russian Federation; ORCID [0000-0003-3777-7203](https://orcid.org/0000-0003-3777-7203), Scopus ID [57194206632](https://scopus.com/authorid/57194206632); e-mail kluev-roman@rambler.ru

Ivan V. Silaev – Cand. Sci. (Eng.), Head of the Department of Physics and Astronomy, North Ossetian State University named after K.L. Khetagurov, Vladikavkaz, Russian Federation; ORCID [0000-0003-2490-1578](https://orcid.org/0000-0003-2490-1578), Scopus ID [57189031683](https://scopus.com/authorid/57189031683)

Dina E. Piliieva – Cand. Sci. (Sociol.), Associate Professor of the Department of Philosophy and Social and Humanitarian Technologies, North Caucasian Mining and Metallurgical Institute, Vladikavkaz, Russian Federation; ORCID [0000-0002-6712-6789](https://orcid.org/0000-0002-6712-6789), Scopus ID [57201777149](https://scopus.com/authorid/57201777149)

| | | | |
|--------------------------------|------------|----------|------------|
| Поступила в редакцию | 15.01.2023 | Received | 15.01.2023 |
| Поступила после рецензирования | 02.04.2023 | Revised | 02.04.2023 |
| Принята к публикации | 16.04.2023 | Accepted | 16.04.2023 |