

УДК 622.276.66
МРНТИ 52.47.27

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108708>

Получена: 24.01.2024.

Одобрена: 05.09.2024.

Опубликована: 30.09.2024.

Научный обзор

Геомеханические аспекты моделирования в поддержку операций ГРП

П.В. Ястребов, А.С. Продан, В.В. Родионов, А.С. Угрюмов

Газпромнефть – Технологические партнерства, г. Санкт-Петербург, Россия

АННОТАЦИЯ

В данной работе описываются основные аспекты и нюансы геомеханического моделирования, которые необходимо учитывать при поддержке операций гидравлического разрыва пласта (далее – ГРП) и инженерном сопровождении проектов. Особенностью геомеханического моделирования для целей ГРП или авто-ГРП на зрелых месторождениях является, в первую очередь, оценка пластового давления, в частности, в окрестностях добывающих и нагнетательных скважин. Кроме того, это существенно влияет на анизотропию напряжений, что является основным фактором, влияющим на геометрию трещины ГРП и наведённое поле напряжений вокруг неё. Следует также отметить важность контроля геомеханических исследований керна, контроля качества образцов и корректной обработки результатов исследований, поскольку от этого зависят профили упруго-прочностных свойств и напряжений. В работе также уделяется внимание трещиноватости: её измерению, расчётам и предсказанию её ориентации в пространстве и интенсивности.

Ключевые слова: геомеханика, анизотропия, полигон напряжений, градиент ГРП, устойчивость ствола скважины, порт ГРП, плотность трещиноватости.

Как цитировать:

Ястребов П.В., Продан А.С., Родионов В.В., Угрюмов А.С. Геомеханические аспекты моделирования в поддержку операций ГРП // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2024. Том 6, №3. С. 59–71. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108708>.

UDC 622.276.66
CSCSTI 52.47.27

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108708>

Received: 24.01.2024.

Accepted: 05.09.2024.

Published: 30.09.2024.

Review article

Geomechanical modeling aspects in support of hydraulic fracturing operations

Pavel V. Iastrebov, Artem S. Prodan, Viktor V. Rodionov, Alexander S. Ugryumov
Gazpromneft – Technology Partnerships LLC, Saint Petersburg, Russia

ABSTRACT

This paper describes the main aspects and nuances of geomechanical modeling that must be considered when supporting hydraulic fracturing operations and providing engineering support of projects. A key feature of geomechanical modeling for hydraulic fractures aims or self-induced fracturing in mature fields is the estimation of reservoir pressure, particularly in the vicinity of production and injection wells. In addition, this has a significant impact on stress anisotropy, which is the primary factor affecting the geometry of the hydraulic fracture and the surrounding induced stress field. It is also crucial to monitor geomechanical core studies, ensure quality control of samples, and accurately process research results since the profiles of elastic-strength properties and stresses depend on these factors. This paper also addresses fracturing, including its measurement, calculations, and the prediction of its spatial orientation and intensity.

Keywords: *geomechanics; anisotropy; stress polygon; hydraulic fracturing gradient; wellbore stability; hydraulic fracturing port; fracture lamps.*

To cite this article:

Iastrebov PI, Prodan AS, Rodionov VV, Ugryumov AS. Geomechanical modeling aspects in support of hydraulic fracturing operations. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2024;6(3):59–71. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108708>.

ӨЖ 622.276.66

ҒТАХР 52.47.27

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108708>

Қабылданды: 24.01.2024.

Мақұлданды: 05.09.2024.

Жарияланды: 30.09.2024.

Ғылыми шолу

ҚГЖ операцияларын қолдауға модельдеу геомеханикалық аспектілері

П.В. Ястребов, А.С. Продан, В.В. Родионов, А.С. Угрюмов

Газпромнефть – Технологические партнерства, Санкт-Петербург қаласы, Ресей

АННОТАЦИЯ

Бұл жұмыста геомеханикалық модельдеудің негізгі аспектілері мен нюанстары сипатталады, оларды қабатты гидравликалық жару (бұдан әрі – ҚГЖ) операцияларын қолдау және жобаларды инженерлік сүйемелдеу кезінде ескеру қажет. Жетілген кен орындарында ҚГЖ немесе авто-ҚГЖ мақсаттары үшін геомеханикалық модельдеу ерекшелігі, бірінші кезекте, қабаттық қысымды, атап айтқанда, өндіруші және айдамалау ұңғымаларының маңайында бағалау болып табылады. Бұдан басқа, бұл кернеу анизотропиясына айтарлықтай әсер етеді, бұл ҚГЖ жарығының геометриясына және оның айналасындағы кернеу өрісіне әсер ететін негізгі фактор болып табылады. Сондай-ақ кернді геомеханикалық зерттеуді бақылаудың, үлгілердің сапасын бақылаудың және зерттеу нәтижелерін дұрыс өңдеудің маңыздылығын атап өткен жөн, өйткені беріктік-беріктік қасиеттері мен кернеулер профилдері осыған байланысты. Жұмыста сондай-ақ жарықшақтылыққа назар аударылады: оны өлшеу, есептеу және оның кеңістік пен қарқындылықта бағдарын болжау.

Негізгі сөздер: геомеханика, анизотропия, кернеу полигоны, ҚГЖ градиенті, ұңғыма оқпанының тұрақтылығы, ГРП порты, жарықшақтық тығыздығы.

Дәйексөз келтіру үшін:

Ястребов П.В., Продан А.С., Родионов В.В., Угрюмов А.С. ҚГЖ операцияларын қолдауға модельдеу геомеханикалық аспектілері // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2024. 6 том, №3, 59–71 б. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108708>.

Введение

Геомеханическое моделирование в контексте формирования дизайна ГРП оказывает сервисную поддержку и обеспечивает всеми необходимыми данными для проведения симуляции. Так или иначе, построение геомеханической модели осложнено множеством неопределённостей, рассматриваемых в данной работе, среди которых наибольшие проблемы вызывают следующие:

- излишняя дискретизация профилей исходных данных, таких как профили упругих свойств;
- неверные данные для калибровки профиля упругих свойств;
- неправильно подобранная анизотропия напряжений;
- необходимость учёта неоднородности изменения пластового давления при работе на истощённых месторождениях;
- учёт трещиноватости на карбонатных коллекторах и вторичных преобразований трещин (залечивание и пр.);
- необходимость выделения стресс-барьеров при расстановке портов ГРП, особенно на вертикальных скважинах, где виден более «расчленённый» профиль напряжений.

В данной работе представлены подходы, которые могут позволить снизить данные неопределённости.

Анизотропия напряжений

Анизотропия, определяемая в горных породах, может быть приурочена к разным явлениям, таким как слоистость породы, овализация ствола скважины (обвалообразование), присутствие тектонических напряжений. Анизотропия горных пород может быть определена количественно при помощи величин, описывающих различные её аспекты. Стоит отметить, что они не могут быть напрямую пересчитаны друг в друга и зачастую не используются явно при дальнейших расчётах. Напротив, они применяются как для сравнительной оценки изменения анизотропии по стволу скважины, так и для сравнения скважин и залежей между собой. При моделировании непосредственно используются только компоненты матрицы жёсткости, определяемые по данным кросс-дипольного акустического каротажа, поскольку данные значения напрямую участвуют в расчётах (1):

$$\begin{bmatrix} \sigma_{xx} \\ \sigma_{yy} \\ \sigma_{zz} \\ \sigma_{xz} \\ \sigma_{yz} \\ \sigma_{xy} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} C_{11} & C_{12} & C_{13} & 0 & 0 & 0 \\ C_{12} & C_{11} & C_{13} & 0 & 0 & 0 \\ C_{13} & C_{13} & C_{33} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & C_{44} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & C_{44} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & C_{66} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \varepsilon_{xx} \\ \varepsilon_{yy} \\ \varepsilon_{zz} \\ \varepsilon_{xz} \\ \varepsilon_{yz} \\ \varepsilon_{xy} \end{bmatrix} \quad (1)$$

где σ_{ij} – компоненты тензора напряжений; ε_{ij} – компоненты тензора относительных деформаций; C_{ij} – компоненты матрицы жёсткости.

При этом для сред с вертикальной трансверсальной анизотропией (далее – TIV), которые описывают слоистые породы, справедливо следующее (2):

$$C_{12} = C_{11} - 2C_{66} \quad (2)$$

В вертикальной скважине C_{44} и C_{66} определяются по данным кросс-дипольной акустики, C_{13} – по данным ядерных исследований или при помощи корреляций, а C_{11} и C_{33} – по данным геофизических исследований или также при помощи корреляций. При этом C_{12} является независимым параметром и определяется по уравнению (2). Анизотропные упругие модули E, ν для каждого направления рассчитываются на основе тензора жёсткости. Для случая TIV анизотропии считаются величины E_{vert}, ν_{vert} и E_{hor}, ν_{hor} .

Наиболее часто при анализе данных кросс-дипольного каротажа рассчитывают анизотропию быстрой и медленной поперечных волн (3):

$$K_{a,DTS} = \frac{DTS_{slow} - DTS_{fast}}{0.5(DTS_{slow} + DTS_{fast})} \cdot 100\% \quad (3)$$

где DTS_{slow} – медленная поперечная волна; DTS_{fast} – быстрая поперечная волна; $K_{a,DTS}$ – коэффициент анизотропии поперечных волн.

При калибровке геомеханической модели, а также в качестве исходной информации при формировании дизайна ГРП рассчитывается анизотропия напряжений (4):

$$K_{a, stress} = \frac{\sigma_2}{\sigma_3} \quad (4)$$

где σ_2 – промежуточное горное напряжение; σ_3 – наименьшее горное напряжение; $K_{a, stress}$ – коэффициент анизотропии напряжений.

В некоторых источниках [1] используется обратная величина (5):

$$K_{a, stress} = \frac{\sigma_3}{\sigma_2} \quad (5)$$

Наиболее часто вместо σ_3 подставляется S_{hmin} , а вместо σ_2 – S_{hmax} . Использование именно этих напряжений обусловлено необходимостью учёта изменения поля напряжений в окрестности трещины ввиду создания дополнительного давления P_{net} . Из-за этого происходит рост первоначального σ_3 до ближайшего по величине напряжения σ_2 . Строго говоря, $K_{a, stress}$ для раз-

ных режимов напряжений можно считать следующим образом (6–8):

$$K_{a, NF} = \frac{S_{Hmax}}{S_{Hmin}} \tag{6}$$

$$K_{a, SS} = \frac{S_v}{S_{Hmin}} \tag{7}$$

$$K_{a, RF} = \frac{S_{Hmin}}{S_v} \tag{8}$$

где $K_{a, NF}$ – коэффициент анизотропии для нормального режима напряжений; $K_{a, SS}$ – коэффициент анизотропии для сдвигового режима напряжений; $K_{a, RF}$ – коэффициент анизотропии для взбросового режима напряжений.

При этом наиболее часто встречающимися режимами напряжений являются сбросовый и сдвиговый с возможностью их смены в пределе одного разреза, поэтому гораздо удобнее считать анизотропию именно как отношение горизонтальных напряжений, что зачастую и применяется на практике (9):

$$K_{a, stress} = \frac{S_{Hmax}}{S_{Hmin}} \tag{9}$$

Необходимость расчёта именно анизотропии напряжений определяется не только за счёт её прямого использования в качестве граничного условия в симуляторах, но и из-за степени влияния на результаты моделирования. В работах [1, 2] представлена методика расчёта распределения напряжений вокруг трещины Гриффитса и анализ чувствительности к различным параметрам. В анализе чувствительности рассматривается расстояние, на которое распространяются наведённые напряжения при закачке флюида в трещину, которое характеризует половину расстояния между трещинами для избежания их влияния друг на друга и исключения влияния stress-shadow эффекта (табл. 1).

Таким образом, изменение анизотропии напряжений на 20% может привести к изменению расстояния, на которое распространяется наведённое поле напряжений до 6 раз при прочих равных условиях. Это, безусловно, показывает важность верной оценки этого параметра.

Расчёт анизотропии напряжений

В стандартном рабочем процессе построения геомеханической модели используется пороупругая модель, являющаяся расширением формулы Итона [3] и позволяющая учесть как влияние бокового распора, так и тектонические деформации (10–11):

Таблица 1. Чувствительность распространения поля наведённых напряжений к анизотропии
Table 1. Sensitivity of the shadow stress field distribution to initial stress anisotropy

$\frac{\sigma_3}{\sigma_2}$	Минимальное расстояние между трещинами, м Minimum distance between cracks, m
0,80	48
0,85	63
0,90	86
0,94	125
0,97	163
0,99	295

$$S_{Hmax} = \frac{v_{sta}}{1 - v_{sta}} (S_v - \alpha P_p) + \alpha P_p + \frac{E_{sta}}{1 - v_{sta}^2} (\varepsilon_{Hmax} + v_{sta} \varepsilon_{Hmin}) \tag{10}$$

$$S_{Hmin} = \frac{v_{sta}}{1 - v_{sta}} (S_v - \alpha P_p) + \alpha P_p + \frac{E_{sta}}{1 - v_{sta}^2} (\varepsilon_{Hmin} + v_{sta} \varepsilon_{Hmax}) \tag{11}$$

где v_{sta} – статический коэффициент Пуассона; E_{sta} – статический модуль Юнга; P – поровое давление; α – коэффициент Бюб; S_v – вертикальное напряжение; ε_{Hmin} и ε_{Hmax} – относительные деформации в направлении минимального и максимального горизонтальных напряжений.

В уравнениях (9–10) соотношение $\frac{v_{sta}}{1 - v_{sta}}$ называется коэффициентом бокового распора, определяемым по формуле Динника [4]. При условиях (12–13) данный коэффициент выводится из закона Гука (14):

$$\varepsilon_2 = \varepsilon_3 = 0 \tag{12}$$

$$\sigma_2 = \sigma_3 \tag{13}$$

$$\begin{cases} \varepsilon_1 = \frac{1}{E} [\sigma_1 - \nu(\sigma_2 + \sigma_3)] \\ \varepsilon_2 = \frac{1}{E} [\sigma_2 - \nu(\sigma_1 + \sigma_3)] \\ \varepsilon_3 = \frac{1}{E} [\sigma_3 - \nu(\sigma_1 + \sigma_2)] \end{cases} \tag{14}$$

В свою очередь, коэффициент $\frac{E_{sta}}{1 - v_{sta}^2}$ называется коэффициентом плоской деформации, и он выводится из закона Гука для плосконапряжённого состояния (15):

$$\begin{bmatrix} \sigma_{11} \\ \sigma_{22} \\ \sigma_{12} \end{bmatrix} = \frac{E}{1 - \nu^2} \begin{bmatrix} 1 & \nu & 0 \\ \nu & 1 & 0 \\ 0 & 0 & \frac{1 - \nu}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \varepsilon_{11} \\ \varepsilon_{22} \\ 2\varepsilon_{12} \end{bmatrix} \tag{15}$$

Расчёт напряжений начинается с калибровки S_{hmin} на скважинные данные. Информацией о величине S_{hmin} могут стать тесты на утечку (Leak-off Test – LOT) и результаты интерпретации мини-ГРП с определённым давлением закрытия трещины (*англ.* Fracture Closure Pressure, далее – FCP). Для первичной оценки S_{hmin} подбирается такая пара ϵ_{hmin} и ϵ_{Hmax} , которая позволяет посадить профиль напряжения на калибровочные данные. Как правило, принимается наименьшее значение $\epsilon_{hmin} = 10^{-5}$ и подбирается подходящее значение ϵ_{Hmax} .

Для дальнейшей калибровки S_{Hmax} используют полигон напряжений и проводят адаптацию модели устойчивости ствола скважины в соответствии с показаниями каверномера и осложнениями. Полигон напряжений представляет собой графическую репрезентацию теории фрикционного равновесия [5–8] и показывает области с допустимыми значениями горизонтальных напряжений, как представлено на рис. 1.

Общее уравнение теории фрикционного равновесия записывается следующим образом (16):

$$\frac{S_1 - P_p}{S_3 - P_p} = [(\mu_f^2 + 1)^{0.5} + \mu_f]^2 \quad (16)$$

где μ_f – угол трения для разлома; S_1 и S_3 – максимальное и минимальное горные напряжения.

На полигоне присутствуют ограничительные линии, которые дополнительно задают возможный диапазон напряжений. Ограничительная линия по прочности на растяжение описывается в соответствии со следующим уравнением [6]:

$$S_{Hmax} = 3S_{hmin} - 2P_p - \Delta P - T_0 - \sigma^{\Delta T} \quad (17)$$

где ΔP – репрессия на пласт; T_0 – прочность на одноосное растяжение; $\sigma^{\Delta T}$ – термические напряжения.

Ограничительная линия по максимальной допустимой ширине вывалов с заданной прочностью пород может быть записана в соответствии с [9] следующим образом (18):

$$S_{Hmax} = \frac{(UCS + 2P_p + \Delta P + \sigma^{\Delta T}) - S_{hmin}(1 + 2 \cos(\pi - w))}{1 - 2 \cos(\pi - w_{bo})} \quad (18)$$

где UCS – прочность на одноосное сжатие; w_{bo} – ширина вывала.

Полный алгоритм первичного расчёта S_{Hmax} обусловлен достаточно большим количеством

неопределённостей и ошибок на всех этапах расчёта, как представлено на рис. 2.

Причины появления ошибок при расчёте профиля напряжений следующие:

1. Пластовое давление не всегда гидростатическое и зависит от характера насыщения, условий седиментации, близости водонефтяного, газонефтяного, газоводяного контактов и капиллярных сил.

2. Предположение о значении μ_f основано на исследованиях отдельных регионов и типов пород. Диапазон изменения μ_f составляет 0,6–1,0.

3. При отсутствии данных геомеханических исследований ядра появляется бесконечное множество комбинаций упругих и прочностных свойств, а также расчётных напряжений, которые могут обеспечить сходимость модели устойчивости с фактом осложнений и показаниями каверномера. В этом случае расчёт подкрепляется литературным обзором возможных режимов напряжений, а также упруго-прочностных свойств пород.

4. S_{hmin} зависит по большей части от статических модулей и достаточно просто калибруется на давление закрытия.

5. Калибровка S_{Hmax} зависит от упругих модулей, прочностных свойств, оценки тектонических констант, влияния угла напластований на прочность горных пород.

6. Показания каверномера не всегда показывают состояние ствола скважины, поскольку каротаж пишется на кабеле спустя несколько суток после обрушения стенок.

7. В определении ширины вывалов есть погрешность из-за разрешения имиджеров и наличия в них «белых» участков, а также из-за неопределённости глубины образования вывалов.

При расчётах использование именно ширины вывалов для калибровки S_{Hmax} не всегда представляется возможным, поскольку ширину вывала достоверно можно определить исключительно по результатам микроимиджевых исследований с учётом неопределённостей, указанных выше. Применение шести- и восьмиричажных каверномеров не позволяет дать полной геометрии обвалообразования в стволе скважины. Однако каверномер достаточно точно может измерить именно глубину обвалообразования. Это может быть ещё один из параметров, который может использоваться для калибровки анизотропии напряжений.

Расчёт анизотропии на основе данных каверномера является обратной задачей. Ниже представлен краткий подход по её расчёту, имея неопределённости только по значениям (рис. 3). При решении этой задачи можно использовать и численные методы, но при отсутствии возможности

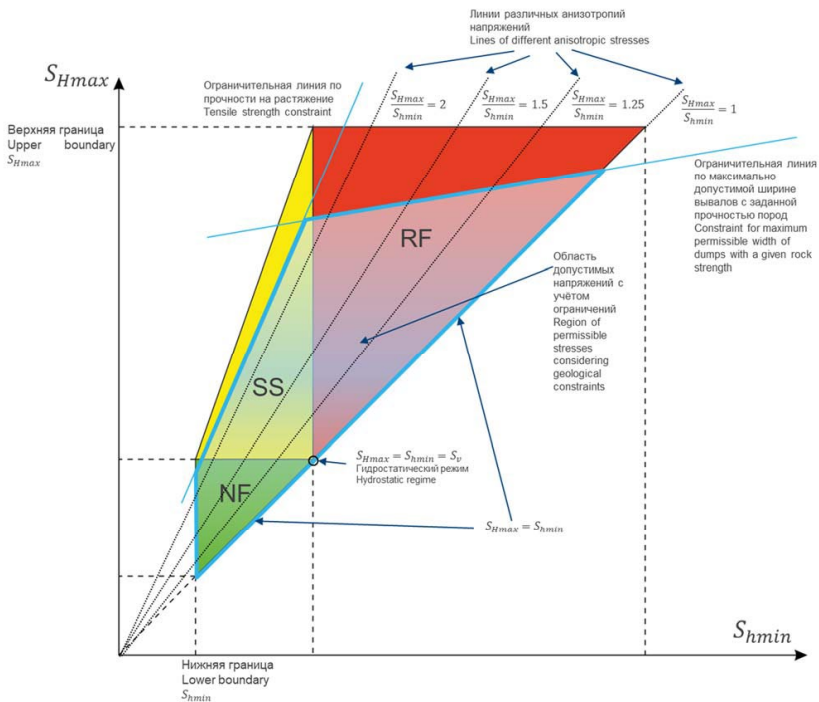


Рисунок 1. Полигон напряжений
Figure 1. Stress polygon

NF – область нормального режима напряжений / Normal Faulting; *SS* – область сдвигового режима напряжений / Strike-slip faulting; *RF* – область взбросового режима напряжений / Reverse Faulting

их применения, допустимо использовать и полностью аналитическое решение [10, 11]. Стоит учитывать, что аналитические расчёты не позволяют учесть латеральное расширение вывала за счёт переориентации напряжений вокруг отверстия с изменяющейся геометрией, поэтому в таком случае рассматривается обвалообразование в момент его инициации, без выемки разрушенного материала. Таким образом, данный подход допустимо использовать, только когда речь идёт о моделировании хорошо сцементированных пород или о кристаллическом фундаменте, а время, прошедшее от бурения до записи каверномера, невелико. За счёт этого минимизируется возможность роста вывала.

Суть метода состоит в разбивки околоскважинной зоны на ячейки, в которой будут сравниваться напряжения, действующие на ячейку, и прочность породы на одноосное сжатие. Возможное разрушение в ячейке будет показывать критерий Мора-Кулона (19):

$$\sigma_1 \geq \left(\sqrt{\mu_i^2 + 1} + \mu_i \right) \sigma_3 + UCS \quad (19)$$

где μ_i – коэффициент внутреннего трения.

Вместо σ_1 и σ_3 в (19) подставляются, соответственно, наибольшее и наименьшее

главное напряжение в околоскважинной зоне. Если условие (1) выполняется, то порода считается разрушенной, и образуется вывал (жёлтым цветом на рис. 3). Имея неопределённость по *UCS*, можно установить диапазон изменения этого параметра и задать несколько значениями для сравнения. В свою очередь, можно подобрать несколько вариантов анизотропии напряжения с ранее откалиброванным значением S_{Hmin} . Таким образом, можно найти подходящую комбинацию значений напряжений и прочности породы, откалибровавшись на показания многорычажного каверномера. Такой подход следует применить для нескольких сечений для лучшей адаптации модели.

Использование корректных керновых данных

Использование корректных керновых данных не менее важно, поскольку при применении пороупругой модели напрямую учитываются значения упругих модулей. Более того, статический коэффициент Пуассона используется при расчёте модели устойчивости, а статический модуль Юнга может дополнительно включаться в процесс моделирования при учёте термических напряжений. Для корректного учёта статических упругих модулей необходимо включение в программу

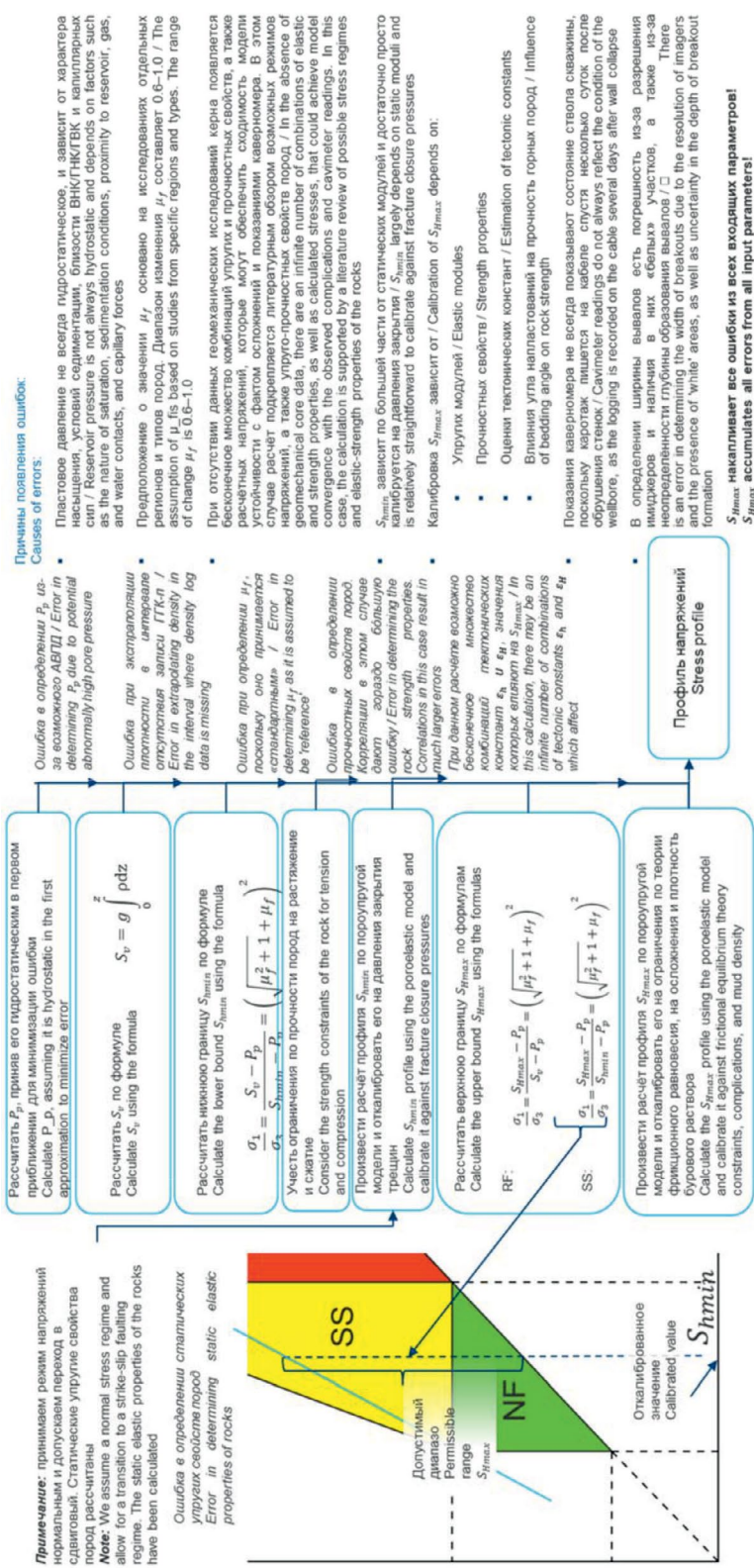


Рисунок 2. Алгоритм расчёта диапазона S_{Hmax} при помощи теории фрикционного равновесия
Figure 2. S_{Hmax} range calculation algorithm using fault friction theory

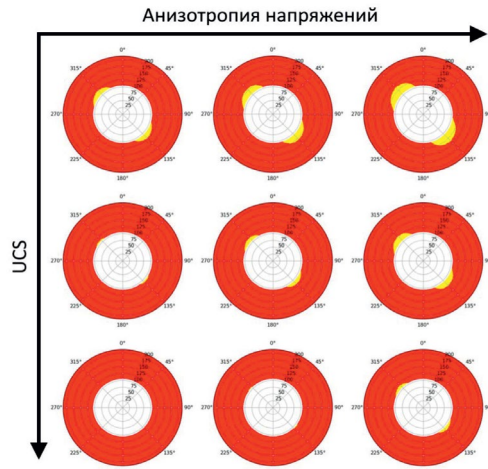


Рисунок 3. Влияние UCS и анизотропии напряжений на геометрию обвалообразования
Figure 3. Influence of UCS and stress anisotropy on breakouts geometry

исследований керна многостадийных псевдо-трёхосных тестов (рис. 4) Такие тесты разбиты на стадии, на каждой из которых поддерживается различное обжимное давление. Это, с одной стороны, позволяет протестировать образец в различных напряжённых состояниях при наличии неопределённостей в анизотропии, а с другой – сэкономить на количестве исследований при плохом качестве кернового материала или ограниченном бюджете на тестирование образцов. Среди особенностей проведения данных тестов присутствует возможность выполнения измерений на разгрузочной ветви графика «напряжение – относительная деформация». Именно на ветви разгрузки отсутствует пластическая деформация, поскольку она учитывается на ветви нагрузки в соответствующей стадии [6, 12]. Однако такие тесты не в полной мере подходят для построения паспортов прочности, поскольку деформация образца на различных стадиях доводится не до полного его разрушения, а до точки дилатансии, соответствующей максимуму объёмной деформации.

Формируя программу исследований керна, целесообразно осуществлять отбор образцов не только в продуктивных интервалах, в которых планируется проведение перфорации и ГРП, но и в интервалах пород-покрышек. Это позволит корректно оценить не только свойства в продуктивном горизонте, но и в породах, формирующих стресс-барьеры.

Переориентация напряжений в окрестности разломов

Разломы в некоторых случаях могут представлять из себя свободную поверхность, которая существенно может влиять на направление напряжений (рис. 5). Это напрямую

влияет на оптимальное направление для проводки горизонтального ствола в части создания перпендикулярных трещин. Более того, меняется не только направление, но и магнитуда напряжений.

Степень влияния разломов на поле напряжений неоднозначна и не имеет устойчивых закономерностей, поэтому для оценки такого эффекта необходимо геомеханическое 3D моделирование с обязательной калибровкой на данные микроимиджера (*англ.* Formation microimager, далее – FMI).

Хрупкость горных пород

В хрупких породах режим напряжений контролируется теорией фрикционного равновесия, в то время как в породах, описываемых вязкоупругими моделями, разница напряжений стремится уменьшиться, что является закономерным следствием процесса релаксации напряжений при постоянной деформации [13]. Ввиду этого происходит рост S_{hmin} и S_{Hmax} в таких породах, как сланцы, аргиллиты, соли и т.д. В них можно ожидать наличие стресс-барьеров и изменение режима напряжений от нормального к переходному в сдвиговой (гидростатический) – анизотропия горизонтальных напряжений снижается. Причина повышения горизонтальных напряжений, а не снижения вертикального состоит в неизменности вертикального напряжения, поскольку оно зависит только от объёмной плотности горных пород.

В этом ключе хрупкость становится дополнительным источником информации о режиме напряжений не только в пределах продуктивного интервала, но и пород-покрышек, где могут формироваться стресс-барьеры. Это может служить качественной оценке режима напряжений в области интереса.

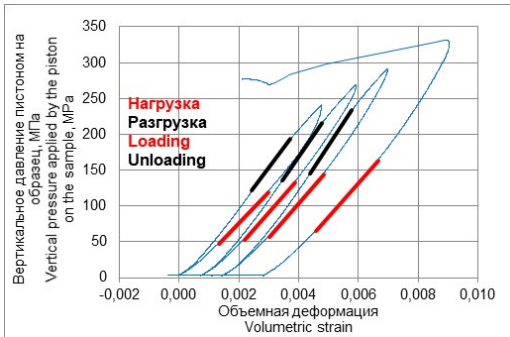


Рисунок 4. Типичный график многостадийного псевдотрёхосного теста
 Figure 4. Typical graph of a multistage pseudo-triaxial test

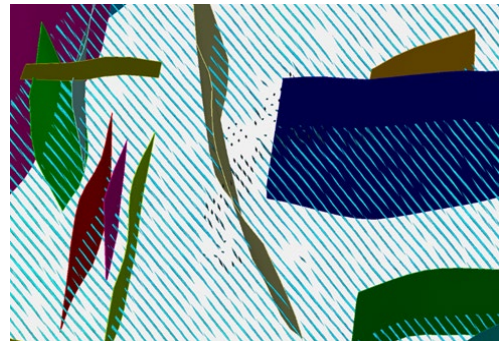


Рисунок 5. Смена направления и величины S_{Hmax} в окрестности разлома
 Figure 5. S_{Hmax} direction and magnitude alteration in the fault vicinity

Таблица 2. Перечень необходимых исследований для минимизации неопределённостей при геомеханическом моделировании

Table 2. A list of necessary studies to minimize uncertainties in geomechanical modeling

Исследование / Study	Цель / Purpose	Примечания / Notes
Кросс-дипольный каротаж в колонне до и после ГРП / Cross-dipole logging in the column before and after hydraulic fracturing.	Определение динамических упругих свойств пласта / Направление S_{Hmax} / Определение высоты и азимута развития трещины ГРП / Determination of dynamic elastic properties of the formation / S_{Hmax} direction / Determination of height and azimuth of fracture development	Требования к траектории – максимальный угол в интервале исследования не более 10° / Trajectory requirements: maximum angle in the study interval not more than 10°
FMI	Направление S_{Hmax} / Наличие естественной трещиноватости / S_{Hmax} direction / Presence of natural fracturing	При возможности – совместное исследование вместе с кросс-дипольным каротажем / If possible, a joint survey together with cross-dipole logging
Отбор керн в интервалах пласта и подошвы/покрышек / Core sampling in the intervals of the reservoir and its caprock/base.	Определение динамических и статических свойств породы / Determination of dynamic and static rock properties	Необходимо планировать тестирование образцов исходя из целей: / Sample testing should be planned based on the objectives: / Одностадийные тесты – для измерения UCS / Single stage tests – to measure UCS / Одностадийные трёхосные тесты – паспорт прочности / Single stage triaxial tests – failure envelope / Многостадийные тесты – определение упругих модулей / Multi-stage tests – to determine elastic moduli
CST (Capillary Suction Test)	Тестирование глин на предмет взаимодействия с водой и склонности к набуханию / Testing clays for water interaction and swelling potential	-
LOT (Leak-off Test)	Определение давления раскрытия трещины / Determination of fracture closure pressure	Первичная калибровка модели напряжений / Initial calibration of the stress model.
Mini-Frac, запись и интерпретация падения давления / Mini-Frac, recording and interpretation of pressure drop.	Определение давления ГРП и закрытия трещины / Determination of fracturing pressure and fracture closure pressure	Перекалибровка напряжений / Recalibration of stresses

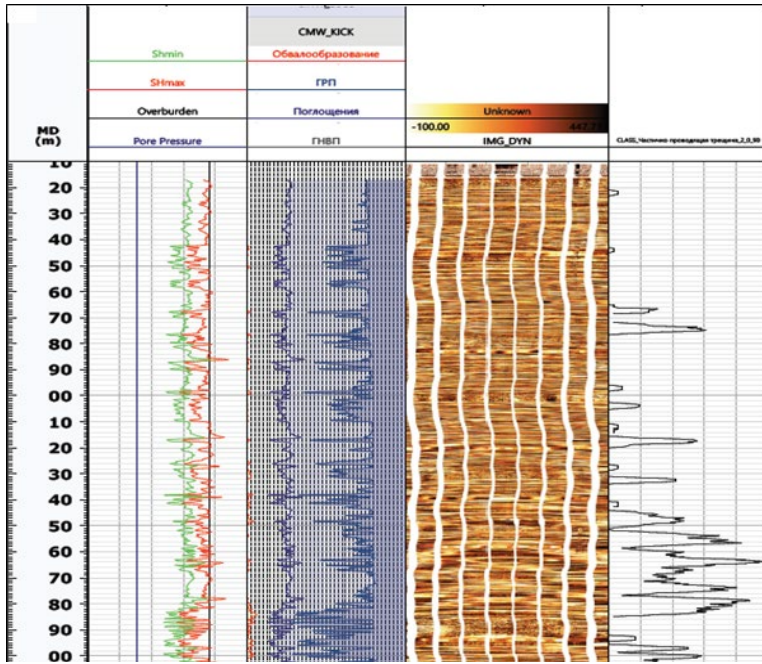


Рисунок 6. Планшет с рассчитанными градиентами и плотностью трещиноватости
Figure 6. Log view with calculated gradients and fracture density

Расчёт градиентов ГРП и плотности трещиноватости

При проведении многостадийного ГРП на горизонтальных скважинах присутствуют нюансы при расчёте профиля напряжений. Поскольку проводка осуществляется в пределах пласта с одними характеристиками, профиль напряжений может изменяться незначительно, что затрудняет оптимизацию расстоянки портов ГРП. В данном случае одним из подходов, который способен существенно облегчить задачу, может стать расчёт градиента ГРП, поскольку именно он отвечает за напряжённое состояние вокруг ствола скважины в контексте формирования техногенной трещины (рис. 6). Расчётный профиль градиента ГРП позволяет «подсветить» области, наиболее подходящие для расстановки портов.

Ещё одним фактором, который может сыграть роль при планировании программы ГРП, является плотность трещиноватости. При наличии интерпретации микроимиджевых исследований рассчитывается плотность трещиноватости, которая характеризует не только возможность утечек флюида в трещинный коллектор, но и склонность породы к растрескиванию, а также неоднородность коллектора для качественного или количественного сравнения стадий между собой. Это, в свою очередь, позволяет делать анализ выученных уроков после выполнения всех работ по ГРП и сделать выводы о поведении

коллектора на основе геомеханического моделирования.

Перечень необходимых исследований

Для минимизации неопределённостей при построении геомеханической модели под цели ГРП необходимо корректное и наиболее полное планирование программы исследований, элементы которой представлены в табл. 2. В таблице также указаны цели исследований с перечислением выходных данных и примечания, которые накладывают область применения на тот или иной вид исследований.

Выводы

Подводя итоги, можно остановиться на следующих пунктах, которые обобщают материал данной работы:

- обязателен расчёт градиентов, поскольку они не только более контрастно «подсвечивают» стресс-барьеры, но и «подсказывают» тот градиент давления, который необходим для создания трещины;
- плотность открытой трещиноватости помогает качественно оценить наиболее продуктивные интервалы и сравнить утечки жидкости на разных портах ГРП;
- необходимо сравнение имиджей с керном (при возможности) для создания концепции развития трещиноватости на объекте;

- рок-типизация: необходимы тщательный отбор данных при моделировании и кластеризация результатов по литотипам

или рок-типам совместно с петрофизиками и геологами.

ДОПОЛНИТЕЛЬНО

Источник финансирования. Авторы заявляют об отсутствии внешнего финансирования при проведении исследования.

Конфликт интересов. Авторы декларируют отсутствие явных и потенциальных конфликтов интересов, связанных с публикацией настоящей статьи.

Вклад авторов. Все авторы подтверждают соответствие своего авторства международным критериям ICMJE (все авторы внесли существенный вклад в разработку концепции, проведение исследования и подготовку статьи, прочли и одобрили финальную версию перед публикацией). Наибольший вклад распределён следующим образом: Ястребов П.В. – концепция работы, разработка методики оценки анизотропии напряжений; Продан А.С. – обзор методов оценки упруго-прочностных свойств горных пород, расчёт хрупкости и учёт её роли в процессах ГРП; Родионов В.В. – оценка роли расчёта градиента ГРП и плотности трещиноватости при расставлении портов ГРП; Угрюмов А.С. – контроль за выполне-

нием работы, написание и редактирование рукописи.

ADDITIONAL INFORMATION

Funding source. This study was not supported by any external sources of funding.

Competing interests. The authors declare that they have no competing interests.

Authors' contribution. All authors made a substantial contribution to the conception of the work, acquisition, analysis, interpretation of data for the work, drafting and revising the work, final approval of the version to be published and agree to be accountable for all aspects of the work. The largest contribution is distributed as follows: Pavel V. Iastrebov – paper concept, development of the methodology for estimating stress anisotropy; Artem S. Prodan – review of methods for estimating mechanical properties estimation review, brittleness calculation and its role in fracture design; Viktor V. Rodionov – assessment of fracture gradient and fracture density when deciding for frac ports locations; Alexander S. Ugrumov – overall workflow control, paper writing and editing.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Morrill J.C., Miskimins J.L.* Optimizing Hydraulic Fracture Spacing in Unconventional Shales // SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference; Февраль 6–8, 2012; The Woodlands, Texas. Режим доступа: <https://onepetro.org/SPEHFTC/proceedings-abstract/12HFTC/All-12HFTC/SPE-152595-MS/157555>. Дата обращения: 12.01.2024.
2. *Sneddon N., Elliott H.* The Opening of a Griffith Crack Under Internal Pressure // Quarterly of Applied Mathematics. 1946. Vol. 4, N 3. P. 262–267. doi: 10.1093/qjmath/14.3.283.
3. *Eaton B.* Fracture gradient prediction and its application in oilfield operations // Journal of Petroleum Technology. 1969. Vol. 246. P. 1353–1360. doi: 10.2118/2163-PA.
4. *Динчик А.* О давлении горных пород и расчёт крепи круглой шахты // Инженерный работник. 1925. Т. 7. С. 1–12.
5. *Jaeger J., Cook N.* Fundamentals of Rock Mechanics 4th ed. New York : Capman and Hall, 1979. 475 p.
6. *Zoback M.* Reservoir Geomechanics. Cambridge : Cambridge University Press, 2010. 502 p.
7. *Кирюхин А.* Геотермофлюидодинамика гидротермальных, вулканических и углеводородных систем. Санкт-Петербург : Эко-Вектор Ай-Пи, 2020. 431 с.
8. *Wiprut D., Zoback M.* Constraining the full stress tensor for observations of drilling-induced tensile fractures and leak-off tests: Application to borehole stability and sand production on the Norwegian margin // Int. J. Rock Mech. & Min. Sci. 2000. Vol. 37. P. 317–336. doi: 10.1016/S1365-1609(97)00157-3.
9. *Barton C.A., Zoback M.D., Burns K.L.* In situ stress orientation and magnitude at the Fenton Geothermal site, New Mexico, determined from wellbore breakouts // Geophysical Research Letters. 1988. Vol. 15, N. 5. P. 467–470. doi: 10.1029/GL015i005p00467.
10. *Peška P., Zoback M.* Compressive and tensile failure of inclined wellbores and determination of in-situ stress and rock strength // Journal of Geophysical Research, 1995. Vol. 100, N. B7. P. 12791–12811. doi: 10.1029/95JB00319.
11. *Архипов А.И., Ястребов П.В.* Аналитическое решение проблемы устойчивости ствола скважины // Инженер-нефтяник. 2023. № 4. С. 59–66.
12. *Zimmer M.* Controls on the seismic velocities of unconsolidated sands: Measurements of pressure, porosity and compaction effects. Stanford, CA : Stanford University, 2004. 204 p.
13. *Zoback M.D., Kohli A.H.* Unconventional Reservoir Geomechanics : shale gas, tight oil and induced seismicity. Cambridge, United Kingdom : Cambridge University Press, 2019. 492 p.

14. Алиев М.М., Лутфуллин А.А., Исмагилова З.Ф. Нефтегазовая геомеханика : учебное пособие. Москва : Инфра-Инженерия, 2020. 160 p.
15. Zhang J.J. Applied Petroleum Geomechanics, Cambridge. MA : Elsevier, 2019. 532 p.
16. Fjaer E., Holt R., Horsrud P. *и др.* Petroleum Related Rock Mechanics. Amsterdam : Elsevier, 1992. 514 p.

REFERENCES

1. Morrill JC, Miskimins JL. Optimizing Hydraulic Fracture Spacing in Unconventional Shales. SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference. 2012 Feb 6–8; The Woodlands, Texas. Available from: <https://onepetro.org/SPEHFTC/proceedings-abstract/12HFTC/All-12HFTC/SPE-152595-MS/157555>.
2. Sneddon N, Elliott, H. The Opening of a Griffith Crack Under Internal Pressure. *Quarterly of Applied Mathematics*. 1946;4(3):262–267. doi: 10.1093/qjmath/14.3.283.
3. Eaton B. Fracture gradient prediction and its application in oilfield operations. *Journal of Petroleum Technology*. 1969;246:1353–1360. doi: 10.2118/2163-PA.
4. Dinnik A. O davlenii gornykh porod i raschyot krepki krugloy shakhty // *Inzhenernyi rabotnik*. 1925;7:1–12. (In Russ).
5. Jaeger J, Cook N. *Fundamentals of Rock Mechanics 2nd edn*. New York: Capman and Hall; 1979. 475 p.
6. Zoback M. *Reservoir Geomechanics*. Cambridge: Cambridge University Press; 2010. 502 p.
7. Kiryukhin A. *Geotermoflyuidodinamika gidrotermal'nykh, vulkanicheskikh i uglevodородnykh sistem*. Saint-Petersburg: Eco-Vector; 2020. 431 p. (In Russ).
8. Wiprut D, Zoback M. Constraining the full stress tensor for observations of drilling-induced tensile fractures and leak-off tests: Application to borehole stability and sand production on the Norwegian margin. *Int. J. Rock Mech. & Min. Sci*. 2000;37:317–336. doi: 10.1016/S1365-1609(97)00157-3.
9. Barton CA, Zoback MD, Burns KL. In situ stress orientation and magnitude at the Fenton Geothermal site, New Mexico, determined from wellbore breakouts. *Geophysical Research Letters*. 1988;15(5):467–470. doi: 10.1029/GL015i005p00467.
10. Peška P, Zoback M. Compressive and tensile failure of inclined wellbores and determination of in-situ stress and rock strength. *Journal of Geophysical Research*. 1995;100(B7):12791–12811. doi: 10.1029/95JB00319.
11. Arhipov AI, Yastrebov PV. Analiticheskoe resheniye problemy ustoychivosti stvola skvazhiny. *Inzhener-neftyanik*. 2023;4:59–66. (In Russ).
12. Zimmer M. *Controls on the seismic velocities of unconsolidated sands: Measurements of pressure, porosity and compaction effects*. Stanford, CA: Stanford University; 2004. 204 p.
13. Zoback MD, Kohli AH. *Unconventional Reservoir Geomechanics*. Cambridge, United Kingdom: Cambridge University Press; 2019.
14. Aliyev MM, Lutfullin AA, Ismagilova ZF. *Neftegazovaya geomekhanika : uchebnoe posobiye*. Moscow: Infra-Engineria; 2020. 492 p. (In Russ).
15. Zhang JJ. Applied Petroleum Geomechanics, Cambridge. MA: Elsevier; 2019. 532 p.
16. Fjaer E, Holt R, Horsrud P, et al. *Petroleum Related Rock Mechanics*. Amsterdam: Elsevier; 1992. 514 p.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

***Ястребов Павел Викторович**

ORCID: [0009-0000-0032-8864](https://orcid.org/0009-0000-0032-8864)

e-mail: yastrebov.pv@gazprom-neft.ru.

Продан Артём Сергеевич

ORCID: [0009-0009-4543-3866](https://orcid.org/0009-0009-4543-3866)

e-mail: prodan.as@gazprom-neft.ru.

Родионов Виктор Владимирович

ORCID: [0000-0001-6253-2115](https://orcid.org/0000-0001-6253-2115)

e-mail: rodionov.vvl@gazprom-neft.ru.

Угрюмов Александр Сергеевич

ORCID: [0009-0005-1109-7148](https://orcid.org/0009-0005-1109-7148)

e-mail: ugryumov.as@gazprom-neft.ru.

AUTHORS' INFO

***Pavel V. Iastrebov**

ORCID: [0009-0000-0032-8864](https://orcid.org/0009-0000-0032-8864)

e-mail: yastrebov.pv@gazprom-neft.ru.

Artem S. Prodan

ORCID: [0009-0009-4543-3866](https://orcid.org/0009-0009-4543-3866)

e-mail: prodan.as@gazprom-neft.ru.

Viktor V. Rodionov

ORCID: [0000-0001-6253-2115](https://orcid.org/0000-0001-6253-2115)

e-mail: rodionov.vvl@gazprom-neft.ru.

Alexander S. Ugryumov

ORCID: [0009-0005-1109-7148](https://orcid.org/0009-0005-1109-7148)

e-mail: ugryumov.as@gazprom-neft.ru.

*Автор, ответственный за переписку/Corresponding Author