



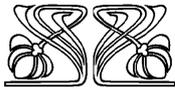
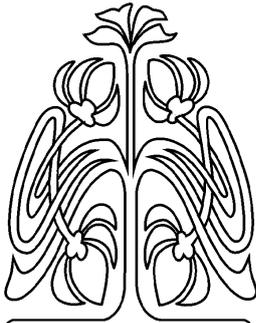
ГЕОЛОГИЯ

Известия Саратовского университета. Новая серия. Серия: Науки о Земле. 2024. Т. 24, вып. 3. С. 172–183

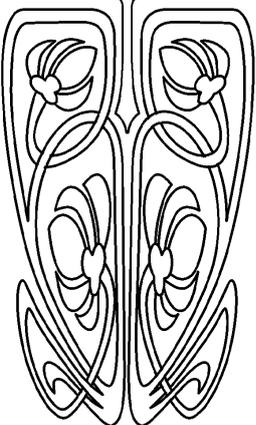
Izvestiya of Saratov University. Earth Sciences, 2024, vol. 24, iss. 3, pp. 172–183

<https://geo.sgu.ru> <https://doi.org/10.18500/1819-7663-2024-24-3-172-183>, EDN: MERWJG

Научная статья
УДК 550.832:622.24.001



**НАУЧНЫЙ
ОТДЕЛ**



Оценка рисков реактивации разломов при бурении горизонтальной скважины по результатам одномерного геомеханического моделирования

Д. И. Хасанов, М. А. Лоншаков✉

Казанский федеральный университет, Россия, 420008, г. Казань, ул. Кремлевская, д. 18

Хасанов Дамир Ирекович, кандидат геолого-минералогических наук, доцент, заведующий кафедрой геофизики и геоинформационных технологий, damir.khassanov@mail.ru, <https://orcid.org/0000-0002-8168-3848>

Лоншаков Марат Андреевич, аспирант кафедры геофизики и геоинформационных технологий, maratlonsh@gmail.com, <https://orcid.org/0000-0002-0439-7514>

Аннотация. Рассмотрены основные факторы, влияющие на устойчивость разломов, а также понятия критически напряженного состояния разлома и критического порового давления. Проведен анализ методик, применяемых для оценки напряженно-деформированного состояния горных пород в приразломных зонах при активном истощении залежи, нагнетании флюидов в продуктивные коллекторы, бурении скважин. Построены одномерные геомеханические модели основного ствола и боковых стволов горизонтальной скважины N по типу фишбон. Проведена оценка устойчивости разломов при использовании критерия разрушения Мора – Кулона по данным пластовых и околоскважинных напряжений, рассчитанных по уравнениям Кирша. Установлены оптимальные диапазоны плотности бурового раствора для каждого ствола скважины N с учётом рисков реактивации разломов. Сформированы основные рекомендации при бурении интервалов, сложенных неустойчивыми глинистыми породами.

Ключевые слова: стабильность разлома, критерий разрушения Мора – Кулона, реактивация разлома, одномерная геомеханическая модель, устойчивость скважины, безопасное окно плотности бурового раствора

Для цитирования: Хасанов Д. И., Лоншаков М. А. Оценка рисков реактивации разломов при бурении горизонтальной скважины по результатам одномерного геомеханического моделирования // Известия Саратовского университета. Новая серия. Серия: Науки о Земле. 2024. Т. 24, вып. 3. С. 172–183. <https://doi.org/10.18500/1819-7663-2024-24-3-172-183>, EDN: MERWJG

Статья опубликована на условиях лицензии Creative Commons Attribution 4.0 International (CC-BY 4.0)

Article

Evaluation of fault reactivation risks during drilling of the horizontal well using results of one-dimensional geomechanical modeling

D. I. Khassanov, M. A. Lonshakov✉

Kazan Federal University, 18 Kremlyovskaya St., Kazan 420008, Russia

Damir I. Khassanov, damir.khassanov@mail.ru, <https://orcid.org/0000-0002-8168-3848>

Marat A. Lonshakov, maratlonsh@gmail.com, <https://orcid.org/0000-0002-0439-7514>



Abstract. The article presents main factors affecting the fault stability. Concepts of critically stressed faults and critical pore pressure are discussed. The methodologies for evaluation of stressed-deformed state of rocks in the vicinity of fault zones during reservoir depletion and injection, well drilling are analyzed. 1D geomechanical models of fishbone sidetracks and main borehole of the well N are constructed. The fault stability evaluation is made using Mohr – Coulomb failure criterion from data of in situ stresses and near-wellbore stresses calculated from Kirsch wellbore solution. Optimal mud weight ranges are determined for safe drilling of fishbone boreholes accounting fault reactivation risks. Basic recommendations for optimal drilling through the interval of unstable shales are made.

Keywords: fault stability, Mohr – Coulomb failure criterion, fault reactivation, 1D geomechanical model, wellbore stability, safe mud weight window

For citation: Khassanov D. I., Lonshakov M. A. Evaluation of fault reactivation risks during drilling of the horizontal well using results of one-dimensional geomechanical modeling. *Izvestiya of Saratov University. Earth Sciences*, 2024, vol. 24, iss. 3, pp. 172–183 (in Russian). <https://doi.org/10.18500/1819-7663-2024-24-3-172-183>, EDN: MERWJG

This is an open access article distributed under the terms of Creative Commons Attribution 4.0 International License (CC-BY 4.0)

Введение

Актуальность рассматриваемой проблемы заключается в том, что бурение скважин через разломную зону при определенных условиях может привести к реактивации пересекаемых разломов и, как следствие, к осложнениям, характеризующимся полной или частичной потерей циркуляции бурового раствора.

Цель данной работы заключается в определении безопасного окна плотности раствора при бурении основного ствола и боковых стволов горизонтальной скважины N по типу фишбон, вскрывающей продуктивный горизонт *Horizon2*, с учётом рисков активации пересекаемых разломов.

Устойчивость разлома обусловлена влиянием нескольких основных факторов: направления максимального главного напряжения, величины эффективного минимального главного напряжения, пространственной ориентации плоскости скольжения горных пород в поле локальных напряжений, коэффициента трения разлома [1, 2].

Смещение горных пород по поверхности разрыва или реактивация разлома происходит в том случае, когда максимальное касательное напряжение, действующее в плоскости разлома, превышает предел прочности горных пород на сдвиг [3]. Согласно М. Hubbert [4], устойчивость разлома, ориентированного параллельно промежуточному главному напряжению σ_2 (двухмерный случай), определяется соотношением между нормальным напряжением σ_n и касательным напряжением τ , рассматриваемыми относительно плоскости скольжения (рис. 1) [5].

Расчёт устойчивости разлома может быть проведен при использовании критерия разрушения Мора – Кулона [3]:

$$\begin{aligned} \tau_{slip} &= c_{fault} + (\sigma_n - p) \tan \Phi_{fault} = \\ &= c_{fault} + \mu_{fault} (\sigma_n - p), \end{aligned} \quad (1)$$

где τ_{slip} – критическое напряжение сдвига, при котором происходит смещение горных пород по поверхности разрыва; Φ_{fault} – угол трения разлома; c_{fault} – когезия разлома (как правило, принимается равной 0 для разломов); σ_n –

нормальное напряжение, действующее перпендикулярно плоскости разлома; p – поровое давление горных пород в окрестности плоскости скольжения; $\sigma_n - p$ – эффективное нормальное напряжение; μ_{fault} – коэффициент трения разлома (определяется свойствами смещенных горных пород).

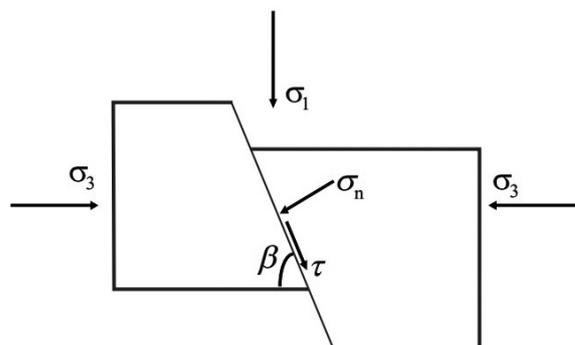


Рис. 1. Действие нормального напряжения σ_n и касательного напряжения τ относительно плоскости разлома, ориентированной параллельно промежуточному главному напряжению σ_2 . Минимальное σ_2 и максимальное σ_1 главные напряжения действуют на блоки горных пород [5]

Следует отметить, что представленный критерий разрушения Мора – Кулона зачастую применяется при анализе устойчивости разломов, встречаемых в залежах (от англ. faults within the reservoir) или на границах залежи (от англ. faults bounding the reservoir) [6]. Вероятность реактивации разлома на практике оценивается при использовании функции разрушения Кулона CFF [6]:

$$\begin{aligned} CFF &= \tau - (\mu \cdot \sigma_n + C) = \tau - \mu \cdot \sigma_n = \\ &= \tau - \mu (S_n - P_p), \end{aligned} \quad (2)$$

где P_p – поровое давление горных пород в окрестности разлома; C – когезия; τ – сдвиговое (касательное) напряжение; μ – коэффициент трения разлома (определяется свойствами смещенных горных пород); S_n – нормальное напряжение; σ_n – эффективное нормальное напряжение.

Если сопротивление сдвигу $\mu \sigma_n$ превышает касательное напряжение τ , то разлом стабилен. При равенстве касательного напряжения τ



и сопротивления сдвига $\mu\sigma_n$ разлом переходит в критически напряженное состояние, при котором начинается проскальзывание горных пород по плоскости разрыва. Значение функции разрушения CFF в момент реактивации разлома равно 0. Значение порового давления при CFF= 0 называется критическим поровым давлением P_{crit} и определяется уравнением [6]

$$P_{crit} = S_n - \frac{\tau}{\mu}. \quad (3)$$

При решении практических задач по исследованию устойчивости разломов критерий разрушения Мора – Кулона может быть представлен графически в виде кругов Мора на графике зависимости напряжения сдвига от (эффективного) нормального напряжения. Критически напряженное состояние разлома достигается в точке пересечения касательной разрушения и круга Мора (рис. 2) [7].

Анализ устойчивости разломов представлен в многочисленных научных работах по изучению напряженно-деформированного состояния горных пород в околоразломных зонах при активном истощении продуктивных пластов [8–11] и закачке флюида в коллекторы через систему нагнетательных скважин [12–16]. Гораздо меньше исследований посвящено изучению стабильности разломов в процессе бурения скважин [17–20].

Как отмечено в работах [6, 8–11], уменьшение порового давления при активном истощении залежи приводит к изменению напряжений в пластовых условиях. В контексте теории пороупругости в изотропной, пористой

и упругой залежи, неограниченной по простиранию, изменения эффективного вертикального напряжения $\Delta\sigma'_v$, эффективного минимального горизонтального напряжения $\Delta\sigma'_h$ и эффективного максимального горизонтального напряжения $\Delta\sigma'_H$ с уменьшением пластового давления Δp описываются уравнениями [11]:

$$\Delta\sigma'_v = -\alpha\Delta p, \quad (4)$$

$$\Delta\sigma'_h = \Delta\sigma'_H = (\gamma_h - \alpha)\Delta p = -\alpha\Delta p \frac{\nu}{1-\nu}, \quad (5)$$

где α – коэффициент Био, изменяющийся в диапазоне от 0 до 1; Δp – изменение порового давления при истощении залежи (отрицательное значение); γ_h – траектория изменения минимального горизонтального напряжения, варьирующаяся в диапазоне от 0 до α ; ν – коэффициент Пуассона.

Следует отметить, что для упрощения рассуждений в рамках теории пороупругости увеличение эффективного минимального горизонтального напряжения $\Delta\sigma'_h$ принимается равным увеличению эффективного максимального горизонтального напряжения $\Delta\sigma'_H$. Очевидно, что изменение эффективного вертикального напряжения $\Delta\sigma'_v$ не может превышать величину падения порового давления Δp [11].

Учитывая, что коэффициент Пуассона ν для большинства горных пород варьируется в диапазоне от 0.05 до 0.45 [21] и коэффициент Био α не может быть больше 1 [10], изменение эффективного минимального горизонтального напряжения $\Delta\sigma'_h$ не превышает значения $0.82\Delta p$. Таким образом, при значениях коэффициента Био $0 < \alpha \leq 1$

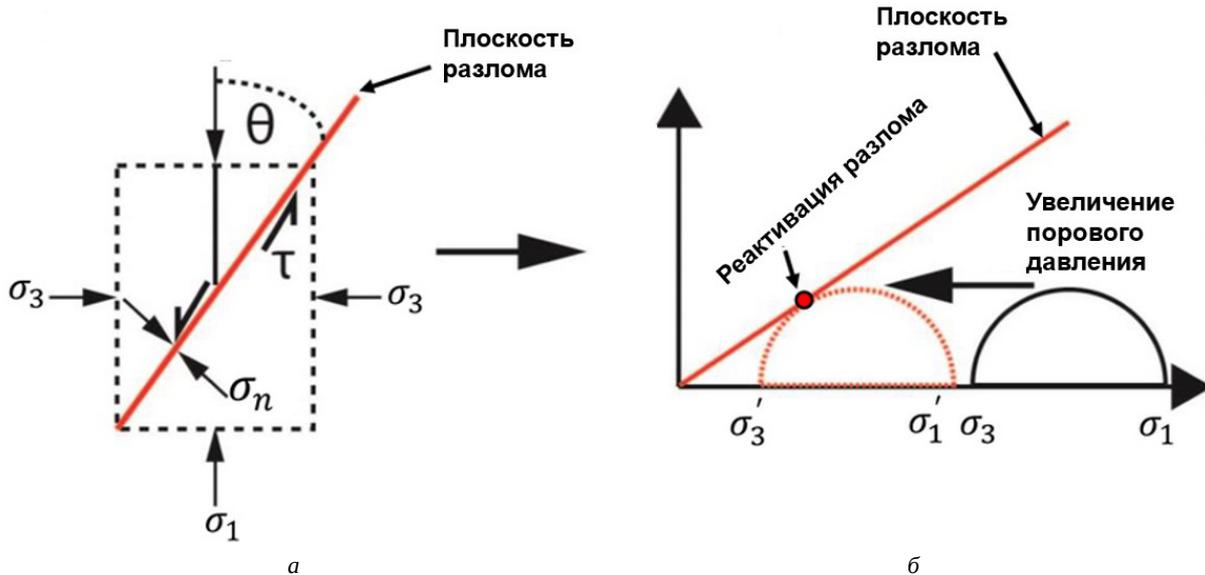


Рис. 2. Критерий разрушения Мора – Кулона для критически напряженного разлома [7]. Эффективные главные напряжения σ_1 и σ_3 действуют на блоки горных пород (а). Увеличение порового давление приводит к уменьшению эффективных напряжений от σ_3 и σ_1 до σ'_3 и σ'_1 соответственно. Разлом переходит в критически напряженное состояние в точке пересечения смещенного круга Мора и касательной разрушения (б) (цвет онлайн)



величина $\Delta\sigma'_v$ превышает $\Delta\sigma'_h$, что подтверждается результатами исследований, представленных в работе Т. Donham с соавторами с использованием кругов Мора [22].

Оценка рисков реактивации разломов проводится при секвестрации углекислого газа CO_2 в геологических формациях [12, 13] и нагнетании флюидов в продуктивные пласты-коллекторы для поддержания порового давления в процессе добычи углеводородов [14, 15]. Повышение порового давления в окрестности разлома при закачке газа или жидкости приводит к уменьшению эффективного нормального напряжения σ_n и сопротивления сдвига $\mu\sigma_n$ (см. формулу (2)). Следовательно, увеличивается риск смещения горных пород под действием касательного напряжения τ . Давление закачки флюида, при котором разлом остается стабильным, ограни-

чивается максимальным давлением нагнетания флюида в пласт или критическим поровым давлением P_{crit} [13], при котором разлом переходит в нестабильное состояние.

Изменение эффективных напряжений в процессе нагнетания флюида можно представить с помощью кругов Мора (рис. 3) [23]. Как показано на рис. 3, увеличение порового давления ΔP_p приводит к уменьшению эффективных главных напряжений на величину $\alpha\Delta P_p$ (где α – коэффициент Био), т. е. к смещению круга Мора влево. Минимальное, промежуточное и максимальное эффективные напряжения, уменьшенные на $\alpha\Delta P_p$, обозначены как $\sigma'_1, \sigma'_2, \sigma'_3$ соответственно.

Построение предбуровых моделей устойчивости ствола скважины для прогноза безопасного окна плотности бурового раствора позволяет

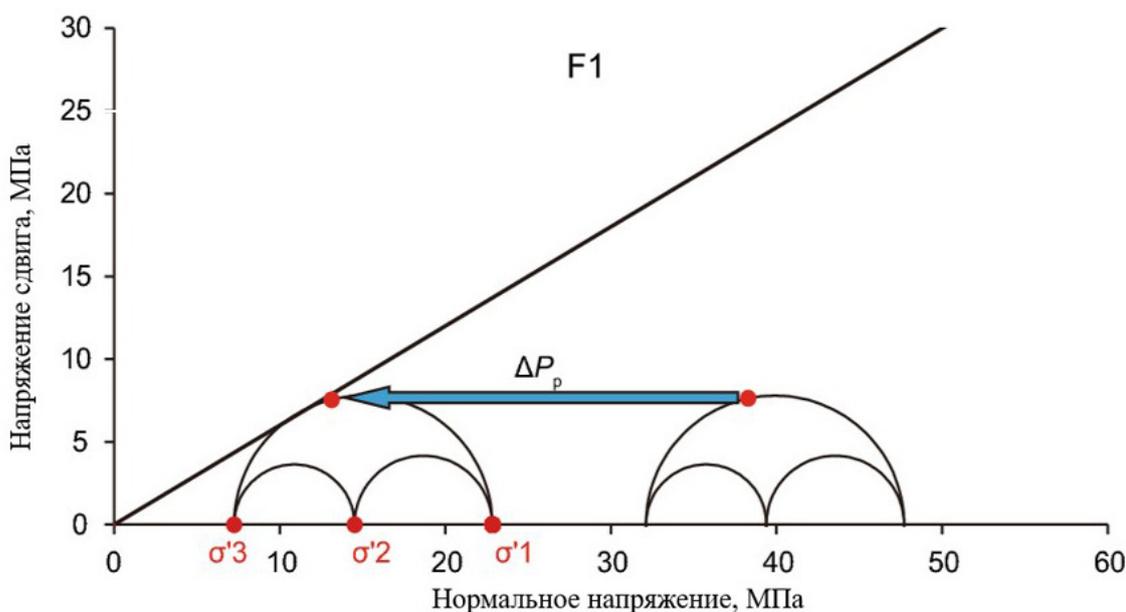


Рис. 3. Смещение круга Мора, построенного для разлома F1, влево при увеличении порового давления на $\Delta P_p = 24.9$ МПа [23] (цвет онлайн)

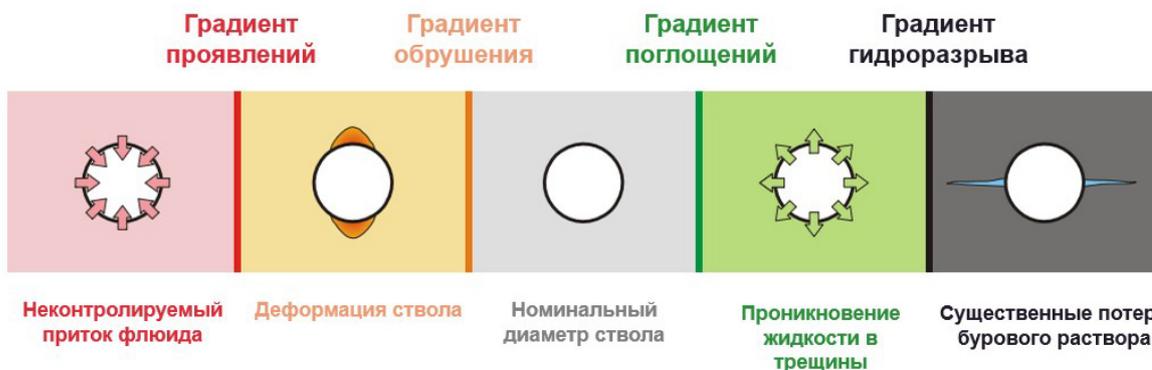


Рис. 4. Общая концепция окна плотности бурового раствора, определяемого градиентом проявлений пластового флюида (градиентом порового давления), градиентом обрушения ствола скважины, градиентом поглощения бурового раствора и градиентом гидроразрыва пласта [28] (цвет онлайн)



существенно сократить время и затраты на бурение [24–27]. Окно устойчивости скважины определяется градиентом пластового давления, градиентом вывалообразования, градиентами поглощения и гидроразрыва (рис. 4) [28, 29].

Согласно классической концепции, оптимальная плотность бурового раствора варьируется в диапазоне от градиента вывалообразования (нижняя граница) до градиента поглощения (верхняя граница), равного градиенту минимальному горизонтальному напряжению (см. рис. 4) [30].

Если плотность бурового раствора меньше градиента вывалообразования, но больше градиента порового давления, происходит обрушение стенок скважины. При плотности бурового раствора, превышающей градиент минимального горизонтального напряжения, может произойти поглощение бурового раствора в естественные трещины.

В работах [18, 19] показано, что при определенных условиях бурение скважины через разломную зону может привести к реактивации разлома, как следствие, к активному поглощению бурового раствора. Предполагается, что бурение скважины сопровождается локальным увеличением порового давления горных пород в приразломной зоне. Под действием повышенного порового давления через систему трещин и поровых каналов происходит миграция флюида из окружающих горных пород в разлом. В какой-то момент времени увеличение порового давления в разломе приведет к нарушению равновесия, т. е. к смещению горных пород по плоскости разрыва. Разлом становится активным и проницаемым, вследствие чего буровой раствор поступает в разлом.

Как было отмечено ранее, поглощения бурового раствора проявляются в случае, если плотность бурового раствора превышает градиент минимального горизонтального напряжения (см. рис. 4). Однако при определенном соотношении факторов (ориентации плоскости скольжения, напряженно-деформированного состояния горных пород, порового давления, геометрии разрыва) реактивация разлома может произойти в том случае, когда плотность бурового раствора не достигает градиента поглощения [18].

Таким образом, верхний предел безопасного окна плотности бурового раствора в интервале пересечения скважины и разлома может быть ограничен не градиентом минимального горизонтального напряжения, а плотностью промывочной жидкости, при которой происходит смещение горных пород по разлому. Предельно допустимая плотность раствора может быть пересчитана в давление, известное как критическое поровое давление.

Объект исследования

Объектом исследования является целевая горизонтальная скважина N по типу фишбон, пробуренная в продуктивном горизонте *Horizon2* нефтегазоконденсатного месторождения и пересекающая несколько глубинных разломов. Проектные траектории основного ствола и боковых стволов горизонтальной скважины представлены на рис. 5.

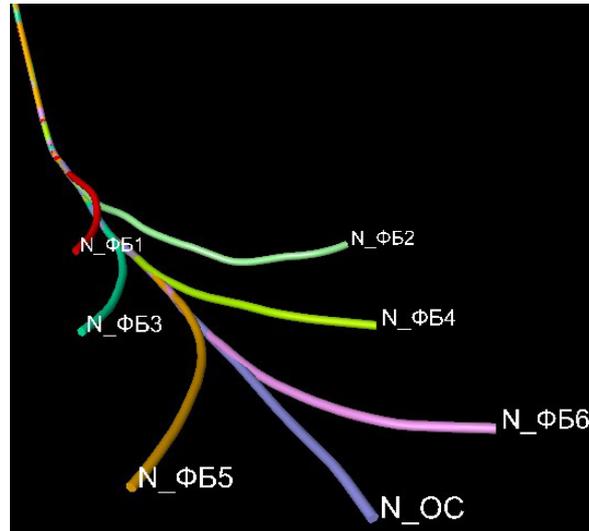


Рис. 5. Проектные траектории боковых стволов и основного ствола горизонтальной скважины N (цвет онлайн)

Бурение данной скважины проводится при помощи роторно-управляемых систем с каротажем в процессе бурения. Элементы проектной конструкции скважины представлены в табл. 1.

Таблица 1

Элементы проектной конструкции скважины N

Название обсадной колонны	Диаметр, мм	Проектная глубина, м
Направление	530	70
Кондуктор	245	1004
Эксплуатационная колонна	178	2198

В рамках данного месторождения были выделены следующие продуктивные горизонты: *Horizon1*, *Horizon2*, *Horizon3*.

Отложения горизонта *Horizon1* представлены переслаивающимися песчаниками, аргиллитами и гравелитами. Общая толщина горизонта плавно увеличивается от 25 до 90 м с северо-запада на юго-восток.

Горизонт *Horizon2* является одним из основных объектов разведки. Нижняя часть горизонта толщиной 40–60 м сложена чередованием кварцевых песчаников и песчанистых аргиллитов.

Горизонт *Horizon3* сложен практически чистыми кварцевыми и полевошпатово-кварцевыми песчаниками.



Методика

Методика оценки устойчивости разломов на основе критерия разрушения Мора – Кулона была программно реализована в виде двух Python-скриптов.

Применение *первого* Python-скрипта позволяет анализировать напряженное-деформированное состояние горных пород, не нарушенных бурением, т. е. в пластовых условиях. В данной модификации Python-скрипта не учитываются траектории скважин, плотности применяемого бурового раствора, изменение напряжений в окрестности скважины.

К основным входным параметрам, необходимым для проведения расчёта стабильности разлома, относятся:

- вертикальное напряжение,
- минимальное напряжение,
- максимальное напряжение,
- поровое давление,
- угол внутреннего трения,
- азимут минимального горизонтального напряжения.

Следует отметить, что в данной модификации поровое давление принимается равным давлению в скважине. Дополнительно на вход Python-скрипта подается поверхность анализируемого разлома.

Перечисленные параметры можно подать на вход рассматриваемого Python-скрипта в виде кривых траекторий скважин. Далее значения напряжений, порового давления и угла внутреннего трения переносятся с кривых на ячейки разлома по глубине TVDSS для расчёта следующих выходных атрибутов:

- критическое поровое давление – поровое давление, при котором разлом переходит в активное состояние;
- приращение критического порового давления – разница между критическим поровым давлением и текущим поровым давлением;
- активность разлома – принимает значение 1 (разлом активен) или 0 (разлом неактивен).

Анализ выходных атрибутов позволяет сделать вывод об активности разлома. Фрагмент разлома считается активным, если значения атрибута «приращение критического порового давления» в рассматриваемых узлах меньше нуля, а значения атрибута «активность разлома» в тех же узлах равны 1. Следует отметить, что смежные области поверхности разлома могут характеризоваться разной степенью стабильности (к примеру, северная часть разлома активна, южная часть неактивна).

В интервале пересечения целевой скважины и разлома давление, создаваемое промывочной жидкостью в процессе циркуляции, сопоставляется с рассчитанным ранее критическим поровым давлением. Если давление, вызванное

циркуляцией бурового раствора, превышает критическое поровое давление, то происходит реактивация разлома.

Применение *второго* Python-скрипта позволяет проводить расчёт активности разломов с учётом изменения околоскважинных напряжений относительно главных напряжений в процессе бурения, другими словами, учитывать влияние скважины на изменение напряженного деформированного состояния горных пород.

Для работы с данным Python-скриптом необходимо подготовить два входных набора данных. Первый набор данных содержит параметры, представленные в виде кривых рассматриваемой скважины:

- вертикальное напряжение,
- минимальное напряжение,
- максимальное напряжение,
- поровое давление,
- угол внутреннего трения,
- коэффициент Пуассона,
- азимут и зенитный угол скважины.

В данном случае *давление в скважине* и *поровое давление* рассматриваются отдельно. Оценка активности разлома может быть проведена при разных значениях давления в скважине, задаваемых пользователем (к примеру, при значениях критического порового давления). Очевидно, что давление в скважине может быть пересчитано в эквивалентную циркуляционную плотность бурового раствора (ЭЦП). Таким образом, Python-скрипт с учётом уравнений Кирша позволяет оценить активность разлома при давлении, создаваемым промывочной жидкостью в процессе бурения.

Второй набор данных содержит параметры анализируемого разлома (угол падения и азимут падения), которые могут быть определены путём переноса значений с соответствующих атрибутов поверхности разрыва (угла падения и азимута падения) на траекторию рассматриваемой скважины. Важно отметить, что значения указанных параметров переносятся с атрибутов в определенную точку траектории, соответствующую пересечению с исследуемым разломом.

В отличие от *первого* Python-скрипта (без учёта уравнений Кирша), в котором значения напряжений и порового давления переносятся непосредственно на поверхность разлома с кривых скважин или с кубов свойств, в Python-скрипте с учётом уравнений Кирша применяются значения кривых напряжений, порового давления, угла внутреннего трения и коэффициента Пуассона с глубины MD, которая наиболее приближена к отметке глубины MD датасета с параметрами разлома (соответствующая глубине точки пересечения скважины и разлома).

Кривые региональных напряжений входного датасета преобразуются в радиальное, тангенциальное и осевое напряжения на стенках скважины. Напряжения ближней зоны вокруг



ствола скважины отличны от главных напряжений по причине перераспределения сдвиговых напряжений в процессе бурения [10].

Алгоритм выполнения основных расчётов

В данной работе можно выделить несколько основных этапов.

На первом этапе были построены предбуровые 1D модели устойчивости основного ствола и боковых стволов горизонтальной скважины N по кривым упруго-прочностных свойств, перенесенным с опорной вертикальной скважины X, согласно общепринятому алгоритму, используемому в работах [31–33]. Вертикальное напряжение было установлено интегрированием экстраполированной кривой плотности. Кривые порового давления для каждого ствола скважины были рассчитаны по минимальным градиентам пластового давления (в песчаниках) и максимальным градиентам пластового давления (в глинах). Минимальное и максимальное горизонтальные напряжения определяются в приближении порупругой модели [10].

На втором этапе был проведен анализ стабильности разломов валидационной выборки при использовании вышеописанных Python-скриптов. Результаты определения стабильности разломов были сопоставлены с поглощениями бурового раствора, зафиксированными в скважинах X026, X113ST, X126ST, X127G, X056, X041ST, X163, для оценки качества применяемой методики.

На третьем этапе был проведен анализ стабильности разломов N1_grid и N2_grid, пересекаемых боковыми стволами горизонтальной скважины N.

Результаты

Результаты определения безопасного окна буримости для проектных траекторий боковых

стволов горизонтальной скважины N в интервалах ниже точек срезки представлены в табл. 2. Пример модели устойчивости основного ствола горизонтальной скважины N представлен на рис. 6. Согласно вышеописанной концепции, окно буримости определяется градиентами флюидопроявления (кривая CMW_KICK), вывалообразования (кривая CMW_MIN_MC), поглощения бурового раствора (кривая CMW_LOSS) и гидро-разрыва (кривая CMW_MAX).

Кривые CMW_KICK1, CMW_MIN_MC1, CMW_LOSS1, CMW_MAX1 были установлены по градиентам порового давления для песчаников (см. первый трек кривых на рис. 6), кривые CMW_KICK2, CMW_MIN_MC2, CMW_LOSS2, CMW_MAX2 – по градиентам порового давления для глин (см. второй трек кривых на рис. 6).

Как было отмечено ранее, безопасное окно плотности бурового раствора ограничено нижним и верхним пределами. В данном случае нижний предел определяется градиентом обрушения ствола скважины, верхний предел – градиентом поглощения промывочной жидкости. Плотность бурового раствора, соответствующая нижнему пределу и равная максимальному градиенту обрушения в рассматриваемом интервале, называется статической MW. Плотность промывочной жидкости, соответствующая верхнему пределу и равная минимальному градиенту поглощения бурового раствора в целевом интервале – динамической или эквивалентной циркуляционной ECD.

Прогнозные зоны обрушений стенок скважины и поглощений бурового раствора, представленные на рис. 6, были установлены путём попарного сравнения градиента вывалообразования CMW_MIN_MC2 и статической плотности бурового раствора MW2, градиента поглощения бурового раствора CMW_LOSS2 и динамической плотности раствора ECD2.

Предсказанные зоны с повышенным риском обвалообразования приурочены к интервалам, в которых разница между значениями кривых

Таблица 2

Результаты определения безопасного окна плотности бурового раствора, варьирующегося в диапазоне от статической плотности MW до динамической плотности ECD, для прогнозных траекторий боковых стволов горизонтальной скважины N в интервалах ниже точек срезки

Ствол скважины N	Интервал глубин MD ниже точек срезки, м		Окно буримости № 1, г/см ³		Окно буримости № 2, г/см ³		Глубина срезки MD, м
	от	до	MW1	ECD1	MW2	ECD2	
N_ФБ1	2305	2813	1.02	1.46	1.02	1.5	2305
N_ФБ2	2377	3303	1.02	1.46	1.02	1.5	2377
N_ФБ3	2668	3180	1.09	1.29	1.12	1.34	2377
N_ФБ4	2898	3250	1.09	1.29	1.11	1.34	2668
N_ФБ5	3085	3550	1.09	1.29	1.11	1.34	2898
N_ФБ6	3277	3800	1.09	1.29	1.11	1.34	3085

Примечание. MW1 и ECD1 – пределы плотности бурового раствора, ограничивающие безопасное окно буримости № 1; MW2 и ECD2 – пределы плотности бурового раствора, ограничивающие безопасное окно буримости № 2.

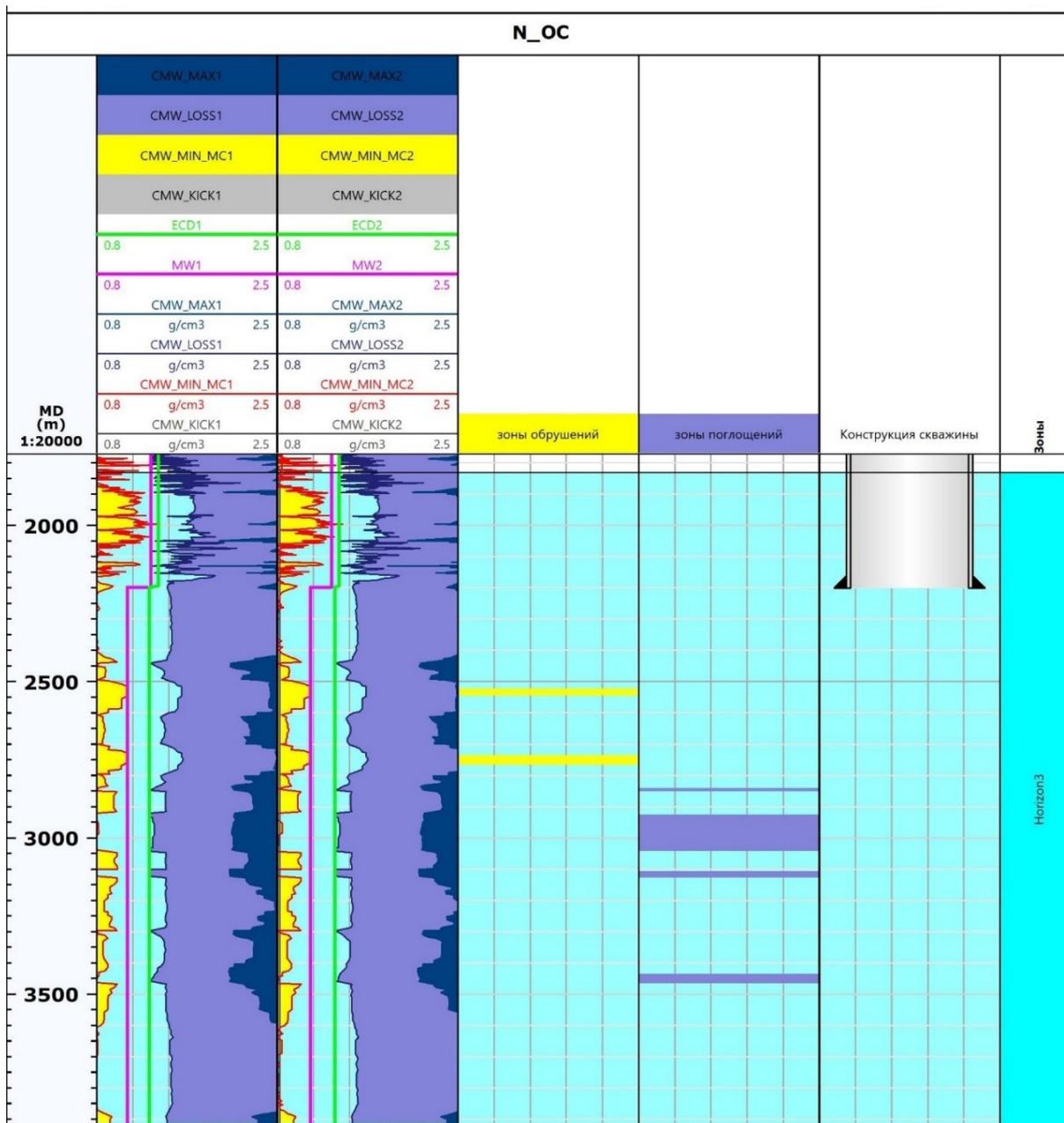


Рис. 6. Модель устойчивости траектории основного ствола N_OC, рассчитанная по градиентам порового давления для песчаников (трек кривых № 1) и глин (трек кривых № 2). Прогнозные зоны обрушений и поглощений бурового раствора представлены на треках № 3 и № 4 соответственно. Диаметр эксплуатационной колонны на крайнем треке равен 178 мм (цвет онлайн)

CMW_MIN_MC2 и MW2 меньше 5% от значения кривой CMW_MIN_MC2. Зоны с повышенным риском поглощения бурового раствора связаны с интервалами, в которых разница между значениями кривых CMW_LOSS2 и ECD2 меньше 5% от значения кривой CMW_LOSS2.

Построенные одномерные геомеханические модели позволяют сделать вывод о неустойчивости глинистых пород, склонных к вывалобразованию, в интервале глубин от 1790 до

2201 м основного ствола N_OC. Бурение данного интервала следует проводить при повышенной плотности бурового раствора в пределах от 1.31 до 1.38 г/см³ (см. рис. 6). Во избежание обвалов глинистых пород при подъеме и спуске буровой колонны необходимо перекрыть пробуренный интервал обсадной колонной.

Согласно предоставленной конструкции скважины, глубина спуска эксплуатационной колонны совпадает с нижней отметкой рас-



смагриваемого интервала неустойчивых пород, тем самым минимизируется риск разрушения ствола скважины. Оптимальная плотность бурового раствора для бурения основного ствола скважины в интервале ниже башмака эксплуатационной колонны варьируется в пределах от 1.09 до 1.3 г/см³.

Окна буримости № 1, рассчитанные для боковых стволов горизонтальной скважины N (см. табл. 2), характеризуются меньшей разницей между верхним и нижним пределами по сравнению с окнами буримости № 2. По этой причине окна буримости № 1 будут использованы в качестве конечных рекомендованных диапазонов плотности промывочной жидкости для безопасного бурения стволов скважины N ниже точек срезки.

Проведенные расчёты активности разломов валидационной выборки (табл. 3) используются для оценки достоверности результатов, получаемых при использовании Python-скрипта без учёта уравнений Кирша. Установленное значение критического порового давления сопоставляется с давлением, создаваемым раствором в процессе бурения скважины в точке пересечения траектории и разлома. Значение давления в скважине было установлено путём пересчета из эквивалентной циркуляционной плотности бурового раствора. Разлом принимается активным, если давление, создаваемое раствором во время циркуляции, превышает критическое поровое давление. В противном случае разлом может считаться стабильным (см. столбец «Активность разлома» в табл. 3).

Предсказанное состояние разломов должно быть сопоставлено с фактическими данными. Поглощения бурового раствора, зафиксированные в скважинах X026, X113ST, X126ST, X127G в интервалах пересечения с разрывными нарушениями, предположительно, связаны с реактивацией разломов. Активность разлома, определенная при сопоставлении давления, вызванного

циркуляцией бурового раствора и критического порового давления, принимается достоверной, если в скважине, пересекающей разлом, были зафиксированы поглощения бурового раствора. Прогнозная устойчивость разлома должна быть подтверждена отсутствием поглощений бурового раствора.

Согласно табл. 3, совпадение прогнозной активности разлома (столбец «Активность разлома») и фактических поглощений (столбец «Поглощения бурового раствора») наблюдается для разломов X026_f, X126_2127_f, X126_f. Оценка стабильности разломов X041_f и X162_f подтверждается отсутствием поглощений промывочной жидкости в скважинах X041ST и X163. Итого, совпадение прогнозных и фактических данных достигается в 6 из 9 случаев (см. табл. 3). Другими словами, по итогам выполнения Python-скрипта без учёта уравнений Кирша результат оценки стабильности разлома принимается достоверным с вероятностью 67%.

Дополнительно разломы валидационной сборки были проанализированы при использовании Python-скрипта с учётом уравнений Кирша. В качестве входных значений давления в скважине применяются критические поровые давления активных разломов, представленные в табл. 3. Проведенные расчёты с учётом уравнений Кирша подтверждают реактивацию рассматриваемых разломов при достижении критических давлений.

Значения критического порового давления и предельно допустимой плотности бурового раствора, установленные в интервалах пересечения траекторий стволов скважины N с разломами N1_grid и N2_grid, представлены в табл. 4, 5.

Следует отметить, что разлом N1_grid пересекается основным стволом N_OC скважины на глубине MD = 2194.71 м до точек срезки боковых стволов скважины, представленных в табл. 2. Согласно табл. 4, предельно допустимая плотность промывочной жидкости в интервале бу-

Таблица 3

Сопоставление прогнозной активности разломов с фактическими данными поглощений

№ п/п	Пересечение разлома и траектории		Критическое поровое давление, МПа	Давление, создаваемое буровым раствором в процессе бурения, МПа	Активность разлома	Поглощения бурового раствора
	траектория	разлом				
1	X026	X026_f	26.29	27.62	Активный	Да
2	X113ST	X113_f	35.04	31.15	Неактивный	Да
3	X126ST	X126_2127_f	25.47	29.045	Активный	Да
4	X127G	X126_2127_f	23.26	29.42	Активный	Да
5	X126ST	X126_f	28.87	29.05	Активный	Да
6	X127G	X126_f	31.07	29.42	Неактивный	Да
7	X041ST	X041_f	27.21	24.51	Неактивный	Нет
8	X056	X056_f	24.71	28.96	Активный	Нет
9	X163	X162_f	25.19	24.55	Неактивный	Нет



Таблица 4

Значения критического порового давления и предельно допустимой плотности бурового раствора в интервале пересечения основного ствола горизонтальной скважины N с разломом N_1 grid

№ п/п	Пересечение разлома и траектории		Глубина TVD траектории в интервале пересечения, м	Критическое поровое давление, МПа	Предельно допустимая плотность бурового раствора, г/см ³
	траектория	разлом			
1	N_OC	N1_grid	1660.55	23.11	1.42
2	N_ФБ1				
3	N_ФБ2				
4	N_ФБ3				
5	N_ФБ4				
6	N_ФБ5				
7	N_ФБ6				

Таблица 5

Значения критического порового давления и предельно допустимой плотности бурового раствора в интервале пересечения стволов горизонтальных скважины N с разломом N2_grid

№ п/п	Пересечение разлома и траектории		Глубина TVD траектории в интервале пересечения, м	Критическое поровое давление, МПа	Предельно допустимая плотность бурового раствора, г/см ³
	траектория	разлом			
1	N_OC	N2_grid	1668.29	25.98	1.58
22	N_ФБ1		1665.52	27.19	1.66
33	N_ФБ2		1660.25	27.51	1.68
44	N_ФБ3		1668.17	26.23	1.6
65	N_ФБ4		1667.79	26.23	1.6
66	N_ФБ5		1668.29	25.98	1.58
77	N_ФБ6		1668.29	25.98	1.58

рения основного ствола через разлом N1_grid равна 1.42 г/см³. Как было отмечено ранее, верхний предел безопасного окна плотности раствора ECD для неустойчивого интервала глинистых пород от 1790 до 2201 м равен 1.38 г/см³. Следовательно, при соблюдении рекомендаций для безопасного бурения риск реактивации разлома N1_grid минимальный.

Предельно допустимые плотности промывочной жидкости при бурении боковых стволов скважины N через разлом N2_grid (см. табл. 5) превышают значения эквивалентной циркуляционной плотности ECD окна буримости № 1 (см. табл. 2). Аналогично при бурении основного ствола N_OC через разлом N2_grid установленная предельная плотность, равная 1.58 г/см³ (см. табл. 5), превышает верхний предел безопасного окна ниже башмака эксплуатационной колонны, равный 1.3 г/см³.

Заключение

В статье представлены основные параметры, влияющие на устойчивость разломов в пластовых условиях. Исследовано влияние порового давления на стабильность разломов при бурении скважин, активном истощении продуктивных пластов, закачке флюида в коллекторы через

систему нагнетательных скважин. Продемонстрированы классическая концепция безопасного окна плотности бурового раствора и методика оценки стабильности разломов, основанная на критерии разрушения Мора – Кулона. Рассмотрены понятия критического порового давления и предельно допустимой плотности бурового раствора при бурении через разломные зоны.

Построены предбуровые одномерные геомеханические модели основного ствола и боковых стволов горизонтальной скважины N по типу фишбон по данным упруго-прочностных свойств, перенесенных с вертикальной скважины X. Согласно предложенным рекомендациям, бурение неустойчивых глинистых пород в интервале от 1790 до 2201 м следует проводить при повышенной плотности бурового раствора, изменяющейся в диапазоне от 1.31 до 1.38 г/см³. Во избежание обвалообразования пород при спуско-подъемных операциях пробуренный интервал следует перекрыть обсадной колонной.

Безопасное окно плотности раствора при бурении основного ствола скважины в интервале ниже башмака эксплуатационной колонны варьируется в пределах от 1.09 до 1.3 г/см³. Рекомендованные значения плотности промывочной жидкости для безопасного бурения боковых



стволов N_ФБ1 и N_ФБ2 ниже точек срезки варьируются в пределах от 1.02 до 1.46 г/см³, для бурения боковых стволов N_ФБ3–N_ФБ7 – от 1.09 до 1.29 г/см³.

Проведена оценка качества применяемой методики для анализа устойчивости разломов. Поглощения бурового раствора, зафиксированные в интервалах пересечения скважин с разрывными разрушениями валидационной выборки, связаны с реактивацией пересекаемых разломов. Прогнозная активность разломов валидационной выборки, установленная при сопоставлении забойного давления и рассчитанного критического порового давления, принимается достоверной, если в скважине, пересекающей разлом, были зафиксированы интенсивные поглощения бурового раствора. Совпадение прогнозных и фактических данных наблюдается в 6 из 9 рассматриваемых случаев. Достоверность результатов оценки стабильности разломов, полученных при использовании Python-скрипта без учета уравнений Кирша, составляет 67%. Применение второго Python-скрипта с учётом уравнений Кирша позволяет подтвердить реактивацию разломов при достижении критических поровых давлений

Результаты анализа устойчивости пересекаемых разломов N1_grid и N2_grid позволяют сделать вывод о минимальных рисках реактивации разрывных нарушений при соблюдении рекомендованных значений плотности бурового раствора для безопасного бурения стволов скважины N.

Библиографический список

1. Giorgetti C., Tesei T., Scuderi M., Colletini C. Experimental insights into fault reactivation in gouge-filled fault zones // *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*. 2019. Vol. 124. P. 4189–4204. <https://doi.org/10.1029/2018JB016813>
2. Jaeger J. Shear failure of anisotropic rocks // *Geological Magazine*. 1960. Vol. 97. P. 65–72. <https://doi.org/10.1017/S0016756800061100>
3. Hawkes C. D., McLellan P. J., Zimmer U., Bachu S. Geomechanical Factors Affecting Geological Storage of CO₂ in Depleted Oil and Gas Reservoirs // *Journal of Canadian Petroleum Technology*. 2005. Vol. 44, № 10. 11 p. <https://doi.org/10.2118/05-10-05>
4. Hubbert M. K., Rubey W. W. Role of fluid pressure in mechanics of overthrust faulting I. Mechanics of fluid-filled porous solids and its application to overthrust faulting // *Geological Society of America Bulletin*. 1959. Vol. 70. P. 115–166. [https://doi.org/10.1130/0016-7606\(1959\)70\[115:ROFPIM\]2.0.CO;2](https://doi.org/10.1130/0016-7606(1959)70[115:ROFPIM]2.0.CO;2)
5. Chen Z., Deng J., Yu B., Zhang Y., Chen Z. Estimation of upper limit of pore pressure by fault stability analysis // *Journal of Geophysics and Engineering*. 2016. Vol. 13, № 3. P. 313–319. <https://doi.org/10.1088/1742-2132/13/3/313>
6. Zoback M. *Reservoir Geomechanics*. Cambridge University Press, 2007. 505 p. <https://doi.org/10.1017/CBO9780511586477>
7. Jolie E., Scott S., Faulds J., Chambefort I., Axelsson G., Gutiérrez-Negrín L., Zemedkun M. Geological controls on geothermal resources for power generation // *Nature Reviews Earth & Environment*. 2021. Vol. 2, № 5. P. 324–339. <https://doi.org/10.1038/s43017-021-00154-y>
8. Behnoud far P., Ameri M., Orooji M. A novel approach to estimate the variations in stresses and fault state due to depletion of reservoirs // *Arabian Journal of Geosciences*. 2017. Vol. 10, № 18. 13 p. <https://doi.org/10.1007/s12517-017-3184-9>
9. Hettema M., Schutjens P., Verboom B., Gussinklo H. Production-induced compaction of a sandstone reservoir: The strong influence of stress path // *SPE Reservoir Eval. & Eng.* 2000. Vol. 3, № 4. P. 342–347. <https://doi.org/10.2118/65410-PA>
10. Zhang J. *Applied Petroleum Geomechanics*. Gulf Professional Publishing, 2019. 518 p. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-814814>
11. Platteeuw I. *Initiation of Fault Reactivation: New Insights into the Effect of Differential Compaction*. MSc Thesis. Delft University of Technology, 2018. 87 p.
12. Figueiredo B., Tsang C., Rutqvist J., Bensabat J., Niemi A. Coupled hydro-mechanical processes and fault reactivation induced by CO₂ injection in a three-layer storage formation // *International Journal of Greenhouse Gas Control*. 2015. Vol. 39. P. 432–448. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2015.06.008>
13. Rutqvist J., Birkholzer J., Cappa F., Tsang C. Estimating maximum sustainable injection pressure during geological sequestration of CO₂ using coupled fluid flow and geomechanical fault-slip analysis // *Energy Convers Manage.* 2007. Vol. 48, № 6. P. 1798–1807. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2007.01.021>
14. Abdideh M., Hammid Y. An evaluation of rock integrity and fault reactivation in the cap rock and reservoir rock due to pressure variations // *Iranian Journal of Oil & Gas Science and Technology*. 2019. Vol. 8, № 3. P. 18–39. <https://doi.org/10.22050/ijogst.2019.136347.1462>
15. Ezati M., Honarmand J., Ali Riahi M. Evaluation of Faults Reactivation Tenacity in One of the Low-Pressure SW Iranian Carbonate Reservoirs: An IOR Viewpoint // *Journal of Petroleum Science and Technology*. 2020. Vol. 10. P. 20–29. <https://doi.org/10.22078/jpst.2020.3825.1605>
16. Dubinya N. V. Spatial orientations of hydraulically conductive shear natural fractures for an arbitrary stress state: An analytical study of governing geomechanical factors // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2022. Vol. 212. 16 p. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2022.110288>
17. Павлов В. А., Кулешов В. С., Королев Д. О., Субботин М. Д., Морева В. А., Недомовный Б. Н., Павлюков Н. А. Практическое руководство по геомеханическому моделированию для решения задач разработки месторождений нефти и газа. Тюмень : ООО «Тюменский нефтяной научный центр», 2023. 440 с.
18. Fernandez-Ibanes F., Castillo C., Firth A., Courteney S. Assessing stability of reservoir bounding faults while drilling // *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Florence, 2010. 10 p. <https://doi.org/10.2118/132826-MS>



19. Frydman M., Holzberg B., Pastor J., Salies J., Pedrosa C. Reducing Fault Reactivation Risk on Deepwater Drilling // SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference. Argentina, 2017. 15 p. <https://doi.org/10.2118/185619-MS>
20. Atkinson C., Thiercelin M. Pressurization of a fractured wellbore // International Journal of Fracture. 1997. Vol. 83. P. 243–273. <https://doi.org/10.1023/A:1007364213515>
21. Gercek H. Poisson's ratio values for rocks // International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences. 2007. Vol. 44, № 1. P. 1–13. <https://doi.org/10.1016/j.ijrmms.2006.04.011>
22. Dohmen T., Zhang J., Barker L., Blangy J. Microseismic magnitudes and b-values for delineating hydraulic fracturing and depletion // Society of Petroleum Engineers Journal. 2017. Vol. 22, № 5. P. 1624–1634. <https://doi.org/10.2118/186096-PA>
23. Taghipour M., Ghafoori M., Lashkaripour G. Estimation of the current stress field and fault reactivation analysis in the Asmari reservoir, SW Iran // Petroleum Science. 2019. Vol. 16. P. 513–526. <https://doi.org/10.1007/s12182-019-0331-9>
24. Bagheri H., Tanha A., Doulati Ardejani F. Geomechanical model and wellbore stability analysis utilizing acoustic impedance and reflection coefficient in a carbonate reservoir // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. 2021. Vol. 11. P. 3935–3961. <https://doi.org/10.1007/s13202-021-01291-2>
25. Inocencio P. Wellbore Stability and the Thermal Effects Analysis for a North Sea Exploration Well. Thesis submitted to Norwegian University of science and technology, 2015. 75 p.
26. Лукина Т. Ю., Потапов А. Г., Богданова О. Е., Потапов О. А. Геомеханическое моделирование месторождения сахалинского шельфа под задачи бурения скважин // Вести газовой науки. 2017. № 4 (32). С. 159–168. EDN: YSTJWB
27. Лукин С. В., Есипов С. В., Жуков В. В., Овчаренко Ю. В., Хомутов А. Ю., Шевчук Т. Н., Сусяков И. В. Расчет устойчивости ствола скважины для предотвращения осложнений в бурении // Нефтяное хозяйство. 2016. № 6. С. 70–73. EDN: WCLJTV
28. Le K., Rasiuli V. Determination of safe mud weight windows for drilling deviated wellbores: A case study in the North Perth Basin // WIT Transactions on Engineering Sciences, 2012. Vol. 81. P. 83–95. <https://doi.org/10.2495/PMR120081>
29. Липатов А. В. Моделирование процесса ликвидации поглощений в скважинах вязкоупругими составами : дис. ... канд. техн. наук. Самара, 2016. 100 с. EDN: ZQIMXF
30. Гараванд А., Ребецкий Ю. Л. Методы геомеханики и тектонофизики при решении проблем устойчивости нефтяных скважин в процессе бурения // Геофизические исследования. 2018. Т. 19, № 1. С. 159–168. <https://doi.org/10.21455/gr2018.1-5>, EDN: ZJVАНН
31. Самойлов М. И., Совраненко А. Н., Морева В. А., Кулешов В. С., Павлюков Н. А., Куркин П. А. Подготовка библиотеки геомеханических свойств для оптимизации дизайнов ГРП на объектах АО «Самотлорнефтегаз» // Нефтяная провинция. 2023. № 4 (36). С. 101–112. <https://doi.org/10.25689/NP.2023.4.101-112>, EDN: FVXMFY
32. Юсупов Я. И., Заглядин Я. И., Солдатова А. И., Калмыков Г. А. Применение геомеханического моделирования для оптимизации траектории скважин при разработке Тутлеймско-Абалакского комплекса Краснотенского свода // Геофизика. 2024. № 1. С. 59–66. <https://doi.org/10.34926/geo.2024.15.91.007>, EDN: NMAHSD.
33. Лядова Н. А., Клыков П. И., Предеин А. А. Численное решение задач геомеханики // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2020. Т. 20, № 2. С. 226–236. <https://doi.org/10.15593/2224-9923/2020.2.3>, EDN: WSHRSZ

Поступила в редакцию 18.04.2024; одобрена после рецензирования 29.05.2024; принята к публикации 08.08.2024; опубликована 30.09.2024

The article was submitted 18.04.2024; approved after reviewing 29.05.2024; accepted for publication 08.08.2024; published 30.09.2024