

УДК 622.276:550.8.072

МРНТИ 52.47.17

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108664>

Получена: 11.08.2023.

Одобрена: 13.02.2024.

Опубликована: 31.03.2024.

Оригинальное исследование**Интегрированный подход в геомеханическом моделировании месторождения Урихтау для оптимизации проектирования скважин**А.Г. Габдуллин¹, Р.З. Тауашев², С.А. Губашев¹, **А.Е. Каиржанов¹**,А.Б. Измуханбетов³, Р.Н. Блгалиев¹¹Атырауский филиал КМГ Инжиниринг, г. Атырау, Казахстан²Эмбаунайгаз, г. Атырау, Казахстан³КМГ Инжиниринг, г. Астана, Казахстан**АННОТАЦИЯ**

Обоснование. Горно-геологический разрез месторождения Урихтау представляет собой сложную геологическую систему, включающую в себя многообразие горных пород разных плотностей и угла их залегания, а также дизъюнктивные нарушения, что в свою очередь усложняет процесс проектирования и строительства скважин. В данной статье рассматривается опыт геолого-геомеханического моделирования на данном месторождении.

Цель. Целью данной работы является рассмотрение геолого-геомеханического моделирования на месторождении Урихтау как способа для дальнейшего применения при проектировании строительства скважин, с учетом сложности геологической структуры месторождения.

Материалы и методы. Для построения 3D модели были использованы данные из сейсмических и геофизических исследований, а также исторические данные для корреляции расчетов.

Результаты. Результатом моделирования является разработка рекомендаций по профилю скважины, её конструкции и оптимальных значений плотности бурового раствора, что позволит создать безопасное «окно буримости» для строительства скважин.

Заключение. Геолого-геомеханическое моделирование позволило выработать ключевые рекомендации для проектирования скважины, включая оптимизацию плотности бурового раствора и обеспечение стабильности ствола скважины.

Ключевые слова: геолого-геомеханическое моделирование, безопасное «окно буримости», конструкция скважины, буровые растворы, плотность бурового раствора.

Как цитировать:

Габдуллин А.Г., Тауашев Р.З., Губашев С.А., **Каиржанов А.Е.**, Измуханбетов А.Б., Блгалиев Р.Н. Интегрированный подход в геомеханическом моделировании месторождения Урихтау для оптимизации проектирования скважин // *Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана*. 2024. Том 6, №1. с. 87–98. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108664>.

UDC 622.276:550.8.072

CSCSTI 52.47.17

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108664>

Received: 11.08.2023.

Accepted: 13.02.2024.

Published: 31.03.2024.

Original article

An Integrated Approach to Geomechanical Modeling of the Urikhtau Oil and Gas Condensate Field to Optimize Well Design

Aibolat G. Gabdullin¹, Ramed Z. Tauashev², Sarsenbay A. Gubashev¹,
Assylbek Ye. Kairzhanov¹, Amir B. Izmukhanbetov³, Rafail N. Blgaliyev¹

¹Atyrau branch of KMG Engineering, Atyrau, Kazakhstan

²Embamunaigas, Atyrau, Kazakhstan

³KMG Engineering, Astana, Kazakhstan

ABSTRACT

Background: The rock and geological section of the Urikhtau oil and gas condensate field is a complex geological system, including a variety of rocks of different densities and angles of occurrence, as well as disjunctive faults, which in turn complicates the process of designing and constructing wells. This article discusses the experience of geological and geomechanical modeling at this field.

Aim: The purpose of this work is to consider geological and geomechanical modeling at the Urikhtau oil and gas condensate field as a method for further application in the design of well construction, taking into account the complexity of the geological structure of the field.

Materials and methods: To build a 3D model, data from seismic and geophysical surveys were used, as well as historical data to correlate calculations.

Results: The result of the modeling is the development of recommendations for the well profile, its design and optimal values of drilling fluid density, which will create a safe “drillability window” for well construction.

Conclusion: Geological and geomechanical modeling allowed us to develop key recommendations for well design, including optimizing drilling fluid density and ensuring wellbore stability.

Keywords: geological and geomechanical modeling; safe “drillability window”; well design; drilling fluids; drilling fluid density.

To cite this article:

Gabdullin AG, Tauashev RZ, Gubashev SA, Kairzhanov AY, Izmukhanbetov AB, Blgaliyev RN. An Integrated Approach to Geomechanical Modeling of the Urikhtau Oil and Gas Condensate Field to Optimize Well Design. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2024;6(1):87–98. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108664>.

ӨЖ 622.276:550.8.072

ГТАХР 52.47.17

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108664>

Қабылданды: 11.08.2023.

Мақұлданды: 13.02.2024.

Жарияланды: 31.03.2024.

Түпнұсқа зерттеу

Ұңғымаларды жобалауды оңтайландыру үшін Өріқтау кен орнының геомеханикалық модельдеудегі интеграцияланған тәсіл

А.Г. Ғабдуллин¹, Р.З. Тауашев², С.Ә. Губашев¹, **А.Е. Қайыржанов¹**,

А.Б. Измұханбетов³, Р.Н. Блғалиев¹

¹ҚМГ Инжиниринг Атыраулық филиалы, Атырау қаласы, Қазақстан

²Ембімұнайгаз, Атырау қаласы, Қазақстан

³ҚМГ Инжиниринг, Астана қаласы, Қазақстан

АННОТАЦИЯ

Негіздеу. Өріқтау кен орнының тау-кен геологиялық бөлімі – бұл әр түрлі тығыздықтағы және олардың пайда болу бұрышындағы тау жыныстарының алуан түрлілігін, сондай-ақ дизъюнктивті бұзылуларды қамтитын күрделі геологиялық жүйе, бұл өз кезегінде ұңғымаларды жобалау мен салу процесін қиындатады. Бұл мақалада осы кен орнындағы геологиялық-геомеханикалық модельдеу тәжірибесі қарастырылады.

Мақсаты. Бұл жұмыстың мақсаты Өріқтау кен орнындағы геологиялық-геомеханикалық модельдеуді кен орнының геологиялық құрылымының күрделілігін ескере отырып, ұңғымалар құрылысын жобалау кезінде одан әрі қолдану тәсілі ретінде қарастыру болып табылады.

Материалдар мен әдістер. 3D модель құру үшін сейсмикалық және геофизикалық зерттеулерден алынған деректер, сондай-ақ есептеулерді корреляциялау үшін тарихи деректер пайдаланылды.

Нәтижелері. Модельдеудің нәтижесі ұңғыма профилі, оның құрылымы және бұрғылау ерітіндісінің оптимальді тығыздық мәндері бойынша ұсыныстарды әзірлеу болып табылады, бұл ұңғымалар құрылысын жүргізу үшін қауіпсіз «бұрғылау терезесін» жасауға мүмкіндік береді.

Қорытынды. Геологиялық-геомеханикалық модельдеу ұңғымаларды жобалау үшін негізгі ұсыныстарды әзірлеуге мүмкіндік берді, оларға бұрғылау ерітіндісінің тығыздығын оңтайландыруды және ұңғыма оқпанының тұрақтылығын қамтамасыз ету кіреді.

Негізгі сөздер: геологиялық-геомеханикалық модельдеу, қауіпсіз «бұрғылау терезесі», ұңғыма құрылысы, бұрғылау ерітінділері, бұрғылау ерітіндісінің тығыздығы.

Дәйексөз келтіру үшін:

Ғабдуллин А.Г., Тауашев Р.З., Губашев С.Ә., **Қайыржанов А.Е.**, Измұханбетов А.Б., Блғалиев Р.Н. Ұңғымаларды жобалауды оңтайландыру үшін Өріқтау кен орнының геомеханикалық модельдеудегі интеграцияланған тәсіл // *Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы*. 2024. 6 том, №1, 87–98 б.

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108664>.

Введение

Геологическое строение месторождения Урихтау осложнено многочисленными тектоническими нарушениями и разломами, установленными в результате интерпретации материалов сейсморазведочных работ, также подтвержденными в ходе бурения поисковых и оценочных скважин.

Из-за сложности геологического строения месторождения, разности напряжений, давлений и температур, наличия различных типов пластового флюида в процессе строительства пробуренных ранее скважин имелись трудноразрешимые осложнения: поглощение бурового раствора при поддержании расчетных значений реологии и плотности раствора, возникновение осыпи и сужение ствола скважины при тех же значениях реологии и плотности.

Сложность бурения скважин обусловлена следующими факторами:

- геологическое строение месторождения, требующее проведения частых проработок ствола и, как следствие, прихватов бурильной колонны, занимающих дополнительное время на внеплановые контрольные спуско-подъемные операции для шаблонирования ствола скважины, его промывки и обработку бурового раствора;

- наличие перемычки между продуктивными пластами КТ-1 и КТ-2, сложенными неустойчивыми породами.

Вышеуказанные осложнения, которые проявляются в виде выпучивания пород, осыпи и сужения ствола скважины в верхней части интервала и поглощения раствора в нижней части, происходят при выборе плотности бурового раствора, не соответствующей условиям сохранения равновесия в системе «пласт – скважина» [1].

На этапе планирования было принято решение разработать геолого-геомеханическую модель (далее – ГГМ), с помощью которой можно будет детализированно прогнозировать горно-геологические условия [2] и подбирать необходимые параметры технологических жидкостей и траекторию проектных скважин, минимизировав вероятность возникновения осложнений.

Целью проектирования скважины является уточнение геологического строения и прослеживание продуктивных горизонтов, вскрытых в ранее пробуренных скважинах.

ГГМ представляет собой пространственную модель, которая формируется из 1D моделей околоскважинного пространства:

1. Модель механических свойств пород разреза – профили упруго-прочностных и пластических констант горных пород.

2. Модель естественного напряженно-деформированного состояния – распределе-

ние вектора вертикального напряжения, максимального и минимального горизонтального напряжения, а также азимут максимального напряжения в массиве горных пород и поровое давление.

Затем среднее нормальное давление и касательные напряжения передаются в модель прочности горных пород (Моракуллона, Моги-Кулона, Ладе, Хука-Брауна и т.д.), в результате чего предсказывается поведение стенки скважины: стабильное состояние или же разрушение определенного рода (разрывное нарушение целостности стенки, сдвиговое нарушение – вывал стенки, пластическое выдавливание и пр.) [3]. Далее определяется оптимальная плотность бурового раствора. В результате составляется «окно буримости» по интервалам ствола скважины.

Определение стрессового режима

В первую очередь была проведена аналитическая работа по определению стрессовых режимов, действующих на месторождении. На основе анализа сейсмических данных были обнаружены системы разломов со специфическими структурными ориентациями (рис. 1).

При проведении анализа формирования разломов (рис. 2) было выявлено, что процессы, протекающие в рассматриваемой области, едины для всей площади на этапе формирования области 1 и характеризуются активной тектонической деятельностью, а именно горизонтальным послойным перемещением внутри осадочного чехла в условиях тангенциального сжатия, что послужило причиной формирования локального поднятия. Отчетливо выделяется система разломов, которая своей структурой в разрезе указывает на наличие сдвиговой составляющей. На этапе

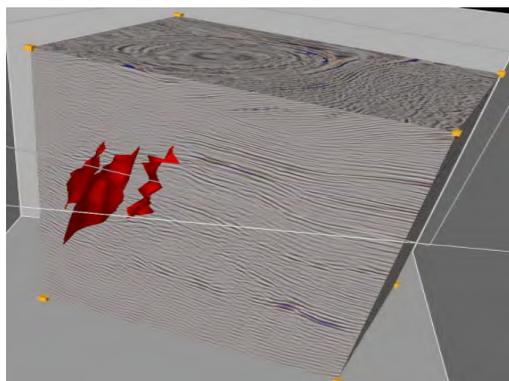


Рисунок 1. Система разломов в рамках куба сейсмических исследований
Figure 1. Fault system within the seismic research cube

формирования структуры 2 мы наблюдаем смену тектонической деятельности с активной фазы на пассивную, что свидетельствует о несогласном залегании области 2 на область 1. В результате происходит осадконакопление и формирование критической массы горного давления, после чего происходит внедрение солевой толщи в область 1 и заполнение области 3. Данный процесс сопровождался формированием поднятия, которое в последующем было эродировано. Область 4 залегает горизонтально на области 2 и характеризуется спокойной тектонической обстановкой с преобладающей вертикальной составляющей куба напряжений. Отдельно рассмотрена кинематика движения области 1, выделена система правостороннего сдвига, которая характеризуется наличием зон сжатия и растяжения. Зоны сжатия расположены в краевых частях, характеризуются формированием систем «взбросов – грабенов». Центральная часть характеризуется формированием зоны растяжения, а именно поднятой зажатой части. При прослеживании и анализе разломов по разрезу наблюдается формирование структуры пальмовой ветви, характерной для сдвиговых систем растяжения.

Суммируя полученный результат относительно природы разрывных нарушений кинематической модели движения областей, можно предположить наличие двух частей. Верхняя часть разреза может характеризоваться сбросовым тектоническим режимом (области 1 и 2), нижняя часть разреза (области 3 и 4) характеризуется сдвиговым тектоническим режимом.

Формирование 1D моделей упругих свойств и основных каротажных диаграмм

С целью определения оптимальных параметров бурения необходимо изучить упруго-деформационные свойства горных пород, расположенных около проектируемой скважины.

Для определения упруго-деформационных свойств были использованы данные скважинной сейсморазведки (трёхкомпонентное вертикальное сейсмическое профилирование), в результате чего были рассчитаны и привязаны к глубине средние интервальные скорости прохождения продольной и поперечной волн через породы.

Вследствие абсолютно тесной взаимосвязи полученных результатов с упруго-деформационными свойствами, а также из-за отсутствия специальных керновых исследований на прочностные характеристики по месторождению в целом было принято решение о проведении корреляции взаимодействия интервальных скоростей продольной и поперечной волн. Далее была произведена увязка полученного результата с пространственным сейсмическим кубом с целью получения упруго-прочностных характеристик в пространственном отношении (рис. 3–4).

Одной из основных характеристик, участвующих в построении полномасштабной ГГМ, является коэффициент Пуассона – показатель, отражающий степень возможной упругой деформации горно-геологической среды до возникновения хрупкого разрушения [4]. Рассчитав интервальные скорости

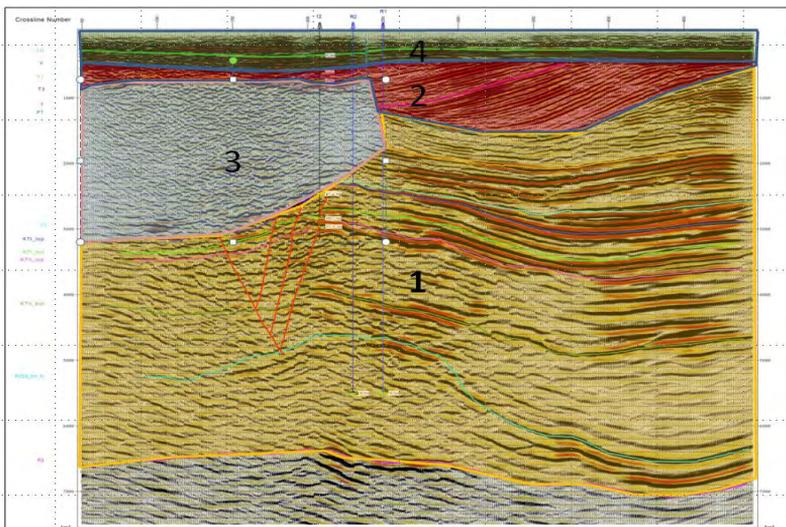


Рисунок 2. Схема стрессовых режимов
Figure 2. Stress regime diagram

Цифрами 1–4 на рисунке обозначены области с соответствующей нумерацией
The numbers 1–4 in the figure indicate the areas with the corresponding numbering

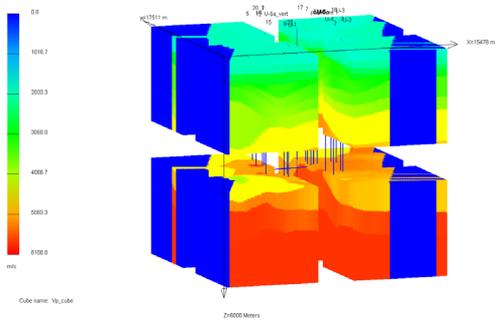


Рисунок 3. Синтезированный 3D куб по поперечной волне
Figure 3. Synthesized 3D cube using shear wave

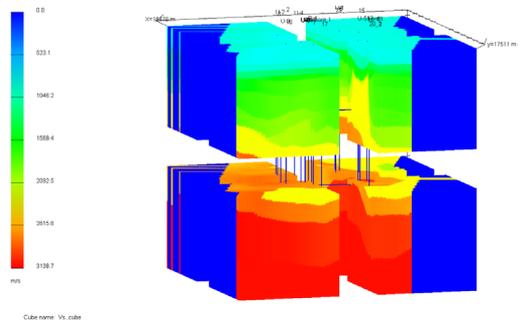


Рисунок 4. Синтезированный 3D куб по продольной волне
Figure 4. Synthesized 3D cube using longitudinal wave

по продольной и поперечной волнам, был вычислен динамический коэффициент Пуассона для различных литотипов с помощью следующей формулы (1):

$$\nu_{\text{dyn}} = \frac{V_p^2 - 2V_s^2}{2(V_p^2 - V_s^2)} \quad (1)$$

где ν_{dyn} – динамический коэффициент Пуассона; V_p – средняя интервальная скорость продольной волны; V_s – средняя интервальная скорость поперечной волны.

Далее полученные данные были применены в рамках пространственно-масштабированного куба (рис. 5).

Далее подобным же образом была рассчитана характеристика сопротивляемости растяжению или сжатию, называемая модулем Юнга. Динамический модуль Юнга рассчитан с помощью формулы (2):

$$E_{\text{dyn}} = \frac{\rho V_s^2 (3V_p^2 - 4V_s^2)}{(V_p^2 - V_s^2)} \quad (2)$$

где ρ – плотность породы (3).

Однако в данном выражении необходимы значения объемной плотности горных пород. По этой причине были применены преобразования Гарднера, которые обеспечивают способ расчета плотности породы из данных сейсмических интервальных скоростей [5]. Преобразования Гарднера часто используются, когда прямые замеры плотности породы недоступны (3):

$$\rho = cV_{pe} \quad (3)$$

где c – константа, обычно равная 0,23; e – константа, обычно равная 0,25.

Данное выражение также было задано в специализированном программном обеспечении, и была получена пространственно-масштабированная плотностная модель (рис. 6).

Синтез основных каротажных диаграмм происходил путём наполнения основной базы данных проекта всей имеющейся информацией по скважинам, расположенным в пределах сейсмического куба. Далее с помощью специальных инструментов производилось создание объёмных моделей распределения соответствующих значений гамма-излучения, удельного сопротивления, акустического каротажа и нейтронной пористости горных пород в соответствии с глубиной их залегания. Полученные результаты представлены на рис. 7.

Корреляция данных

С целью повышения качества моделей был проведен соответствующий анализ с использованием имеющихся данных, полученных в процессе строительства ранее пробуренных скважин в непосредственной близости от проектируемой скважины. Всего проанализированы данные по 9 скважинам. Данный подход позволяет провести корреляцию полученных моделей, необходимую для минимизации рисков, связанных с неопределенностями и допущениями, возникающими на стадии моделирования.

Имеющаяся скважинная информация по одной из ранее пробуренных скважин (скв. 7) представлена на рис. 8. Как видно на рисунке, акустический каротаж и каротаж нейронной пористости были прописаны только в интервале 2600–3000 м, тогда как для вышележащих интервалов бурения данная информация отсутствует.

С помощью экспорта данных из ранее построенных пространственно-масшта-

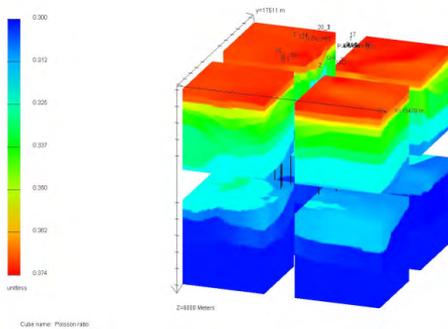


Рисунок 5. Куб коэффициента Пуассона
Figure 5. Poisson's ratio cube

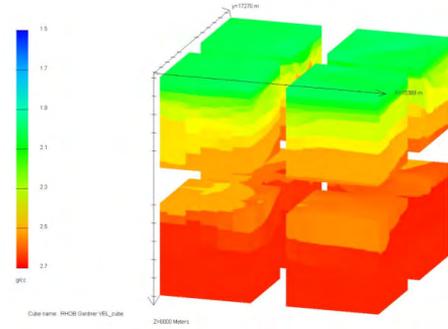


Рисунок 6. Куб объёмной плотности горных пород
Figure 6. Volumetric density cube of rocks

бированных кубов основных каротажных диаграмм в соответствующую координатную точку отсутствующая информация была восполнена и откалибрована на фактически прописанных интервалах (рис. 9). На рис. 10 приведен график градиентов давления (1D модель) ранее пробуренной скв. 7, полученных путем извлечения данных из 3D модели.

Извлечение данных для проектируемой скважины

Пользуясь выше описанной методикой извлечения синтетических каротажных диаграмм из наполненной 3D ГГМ месторождения, задав необходимые координаты и траекторию проектной скважины, был извлечен набор синтетических каротажных данных (рис. 11).

Используя вышеописанную методику, была произведена выгрузка данных по упругодеформационным свойствам из соответствующих пространственно-масштабированных кубов. Затем был осуществлен литологический раздел и подбор эмпирических зависимостей для проведения расчета прочностных свойств горных пород, что позволило получить данные необходимых градиентов давлений и выявить несовместимые зоны бурения. Итоговый график градиентов давлений вдоль всей траектории проектируемой скважины показан на рис. 12.

Используя данный график, специалистами службы проектирования бурения Атырауского филиала ТОО «КМГ Инжиниринг» было построено «безопасное окно буримости», а именно были подобраны наиболее оптимальные значения плотности бурового раствора для обеспечения стабильности стенок ствола проектируемой скважины.

Основой принципа выбора оптимальных значений плотности бурового раствора является прохождение графика по крайней правой границе градиента обвалообразования для недопущения осыпания стенок скважины

в пробуренный ствол и, соответственно, минимизации вероятности механической заклинки бурильной колонны. Однако при этом преследуется принцип удержания графика плотности бурового раствора максимально далеко от левой границы градиента минимального горизонтального напряжения для недопущения поглощений бурового раствора.

Анализируя график градиентов давлений, были выявлены зоны с несовместимыми условиями обеспечения стабильности стенок ствола скважины (интервал 2300–2400 м по вертикали). В данной ситуации рекомендуется удержание плотности бурового раствора ниже крайней правой границы градиента обвалообразования и допущение нестабильности стенок ствола скважины. Итоговая информация по рекомендуемой плотности бурового раствора для проектной скважины сведена в табл. 1.

Стоит отметить, что на графике градиентов давлений существуют интервалы критической близости градиента давления обвалообразования и рекомендуемой плотности бурового раствора (интервалы вблизи 1250, 2060, 2390 и 2960 м по вертикали).

В этих точках был произведен анализ оптимальности абсолютных значений основных параметров траектории проектируемой скважины (зенитный и азимутальный угол). В результате был сделан вывод, что значения зенитного и азимутального углов не противоречат условиям создания оптимальной плотности бурового раствора для удержания стенок скважины в стабильном состоянии.

Общую картину взаимодействия основных параметров траектории ствола скважины и плотности бурового раствора для обеспечения стабильности ствола скважин можно увидеть на построенной в программном обеспечении стереограмме анализа стабильности стенок ствола скважин (рис. 13).

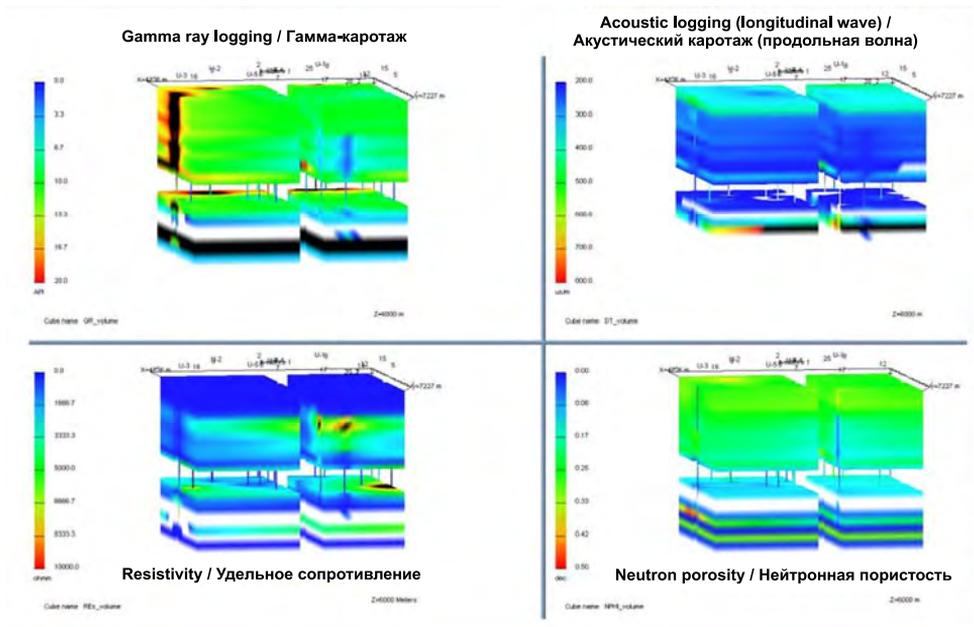


Рисунок 7. Синтезированные кубы основных каротажных диаграмм
Figure 7. Synthesized cubes of main logs

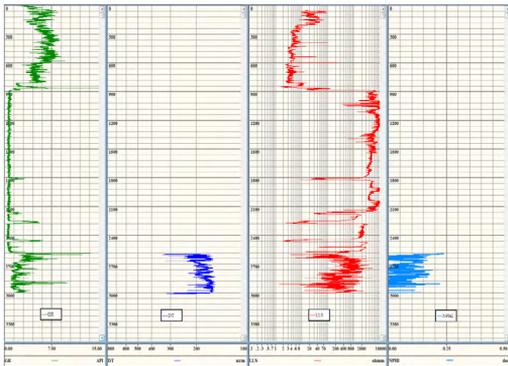


Рисунок 8. Скважинная информация по ранее пробуренной скв. 7
Figure 8. Well information for a previously drilled well 7

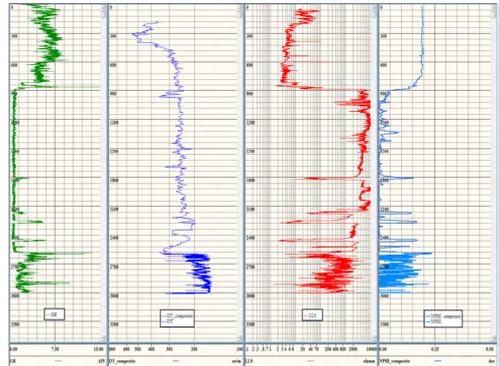


Рисунок 9. Скважинная информация с композитными кривыми
Figure 9. Well information with composite curves

Также был проведен полный анализ основных параметров траектории проектируемой скважины. В связи с принятыми стрессовыми режимами можно смело констатировать, что проектируемая скважина должна иметь траекторию, зенитные углы которой превышают 0°.

Направление действия главных горизонтальных напряжений, показанных на рис. 14, определяется наличием имиджей (данные одной из ранее пробуренных скважин) в интервалах 2874–2878 и 3576–3580 м, а также сопровождающим их анализом анизотропии распространения главных горизон-

тальных напряжений [6]. В соответствии с этим общее направление действия максимального горизонтального напряжения вдоль скважины принимается как СЗ (северо-запад) – ЮВ (юго-восток) (азимут 120–130° и 300–310°). Направление действия минимального горизонтального напряжения вдоль скважины принимается как СВ (северо-восток) – ЮЗ (юго-запад) (азимут 30–40° и 200–210°).

Для выполнения всех необходимых требований геомеханического состояния горно-геологической среды в сочетании с обеспечением безаварийности выполнения

Таблица 1. Рекомендуемая плотность бурового раствора для проектируемой скважины
Table 1. Recommended drilling fluid density for the designed well

Глубина по вертикали, м Vertical depth, m	Плотность бурового раствора, кг/м³ Drilling fluid density, kg/m³
275	1230
1459	1230
1718	1230
1942	1230
1942	1340
1998	1340
2305	1330
2434	1330
2574	1330
2663	1330
2749	1330
2849	1330
2948	1370
3195	1370
3804	1370
3195	1370
3804	1370

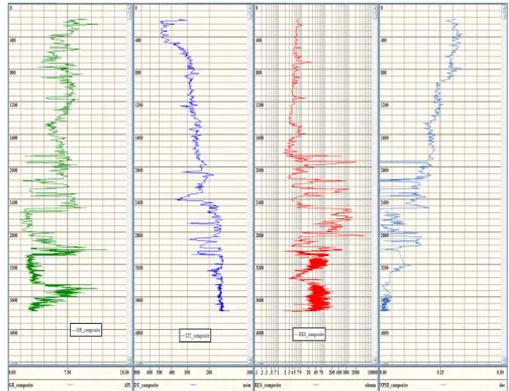


Рисунок 11. Синтетические каротажные данные для проектируемой скважины
Figure 11. Synthetic logging data for the designed well

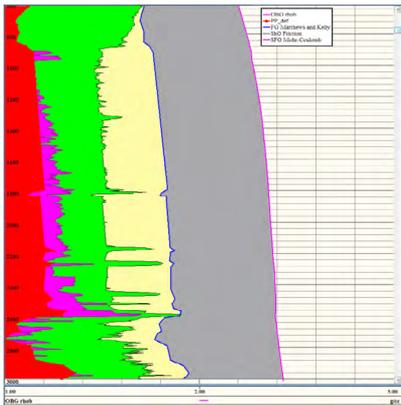


Рисунок 10. График градиентов давлений скв. 7
Figure 10. Graph of well 7 pressure gradients

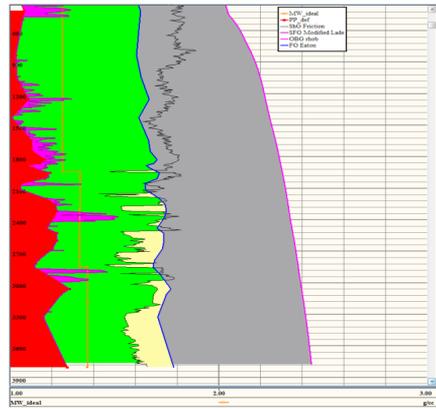


Рисунок 12. График градиентов давлений проектируемой скважины
Figure 12. Graph of pressure gradients of the designed well

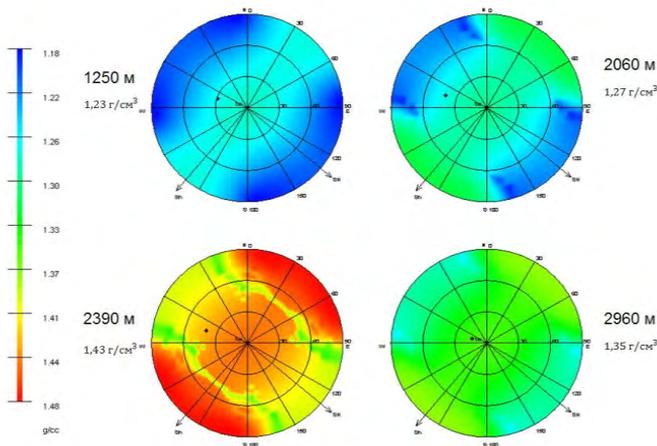


Рисунок 13. Стереграммы анализа стабильности стенок ствола проектируемой скважины
Figure 13. Stereograms of the analysis of the stability of the wellbore walls of the designed well

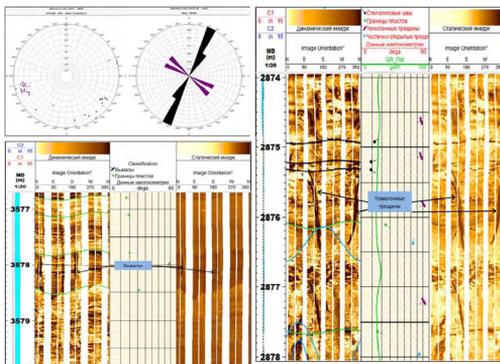


Рисунок 14. Действие главных горизонтальных напряжений вблизи месторождения

Figure 14. Action of main horizontal stresses near the field

технологических операций были предложены следующие решения:

- произвести бурение вертикального участка до глубины 2550 м;
- после бурения вертикального участка произвести набор и удержание зенитного угла более 30° .

Допущения и неопределенности в процессе геолого-геомеханического моделирования

Стоит отметить, что в процессе моделирования допускались следующие неопределенности:

1. Используемый куб сейсмических скоростей, является «толстослойной» интерполированной моделью, вследствие чего пропластки небольшой мощности, но со значениями аномально высокого или аномально низкого пластового давления могут сглаживаться с общими интервалами.

2. Синтезированные пространственно-масштабированные кубы основных коротажных диаграмм тесно привязаны к конкретным скважинным измерениям, поэтому могут содержать в себе ошибки конкретных измерительных приборов, которые в конечном счёте будут влиять на результат моделирования на проектных скважинах. Однако подобное может быть сведено к минимуму при постоянном контроле бурения скважины в режиме реального времени и соответствующей корректировке полученной модели.

3. В процессе моделирования использовались эмпирические зависимости по расчёту основных параметров, которые впоследствии необходимо калибровать на результаты фактических скважинных измерений и специализированных керновых исследований. По причине отсутствия

подобных данных соответствующая калибровка не производилась, и выбирались такие эмпирические зависимости, которые наилучшим образом, по мнению специалистов, описывали горно-геологическую среду месторождения [7].

4. Наличие разломной части и результаты её моделирования и интерпретации, в отвлечении от данного геолого-геомеханического моделирования, также могут вносить существенные поправки в итоговые скважинные модели. Технологический подход к бурению данных скважин, основанный на геолого-геомеханическом моделировании, должен предварительно уточняться и проектироваться индивидуально.

Заключение

В результате построения ГГМ месторождения Урихтау были выработаны следующие выводы и рекомендации:

1. Описана и принята концептуальная схема стрессового режима месторождения – сброс со сдвигом.

2. Получены пространственно-масштабированные зависимости сейсмических интервальных скоростей по продольной и поперечной волне.

3. Получены 3D модели основных упруго-прочностных и физико-механических свойств месторождения.

4. Получены синтезированные 3D кубы основных свойств горных пород из одномерных скважинных данных.

5. Произведено построение и анализ 1D геомеханических моделей скважин, регионально масштабированных относительно проектной скважины.

6. Получены 1D геомеханические модели вдоль траекторий проектной скважины, выданы основные рекомендации по плотности бурового раствора и по безаварийному бурению в данном районе.

7. Сформулированы основные выводы по повышению качества геолого-геомеханического моделирования в дальнейшем:

- провести керновые исследования для получения прочностных свойств, таких как угол внутреннего трения, прочность на одноосное сжатие;

- провести дополнительное сейсмопрофилирование в северо-восточной и северо-западных частях месторождения для уточнения 3D ГГМ;

- проводить скважинные измерения LOT (leak-off test, formation integrity test);

- осуществлять геомеханическое и технологическое сопровождение бурения скважины в режиме реального времени.

Таким образом, результаты выполненных работ по построению ГГМ могут быть полезны при проектировании скважин на данном месторождении в целях определения

безопасного диапазона плотности бурового раствора и обеспечения стабильного состояния ствола скважин при проводке планируемых скважин.

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: Габдуллин А.Г. – общее руководство исследованием и координация работы команды, Тауашев Р.З. – технические знания о геологии месторождений и аспектах добычи нефти и газа, реализм модели, Губашев С.А. – проверка точности и надежности данных, используемых для моделирования, и результатов моделирования, Каиржанов А.Е. – проведение расчетов с использованием специализированного программного обеспечения для моделирования, Измуханбетов А.Б. – обработка и анализ данных, полученных в результате моделирования, статистическом анализе и визуализации результатов, Блгалиев Р.Н. – разработка и реализация компьютерного

моделирования месторождения, выбор подходящих моделей и алгоритмов.

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 greatest contribution is distributed as follows: Aibolat G. Gabdullin – general research management and coordination of the team's work; Ramed Z. Tauashev – technical knowledge about the reservoir geology and aspects of oil and gas production, model realism; Sarsenbay A. Gubashev – checking the accuracy and reliability of the data used for modeling, and modeling results; Assylbek Ye. Kairzhanov – conducting calculations using specialized software for modeling; Amir B. Izmukhanbetov – processing and analysis of data obtained as a result of modeling, statistical analysis, and visualization of results; Rafail N. Blgaliyev – development and implementation of computer modeling of the field, selection of suitable models and algorithms.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М.* Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин. Москва : Недра, 2000. 680 с.
2. *Романенко П.С., Алехин И.Г., Ашимов К.Б., Губашев С.А.* Применение геомеханики при строительстве горизонтальных скважин на месторождениях АО «Эмбаунайгаз» // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2022. Том 4, № 2. С. 36–47.
3. *Гараванд А., Ребецкий Ю.Л.* Методы геомеханики и тектонофизики при решении проблем и устойчивости нефтяных скважин в процессе бурения // геофизические исследования. 2018. Том 19, № 1. С. 55–76. doi:10.21455/gr2018.1-5.
4. *Хлопцова М.В.* Задачи геомеханического моделирования при разработке месторождений и эксплуатации подземных хранилищ // Горный информационно-аналитический бюллетень. 2017. №4. С. 107–116.
5. *Успенская Л.А.* Моделирование упругих свойств пород с учетом литологического состава и типа заполняющего флюида : дисс. канд. геол.-мин. наук. Москва, 2014. Режим доступа: <https://istina.msu.ru/download/6905410/1deSIL:d5TjmuX8qpXF0PYUITZQoXiTISU/>. Дата обращения: 12.09.2023.
6. *Tingay M., Muller B., Reinecker J., et al.* Understanding tectonic stress in the oil patch: The World Stress Map Project // The Leading Edge. 2005. Vol. 24, N 12. P. 1276–1282. doi:10.1190/1.2149653.
7. *Абрамкин Н.И., Ефимов В.И., Мансуров П.А.* Эмпирические методики оценки состояния массива горных пород // Известия УГГУ. 2021. Том 4, № 64. С. 109–115. doi:10.21440/2307-2091-2021-4-109-115.

REFERENCES

1. Basarygin YM, Bulatov AI, Proselkov YM. *Oslozhneniya i avarii pri bureanii neftyanykh i gazovykh skvazhin*. Moscow: Nedra; 2000. 680 P. (In Russ).
2. Romanenko PS, Alekhin IG, Ashimov KB, Gubashev SA. Application of Geomechanics in the Construction of Horizontal Wells at the Fields of JSC "Embamunaigaz". *Kazakhstan journal for oil and gas industry*. 2022;4(2):36–47.
3. Garavand A, Rebetsky YL. Methods of Geomechanics and Tectonophysics in Solving Problems of Oil Well Stability During Drilling. *Geophysical Research*. 2018;19(1):55–76. doi:10.21455/gr2018.1-5.
4. Khloptsova MV. Stability of Hydrocarbons Underground Storages' Uncased Wells with Different Trajectories. *Mining Informational and Analytical Bulletin*. 2017;4:107–116.
5. Uspenskaya LA. Modelirovanie uprugih svoystv porod s uchetom litologicheskogo sostava i tipa zapolnyayushchego flyuida [dissertation]. Moscow, 2014. Available from: <https://istina.msu.ru/download/6905410/1deSIL:d5TjmuX8qpXF0PYUITZQoXiTISU/>. (In Russ).
6. Tingay M, Muller B, Reinecker J, et al. Understanding tectonic stress in the oil patch: The World Stress Map Project. *The Leading Edge*. 2005;24(12):1276–1282. doi:10.1190/1.2149653.
7. Abramkin NI, Efimov VI, Mansurov PA. Empirical techniques for assessing rock massif condition. *News of the Ural State Mining University*. 2021;4(64):109–115. doi:10.21440/2307-2091-2021-4-109-115.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

***Габдуллин Айболат Гизатович**

e-mail: a.gabdullin@kmge.kz.

Тауашев Рамед Зияшевич

e-mail: r.tauashev@emg.kmgep.kz.

Губашев Сарсенбай Абилович

e-mail: s.gubashev@kmge.kz.

Каиржанов Асылбек Елегенович

e-mail: a.kairzhanov@kmge.kz.

Измукханбетов Амир Биржанович

e-mail: a.izmukhanbetov@kmge.kz.

Блгалиев Рафаил Нурбахитович

e-mail: r.blgaliev@kmge.kz.

AUTHORS' INFO

***Aibolat G. Gabdullin**

e-mail: a.gabdullin@kmge.kz.

Ramed Z. Tauashev

e-mail: r.tauashev@emg.kmgep.kz.

Sarsenbay A. Gubashev

e-mail: s.gubashev@kmge.kz.

Assylbek Ye. Kairzhanov

e-mail: a.kairzhanov@kmge.kz.

Amir B. Izmukhanbetov

e-mail: a.izmukhanbetov@kmge.kz.

Rafail N. Blgaliev

e-mail: r.blgaliev@kmge.kz.

*Автор, ответственный за переписку/Corresponding Author