

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2022.4.112-127>

EDN СТЧНОТ

УДК 622.276

**Влияние геомеханических эффектов при разработке
группы пластов на риски бурения, разработки
и интенсификации месторождения**

¹Павлов В.А., ¹Павлюков Н.А., ¹Субботин М.Д., ²Самойлов М.И.,
³Ягудин Р.А., ³Александров А.А., ³Головизнин А.Ю.

¹ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

²ООО «РН-Центр Экспертной Поддержки и Технического Развития», Тюмень, Россия

³ООО «Харампурнефтегаз», Губкинский, Россия

**Influence of geomechanical effects during the reservoirs
development on the risks of drilling, development
and field production enhanced**

¹V.A. Pavlov, ¹N.A. Pavlyukov, ¹M.D. Subbotin, ²M.I. Samoilov,
³R.A. Yagudin, ³A.A. Aleksandrov, ³A.Yu. Goloviznin

¹LLC «Tyumen Petroleum Research Center», Tyumen, Russia

²LLC «Rosneft – Peer Review and Technical Development Center», Tyumen, Russia

³LLC «Kharampurneftegas», Gubkinsky, Russia

E-mail: vapavlov4@tnnc.rosneft.ru

Аннотация. В работе реализовано создание связанной геомеханической модели, содержащей пласты березовской, кузнецовской и покурской свит. На основе данных 4D гидродинамико-геомеханического моделирования с учетом одновременной разработки нескольких пластов выполнена оценка рисков бурения скважин транзитного фонда и их стабильности, влияния разработки пластов на процессы интенсификации добычи (дизайны ГРП), рисков разрушения глинистых перемычек, процессов проседания поверхности и кровли коллектора, рисков реактивации разломов. Систематизация получаемых геомеханических эффектов позволила реализовать детальную программу мониторинга, изучения, минимизации рисков для производства и увеличить экономическую эффек-

тивность, в том числе путем снятия негативных сценариев и получения выгод на реальных производственных примерах.

Ключевые слова: лабораторные исследования ядра, упруго-прочностные свойства, связанное 4D гидродинамико-геомеханическое моделирование, оценка геомеханических эффектов, эксплуатационные и транзитные скважины

Для цитирования: Павлов В.А., Павлюков Н.А., Субботин М.Д., Самойлов М.И., Ягудин Р.А., Александров А.А., Головизнин А.Ю. Влияние геомеханических эффектов при разработке группы пластов на риски бурения, разработки и интенсификации месторождения//Нефтяная провинция.-2022.-№4(32).-С.112-127. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2022.4.112-127>. - EDN СТЧОТ

Abstract. The paper presents a coupled geomechanical model creation containing the reservoirs of the Berezovskaya, Kuznetsovskaya and Pokurskaya suits. Based on the data of 4D hydrodynamic and geomechanical modeling, taking into account the simultaneous development of several reservoirs, the risks of drilling wells in transit wells and their stability, the impact of reservoir development on the processes of production enhanced (fracturing designs), the risks of destruction of shale barriers, the processes of the surface subsidence and the reservoir top, the risks of faults reactivation. The arrangement of the obtained geomechanical effects made it possible to implement a detailed program of monitoring, studying, minimizing risks for production and increasing economic efficiency, including by removing negative scenarios and obtaining benefits on real production examples.

Key words: core laboratory studies, elastic-strength properties, coupled 4D hydrodynamic and geomechanical modeling, evaluation of geomechanical effects, production and transit wells

For citation: V.A. Pavlov, N.A. Pavlyukov, M.D. Subbotin, M.I. Samoilov, R.A. Yagudin, A.A. Aleksandrov, A.Yu. Goloviznin Vliyanie geomekhanicheskikh effektiv pri razrabotke gruppy plastov na riski bureniya, razrabotki i in-tensifikatsii mestorozhdeniya [Influence of geomechanical effects during the reservoirs development on the risks of drilling, development and field production enhanced]. Neftyaniya Provintsiya, No. 4(32), 2022. pp. 112-127. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2022.4.112-127>. EDN СТЧОТ (in Russian)

Введение

Трехмерное геомеханическое моделирование и его связка с гидродинамическим моделированием, так называемое четырехмерное геомеханическое моделирование, постепенно становятся стандартными инструментами оценки различных рисков в процессе разработки месторождений нефти и газа, а также способами обоснования систем оптимизации разработки. Наиболее активно данный способ моделирования используется для месторождений Западной Сибири [1, 2], Восточной Сибири [3, 4], Каспийского моря [5, 6], Сахалина [7]. В работе [8] рассмотрено развитие геоме-

ханического моделирования в РФ. Основными современными тенденциями научного развития данного направления является анализ влияния естественной трещиноватости, её реактивации на процессы разработки и оконтуривание зон наиболее интенсивной трещиноватости (исходя из привязки к геомеханическим процессам) [9], учет изменения пористости и проницаемости ввиду геомеханических эффектов [10, 11, 12], учет влияния изменения упругих свойств от насыщения и влияния этих процессов на добычу скважин [13, 14].

Следует отметить, что на большинстве месторождений как Восточной, так и Западной Сибири происходит одновременная разработка нескольких нефтегазоносных горизонтов, зачастую находящихся в непосредственной близости друг от друга, при этом в геологическом и гидродинамическом моделировании различные пласты моделируются отдельно, так как их взаимосвязь отсутствует. Чаще всего в геомеханическом четырехмерном моделировании также происходит учет разработки только одного из объектов, при этом для анализа геомеханических рисков, их прогнозирования и способов преодоления, критически важным является понимание картины в целом, в том числе ввиду влияния разработки того или иного пласта, не только напряжения в самой продуктивной залежи, но и выше и ниже лежащих глинистых перемычках. Понимание данных процессов особенно критично при решении задач бурения скважин на ниже лежащие горизонты и скважин транзитного фонда (проходящих через зоны пониженного пластового давления), оценки геометрии трещин при гидроразрыве пласта, рисках деформации и смятия колон, определения суммарного проседания кровли пластов и земной поверхности при разработке, других геомеханических эффектов возникающих при эксплуатации скважин. При этом, с точки зрения бурения, особенно критичным в процессе разработки месторождения является оценка изменения градиента поглощений и градиента гидроразрыва пласта, что приводит к рискам формирования несовместимых зон бурения [15].

Основными проблемами при попытках моделирования нескольких пластов при выполнении четырехмерного геомеханического моделирования являются: значительный объем ячеек в интегрированных гидродинамических моделях (содержащих несколько пластов), в случае попытки наращивания одной гидродинамической модели до включения других пластов (наращивание в любом случае выполняется при геомеханическом моделировании) не полное совпадение при масштабировании давлений из исходной гидродинамической модели (ГДМ) в новую наращенную сетку.

В данной работе выполнено предварительное создание интегрированной гидродинамико-геомеханической модели, содержащей низкопроницаемый и высокопроницаемый газовые пласты. Проблема долговременного расчета решена с использованием высокопроизводительных кластерных расчетов, позволяющих сократить время расчета по сравнению со стандартными подходами в пять раз.

Методы исследования

Основным инструментом интенсификации добычи в низкопроницаемых и ультранизкопроницаемых коллекторах является бурение горизонтальных скважин (ГС) и проведение многостадийного гидроразрыва пласта [7]. В свою очередь, бурение горизонтальных скважин, зачастую сопровождается множеством рисков, связанных как с нестабильностью глинистых отложений, так и с возможными поглощениями в высокопроницаемых газовых коллекторах. Наличие поглощений, в таком случае, может служить причиной формирования дополнительного скин-фактора. Одновременная разработка слабосцементированных высокопроницаемых и низкопроницаемых или ультранизкопроницаемых коллекторов с использованием ГС и последующим проведением МГРП приводит к изменению пластовых давлений и перераспределению напряжений, как в самих коллекторах, так и в глинистых перемычках. Этот процесс, в свою очередь, может способствовать целому ряду проблем при разработке месторождения.

Понимание напряженно-деформированного состояния горных пород в прискважинной зоне и в межскважинном пространстве является одним из ключевых факторов при геомеханическом моделировании. В тоже время процесс моделирования осложнён множеством неопределённостей со стороны исходных данных. Для минимизации неопределённостей при построении 3D геомеханической модели применялся интегрированный подход. Суть подхода заключается в комплексном анализе разномасштабных данных различных исследований (Рис. 1).

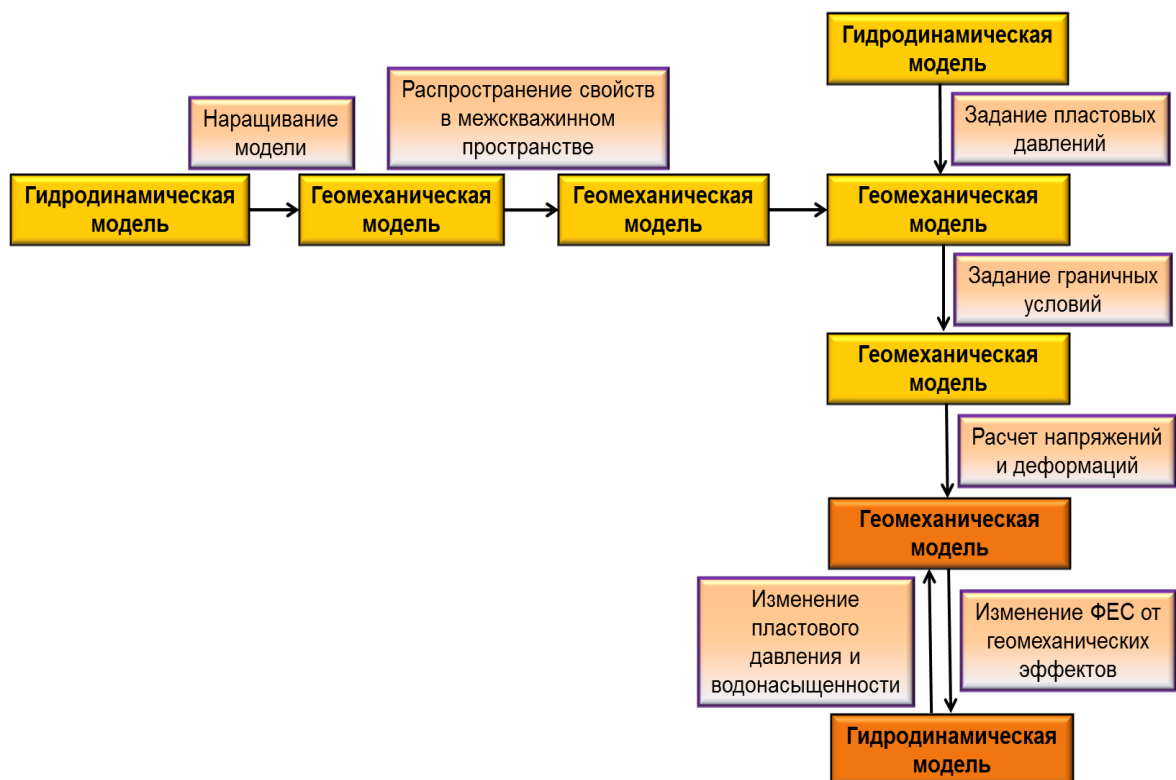


Рис. 1. Концептуальная схема совмещенного геомеханического и гидродинамического моделирования

Стандартные и специальные керновые исследования являются неотъемлемой частью интегрированного подхода по изучению месторождения. При таком подходе получается максимально полная информация об упруго-прочностных параметрах горного массива.

На Харампурском месторождении реализуется обширная программа по систематическому исследованию кернового материала. За период с 2018 по 2020 годы были выполнены исследования по восьми скважинам. Образ-

цы для керновых исследований были взяты из пластов ВВ0-ВВ2, НВ1-НВ4, Т и ПК1. По данным пластам был сделан полный спектр исследований, включая как стандартные, так и специальные лабораторные эксперименты. Общее число всех образцов исследованных лабораторными методами составило около 1500 образцов. Полученные результаты позволили построить корреляционные зависимости по всем интервалам. По всем опорным скважинам проведена запись расширенных комплексов ГИС – плотность, акустический широкополосный каротаж (АКШ), замеры пластового давления и микроимиджеры.

Калибровка минимального горизонтального напряжения в песчаных пропластках, глинистых перемычках, в вышележащих породах и подошве отложений пласта Т проводилась на данные давления закрытия трещин в процессе выполнения стресс-тестов с охватом всех целевых газовых объектов (Сеноман, Турон и Сенон), также проведена калибровка на данные результатов мини ГРП в пласте Т и пластах березовской свиты [16].

На основании полученных данных по стандартному графу проведено построение одномерных геомеханических моделей по опорным скважинам (расчет динамических упругих свойств; переход через корреляции керна к статическим упругим и прочностным свойствам; расчет пластового давления и вертикального напряжения; расчет минимального и максимального горизонтальных напряжений), построение модели проведено с учетом всей разнонаправленной информации и калибровкой на полученные данные исследований.

С использованием интегрированной гидродинамической модели, дополнительных стратиграфических поверхностей, кубов ФЕС и данных 3D сейсморазведки произведена надстройка сетки для геомеханического моделирования и распространение упруго-прочностных свойств в межскважинное пространство. При моделировании учтены данные по имеющимся разломам и выполнены все необходимые шаги для проверки устойчивости

получаемых решений, отсутствия влияния сетки на получаемые результаты, корректности распространения свойств в межскважинное пространство. Далее, с использованием метода конечных элементов, выполнен расчет напряженно-деформированного состояния и его изменения при разработке газовых залежей нескольких пластов.

Результаты

По результатам проведенного моделирования для пласта Т, зафиксированы важные изменения технологических параметров, оказывающие существенное влияние на процессы бурения и интенсификации добычи.

В первый год разработки изменений градиента поглощения не отмечается (Рис. 2). Рисков для бурения и для гидроразрыва пласта (ГРП) нет.

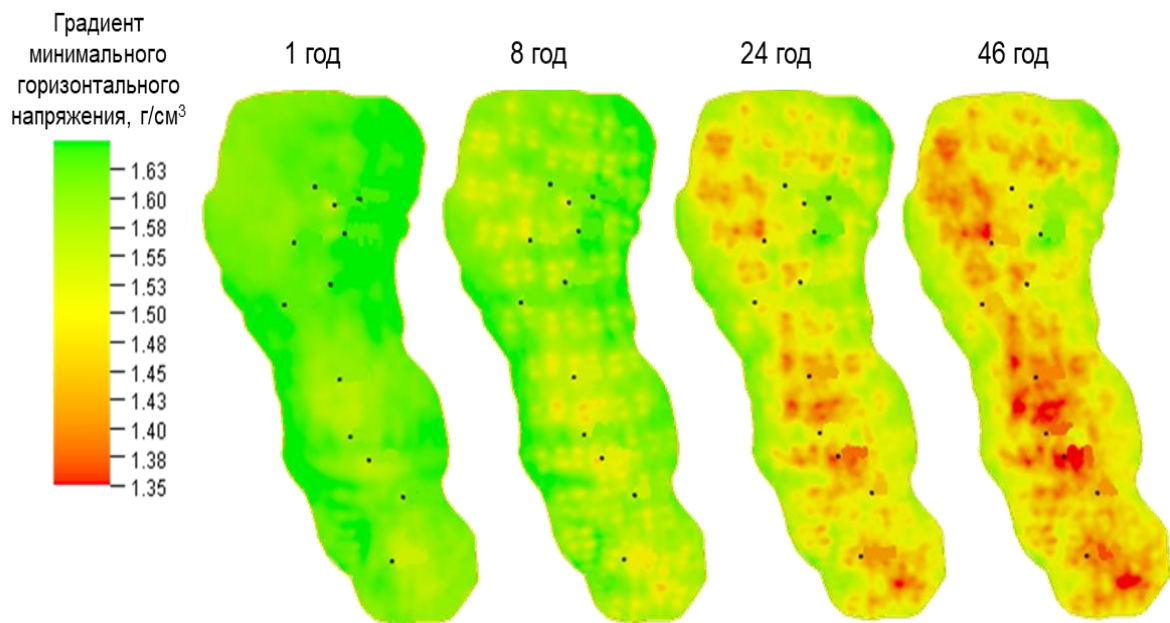


Рис. 2. Распределение градиента минимального горизонтального напряжения для пласта Т

На 8 год отмечается снижение градиента поглощения до 1,40 г/см³ в центральной части и локально по месторождению. С точки зрения бурения, возникают риски поглощений в данных зонах. Сточки зрения ГРП, вероятно потребуется использование большей массы пропанта для приобретения коллекторов по вертикали.

На 24 год отмечается снижение градиента поглощения до $1,35 \text{ г/см}^3$ и более, практически во всех областях месторождения. С точки зрения бурения, возникают значительные риски поглощений в данных зонах. С точки зрения ГРП, на данный год также возникает риск не приобщения всех эффективных толщин по вертикали, что в свою очередь потребует использования большей массы пропанта для создания эффективной высоты трещины.

На 46 год разработки месторождения отмечается снижение градиента поглощения ниже $1,30 \text{ г/см}^3$ по всему месторождению. С точки зрения бурения, возникают риски поглощений в данных зонах месторождения. Для ГРП аналогично возникают риски не охвата всех коллекторов, что в свою очередь потребует использования большей массы пропанта при выполнении операций гидроразрыва пласта.

Для пласта ПК1 в первый год разработки изменений градиента поглощения не отмечается (Рис. 3). Значительных рисков для бурения нет.

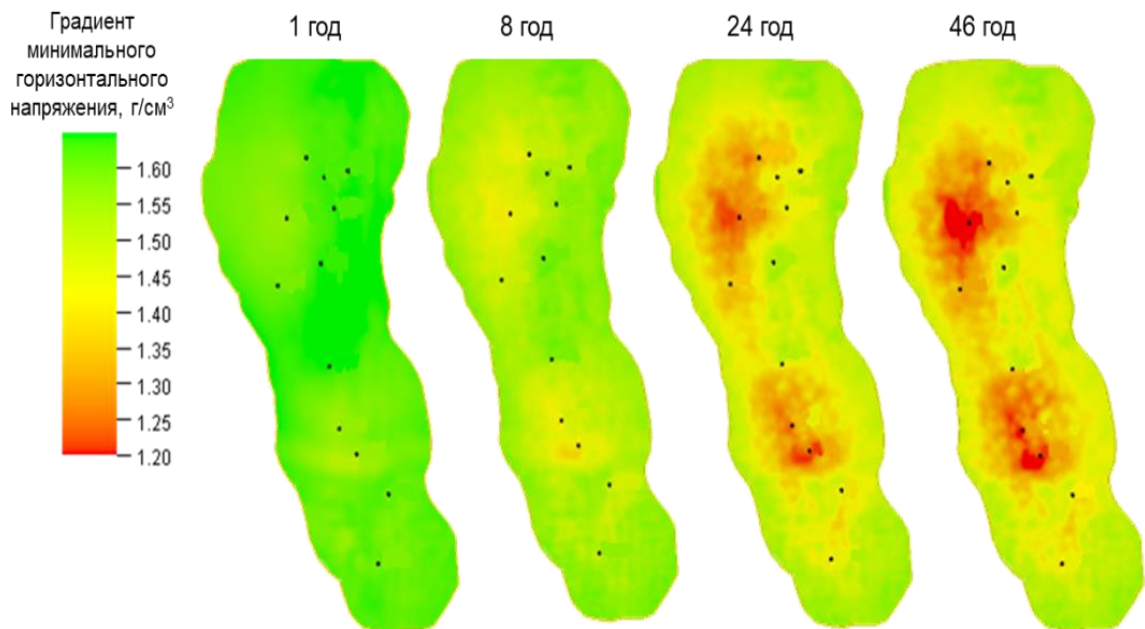


Рис. 3. Распределение градиента минимального горизонтального напряжения для пласта ПК1

На 8 год отмечается снижение градиента поглощения до $1,25-1,30 \text{ г/см}^3$ в центральной части и локально по месторождению.

С точки зрения бурения, возникают риски поглощений в данных зонах.

На 24 год отмечается снижение градиента поглощения до 1,15-1,20 г/см³ и менее. С точки зрения бурения возникают, значительные риски поглощений в данных зонах.

На 46 год разработки месторождения отмечается снижение градиента поглощения до 1,05-1,10 г/см³ по всему месторождению. При бурении скважин возникают высокие риски поглощений в данных зонах.

На рис. 4 представлен разрез по центральной части месторождения, на котором отображена разница магнитуд напряжений между 1 и 46 годом разработки месторождения (красный цвет представляет снижение напряжений, синий – увеличение). Наиболее интенсивное изменение происходит в западной (слева) и центральной частях данного разреза: в продуктивных пластах отмечается снижение напряжений на 30-60 атм, что ведет к снижению градиента поглощений и увеличению данного риска, как и риска авто-ГРП при бурении; в перемычке между пластами НВ1 и Т отмечается увеличение напряжений до 10 атм, также увеличение между пластами Т и ПК1 до 7 атм (также в восточной части – справа), и в глинистых перемычках в пластах Т и ПК1 до 20 атм. Возникающие при этом технологические и практические риски описаны выше при рассмотрении первого разреза.

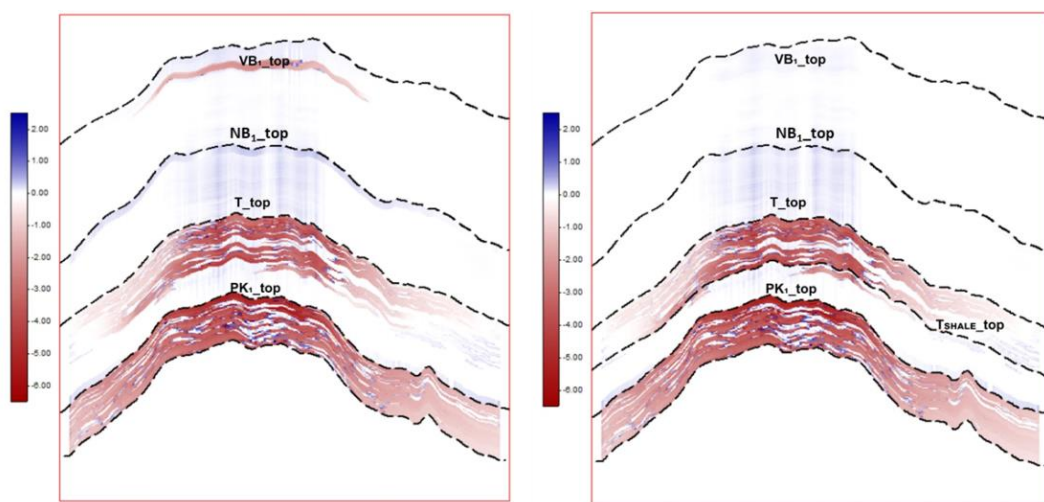


Рис. 4. Распределение разницы напряжений (46 и 1 год разработки): слева пласты березовской свиты, Т и ПК1; справа пласты Т и ПК1 (разрез центральной части месторождения с запада на восток)

Расчет кубов «безопасного окна бурения» для горизонтальных скважин (ГС) показал наличие высокого градиента обрушений в перемычке между пластами Т и ПК1 (Рис. 5). Градиент поглощений в пластах Т и ПК1 уменьшается на 8 год разработки и значительно уменьшается (с 1,48 до 1,30 г/см³) в последующие годы разработки месторождения (вероятные риски поглощения бурового раствора при бурении скважин в данных зонах). Планирование бурения скважин на пласт ПК1, так и бурение транзитного фонда на пласт Ю1 выполнено с учетом роста градиента обрушений в перемычке и снижение градиента поглощения в пластах Т и ПК1. Снижение градиента минимального горизонтального напряжения в пласте ПК1 на 0,18 г/см³ приведет к риску поглощений при вскрытии кровли пласта ПК1, что в свою очередь ведет к необходимости планирования мероприятий по кольматации пласта для снижения рисков поглощений.

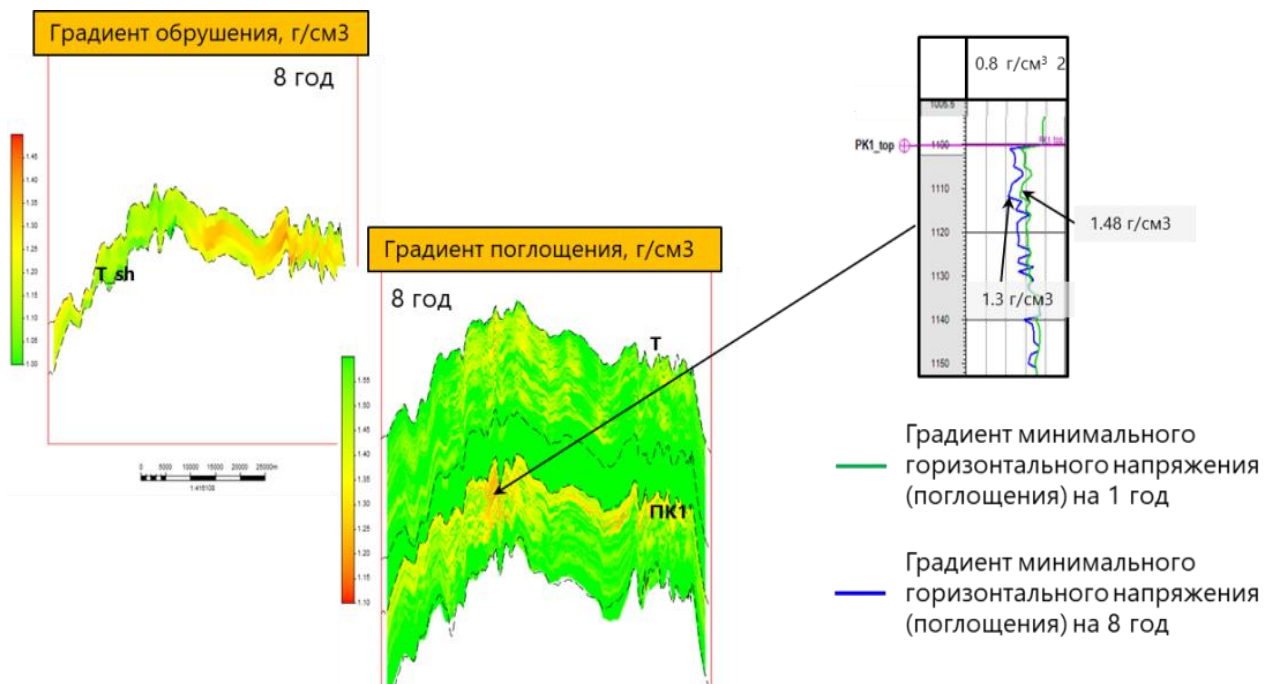


Рис. 5. Рассчитанные кубы градиента поглощения и обрушения конкретной скважине

В таблице ниже приведено обобщение геомеханических рисков при одновременной разработке нескольких пластов и рекомендуемые пути снижения этих рисков.

Таблица

Обобщение геомеханических рисков при одновременной разработке нескольких пластов и рекомендуемые пути снижения этих рисков

№	Тип риска	Источник риска и комментарии	Пути снижения риска
Риски при бурении			
1	Недостаточный вес БР	При бурении в интервале пласта ВБ2 и перемычки между Т и ПК1 возможно обрушение пород	Бурение в зоне возможных обрушений с максимально возможной плотностью и промывка химически обработанным БР с минимальной водоотдачей
2	Поглощения БР	При разработке прогнозируется значительное уменьшение градиента поглощений в пластах Т и ПК1	Расчет «безопасного окна» бурения, выбор благоприятных зон заложения скважин
3	Превышение скоростей СПО	При свабировании и поршневании возможно увеличение ЭЦП на забое	Расчет предельных скоростей СПО с актуальными траекториями до начала бурения, контроль скоростей СПО при бурении
4	Риски смятия колонн	Наличие горизонтальных деформаций в северо-восточной и юго-западной частях м/р к 2050г.	Мониторинг падения пластового давления и деформаций в процессе разработки м/р
Риски при ГРП			
5	Не приобщение трещиной ГРП всех эффективных толщин	При выполнении операций возможно создание неоптимальной геометрии трещины ГРП	Проведение моделирования перед выполнением операций ГРП, выбор оптимальной массы пропанта, рекомендации по проводке ГС
6	Выбор неблагоприятных зон для ГРП	Выбор наиболее рискованных зон при проведении ГРП	Картирование наиболее благоприятных/рискованных зон для проведения ГРП
Риски при разработке			
7	Проседание поверхности рельефа	В процессе разработки возможно значительное проседание поверхности рельефа	Установка системы мониторинга
8	Разрушение перемычек внутри ПК1	В процессе разработки прогнозируется риск разрушения перемычек к 2046г.	Актуализация геомеханической и гидродинамической моделей с настройкой на факт для прогноза
9	Раннее обводнение скважин	В процессе разработки возможно раннее обводнение скважин	Актуализация геомеханической и гидродинамической моделей с настройкой на факт для прогноза и оптимизации работы скважин
10	Вынос твердой фазы	В процессе эксплуатации скважин возможен риск выноса твердой фазы, превышение депрессии и раннего обводнения	Актуализация геомеханической и гидродинамической моделей с настройкой на факт для прогноза и оптимизации работы скважин

Практические результаты и выводы

Проведенное 3D/4D геомеханическое моделирование связанной модели с учетом изменения давления в процессе разработки пластов березовской свиты (ВБ1, НБ1), кузнецовской свиты (Т) и покурской свиты (ПК1) позволяет выявить наиболее значимые геомеханические эффекты, в том числе для бурения и проведения операций ГРП/МГРП в пласте Т: риски разрушения перемычек увеличиваются к 24 году разработки месторождения, ориентация напряжений выдержана по площади с небольшими отклонениями (до $\pm 10^0$); при разработке месторождения риск разрушения перемычки увеличивается через 24 года – рост вероятности разрушения отмечается в подошве перемычки пласта Т и в перемычках внутри пласта ПК1.

С точки зрения прорыва перемычек при проведении ГРП в интервале пласта Т имеются локальные зоны с перемычками, удерживающие рост трещины ГРП, при этом наблюдаются зоны с контрастом напряжений в интервале березовской свиты, что является сдерживающим фактором роста трещины ГРП.

Склонность к разрушению породы в интервале пласта ПК1 и соответственно пескопроявлению значительно возрастает к 24 году; область разработки оказывает значительное влияние на зоны заложения плановых скважин и последующий риск смятия колон или деформаций (наличие горизонтальных и вертикальных деформаций, снижение градиента поглощения, возникновение сдвиговых напряжений).

С учетом данных эффектов составлена программа мониторинга, изучения и мероприятий для минимизации негативных геомеханических эффектов в процессе разработки Харампурского месторождения.

Список литературы

1. Овчаренко, Ю. Опыт построения 3D геомеханических моделей (на примере одного из месторождений Западной Сибири) / Ю. Овчаренко, О. Калинин, С. Лукин [и др.]. – SPE-182031. – 2016.
2. Константиновская, Е. 3D геомеханическое моделирование и оценка анизотропии глинистых пород для решения проблем устойчивости ствола скважин и оптимизации траектории горизонтальных скважин, Средне-Назымское месторождение, Западная Сибирь, Россия / Е. Константиновская, О. Грачев, Ю. Петраков [и др.]. – SPE-182019. – 2016.
3. Кашников, Ю.А. Гидродинамическое моделирование разработки участка Юрубчено-Тохомского месторождения на основе геолого-геомеханической модели / Ю.А. Кашников, Д.В. Шустов, С.Ю. Якимов [и др.]. – Нефтяное хозяйство. – 2015. – №4. – С. 62-67.
4. Кашников, Ю.А. Механика горных пород при разработке месторождений углеводородного сырья / Ю.А. Кашников, С.Г. Ашихмин – Москва: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2007 – 467 с. – Текст : непосредственный.
5. Валисевич, А. Эволюция геомеханического моделирования на месторождении Корчагина / А. Валисевич, С. Штун, В. Звягин [et al.]. – SPE – 177401. – 2015.
6. Дубровская, А.В. Использование результатов геомеханического моделирования для оценки нефтегазоносности на примере Каспийского региона / А.В. Дубровская – Актуальные проблемы геологии нефти и газа. – 2014.
7. Зайцев, В.А. Оценка вторичных фильтрационных параметров с помощью геомеханического моделирования Аяшского лицензионного участка (Присахалинский шельф) / В.А. Зайцев, С.Г. Рябухина, Т.В. Дмитриевская [и др.]. – XXI Губкинские чтения. – Москва. – 2016.

8. Кашников, Ю.А. Развитие геомеханического моделирования в России / Ю.А. Кашников, С.В. Гладышев, С.Н. Попов [и др.]. – Технологии нефти и газа. – 2017. – №6.
9. Фадеева, В.А. Учёт влияния реактивации естественных трещин на эффективность разработки. / В.А. Фадеева, Д.А. Поляков, В.А. Павлов [и др.]. Геомодель 2020. 22-я научно-практическая конференция по вопросам геологоразведки и разработки месторождений нефти и газа. – 2020. – С. 18.
10. Попов, С.Н. Совместное геомеханическое и гидродинамическое моделирование участка ачимовских отложений одного из месторождений крайнего севера с учетом вариаций фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов от изменения эффективных напряжений / С.Н. Попов – Актуальные проблемы нефти и газа. – 2019.
11. Кашников, О.Ю. Исследование и учет деформационных процессов при разработке залежей нефти в терригенных коллекторах : специальность 25.00.17 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» : диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Кашников Олег Юрьевич. – Тюмень, 2008. – 153 с. – Текст: непосредственный.
12. Стрельченко, В.В. Моделирование геомеханических изменений фильтрационно-емкостных свойств в окрестности нефтяной скважины / В.В. Стрельченко, Д.А. Мельничук, А.А. Абросимов – Недропользование XXI. – 2016. – №2 (59).
13. Павлов, В.А. Оценка влияния геомеханических эффектов на изменение фильтрационно-емкостных свойств в условиях слабосцементированного коллектора / В.А. Павлов, К.Г. Лапин, А.С. Гаврись [и др.]. – Территория Нефтегаз. – 2019. – № 10. – С. 46-52.
14. Попов, С.Н. Аномальные проявления механико-химических эффектов при разработке залежей нефти и газа : специальность 25.00.17 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» : диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук / Попов Сергей Николаевич – Москва, 2020. – 364 с. – Текст: непосредственный.
15. Субботин, М.Д. Оценка влияния геомеханических эффектов на разработку газовых активов в условиях слабоконсолидированного коллектора / М.Д. Субботин, В.А. Павлов, Д.О. Королев [и др.]. – Газовая промышленность. – 2021. – №7. – С. 60-65.
16. Павлов, В.А. Обоснование режимов эксплуатации скважин сеноманской газовой залежи Харампурского месторождения по результатам геомеханического моделирования / В.А. Павлов, Н.А. Павлюков, М.Д. Субботин [и др.]. – Экспозиция Нефть Газ. – 2021. – №2.

References

1. Ovcharenko Yu., Lukin S., Kalinin O., et al. *Opyt postroyeniya 3D geomekhanicheskikh modeley (na primere odnogo iz mestorozhdeniy Zapadnoy Sibiri)* [Experience in building 3D geomechanical models (on the example of one of the fields in Western Siberia)]. SPE-182031, 2016. (in Russian)
2. Konstantinovskaya E. *3D geomekhanicheskoe modelirovanie i otsenka anizotropii glinistykh porod dlya resheniya problem ustoychivosti stvola skvazhin i optimizatsii traektorii gorizontalnykh skvazhin, Sredne-Nazymskoe mestorozhdenie, Zapadnaya Sibir, Rossiya* [3D geomechanics modeling and shale anisotropy for wellbore stability and horizontal well optimization, Middle Nazym field, Western Siberia, Russia]. SPE-182019, 2016. (in Russian)
3. Kashnikov Yu.A., Shustov D.V., Yakimov S.Yu., et al. Hydrodynamic simulation of part of Yurubcheno-Tokhomskeye oil field based on geological geomechanical model. *Neftyanoe Khozaistvo* [Oil Industry]. 2015, No. 4, pp. 62-67. (in Russian)
4. Kashnikov Yu.A., Ashikhmin S.G. *Mekhanika gornykh porod pri razrabotke mestorozhdeniy uglevodorodnogo syrya* [Rock mechanics in petroleum reservoir engineering].

- Moscow: OOO Nedrabiznestcentr, 2007. 467 p. (in Russian)
5. Valisevich A., Shtun S., Zvyagin V. *Evolyutsiya geomekhanicheskogo modelirovaniya na mestorozhdenii Korchagina* [The evolution of geomechanical modelling in the Korchagina field]. SPE – 177401. 2015. (in Russian)
 6. Dubrovskaya A.V. *Ispolzovanie rezultatov geomekhanicheskogo modelirovaniya dlya otsenki neftegazonosnosti na primere Kaspiyskogo regiona* [Using the results of geomechanical modeling to assess oil and gas bearing capacity by the example of the Caspian region]. Aktualnye Problemy Nefti i Gaza [Actual Problems of Oil and Gas]. 2014. (in Russian)
 7. Zaytsev V.A., Ryabuhina S.G., Dmitrievskaya T.V. The secondary filtration parameters by the geomechanical modeling of the Ayashsky license area (Sakhalinsky shelf). Gubkin Readings XXI, Moscow, 2016. (in Russian)
 8. Kashnikov Yu.A., Gladyshev S.V., Popov S.N., et al. *Razvitie geomekhanicheskogo modelirovaniya v Rossii* [Evolution of geomechanical modelling in Russia]. Tekhnologii Nefti i Gaza [Oil and Gas Technologies], 2017, No. 6. (in Russian)
 9. Fadeeva V.A., Polyakov D.A., Pavlov V.A., et al. Consideration of the impact of reactivation of natural fractures on the development efficiency. Geomodel 2020. The 22th Scientific and Practical Conference on Geological Exploration and Development of Oil and Gas Fields. 2020. 18 p. (in Russian)
 10. Popov S.N. Coupled geomechanical and hydrodynamic modeling of the site of the Achimov deposits of one of the fields of the Far North, taking into account variations of the porosity and permeability changes by influence of the effective stresses. Aktualnye Problemy Nefti i Gaza [Actual Problems of Oil and Gas], 2019. (in Russian)
 11. Kashnikov O. Yu. *Issledovanie i uchet deformacionnykh processov pri razrabotke zalezhey nefti v terrigennykh kollektorakh* [Study and consideration of deformation processes in the development of terrigenous oil reservoirs]. Extended abstract of PhD dissertation (Engineering). Tyumen, 2008. 153 p. (in Russian)
 12. Strelchenko V.V., Melnichuk D.A., Abrosimov A.A. Geomechanical changes modeling of reservoir properties in the oil well vicinity. Nedropolzovanie XXI Vek [Subsoil Use XXI Century], 2016, No. 2 (59). (in Russian)
 13. Pavlov V.A., Lapin K.G., Gavris A.S. Estimation of influence of geomechanical effects on change of formation reservoir properties in conditions of slightly cemented reservoir. Territoriya Neftegaz [Oil and Gas Territory], 2019, No. 10, pp. 46-52. (in Russian)
 14. Popov S.N. *Anomalnye proyavleniya mekhaniko-khimicheskikh effektov pri razrabotke zalezhey nefti i gaza* [Anomalous mechanical and chemical effects in the development of oil and gas reservoirs]. Extended abstract of PhD dissertation (Engineering). Moscow, 2020. 364 p. (in Russian)
 15. Subbotin M.D., Pavlov V.A., Korolev D.O., et al. Evaluation of geomechanical effects on gas asset development for poorly consolidated reservoir conditions. Gazovaya Promyshlennost [Gas Industry]. 2021, No. 7, pp. 60-65. (in Russian)
 16. Pavlov V.A., Pavlyukov N.A., Subbotin M.D. Justification of the wells production conditions of the Cenomanian gas reservoir of the Kharampurskoye field based on the results of geomechanical modeling. Ekspozitsiya Neft' Gaz [Exposition Oil Gas]. 2021, No. 2. (in Russian)

Сведения об авторах

Павлов Валерий Анатольевич, кандидат технических наук, начальник отдела, ООО «Тюменский нефтяной научный центр»
Россия, 625002, Тюмень, ул. Осипенко, 79/1
E-mail: vapavlov4@tnnc.rosneft.ru

Павлюков Николай Алексеевич, эксперт, ООО «Тюменский нефтяной научный центр»
Россия, 625002, Тюмень, ул. Осипенко, 79/1
E-mail: napavlyukov@tnnc.rosneft.ru

Субботин Михаил Дмитриевич, главный специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр»
Россия, 625002, Тюмень, ул. Осипенко, 79/1
E-mail: mdsuubotin@tnnc.rosneft.ru

Самойлов Михаил Иванович, начальник управления ГРП, ООО «РН-Центр Экспертной Поддержки и Технического Развития»
Россия, 625000, Тюмень, ул. Одесская, 7Б
E-mail: MISamoilov@ceptr.rosneft.ru

Ягудин Радик Аслямович, начальник управления разработки месторождений, ООО «Харампурнефтегаз»
Россия, 625000, Тюмень, ул. Одесская, 7Б
E-mail: YagudinRA@kharampurneftegaz.ru

Александров Александр Александрович, начальник отдела интегрированного моделирования, ООО «Харампурнефтегаз»
Россия, 625000, Тюмень, ул. Одесская, 7Б
E-mail: AleksandrovAA@kharampurneftegaz.ru

Головизнин Антон Юрьевич, начальник отдела разработки месторождений, ООО «Харампурнефтегаз»
Россия, 625000, Тюмень, ул. Одесская, 7Б
E-mail: GolovizninAYu@kharampurneftegaz.ru

Authors

V.A. Pavlov, PhD, Head of Department, LLC «Tyumen Petroleum Research Center»
79/1, Osipenko st., Tyumen, 625002, Russian Federation
Email: vapavlov4@tnnc.rosneft.ru

N.A. Pavlyukov, Expert, LLC «Tyumen Petroleum Research Center»
79/1, Osipenko st., Tyumen, 625002, Russian Federation
E-mail: napavlyukov@tnnc.rosneft.ru

M.D. Subbotin, Head Specialist, LLC «Tyumen Petroleum Research Center»
79/1, Osipenko st., Tyumen, 625002, Russian Federation
E-mail: mdsuubotin@tnnc.rosneft.ru

M.I. Samoilov, Chief of hydraulic fracturing department, LLC "Rosneft - Peer Review and Technical Development Center"
7B, Odesskaya st., Tyumen, 625000, Russian Federation
E-mail: MISamoilov@ceptr.rosneft.ru

R.A. Yagudin, Chief of field development department, LLC «Kharampurneftegas»
7B, Odesskaya st., Tyumen, 625000, Russian Federation
E-mail: YagudinRA@kharampurneftegaz.ru

A.A. Aleksandrov, Head of integrated modeling department, LLC «Kharampurneftegas»
7B, Odesskaya st., Tyumen, 625000, Russian Federation
E-mail: AleksandrovAA@kharampurneftegaz.ru

A. Yu. Goloviznin, Head of field development department, LLC «Kharampurneftegas»
7B, Odesskaya st., Tyumen, 625000, Russian Federation
E-mail: GolovizninAYu@kharampurneftegaz.ru

Статья поступила в редакцию 19.12.2022

Принята к публикации 03.11.2022

Опубликована 30.12.2022