DOI 10.24412/2076-6785-2021-2-41-46 УДК 622.276 I Научная статья

Обоснование режимов эксплуатации скважин сеноманской газовой залежи Харампурского месторождения по результатам геомеханического моделирования

Павлов В.А.[1], Павлюков Н.А.[1], Субботин М.Д.[1], Коваленко А.П.[1], Янтудин А.Н.[1], Абдуллин В.С.[1], Шехонин Р.С.[1], Головизнин А.Ю.[2]
[1]ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия [2]ООО «Харампурнефтегаз», Губкинский, Россия
vsabdullin@tnnc.rosneft.ru

Аннотация
Выполнена оценка риска пескопроявлений на скважинах по результатам исследования керна и гидро-геомеханического моделирования пласта. В работе представлен и внедрен алгоритм расчета проектных показателей разработки Харампурского НГКМ с применением совмещенного гидро-геомеханического моделирования, позволяющего учитывать изменения фильтрационно-емкостных и упруго-прочностных свойств в деформированных и призабойных зонах пласта. По результатам расчетов спрогнозирован риск пескопроявлений и обрушения ПЗП на всем протяжении разработки месторождения. Выданы рекомендации для минимизации рисков пескопроявлений.

Материалы и методы
По результатам лабораторных исследований выполнена оценка изменения упруго-прочностных свойств образцов керна при насыщении различными флюидами (естественное насыщение, вода). По результатам исследования керна на толстостенных цилиндрах получена оценка предельно допустимой депрессии. Выполнено 3D/4D связанное гидро-геомеханическое моделирование для оценки геомеханических эффектов, связанных с изменением упруго-прочностных свойств пород от насыщения, которое позволяет учесть влияние разрушения породы на проницаемость.

Ключевые слова
лабораторные исследования керна, упруго-прочностные свойства, различное насыщение, оценка депрессии, связанное гидро-геомеханическое моделирование

Для цитирования
Павлов В.А., Павлюков Н.А., Субботин М.Д., Коваленко А.П., Янтудин А.Н., Абдуллин В.С., Шехонин Р.С., Головизнин А.Ю. Обоснование режимов эксплуатации скважин сеноманской газовой залежи Харампурского месторождения по результатам геомеханического моделирования // Экспозиция Нефть Газ. 2021. № 2. С. 41–46. DOI: 10.24412/2076-6785-2021-2-41-46

Поступила в редакцию: 12.03.2021

UDC 622.276 I Original Paper

Justification of the wells production conditions of the Cenomanian gas reservoir of the Kharampurskoye field based on the results of geomechanical modeling

Pavlov V.A.[1], Pavlyukov N.A.[1], Subbotin M.D.[1], Kovalenko A.P.[1], Yantudin A.N.[1], Abdullin V.S.[1], Shekhonin R.S.[1], Goloviznin A.Yu.[2]
[1]"Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia, [2]"Kharampurneftegaz" LLC, Gubkinskiy, Russia
vsabdullin@tnnc.rosneft.ru

Abstract
The risk assessment of sand production in the wells was carried out based on the results of a core study and hydro-geomechanical modeling of the formation. The paper presents and implements an algorithm for calculating the project indicators for the development of the Kharampurskoye oil and gas condensate field using combined hydro-geomechanical modeling, which makes it possible to take into account changes in reservoir properties and elastic-strength properties in deformed and bottomhole formation zones. Based on the results of the calculations, the risk of sand production and the collapse of the bottomhole formation zone was predicted throughout the development of the field. Recommendations were given to minimize the risks of sand production.

Materials and methods
Based on the results of laboratory studies, an assessment of the change in the elastic-strength properties of core samples when saturated with various fluids (natural saturation and water) was carried out. Based on the results of core testing on thick-walled cylinders, an estimate of the permissible depression was obtained. 3D/4D coupled hydro-geomechanical modeling was performed to assess the geomechanical effects associated with the change in the elastic-strength properties of rocks from saturation, which allows taking into account the effect of rock destruction on permeability.

Keywords
laboratory core studies, elastic-strength properties, different saturation, depression assessment, associated hydro-geomechanical modeling

FOR CITATION
Pavlov V.A., Pavlyukov N.A., Subbotin M.D., Kovalenko A.P., Yantudin A.N., Abdullin V.S., Shekhonin R.S., Goloviznin A.Yu. Justification of the wells production conditions of the Cenomanian gas reservoir of the Kharampurskoye field based on the results of geomechanical modeling. Exposition Oil Gas, 2021, issue 2, P. 41–46. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2021-2-41-46

Received: 12.03.2021

В 2022 г. исполнится 60 лет с открытия крупнейшего в Западной Сибири Тазовского газового месторождения, что ознаменовало начало разработки газовых сеноманских залежей Западно-Сибирского мегабассейна. Его площадь оценивается в 3 млн км^2, а запасы в 26,6 трлн м^3 [1].

Харампурское нефтегазоконденсатное месторождение расположено в 200 км от г. Тарко-Сале, в 660 км восточнее г. Салехард, в Юго-Восточной части Ямало-Ненецкого автономного округа в районе полярного круга. Открыто в 1979 г. скважиной № 334Р. Месторождение многопластовое, приурочено к группе Харампурских локальных поднятий Пур-Тазовской нефтегазоносной области (НГО) и относится к Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (НГП). По запасам природного газа относится к уникальным. Основные запасы приурочены к сеноманскому и туронскому горизонтам. Продуктивный пласт ПК1 выделяется в кровельной части Покурской свиты сеноманского возраста (раннемеловой период) и представлен песчаниками, песками уплотненными, залегающими в кровле сеноманского яруса. Залежь ПК1 массивная без литологических нарушений, коллектор поровый. Режим работы пласта — водо- и газонапорный.

В 2013 г. сформирована стратегия разработки, спланированы проектные показатели добычи по Туронскому и Сеноманскому пластам. Запуск месторождения запланирован на 2022 г. Для объекта ПК1 определена избирательная система разработки, при которой кустовые площадки расположены в зонах с наибольшими эффективными газонасыщенными толщинами. Размещены 12 кустов по 4 горизонтальные скважины в каждом (рис. 1). На шести кустах присутствуют вертикальные наблюдательные скважины, для контроля пластового давления и подъема газоводяного контакта (ГВК).

Одной из неопределенностей на начальной стадии разработки является прогноз выноса механических частиц. Породы пласта ПК1 являются слабосцементированными, высокопористыми и в процессе добычи подвержены разрушению при снижении порового давления и увеличении эффективного напряжения [2]. Предельно допустимая депрессия на пласт, установленная по месторождениям-аналогам, составляет около 0,5–0,6 МПа. При более высоких депрессиях возможно разрушение призабойной зоны пласта и увеличение механических примесей в добываемой продукции [3]. Также продвижение пластовой воды к скважинам будет приводить к ослаблению породы и увеличению выноса частиц [4].

В результате разработки газовых коллекторов сеноманского яруса широко выявлена проблема неравномерного подъема газонефтяного контакта в добывающих скважинах по всей территории Западной Сибири [5–7]. Основными причинами неоднородности продвижения подошвенной воды считаются: изменчивость фильтрационно-емкостных свойств, литологическая неоднородность отложений, распространение глинистых пропластков, снижающих вертикальную проницаемость.

Вынос твердой фазы, пескопроявление в процессе добычи является результатом комплекса процессов, происходящих в массиве пород при дестабилизации напряженного состояния за счет бурения и эксплуатации. В литературе [8] широко рассматривается связь начала/увеличения выноса твердой фазы с увеличением обводненности (прорывом фронта нагнетания, подтягиванием подошвенной воды, конусообразованием).

Основными механизмами, влияющими на начало отделения мелкой фракции от основной массы пород при вытеснении не смачивающего флюида водой для гидрофильных пород, являются [8]:

- химические процессы и реакции в породе, возникающие при соединении с водой: растворение карбонатов (цемента), гидролиз кварца, разбухание глин. Степень влияния химических процессов на прочность породы зависит от содержания глинистого материала, особенно смектитов и степени цементации;
- капиллярное давление, которое оказывает существенный вклад на сцепление частиц пород на микроуровне; при увеличении водонасыщенности капиллярное давление, удерживающее частицы в сцепленном состоянии, снижается, и прочность капиллярных связей уменьшается;
- фазовые проницаемости, снижающиеся при увеличении водонасыщенности, что вызывает увеличение локального градиента давлений при фильтрации и дестабилизацию порового пространства.

Все эти процессы на макроуровне приводят к снижению прочности пород и изменению упругих свойств (модуля Юнга) при насыщении породы водой, что подтверждается керновыми исследованиям.

Вынос освободившейся в результате дезинтеграции твердой фазы приводит к изменению фильтрационно-емкостных свойств пород, увеличению пористости и проницаемости в околоскважинном пространстве со снижением скин-фактора [9]. При этом снижение прочностных свойств и увеличение напряжения за счет изменения пластового давления влекут за собой процессы дезинтеграции и уплотнения зерен, что в свою очередь снижает и пористость, и проницаемость. Также вынос механических частиц может оказать значительное влияние на общую скважинную и наземную инфраструктуру.

Для оценки перечисленных факторов выполнено геомеханическое моделирование месторождения, в рамках которого проведены специальные исследования керна, а также проанализированы осложнения при бурении скважин с целью оценки рисков пескопроявлений.

Используемыми данными эксплуатационного бурения для калибровки геомеханической модели явились затяжки и посадки инструмента при спуско-подъемных операциях (СПО), поглощения бурового раствора, газонефтеводопроявления (ГНВП). ГНВП возникают при снижении давления бурового раствора ниже пластового давления и, соответственно, могут использоваться для калибровки его расчетного непрерывного профиля при моделировании. Поглощения бурового раствора являются маркером превышения плотности бурового раствора минимального горизонтального напряжения. Эквивалентная циркуляционная плотность является нижней границей для минимального горизонтального напряжения.

Для выявления осложнений выбраны разведочные и эксплуатационные скважины, пробуренные в 2018–2019 гг. (49 скважин). Выполнен анализ суточных сводок по бурению и данных геолого-технологических исследований. В результате в 17 скважинах зафиксированы затяжки и посадки бурового инструмента, в трех скважинах получены поглощения бурового раствора в интервале

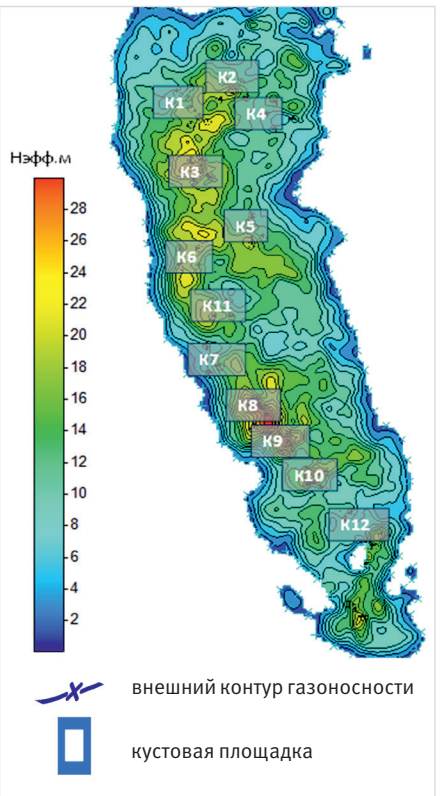

Рис. 1. Размещение фонда скважин на карте эффективных газонасыщенных толщин
Fig. 1. Wells placement on the map of effective gas-saturated thicknesses

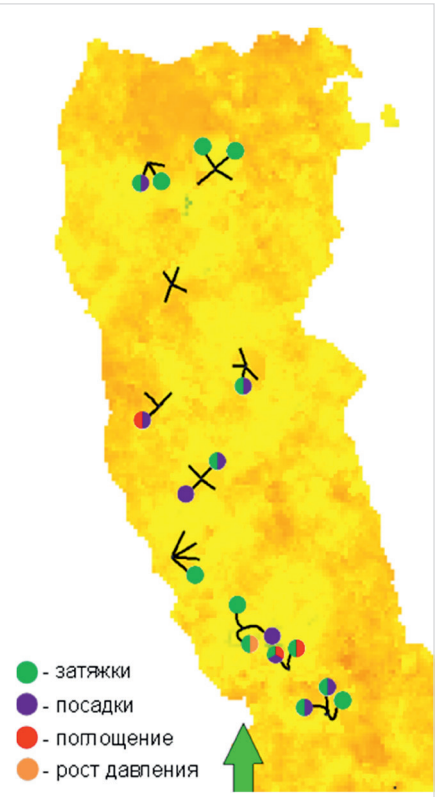

Рис. 2. Карта осложнений бурения скважин пласта ПК1 Харампурского нефтегазоконденсатного месторождения
Fig. 2. Map of drilling problems for the PK1 formation, Kharampurskoye field

ПК1. По полученным данным проведена калибровка геомеханической модели пласта (рис. 2).

Для построения корректной геомеханической модели, помимо анализа данных бурения, проведены специальные исследования, а именно:

- отобран и исследован керн из вертикальных скважин, покрывающих всю площадь исследований с севера на юг со средним расстоянием между скважинами 6–8 км;
- проведены комплексы геофизических исследований скважин: широкополосный акустический каротаж, плотность, микроимиджеры, стресс-тесты и замеры пластового давления для расчета непрерывных профилей упруго-прочностных свойств, давлений и напряжений;
- определены статические упруго-прочностные свойства в интервале коллектора и вмещающих породах по результатам механического тестирования керна;
- кроме стандартных тестов керна выполнены специализированные исследования: определение предела прочности на толстостенном цилиндре для оценки предельно допустимой депрессии, тестирование для оценки влияния различного насыщения на упруго-прочностные свойства горных пород, изменение проницаемости от эффективного напряжения;
- выполнена оценка направления главных горизонтальных напряжений.

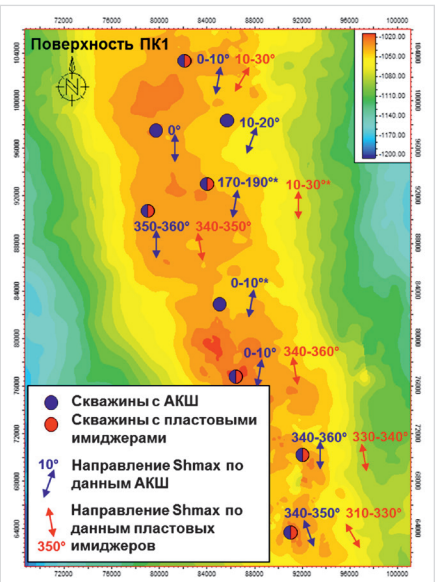

Рис. 3. Направление максимального напряжения
Fig. 3. Maximum stress direction

Ориентация горизонтальных напряжений является одним из важных параметров при проведении геомеханического моделирования. Знание ориентации горизонтальных напряжений необходимо при обосновании азимута наиболее устойчивых скважин при бурении в нестабильных породах, а также азимута расположения горизонтального ствола скважины и ориентации перфорации с точки зрения вероятности пескопроявления (рис. 3).

В скважинах Харампурского месторождения кроме стандартных исследований керна на механические свойства выполнены специализированные исследования: определение предела прочности на толстостенном цилиндре для оценки предельно допустимой депрессии (в том числе для образцов, насыщенных водой), тестирование для оценки влияния различного насыщения на упруго-прочностные свойства горных пород, исследование керна по изменению проницаемости от эффективного напряжения.

Эксперименты по определению упруго-прочностных свойств керна традиционных коллекторов проводятся согласно методике, разработанной в Центре исследований керна ООО «ТННЦ» на основе [11, 12]. Подробное описание методики подготовки и проведения образцов керна из слабоконсолидированной породы представлено в статье [10].

Основными отличиями от исследований стандартного керна, которые адаптированы для работы с образцами, представленными слабоконсолидированными породами, являются:

- изготовление стандартных образцов, контроль их целостности с помощью компьютерной томографии и хранение до исследований;
- способ донасыщения жидкостью и определения объемной плотности образца.

По результатам исследования керна на толстостенных цилиндрах при донасыщении керосином выявлена зависимость предельно допустимой депрессии от пористости пород (рис. 4). Интерпретация исследований на керне показала допустимую депрессию в 0,2 МПа для чистого песчаника.

Кроме того, дополнительно было выполнено тестирование при насыщении образцов керна водой для оценки предельно допустимой депрессии. В связи с ограниченностью керна для исследований удалось выполнить тесты только на двух образцах. В этом случае предельно допустимая депрессия отсутствует.

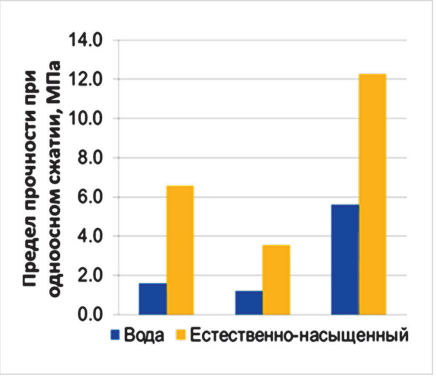

Рис. 5. Пример исследований на керне прочности на одноосное сжатие для образцов с естественным насыщением и насыщением водой
Fig. 5. An example of core studies of uniaxial compression strength for samples with natural saturation and saturation with water

Кроме того, на скважинах Харампурского месторождения выполнены тесты по оценке влияния различного насыщения на упруго-прочностные свойства горных пород. Такие исследования необходимы для определения изменений от проникновения бурового раствора и оценки ослабления свойств при миграции ГВК. По результатам тестирования изменение статического модуля Юнга в зависимости от насыщения образца достигает 15–20 %. Изменение коэффициента Пуассона в зависимости от насыщения незначительно. При насыщении образца водой (пластовой водой) предел прочности на одноосное сжатие снижается в 2–4 раза по сравнению с естественным насыщением (газ) образца (рис. 5).

На образцах керна с естественным насыщением (газ) в пяти скважинах проведены исследования по изменению проницаемости от эффективного напряжения (рис. 6, табл. 1). По результатам проведенных исследований по изменению проницаемости в зависимости от эффективного давления можно сделать следующие выводы:

- при увеличении эффективного давления значение проницаемости уменьшается;
- изменение проницаемости при увеличении эффективного напряжения составляет от 12 до 65 %.

Далее группой специалистов

Табл. 1. Общее количество исследований керна по изменению проницаемости от эффективного напряжения
Tab. 1. The total number of core studies on the change in permeability from effective stress

Скважина	Пласт	Число тестов	Относительное изменение, %	
			Минимальные значения	Максимальные значения
1	ПК1	9	22	27
2	ПК1	23	12	54
3	ПК1	7	17	65
4	ПК1	18	12	30
5	ПК1	1	12	12

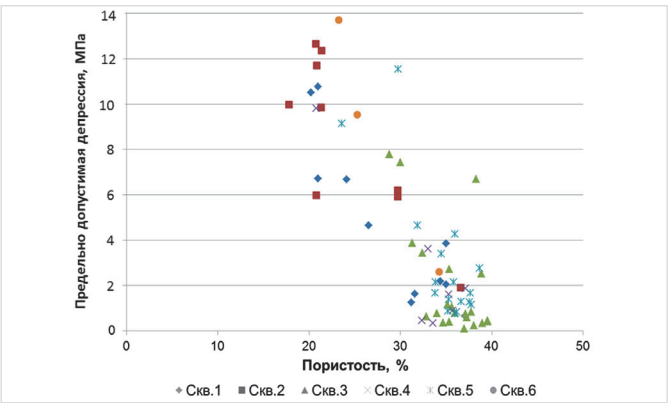

Рис. 4. Зависимость предельно допустимой депрессии от пористости пород
Fig. 4. Dependence of the permissible depression on the rocks porosity

по геомеханическому моделированию ООО «ТННЦ» разработан уникальный алгоритм воспроизведения геомеханических эффектов, связанных с изменением упруго-прочностных свойств пород от насыщения, который позволяет учесть влияние разрушения породы на проницаемость.

Общую схему построения связанной геомеханико-гидродинамической модели можно разбить на четыре этапа (рис. 7):

- построение 1D геомеханической модели по опорным скважинам;
- построение каркаса 3D геомеханической модели и распространение механических свойств в межскважинном пространстве;
- расчет напряженно-деформированного состояния до начала разработки;
- расчет изменений и оценка геомеханических параметров в процессе эксплуатации скважин и разработки объекта — 4D двунаправленное геомеханическое моделирование.

Основной отличительной чертой двунаправленного связанного геомеханико-гидродинамического моделирования является использование дополнительного шага, учитывающего изменения упруго-прочностных свойств горных пород под влиянием изменения напряжений и насыщения массива горных пород различными флюидами. То есть классические статические массивы моделирования (проницамость) в результате связки становятся динамическими и зависят от напряженного состояния и водонасыщенности в каждый момент времени. При моделировании задаются зависимости изменения прочности от водонасыщенности и деформации породы от изменения проницаемости.

Таким образом, на основании кубов текущего давления и температуры рассчитывается напряженно-деформированное состояние горной породы. Далее, на основании рассчитанной деформации и заданных зависимостей «деформация — изменение проницаемости», рассчитывается куб изменения проницаемости на заданный момент времени. Рассчитанный куб передается в гидродинамический симулятор. Новые значения проницаемости используются при возобновлении фильтрационного моделирования на каждый последующий шаг (рис. 8).

Важным пунктом для использования всех данных совмещенного геомеханико-гидродинамического моделирования является последующая адаптация полученных результатов на фактические события при разработке (что необходимо будет сделать в будущем применительно к объекту Харампурского месторождения, поскольку история разработки отсутствует).

Кроме того, на секторных 3D/4D геомеханических моделях выполнена оценка допустимой депрессии для эксплуатационных скважин кустовых площадок № 1, 2, 3, 4, 5 (рис. 9).

По результатам расчетов допустимая депрессия изменяется по скважинам в пределах 1,3–3,4 атм.

С точки зрения оценки оптимальных и критических давлений и дебитов в коллекторе для минимизации рисков проявления твердой фазы для различной стадии разработки месторождения приведены следующие рекомендации:

- оценить влияние разрушения глинистых отложений в нижней части ПК1 на скорость продвижения ГВК;
- определить возможные направления оптимизации режимов разработки и эксплуатации с использованием полученных данных;
- необходимо увеличить количество временных шагов в гидродинамической модели особенно в первые годы разработки месторождения и момент поднятия ГВК для детализации расчетов напряженно-деформированного состояния и повышения качества прогнозных рисков;
- рассмотреть расширение специализированного исследования керна по наблюдательным скважинам: рекомендуется проведение тестов на определение

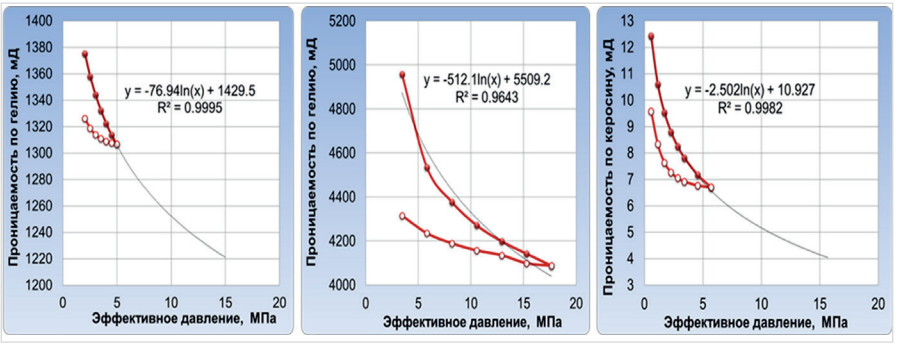

Рис. 6. Пример зависимости проницаемости от эффективного давления в пласте ПК1 для скважины 2 (снижение слева — 12 %, по центру — 18 %, справа — 65 %)
Fig. 6. An example of the dependence of permeability on effective pressure in the reservoir PK1 for well 2 (decrease on the left – 12 %, in the center – 18 %, on the right – 65 %)

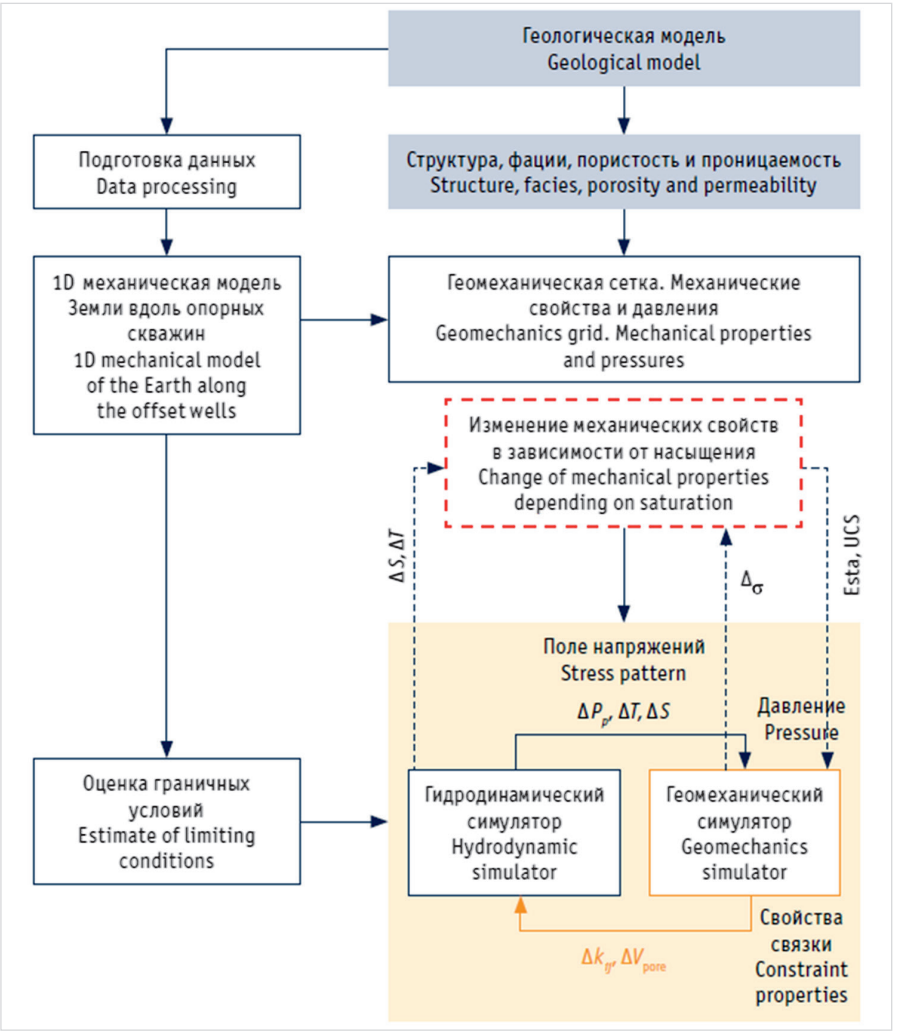

Рис. 7. Схема связанного геомеханико-гидродинамического моделирования, адаптированная к условиям слабоконсолидированных пород (ΔS — изменение водонасыщенности, %; ΔT — изменение температуры, °C; Δσ — изменение напряжений, МПа; ΔPp — изменение пластового давления, МПа; Δkij — изменение проницаемости, Д; ΔVpore — изменение объема порового пространства, %)
Fig. 7. A scheme of coupled geomechanical-hydrodynamic modeling, adapted to the conditions of poorly consolidated rocks (ΔS – change in water saturation, %; ΔT – change in temperature, °C; Δσ – change in stress, MPa; ΔPp – change in pore pressure, MPa; Δkij – change in permeability, D; ΔVpore – change in pore volume, %)

константы Био, исследование изменения проницаемости с деформацией/напряжением, исследования при различных насыщениях для понимания эффекта по площади;
- продолжить практику исследований выноса механических примесей при различных депрессиях на скважинах;
- провести исследование на скважинах для мониторинга концентрации взвешенных частиц на забое при различных депрессиях с минимально возможным шагом изменения депрессии.

Таким образом, в результате работ оценен риск пескопроявлений, предложены рекомендации по рабочим депрессиям эксплуатируемых скважин на всем протяжении разработки месторождения, выше которых прогнозируется риск разрушения призабойной зоны пласта с эффектом потенциального преждевременного обводнения разрушенных участков.

Также разработан и внедрен алгоритм расчета проектных показателей разработки Харампурского НГКМ с применением совмещенного гидро-геомеханического моделирования, позволяющего учитывать изменения фильтрационных, емкостных и упруго-прочностных свойств в деформированных и призабойных зонах пласта.

Следует отметить, что процессы разрушения призабойной зоны пласта и выноса механических частиц на поверхность непосредственно влияют на безопасность и эффективность разработки газовых залежей. Поэтому геомеханические исследования должны стать неотъемлемой частью как проектирования, так и управления разработкой месторождений после их ввода в эксплуатацию.

Итоги

На основе предложенной методики выполнения лабораторных исследований для оценки прочностных свойств слабоконсолидированного газонасыщенного коллектора показано, что в зависимости от природы насыщающего агента (при смене естественного насыщения на воду) происходит ослабление предела прочности в 2–4 раза.

По результатам исследования керна на толстостенных цилиндрах предельно допустимая депрессия для чистого песчаника составила 0,2 МПа.

При оценке на керне изменения проницаемости в зависимости от эффективного давления отмечается уменьшение проницаемости, изменения составили от 12 до 65 %.

Выводы

Разработана методика изучения и расчета значимых геомеханических эффектов, включающая исследования керна, построение моделей и прогноз проектных показателей добычи. Прогноз преждевременного обводнения скважин ввиду ослабления прочностных свойств с последующим изменением проницаемости позволяет значительно улучшить качество гидродинамической модели.

Полученные результаты позволяют осуществлять анализ и прогноз данных ситуаций по моделируемому месторождению, а также определить предельно допустимые депрессии в целях минимизации выноса твердой фазы породы.

В качестве перспективных для внедрения разработок данной методики на месторождениях-аналогах рекомендуются продуктивные интервалы ПК1 Восточно-Мессояхского, Северо-Комсомольского, Берегового и Ван-Еганского месторождений, прочностные свойства которых схожи с прочностными характеристиками горных пород Харампурского месторождения.

Литература

1. Карнаухов С.М., Скоробогатов В.А., Кананыхина О.Г. Эра сеноманского газа: «От рассвета до заката» // Вести газовой науки. 2011. № 3. С. 15–25.
2. Меликов Р., Павлов В., Павлюков Н., Пташный А., Красников А., Субботин М., Королёв А., Лознюк О. Оптимизация проводки и параметров эксплуатации горизонтальных скважин при разработке пласта ПК1 Харампурского НГКМ. Москва. 2018. 15–17 октября. Российская нефтегазовая техническая конференция SPE. № 191635.
3. Субботин М.Д., Меликов Р.Ф., Павлов В.А., Пташный А.В., Кудымов А.Ю., Юшков А.Ю., Королев А.Ю., Ягудин Р.А. Оценка безопасной депрессии для предотвращения пескопроявления газонасыщенных интервалов Сеноманских залежей // Нефтяная провинция. 2018. № 3. С. 52–63.
4. Павлов В.А., Лапин К.Г., Гаврись А.С., Иванцов Н.Н., Волгин Е.Р., Торопов К.В. Оценка влияния геомеханических эффектов на изменение фильтрационно-емкостных свойств в условиях слабосцементированного коллектора // Территория Нефтегаз. 2019. № 10. С. 46–52.
5. Кузьмук Л.Г., Чичмарева А.В. Об особенностях обводнения скважин на периферийных участках сеноманской газовой залежи Ямбургского месторождения в процессе ее эксплуатации // Вести газовой науки. 2010. № 2. С. 68–75.
6. Егорин И.А. Анализ динамики подъема газоводяного контакта по сеноманской газовой залежи Вынгаяхинского месторождения // Наука и ТЭК. 2011. № 2. С. 21–23.
7. Радченко А.В., Васильев Ю.В., Мимеев М.С. Новая геодинамическая модель строения пласта ПК-1 (сеномана) южного участка Губкинского газового месторождения // Академический журнал Западной Сибири. 2014. Том 10. № 2. С. 14–16.
8. Vaziri H., Barree B., Xiao Yu., Palmer Ian, Kutas M. What is the magic of water in producing sand? Texas, San Antonio, 2002, September, Paper presented at the SPE annual technical conference and exhibition, SPE-77683-MS. (In Eng).
9. Пятахин М.В. Геомеханические проблемы при эксплуатации скважин. М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2011. 266 с.
10. Павлов В.А., Кулешов В.С., Кудымов А.Ю., Якубовский А.С., Субботин М.Д., Пташный А.В., Абзгильдин Р.Р., Максимов Е.В. Влияние природы насыщающего агента на упруго-прочностные свойства пород газовых месторождений. // Экспозиция Нефть Газ. 2021. № 1. С. 11–16.
11. ГОСТ 21153.8 Породы горные. Метод определения предела прочности при объемном сжатии.
12. McPhee C., Reed J., Zubizarreta I. Core analysis: a best practice guide. Amsterdam: Elsevier, 2015, 829 p. (In Eng).

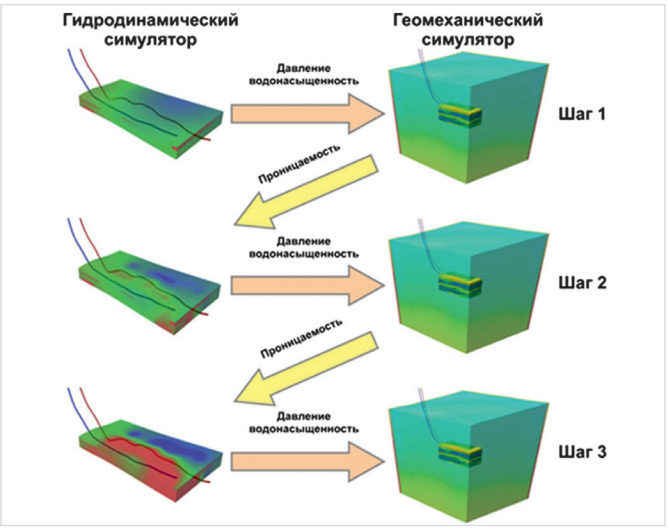

Рис. 8. Концептуальная схема двунаправленного совмещенного геомеханического и гидродинамического моделирования
Fig. 8. Conceptual scheme of bi-directional combined geomechanical and hydrodynamic modeling

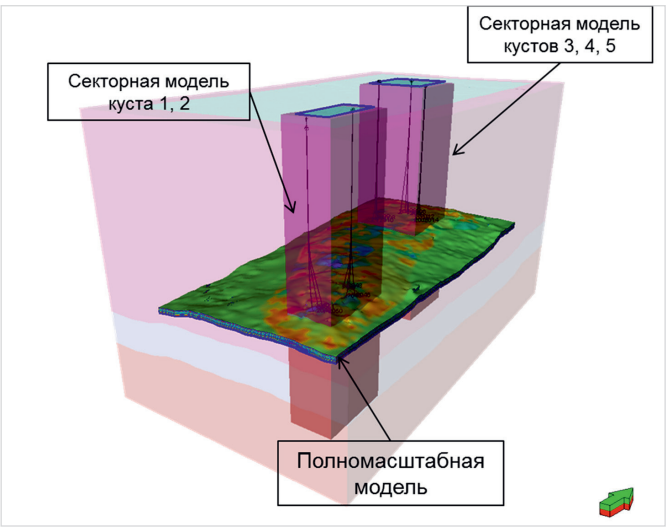

Рис. 9. Расположение секторных геомеханических моделей
Fig. 9. Location of sector geomechanical models

Results

On the basis of the proposed methodology for performing laboratory studies to assess the strength properties of a weakly consolidated gas-saturated reservoir, it is shown that, depending on the nature of the saturating agent (changing from natural saturation to water), the uniaxial compressive strength decreases by 2-4 times.

According to the results of a core study on thick-walled cylinders, the permissible depression for clean sandstone was 0,2 MPa.

When assessing the change in permeability on the core, depending on the effective pressure, a decrease in permeability is noted, the changes ranged from 12 to 65 %.

Conclusions

A methodology for studying and calculating significant geomechanical effects has been developed, including core studies, creation of geomechanical model and forecasting design production indicators. Prediction of premature watering of wells due to weakening of strength properties with a subsequent change in permeability can significantly improve the quality of the hydrodynamic model.

The results obtained make it possible to analyze and predict these situations for the simulated field, as well as to determine the permissible depression in order to minimize the removal of the solid phase of the rock.

The productive intervals PK1 of the Vostochno-Messoyakhskoye, Severo-Komsomolskoye, Beregovoy and Van-Yeganskoye fields, the strength properties of which are similar to the strength characteristics of the rocks of the Kharampurskoye field, are recommended as promising for the implementation of the development of this method in analogous fields.

References

1. Karnaukhov S.M., Skorobogatov V.A., Kananykhina O.G. The age of cenomanian gas: “from the dawn to the sunset”. Vesti gazovoy nauki, 2011, issue 3, P. 15–25. (In Russ).
2. Melikov R.F., Pavlov V.A., Pavlyukov N., Ptashnyy A., Krasnikov A., Subbotin M.D., Korolev A., Loznyuk O. Well placement and operation parameters optimization of horizontal wells in the development of the PK1 reservoir of the Kharampurskoye oil and gas condensate field. Moscow, 2018, 15–17 October, SPE Russian petroleum technology conference. SPE-191635-18RPTC-MS. (In Russ).
3. Subbotin M.D., Melikov R.F., Pavlov V.A., Ptashnyy A.V., Kudymov A.Yu., Yushkov A.Yu., Korolev A.Yu., Yagudin R.A. Evaluation of safe drawdown pressure for preventing sand production from gas-saturated Cenomanian strata. Neftyanaya Provintsiya, 2018, issue 3, P. 52–63. (In Russ).
4. Pavlov V.A., Lapin K.G., Gavris A.S., Ivantsov N.N., Volgin E.R., Toropov K.V. Estimation of influence of geomechanical effects on change of formation reservoir properties in conditions of slightly cemented. Territorija Neftegas, 2019, issue 10, P. 46–52. (In Russ).
5. Kuzmuk L.G., Chichmareva A.V. On the peculiarities of watering wells in the peripheral areas of the Cenomanian gas reservoir of the Yamburgskoye field during its operation. Vesti gazovoy nauki, 2010, issue 2, P. 68–75. (In Russ).
6. Egorin I.A. Analysis of the dynamics of the rise of gas-water contact along the Cenomanian gas deposit of the Vyngayakhinskoye field // Science and FEC, 2011, issue 2, P. 21–23. (In Russ).
7. Radchenko A.V., Vasiliev Yu.V., Mimeev M.S. A new geodynamic model of the structure of the PK-1 (Cenomanian) formation of the southern section of the Gubkinskoye gas field. Academic journal of Western Siberia, 2014, Vol. 10, issue 2, P. 14–16. (In Russ).
8. Vaziri H., Barree B., Xiao Yu., Palmer Ian, Kutas M. What is the magic of water in producing sand? Texas, San Antonio, 2002, September, Paper presented at the SPE annual technical conference and exhibition, SPE-77683-MS. (In Eng).
9. Pyatakhin M.V. Geomechanical problems during well operation. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2011, 266 p. (In Russ).
10. Pavlov V.A., Kuleshov V.S., Kudymov A.Yu., Yakubovskiy A.S., Subbotin M.D., Ptashnyy A.V., Abzgildin R.R., Maksimov E.V. Influence of the nature of the saturating agent on the elastic-strength properties of gas field rocks. Exposition Oil Gas, 2021, issue 1, P. 11–16. (In Russ).
11. GOST 21153.8 Rocks. Method for determination of triaxial compressive strength. (In Russ).
12. McPhee C., Reed J., Zubizarreta I. Core analysis: a best practice guide. Amsterdam: Elsevier, 2015, 829 p. (In Eng).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Павлов Валерий Анатольевич, к.т.н., начальник отдела разработки проектов геомеханики, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Pavlov Valery Anatolievich, ph.d., head of rock mechanics project department, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

Павлюков Николай Алексеевич, менеджер отдела разработки проектов геомеханики, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Pavlyukov Nikolay Alexeevich, manager of rock mechanics project department, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

Субботин Михаил Дмитриевич, специалист отдела разработки проектов геомеханики, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Subbotin Mikhail Dmitrievich, chief specialist of rock mechanics project department, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

Коваленко Александр Павлович, к.т.н., руководитель проекта, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Kovalenko Alexander Pavlovich, ph.d., project manager, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

Янтудин Артур Нуруллович, начальник управления геологии и разработки месторождений Востока ЯНАО, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Yantudin Artur Nurullovich, head of the subsurface division for the East of Yamalo-Nenets Autonomous District, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

Абдуллин Вадим Салаватович, руководитель группы мониторинга и сопровождения разработки Харампурского месторождения Управления ГРМ востока ЯНАО, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
Для контактов: vsabdullin@tnnc.rosneft.ru

Abdullin Vadim Salavatovich, head of kharampur field re monitoring and support team, Subsurface Division for the East of Yamalo-Nenets Autonomous District, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia
Corresponding author: vsabdullin@tnnc.rosneft.ru

Шехонин Роман Сергеевич, ведущий специалист отдела сопровождения бурения, ГТМ и исследований, Управления по геологии и разработки месторождений востока ЯНАО, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Shekhonin Roman Sergeevich, lead specialist of the drilling, wellwork, and studies support team, subsurface division for the East of Yamalo-Nenets Autonomous District, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

Головизнин Антон Юрьевич, менеджер отдела разработки газовых месторождений, ООО «Харампурнефтегаз», Губкинский, Россия

Goloviznin Anton Yurevich, manager, gas field development, “Kharampurneftegaz” LLC, Gubkinskiy, Russia