

УДК 622.276
DOI:10.31660/0445-0108-2025-3-94-109
EDN: TLQTVP

Прогноз напряженно-деформированного состояния горного массива при добыче углеводородов на Салмановском (Утреннем) месторождении

Ю. А. Кашников, Д. В. Шустов*, Е. С. Богданец, С. Г. Ашихмин

*Пермский национальный исследовательский политехнический университет,
Пермь, Россия*

** geotech@pstu.ru*

Аннотация. В работе представлен прогноз напряженно-деформированного состояния горного массива при добыче углеводородов на Салмановском (Утреннем) газоконденсатном месторождении, которое является сырьевой базой ООО «Арктик СПГ 2». Расчеты основываются на использовании результатов керновых испытаний, данных геофизических исследований скважин для распространения физико-механических свойств в массиве и геомеханическом моделировании с использованием «шатровой модели» деформирования продуктивных объектов. Определены зависимости модуля упругости и коэффициента Пуассона от скорости продольной волны. В последующем, с использованием данных геофизических исследований скважин, по скорости продольной волны было получено распределение упругих свойств. Кроме того, для применения расчетного аппарата шатровой модели была рассчитана зависимость индекса компрессии также от скорости продольной волны. Расчеты показали оседание земной поверхности до 2 м при полной отработке запасов месторождения. Оседания подобной величины приведут к подтоплению территории грунтовыми водами, в связи с чем в проектах на строительство было рекомендовано предусмотреть более высокие отсыпки песка. Горизонтальные деформации земной поверхности при разработке Салмановского (Утреннего) месторождения могут быть близки к допустимым деформациям для объектов инфраструктуры и газопроводов месторождения и со временем могут привести к нарушению их нормальной эксплуатации. Все это указывает на необходимость создания как мониторинга деформационных процессов территории всего месторождения, так и геотехнического мониторинга объектов инфраструктуры.

Ключевые слова: газоконденсатное месторождение, геомеханическое моделирование, модуль упругости, коэффициент Пуассона, оседания земной поверхности

Для цитирования: Прогноз напряженно-деформированного состояния горного массива при добыче углеводородов на Салмановском (Утреннем) месторождении / Ю. А. Кашников, Д. В. Шустов, Е. С. Богданец, С. Г. Ашихмин. – DOI 10.31660/0445-0108-2025-3-94-109 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2025. – № 3. – С. 94–109. – EDN: TLQTVP

Forecast of the stress-strain state of the rock mass during hydrocarbon extraction at the Salmanovskoye (Utrenneye) field

Yuri A. Kashnikov, Denis V. Shustov*, Evgeny S. Bogdanets, Sergey G. Ashikhmin

Perm National Research Polytechnic University, Perm, Russia

**e-mail: geotech@pstu.ru*

Abstract. The author presents a forecast of the stress-strain state of the rock mass during hydrocarbon production at the Salmanov (Utrenneye) gas condensate field, which serves as a resource base for Arctic LNG 2 LLC. The calculations are based on core testing data and geophysical well logs that extend the physical and mechanical properties throughout the rock mass. Geomechanical modelling has been conducted using the "tent model" to simulate the deformation of productive objects.

Authors established correlations established between elastic modulus and Poisson's ratio with longitudinal wave velocity. These correlations allowed for the distribution of elastic properties across the reservoir based on geophysical well data. We identified that the compression index was linked to longitudinal wave velocity. We needed this to support the calculations in the tent model. The modelling results predict surface subsidence of up to 2 meters following the complete depletion of the field. This subsidence may lead to flooding due to the rising groundwater levels. Therefore, it is recommended to use higher sand fill levels in construction projects to mitigate this risk.

Horizontal deformations may approach the permissible limits for infrastructure and pipelines, potentially resulting in operational disruptions over time. These findings emphasise the importance of establishing a deformation monitoring system for the entire field, as well as implementing geotechnical monitoring for critical infrastructure facilities.

Keywords: gas condensate field, geomechanical modeling, modulus of elasticity, Poisson's ratio, ground surface subsidence

For citation: Kashnikov, Yu. A., Shustov, D. V. Bogdanets, E. S. & Ashikhmin, S. G. (2025). Forecast of the stress-strain state of the rock mass during hydrocarbon extraction at the Salmanovskoye (Utrenneye) field. *Oil and Gas Studies*, (3), pp. 94-109. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2025-3-94-109

Введение

В процессе разработки месторождений углеводородов при существенном общем или локальном снижении пластового давления достаточно часто может возникать ситуация развития деформационных процессов как в коллекторе залежей, так и в массиве вышележащих пород. Этот эффект негативно влияет на сохранность объектов обустройства месторождений, геотехнических объектов и непосредственно скважин.

Прогнозирование этого эффекта возможно по результатам как аналитических, так и численных расчетов в зависимости от изученности, сложности строения, вертикальных и латеральных размеров залежи.

В настоящее время отсутствует многолетний опыт мониторинга деформационных процессов земной поверхности при разработке газоконденсатных месторождений севера Российской Федерации, поэтому сложно сопоставить результаты расчетов с результатами инструментальных наблюдений. Мировой опыт соответствующего мониторинга свидетельствует о наличии весьма значительных оседаний, превышающих 8,0 м (месторождение Экофиск в Северном море) и даже 13,0 м (месторождение Гус-Крик в США). Оседания земной поверхности при разработке нефтяных месторождений Западной Сибири не превышают 100 мм. Единственный достаточно надежный мониторинг оседаний поверхности был выполнен в течение 20 лет на геодинамическом полигоне Уренгойского НГКМ в начале разработки сеноманской залежи. Зафиксированные максимальные оседания составили 330–350 мм [1].

Салмановское (Утреннее) нефтегазоконденсатное месторождение территориально находится на западном побережье Гыданского полуострова. Разработчик — ООО «Арктик СПГ 2», входящий в ПАО «НОВАТЭК».

Месторождение состоит из 34 залежей, включая 16 газовых, 15 газоконденсатных, 2 нефтяных и газоконденсатных и 1 нефтяную в отложениях от сеноманских до среднеюрских включительно. Глубина залегания продуктивных объектов — от 1 до 4 км.

Месторождение характеризуется очень сложным геологическим строением, что определяется его многопластовостью, невыдержанностью толщин и коллекторских свойств как по площади, так и по всему продуктивному разрезу, осложненностью залежей тектоническими нарушениями и литологическими экранами, многофазным характером углеводородонасыщения большинства выявленных залежей.

В связи с этим для данных условий наиболее приемлем прогноз напряженно-деформированного состояния горного массива в процессе разработки месторождения посредством численного геомеханического моделирования. При этом достоверность прогнозирования крайне критично зависит от корректного наполнения модели необходимым параметрическим обеспечением.

В статье представлен опыт прогнозирования напряженно-деформированного состояния горного массива при добыче углеводородов для условий Салмановского (Утреннего) месторождения.

Методы

Для расчета НДС продуктивных объектов месторождения использовалась Sam Clay Model (шатровая модель) деформирования коллектора, достаточно широко описанная в ряде трудов зарубежных и отечественных авторов [1, 2, 3]. Отметим, что по большей части она применяется для описания процессов оседаний земной поверхности при разработке месторождений углеводородов [4–7].

Реализация Sam Clay Model основана на теории вязкопластичности, рассмотренной в работах Панде, Шарма, Зенкевича [8, 9]. В ее основе лежит предпосылка, что деформации элемента состоят из упругой и необратимой вязкопластической частей

$$\{\varepsilon\} = \{\varepsilon^{el}\} + \{\varepsilon^{vp}\}. \quad (1)$$

Для определения упругой обратимой части деформаций задействуются уравнения линейной теории упругости для изотропного тела на основе закона Гука. Для расчета вязкопластической части деформаций используется известное соотношение [8,10]

$$\{\partial \varepsilon^{VP} / \partial t\} = \{\dot{\varepsilon}^{VP}\} = \begin{cases} 0 & \text{при } F \leq 0 \\ \frac{1}{\eta} F \left\{ \frac{\partial Q}{\partial \sigma} \right\} & \text{при } F > 0 \end{cases}, \quad (2)$$

где $\{\partial \varepsilon^{VP} / \partial t\}$ — вектор скоростей вязкопластических деформаций; η — параметр вязкости, F -критерий разрушения ($F = q - \sigma \cdot \tan \varphi^* - C^*$).

Прямая с углом наклона φ^* и параметром сцепления C^* описывает прочность на сдвиг переуплотненных грунтов и пересекает эллипс в его вершине (рис. 1). Значения параметров φ^* и C^* равны

$$\begin{aligned} \operatorname{Tg} \varphi^* &= \frac{6 \sin \varphi}{3 - \sin \varphi} \\ C^* &= p_c \cdot (M - \operatorname{tg} \varphi^*) / 2, \end{aligned} \quad (3)$$

где φ — исходный параметр прочности переуплотненного грунта.

Общеизвестно, что надежность и достоверность прогноза деформаций горного массива при разработке полезных ископаемых напрямую зависит от параметрического обеспечения расчетных моделей, то есть от надежности исходных данных.

Перед непосредственными конечно-элементными расчетами напряженно деформированного состояния (НДС) горного массива сетка модели должна быть наполнена необходимыми трехмерными кубами физико-механических свойств (ФМС). К ним можно отнести прочностные, деформационные и компрессионные свойства горных пород, слагающих моделируемый массив. Помимо этого, при построении модели должны быть учтены элементы нарушенности как продуктивных объектов, так и покрывающей толщи горных пород [1, 10, 12, 13].

Следует отметить, что на предприятии имеются достаточно подробные результаты испытаний геомеханических характеристик продуктивных объектов. Однако их использование для прогноза деформационных процессов при добыче углеводородного сырья весьма затруднительно, поскольку физико-механические свойства породы на основе лабораторных испытаний получены для небольших образцов керна и не охватывают межскважинное пространство. Для распределения этих параметров по всему объему горной породы необходимо получить связь между статическими характеристиками из исследований керна и динамическими геомеханическими параметрами в пластовых условиях. В связи с этим специалистами ФГАОУ ВО «Пермский национальный исследовательский политехнический университет» (ПНИПУ) были выполнены дополнительные испытания физико-механических и компрессионных свойств продуктивных объектов месторождения.

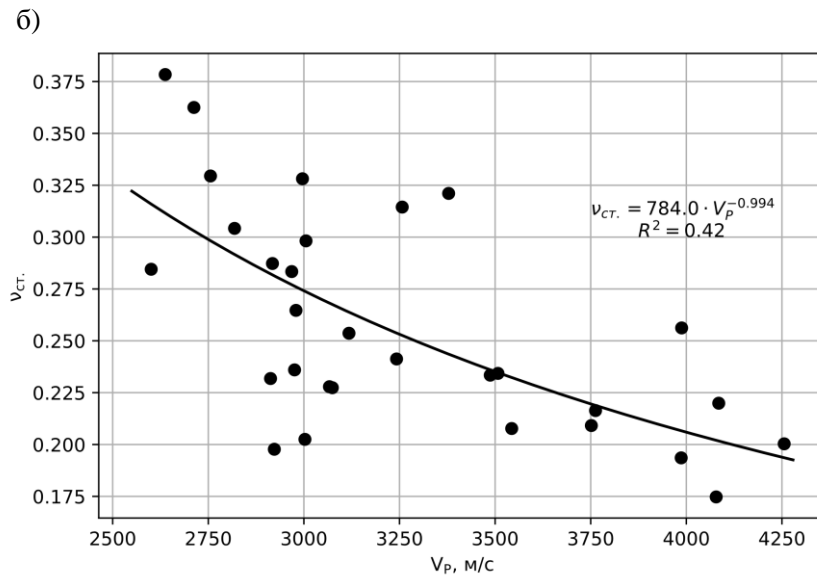
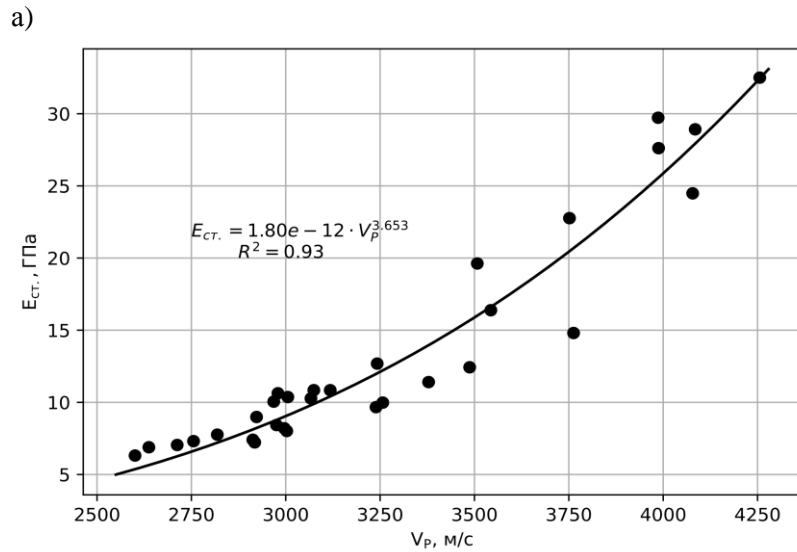


Рис. 1. Зависимость статического модуля упругости (а) и коэффициента Пуассона (б) от скорости продольной волны для пластовых условий

Лабораторные испытания проведены на 31 образце керна: по 5 для трех объектов танопчинской свиты, 6 для яронгской свиты и 10 образцов для объектов марресалинской свиты сеноманского яруса. Назначение наибольшего числа образцов из сеномана обусловлено тем, что эти породы-коллекторы залегают на малой глубине и представляют собой рыхлые отложения неравномерно чередующихся и переслаивающихся алевритов, песков и глин. Отложения такого состава проявляют большую склонность к усадке, что может вызывать значительные оседания земной поверхности.

Экспериментальные исследования фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) были выполнены на установке УИК-1, исследования геомеханических свойств керна материала выполнялись на установке ПИК-УИДК/ПЛ. Отметим, что ПИК-УИДК/ПЛ — это многофункциональная система, позволяющая выполнять тестирование физико-механических и фильтрационно-емкостных свойств в пластовых условиях с получением статических и динамических геомеханических характеристик. Испытания проводились с использованием международного стандарта ASTM D7012-14 [14].

По результатам испытаний для данных образцов были определены значения статического модуля упругости и коэффициента Пуассона. Помимо этого, в воссозданных пластовых условиях на образцах были произведены замеры скорости прохождения ультразвуковых волн и были определены динамические значения модуля упругости и коэффициента Пуассона. По результатам были построены соответствующие зависимости. На рисунке 1 приведена зависимость статического модуля упругости и коэффициента Пуассона от скорости продольной волны, определенных в пластовых условиях.

Отметим, что зависимость для коэффициента Пуассона получена существенно менее надежная, чем для модуля упругости, что соответствует результатам многочисленных испытаний, проведенных российскими и зарубежными специалистами [1, 10, 11, 12, 15].

Уравнение ползучести (2) определяет скорость пластических деформаций. Для получения самих деформаций производится интегрирование уравнения по времени

$$\varepsilon^{vp}(t) = \int_0^t \{\dot{\varepsilon}^{vp}\} dt. \quad (4)$$

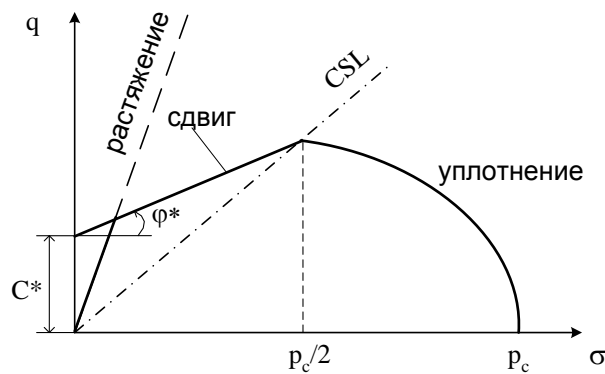


Рис. 2. Виды поверхностей течения в шатровой модели

Один из основных параметров, входящих в шатровую модель (рис. 2), — индекс компрессии. Он характеризует зависимость пористости образца от всестороннего эффективного давления [1, 2, 3, 16] и определяется по результатам компрессионных испытаний. По результатам испытаний образцов продуктивных объектов Салмановского (Утреннего) месторождения была установлена зависимость индекса компрессии от скорости продольной волны (рис. 3).

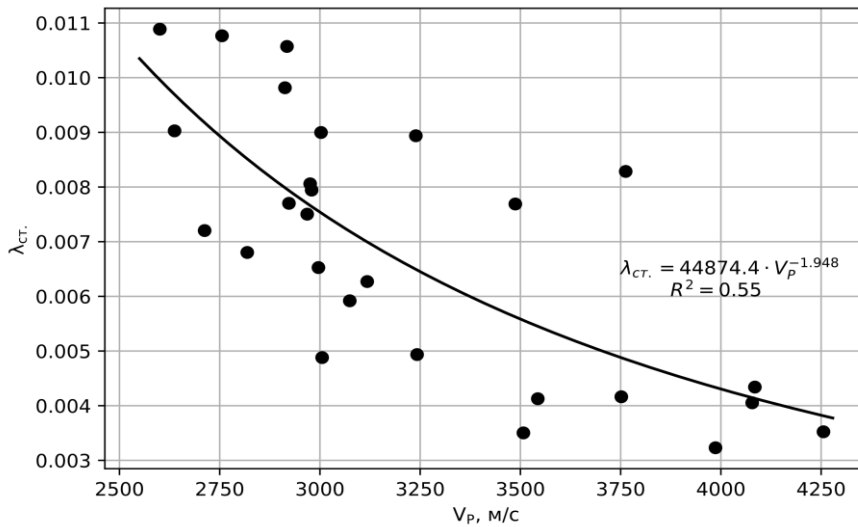


Рис. 3. Зависимость индекса компрессии от скорости продольной волны

Таким образом, главное параметрическое обеспечение принятой модели деформирования продуктивных объектов месторождения было принято на основе исследований кернового материала, но с привязкой к геофизическим данным.

Наиболее объективные результаты можно получить, используя численное моделирование трехмерных геолого-геомеханических моделей продуктивных объектов, в основе которых лежат керновые испытания, обработка данных сейсмоки 3D и результатов ГИС скважин [1, 10, 12, 13]. В этом случае можно прогнозировать физико-механические свойства в межскважинном пространстве. Однако такие модели весьма трудоемки и требуют качественно проведенных и проинтерпретированных сейсмических исследований. Поэтому в рамках статьи применялась обычная интерполяция геофизических параметров в межскважинном пространстве.

Из всех материалов геофизических исследований скважин (ГИС) были проанализированы и подготовлены к загрузке в геомеханическую модель следующие параметры:

- интервальное время пробега продольной волны (DT);
- интервальное время пробега поперечной волны (DTS);

- илотностной гамма-гамма-каротаж;
- гамма-каротаж (ГК).

В процессе предварительной обработки акустические параметры были проанализированы на наличие некондиционных значений и отнормированы.

Распределение физико-механических свойств в геомеханической сетке основывалось на интерполяции данных ГИС скважин методом Kriging. Перед операцией интерполяции по скважинным данным находились остатки, которые нормализовывались и на их основе проводился вариограммный анализ. Сложность вариограммного анализа заключается в большом количестве неопределенностей. Для качественного определения анизотропии в распределении свойств анализировались вариограммы по всем направлениям. Далее по каждому горизонту подбирались индивидуальные функции вариограмм и их ранги.

Модуль упругости и компрессионные индексы рассчитывались по зависимости от V_p , представленной выше. На рисунке 4 показано распределение модуля упругости в разрезе по скважинам.

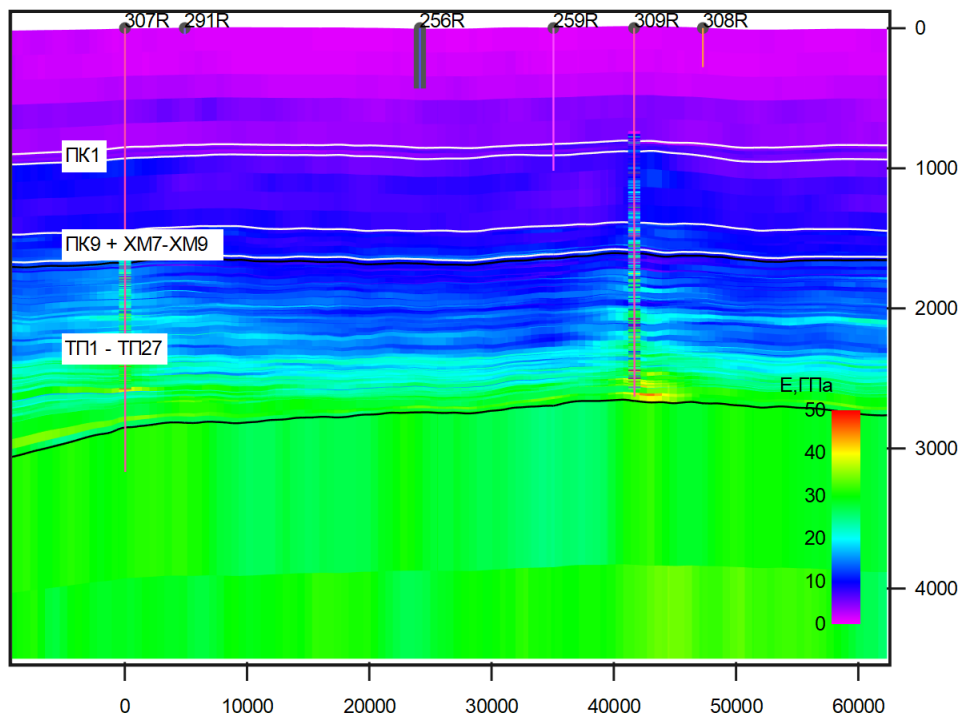


Рис. 4. Распределение модуля упругости (в ГПа) в разрезе по скважинам

Каркас геолого-геомеханической модели базировался на предоставленной геологической модели, в которой представлено, в общей сложности, 94 горизонта по 34 пластам.

Детальное воссоздание всех геологических пропластков потребует создания конечно-элементной сетки размеров в несколько миллионов ячеек, что может привести к усложнению процесса расчета и увеличению времени, необходимого для проведения расчетов НДС в любом программном обеспечении.

Помимо этого, из-за неопределенности в контактах пород, ограниченности охвата массива исследованиями ГИС существенное измельчение сетки не приводит к повышению точности расчета.

В связи с этим при разработке геолого-геомеханической модели были учтены только основные элементы геологического разреза, и основное внимание было уделено продуктивным пропласткам залежей и толще пород, окружающих данные пропластки, для более точного моделирования напряженно-деформированного состояния горных пород вокруг них.

Разработанная геолого-геомеханическая модель имеет размеры в плане $90 \times 75 \times 4,5$ км, состоит из 2,0 млн элементов и решалась в ПО ISAMGEO. Решение задачи с учетом изменения порового давления и использованием пластической модели деформирования материала является ресурсоемким и требует больших временных затрат, в связи с чем расчеты выполнялись на высокопроизводительном вычислительном кластере ПНИПУ. Характеристики каждого из узлов кластера следующие — процессор Intel® Xeon® CPU E5-2680, объем оперативной памяти 128 GB.

Для оценки вероятных оседаний необходима пара расчетов: первый для определения исходного напряженно-деформированного состояния (НДС) и второй для определения НДС на интересующую нас дату. Вычитая деформации, полученные во втором расчете, из деформаций первого, получим величины деформаций, вызванных непосредственно разработкой месторождения. По запросу ПНИПУ сотрудниками ООО «Арктик СПГ 2» были предоставлены кубы пластовых давлений по продуктивным объектам на 2019, 2025, 2035, 2045, 2055, 2060, 2064 годы. Для проведения расчетов все кубы давлений, взятые из гидродинамической модели, экспортировались в сетку геомеханической модели, взвешивая параметр по объему из-за неоднородности сетки гидродинамической модели по глубине.

Обсуждение результатов

С целью проверки корректности передачи параметров, а также оценки корректности численного расчета производился, по аналитической модели одномерного уплотнения (рис. 5), расчет для столбца элементов в районе скв. 309. Из рисунка следует, что аналитические расчеты с использованием исходных данных как из геомеханической, так и гидродинамической модели в целом совпадают, хотя и имеют некоторые расхождения. Численный расчет дает меньшие величины оседаний, что и должно наблюдаться из-за так называемого арочного эффекта — когда породы

вмещающей толщ не позволяют проявиться полным деформациям на земной поверхности, и наблюдается эффект затухания.

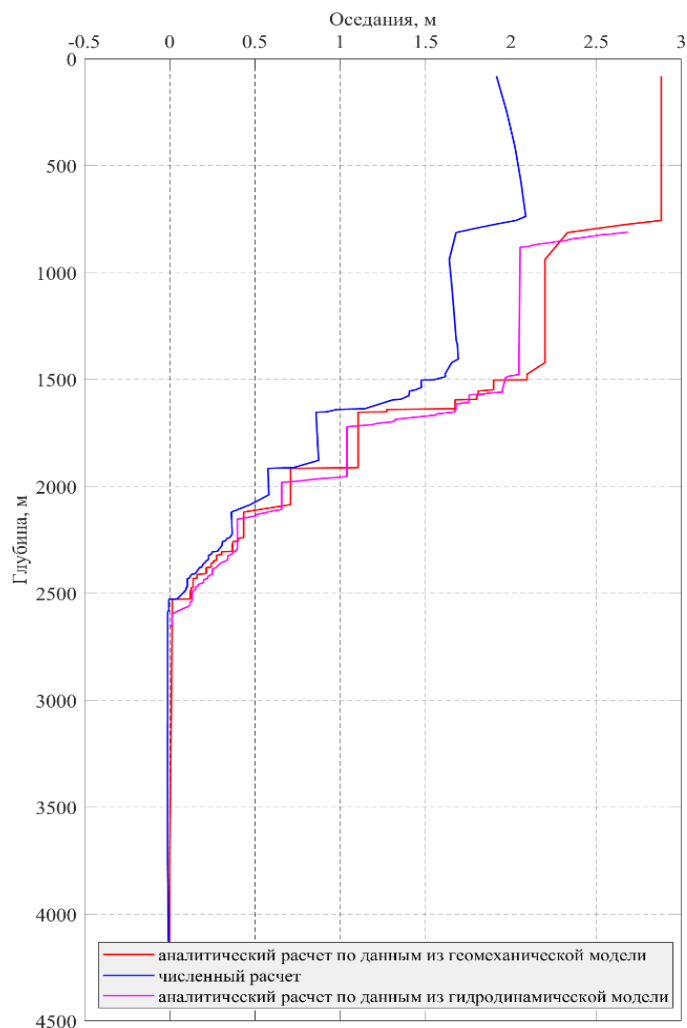


Рис. 5. Результаты расчета оседаний по одномерной модели

Таким образом, по результатам расчетов на 2064 год, то есть при полной отработке запасов месторождения, получены оседания до 2 м в районе скв. 309 (рис. 6, 7).

Отметим, что сравнение результатов прогнозных оседаний земной поверхности с использованием шатровой модели с существующим аналитическим методом, представленным в работах Ю. О. Кузьмина [17] и рекомендуемым автором для экспресс-оценки формирования возможных просадок территории, показало более низкие величины оседаний. Как отмечает Кузьмин, все формулы, предлагающие экстремальные аналитические оценки просадок земной поверхности, получены в приближении невесомой среды [18, 19]. Учет эффекта веса вышележащей толщ приводит

к необходимости численного моделирования, а разница между такими расчетами может быть в пределах 15–20 %. Однако детальный учет распределения физико-механических свойств продуктивного объекта, представленный в данной работе, позволяет не только более точно прогнозировать деформации горного массива и земной поверхности, но и величину уплотнения продуктивного объекта по разным сечениям, что может более обоснованно объяснить вопросы, связанные со снижением продуктивности скважин.

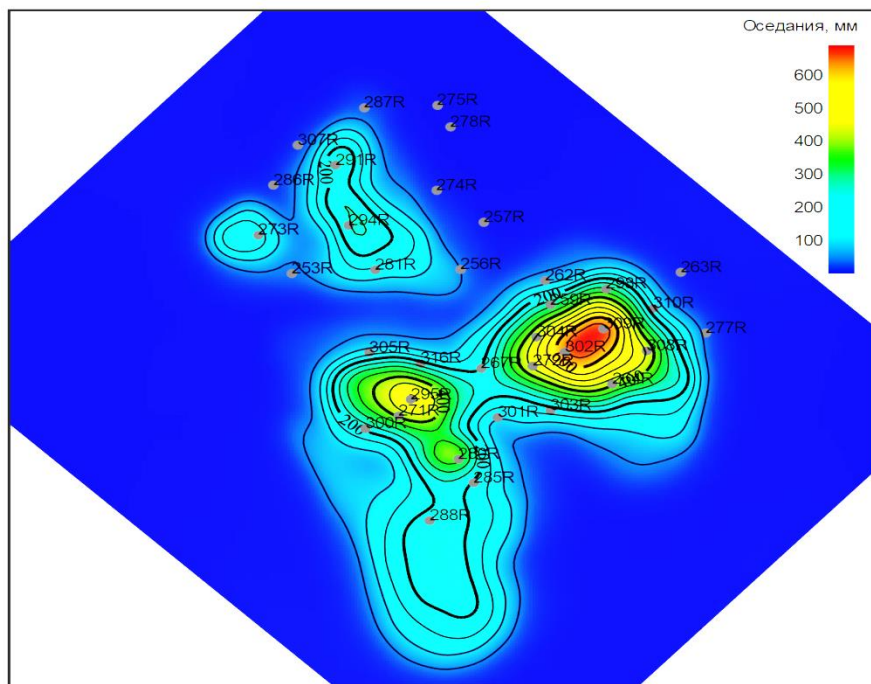


Рис. 6. Оседания на земной поверхности на 2035 год

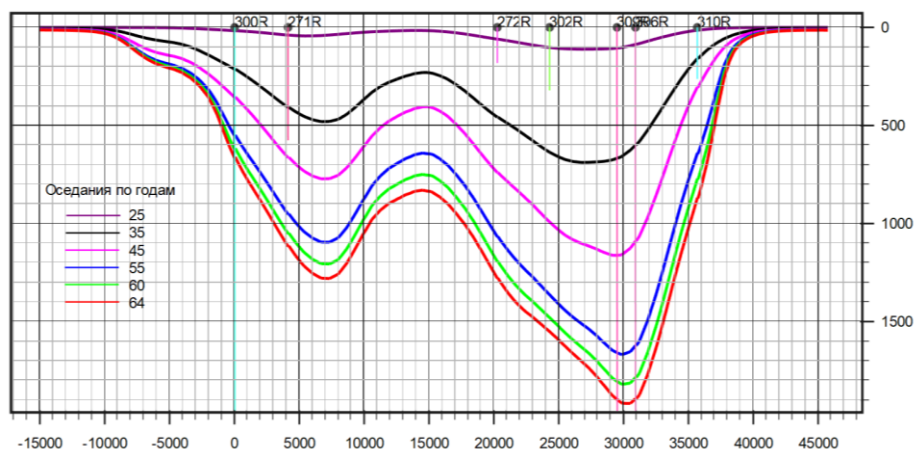


Рис. 7. Графики оседаний земной поверхности по линии скважин 300–310

Полученные прогнозные значения оседаний для Салмановского (Утреннего) месторождения являются значительными величинами.

Эти величины оседаний могут привести к следующим негативным последствиям:

- Подтопление территории грунтовыми водами, в связи с чем в проектах на строительство было рекомендовано предусмотреть более высокие отсыпки песка.

- Возникновение концентрированных горизонтальных деформаций земной поверхности на контактах блоковых структур, которые могут привести как к деформациям объектов обустройства месторождения, так и к деформациям объектов сбора и транспортировки газа и конденсата. Спрогнозировать место и время возникновения таких деформаций практически невозможно: они могут быть выявлены только периодическими инструментальными наблюдениями по реперам профильных линий.

- Горизонтальные деформации земной поверхности при разработке Салмановского (Утреннего) месторождения могут быть близки к допустимым деформациям для объектов инфраструктуры и газопроводов месторождения и со временем могут привести к нарушению их нормальной эксплуатации [8] (Правила охраны..., 1998). Все это указывает на необходимость создания мониторинга деформационных процессов территории всего месторождения и геотехнического мониторинга объектов инфраструктуры.

- Величины уплотнения продуктивных объектов окажутся существенно выше, чем величины оседаний поверхности. В статье не рассмотрен вопрос о влиянии полученных величин оседаний и горизонтальных сдвижений на устойчивость конструктивных элементов нефтяных скважин и снижение продуктивности скважин вследствие уплотнения продуктивного объекта и соответствующего снижения пористости и проницаемости. Этот вопрос остается открытым и требует серьезных и обстоятельных исследований, поскольку перечисленные негативные геомеханические явления могут существенно сказаться на эффективности отработки месторождения в целом.

Выводы

Поиск новых подходов по геомеханическому моделированию напряженно-деформированного состояния коллекторов остается актуальной задачей при проектировании и сопровождении разработки месторождений углеводородов. Наиболее объективные результаты можно получить, используя численное моделирование трехмерных геолого-геомеханических моделей продуктивных объектов, в основе которых лежат керновые испытания, обработка данных сейсмике 3D и результатов ГИС скважин. Однако такие модели весьма трудоемки и требуют расширенного параметрического обеспечения.

Представленное в рамках статьи решение является, в определенной степени, упрощением описанного выше подхода. Для распространения геомеханических свойств в продуктивном объекте использованы керновые испытания и результаты ГИС скважин. Полученные результаты вполне удовлетворяют требованиям практики оценки величин деформаций земной поверхности и необходимости или отсутствия необходимости создания системы мониторинга развивающихся деформаций.

Список источников

1. Кашников, Ю. А. Механика горных пород при разработке месторождений углеводородного сырья: монография / Ю. А. Кашников, С. Г. Ашихмин. – Москва : Горная книга, 2019. – 496 с. – Текст : непосредственный.
2. Petroleum Related Rock Mechanics. 2nd Edition Edition / E. Fiaer, R. M. Holt, P. Horsrud [et al.]. Developments in petroleum science. – Vol. 53. – 2008. – Text : direct.
3. Charlez P. A. Rock Mechanics / F. P. Charlez. – Vol. 2. Petroleum Applications. – 1997. – Text : direct.
4. Boade R. R. Forecasting of Ekofisk Reservoir Compaction and Subsidence by Numerical Simulation / R. R. Boade, L.Y. Chin, W. T. Siemers. – Text : direct. – DOI 10.2118/17855-PA // Journal of Petroleum technology. – 1989. – Vol. 41, Issue 7. – P. 723–728. – SPE-17855-PA.
5. Numerical simulation of Ekofisk reservoir compaction and subsidence: Treating the mechanical behavior of the overburden and reservoir / L. Y. Chin, R. R. Boade, N. B. Nagel, G. H. Landa. – Text : direct // SPE/ISRM Rock Mechanics in Petroleum Engineering. – SPE, 1994. – P. SPE-28128-MS.
6. Plischke, E. Review of Subsidence Modelling in the Adriatic Basin on the Basis of Seven Selected Fields / E. Plischke // ISAMGEO Engineering GmbH. – 1998. – Text : direct.
7. Mathematical Simulation of the Subsidence of Ravenna / G. Gambolati, G. Ricceri, W. Bertoni [et al.]. – DOI 10.1029/91WR01567. – Text : direct // Water Resources Research. – 1991. – Vol. 27, Issue 11. – P. 2899–2918.
8. Pande, G. N. On Joint/Interface Elements and Associated Numerical ill-conditioning, conditioning / G. N. Pande, K. G. Sharma. – DOI 10.1002/nag.1610030308. – Text : direct // International Journal for Numerical and Analytical Methods in Geomechanics. – 1979. – Vol. 3, Issue 3. – P. 293–300.
9. Zienkiewicz, O. C. Some useful forms of isotropic yield surfaces for soil and rock mechanics / O. C. Zienkiewicz. – Text : direct // Finite Elements in Geomechanics edited by Gudehus, G. – 1977. – С. 179–190.
10. Zoback, M. D. Reservoir Geomechanics / M. D. Zoback. – Cambridge. University Press. – 2007. – P. 449. – Text : direct.
11. Геолого-геомеханическая модель Астраханского газоконденсатного месторождения / Ю. А. Кашников, С. В. Гладышев, Д. В. Шустов [и др.]. – Текст : непосредственный // Газовая промышленность. – 2012. – № 3. – С. 29–33.
12. Sone, H. Mechanical properties of shale-gas reservoir rocks - Part 2: Ductile creep, brittle strength, and their relation to the elastic modulus/ H. Sone, M. D. Zoback. – DOI 10.1190/geo2013-0051.1. – Text : direct // Geophysics. 2013. – Vol. 78, Issue 5. – P. D393–D402.

13. 3D geological geomechanical reservoir modeling for the purposes of oil and gas field development optimization / D. V. Shustov, Yu. A. Kashnikov, S. G. Ashikhmin, A. E. Kukhtinskiy. – Text : direct // EUROCK 2018: Geomechanics And Geodynamics Of Rock Masses. – 2018. – Vol. 2. – P. 1425–1430.
14. ASTM D7012-14 Standard test method for compressive strength and elastic moduli of intact rock core specimens under varying states of stress and temperatures. – 2017. – DOI: 10.1520/D7012-14. – Text : direct
15. Fjaer, E. Static and dynamic moduli of a weak sandstone / E. Fjaer. – DOI 10.1190/1.3052113. – Text : direct // Geophysics. – 2009. – Vol. 74, Issue 2. – P. 1MA-Z35.
16. Добрынин, В. М. Деформации и изменения физических свойств коллекторов нефти и газа / В. М. Добрынин. – Москва : Недра, 1970. – 239 с. – Текст : непосредственный.
17. Кузьмин, Ю. О. Еще раз об оценке оседания дна акватории в случае разработки сеноманской залежи одного газового месторождения / Ю. О. Кузьмин. – Текст : непосредственный // Маркшейдерский вестник. – 2010. – № 1(75). – С. 53–60.
18. Мазницкий, А. С., Влияние параметров упругости пород на уплотнение коллектора и оседание земной поверхности при разработке нефтяных месторождений / А. С. Мазницкий, Л. М. Середницкий. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 1991. – № 6. – С. 14–16.
19. Geertsma, J. A. Basic Theory of Subsidence Due to Reservoir Compaction : The Homogeneous Case / J. A. Geertsma. – Text : direct // Verh. KKL. Nederl. Geol. Mijnbouwkd. GENOOTSCH.; NEDERL. – 1973. – Vol. 23. – P. 43–62.

References

1. Kashnikov, Yu. A., & Ashikhmin, S. G. (2019). *Mekhanika gornyh porod pri razrabotke mestorozhdenij uglevodorodnogo syr'ya*. Moscow. Gornaya Kniga Publ., 496 p. (In Russian).
2. Fjaer, E., Holt, R. M., Horsrud, P. Raaen, A. M., & Risnes, R. (2008). *Petroleum Related Rock Mechanics*. 2nd Edition Edition. Developments in petroleum science, 53. (In English).
3. Charlez, P. A. (1997). *Rock Mechanics*. Volume 2. Petroleum applications. (In English).
4. Boade, R. R., Chin, L. Y., & Siemers, W. T. (1989). Forecasting of Ekofisk Reservoir Compaction and Subsidence by Numerical Simulation. *Journal of Petroleum technology*, 41 (7), pp. 723–728. SPE-17855-PA. (In English). DOI: 10.2118/17855-PA.
5. Chin, L. Y., Boade, R. R., Nagel, N. B., & Landa, G. H. (1994). Numerical simulation of Ekofisk reservoir compaction and subsidence: Treating the mechanical behavior of the overburden and reservoir. In *SPE/ISRM Rock Mechanics in Petroleum Engineering* (pp. SPE-28128). SPE. (In English).
6. Plischke, E. (1998). Review of Subsidence Modelling in the Adriatic Basin on the Basis of Seven Selected Fields. ISAMGEO Engineering GmbH. (In English).
7. Gambolati, G., Ricceri, G., Bertoni, W., Brighenti, G., & Vuillermin, E. (1991). Mathematical simulation of the subsidence of Ravenna. *Water Resources Research*, 27(11), pp. 2899-2918. (In English). DOI: 10.1029/91WR01567

8. Pande, G. N., & Sharma, K. G. (1979). On joint/interface elements and associated problems of numerical ill-conditioning. *International Journal for Numerical and Analytical Methods in Geomechanics*, 3(3), pp. 293-300. (In English). DOI 10.1002/nag.1610030308
9. Zienkiewicz, O. C. (1977). Some useful forms of isotropic yield surface for soil and rock mechanics. *Finite Elements in Geomechanics* edited by Gudehus, G., pp. 179-190. (In English).
10. Zoback, M. D. (2007). *Reservoir Geomechanics*. Cambridge. University Press. P. 449. (In English).
11. Kashnikov, Yu. A., Gladyshev, S. V., Shustov, D. V., Yakimov, S. Yu., Komarov, A. Yu., & Tinakin, O. V. (2012). Geologo-geomekhanicheskaya model' Astrahanskogo gazokondensatnogo mestorozhdeniya. *Gazovaya promyshlennost'*, (3), pp. 29-33. (In English).
12. Sone, H., & Zoback, M. D. (2013). Mechanical properties of shale-gas reservoir rocks - Part 2: Ductile creep, brittle strength, and their relation to the elastic modulus. *Geophysics*, 78(5), pp. D393-D402. (In English). DOI: 10.1190/geo2013-0051.1
13. Shustov, D.V., Kashnikov, Yu. A., Ashikhmin, S. G. & Kukhtinskiy, A. E. (2018). 3D geological geomechanical reservoir modeling for the purposes of oil and gas field development optimization // *EUROCK 2018: Geomechanics And Geodynamics Of Rock Masses*, (2). pp. 1425–1430. (In English).
14. ASTM D7012-14 Standard test method for compressive strength and elastic moduli of intact rock core specimens under varying states of stress and temperatures (2017). (In English). DOI: 10.1520/D7012-14.
15. Fjær, E. (2009). Static and dynamic moduli of a weak sandstone. *Geophysics*, 74(2), pp. 1MA-Z35. (In English). DOI: 10.1190/1.3052113.
16. Dobrynin, V. M. (1970). *Deformations and Changes in the Physical Properties of Oil and Gas Reservoirs*. Moscow, Nedra Publ., 239 p. (In Russian).
17. Kuzmin, Yu. O. (2010). Once Again on the Assessment of Seafloor Subsidence in the Case of Development of the Cenomanian Deposit of a Gas Field // *Mine surveying bulletin*, 1(75), pp. 53-60. (In Russian).
18. Maznitsky, A. S., & Serednitsky, L. M. (1991). The Impact of Rock Elastic Parameters on Reservoir Compaction and Ground Surface Subsidence during the Development of Oil Fields. *Oil Industry*, (6), pp. 14-16. (In Russian).
19. Geertsma, J. A. (1973). *Basic Theory of Subsidence Due to Reservoir Compaction : The Homogeneous Case*. *Verh. KKL. Nederl. Geol. Mijnbouwk. GENOOTSCH.; NEDERL*, (23), pp. 43–62. (In English).

Информация об авторах / Information about the authors

Кашников Юрий Александрович, доктор технических наук, профессор, заведующий кафедрой маркишейдерского дела, геодезии и геоинформационных систем, Пермский национальный исследовательский политехнический университет, г. Пермь, ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-6168-7251>

Yuri A. Kashnikov, Doctor of Engineering, Professor, Head of the Department of Mine Surveying, Geodesy, and Geoinformation Systems, Perm National Research Polytechnic University, ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-6168-7251>

Шустов Денис Владимирович, кандидат технических наук, доцент, ведущий научный сотрудник, Пермский национальный исследовательский политехнический университет, г. Пермь, ORCID:<https://orcid.org/0000-0002-8404-7935>

Богданец Евгений Сергеевич, старший преподаватель, ведущий инженер», Пермский национальный исследовательский политехнический университет, г. Пермь

Ашихмин Сергей Геннадьевич, доктор технических наук, профессор кафедры маркшейдерского дела, геодезии и геоинформационных систем, Пермский национальный политехнический университет, г. Пермь, ORCID:<https://orcid.org/0000-0001-7850-3415>

Denis V. Shustov, Candidate of Engineering, Associate Professor, Leading Researcher, Perm National Research Polytechnic University, ORCID:<https://orcid.org/0000-0002-8404-7935>

Evgeny S. Bogdanets, Senior Lecturer, Leading Engineer, Perm National Research Polytechnic University

Sergey G. Ashikhmin, Doctor of Engineering, Professor of the Department of Mine Surveying, Geodesy, and Geoinformation Systems, Perm National Research Polytechnic University, ORCID:<https://orcid.org/0000-0001-7850-3415>

Статья поступила в редакцию 12.01.2025; одобрена после рецензирования 11.02.2025; принята к публикации 24.02.2025.

The article was submitted 12.01.2025; approved after reviewing 11.02.2025; accepted for publication 24.02.2025.