DOI: https://doi.org/10.25689/NP.2022.4.208-222

EDN FFSXHY

УДК 622.276

Геомеханическое моделирование для оценки влияния разработки слабосцементированных коллекторов

[1]Павлов В.А., [1]Павлюков Н.А., [1]Субботин М.Д., [1]Хакимов А.А.,

[2]Ягудин Р.А., [2]Александров А.А., [2]Головизнин А.Ю.

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

[2]ООО «Харампурнефтегаз», Тюмень, Россия

Geomechanical modeling to assess the development impact of poorly consolidated reservoirs

[1]V.A. Pavlov, [1]N.A. Pavlyukov, [1]M.D. Subbotin, [1]A.A. Khakimov,

[2]R.A. Yagudin, [2]A.A. Aleksandrov, [2]A.Yu. Goloviznin

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

[2]LLC «Kharampurneftegas», Tyumen, Russia

E-mail: vapavlov4@tnnc.rosneft.ru

Аннотация. В работе представлены подходы и методы, позволяющие минимизировать риски разработки газовых слабосцементированных пластов в условиях интенсивной добычи и высокой вероятности обводнения скважин. На основе численных расчетов при построении 4D связанной гидродинамико-геомеханической модели с учетом специализированных исследований керна с различным насыщением образцов выполнен учет эффекта разупрочнения слабосцементированных пород при смене насыщения с газа на воду и последующим разрушением, вызывающим увеличение проницаемости коллектора. На основе полученных обновленных кубов проницаемости проведена оценка изменения интенсивности обводнения газовых скважин и влияния на разрушение коллектора. Полученные результаты позволяют осуществлять анализ и прогноз показателей добычи, а также при необходимости выполнить оптимизацию для работы скважин.

Ключевые слова: *лабораторные исследования при различном насыщении, упруго-прочностные свойства, связанное 4D гидродинамико-геомеханическое моделирование, оценка геомеханических эффектов, эксплуатация скважин*

© Павлов В.А., Павлюков Н.А., Субботин М.Д., Хакимов А.А., Ягудин Р.А., Александров А.А., Головизнин А.Ю., 2022

Для цитирования: Павлов В.А., Павлюков Н.А., Субботин М.Д., Хакимов А.А., Ягудин Р.А., Александров А.А., Головизнин А.Ю. Геомеханическое моделирование для оценки влияния разработки слабосцементированных коллекторов//Нефтяная провинция.-2022.-№4(32).-С.208-222. - DOI https://doi.org/10.25689/np.2022.4.208-222. - EDN FFSXHY

Abstract. The paper presents approaches and methods that allow minimizing the risks of developing gas poorly consolidated reservoirs under conditions of intensive production and a high probability of well watering. On the basis of numerical calculations in the creation of a 4D coupled hydrodynamic-geomechanical model, taking into account specialized studies of core samples with different sample saturations, the effect of weakening of poorly consolidated rocks during a change in saturation from gas to water and subsequent destruction, which causes an increase in reservoir permeability, was taken into account. Based on the obtained updated permeability cubes, an assessment was made of changes in the intensity of watering of gas wells and the impact on the destruction of the reservoir. The results obtained make it possible to analyze and predict production, as well as, if necessary, perform optimization for wells operation.

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

For citation: V.A. Pavlov, N.A. Pavlyukov, M.D. Subbotin, A.A. Hakimov, R.A. Yagudin, A.A. Aleksandrov, A.Yu. Goloviznin Geomekhanicheskoye modelirovaniye dlya otsenki vliyaniya razrabotki slabostsementirovannykh kollektorov [Geomechanical modeling to assess the development impact of poorly consolidated reservoirs]. Neftyanaya Provintsiya, No. 4(32), 2022. pp. 208-222. DOI https://doi.org/10.25689/NP.2022.4.208-222. EDN FFSXHY (in Russian)

Введение

В настоящее время к одной из стратегических целей ПАО «НК «Роснефть» относится своевременный ввод крупных проектов, подкрепленных эффективными технологическими решениями при планировании разработки новых активов.

Для достижения поставленных целей необходимо учитывать возможные риски, связанные со строительством скважин и их эксплуатацией, в том числе с различными негативными геомеханическими эффектами, возникающими при разработке месторождений.

Целью данной работы является представление методов и подходов, позволяющих минимизировать риски разработки газовых слабосцементированных пластов в условиях интенсивной добычи и высокой вероятности обводнения скважин.

На основе геологической и 1D-геомеханических моделей, рассчитанных на опорных вертикальных скважинах по данным акустического широкополосного каротажа (АКШ), результатов AVO-инверсии из 3D сейсморазведки, расширенных результатов тестирования керна при различных насыщениях выполнено построение 4D связанной гидродинамико-геомеханической модели. Реализовано численное моделирование с учетом эффекта снижения прочности слабосцементированных пород при смене насыщения с газа на воду и последующим разрушением, вызывающим увеличение проницаемости. Проведен анализ многовариантных расчётов влияния разрушения коллектора на изменение проницаемости коллектора. На основе полученных обновленных кубов проницаемости проведена оценка изменения интенсивности обводнения газовых скважин и влияния на интенсивность пескопроявлений.

К основным эффектам относятся: вынос механических примесей, изменение фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) при добыче, нарушение целостности пласта-коллектора, а также систем заканчивания скважин.

Для газовых месторождений, в условиях слабоконсолидированных коллекторов, ввиду отсутствия систем поддержания пластового давления (ППД) подобные эффекты наиболее ощутимы и проявляются гораздо раньше, чем у нефтяных. Постепенный подход воды (при наличии ГВК) сопровождается ослаблением породы и увеличением выноса частиц [1]. Также важно отметить, что вынос частиц не обязательно будет приводить к их появлению на поверхности, а ввиду наличия фильтров может вызывать возникновение скин-эффекта и снижение продуктивности. Необходим учет изменений упруго-прочностных свойств от насыщения, в результате чего происходит разрушение пород, которое, в свою очередь, ведет к изменению общей и фазовой проницаемости и, соответственно, к изменению характера добычи по скважинам.

В этой связи рассмотрены возможные схемы внедрения результатов геомеханического моделирования для последующего снижения неопреде-

ленностей при эксплуатации скважин, а также, минимизации вышеперечисленных эффектов.

Методы исследования

Основной теоретической предпосылкой служит график поведения частиц при упругом нагружении и при разрушении и соответствующее изменение проницаемости (Рис. 1) [2]. На графике видно, что критерий Кулона-Мора, иллюстрирующий сдвиговое разрушение породы (зеленая линия), характеризуется прямой линией. При этом критерии Cap-Model (черные линии), характерные для высокопроницаемых слабосцементированных горных пород, имеют эллипсообразную форму и отходят от критерия Кулона-Мора вниз к оси Ox. Одним из факторов, оказывающих влияние на изменение характера критерия Кулона-Мора является изменение насыщения породы. При этом на рис. 1 видно, что в случае разрушения по критерию Cap-Model (схлопывание пор) происходит снижение проницаемости породы (как правило, в области интенсивного снижения давления, околоскважинном пространстве), которое ведет к увеличению скин-фактора. В случае же разрушения породы по критерию Кулона-Мора (сдвиговое разрушение) происходит увеличение проницаемости. Влияние изменения насыщенности породы на изменение характера критериев Кулона-Мора и Cap-Model отображено на рис. 2. При насыщении водой происходит снижение угла внутреннего трения и прочности породы. В результате начальный критерий Кулона-Мора (черная линия) снижается и происходит сдвижка критерия Cap-Model влево, что ведет к уменьшению стабильной области [3]. Следует отметить, что лабораторные тесты по исследованиям изменения упруго-прочностных свойств от насыщения для пласта ПК1 Х месторождения демонстрируют снижение прочности в два и более раз [4]. Снижение прочности породы при переходе от естественного насыщения образцов (газом) к насыщению водой является одной из главных предпосылок для проведения моделирования.

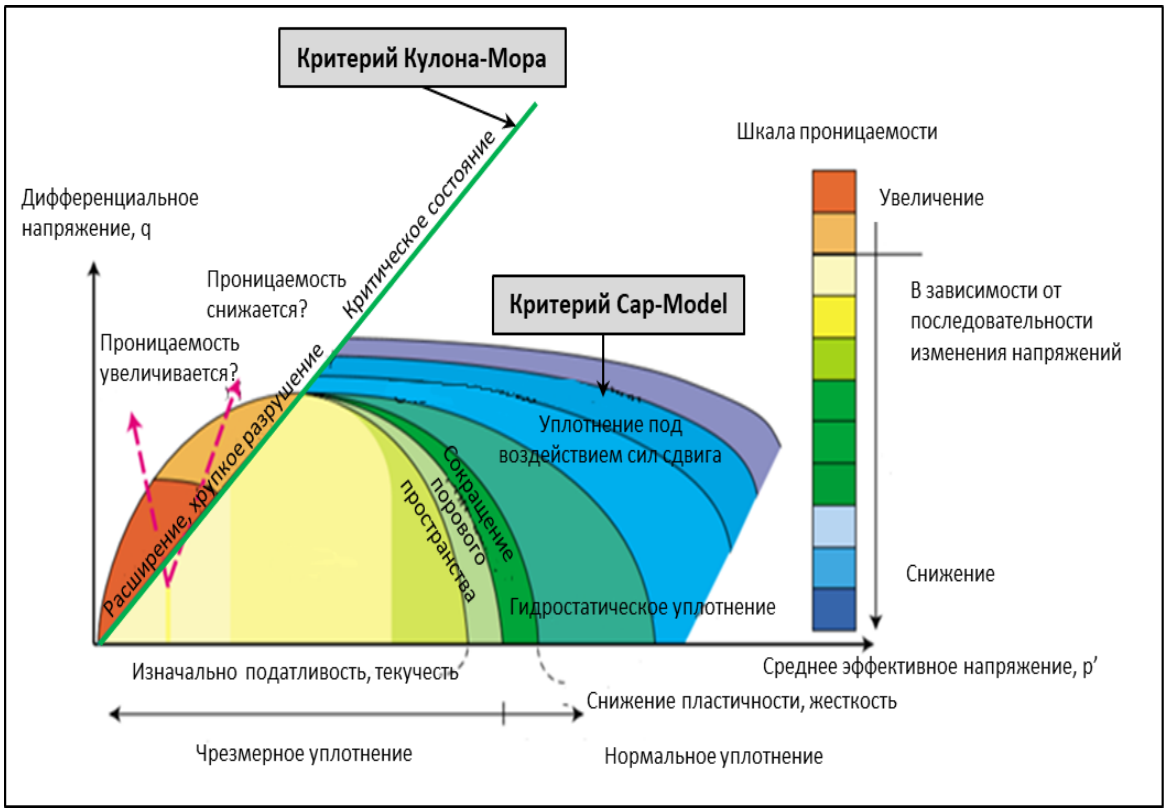


Рис. 1. Критерии разрушения породы в осях среднее эффективное напряжение – дифференциальное напряжение и возникающие при разрушении изменения проницаемости

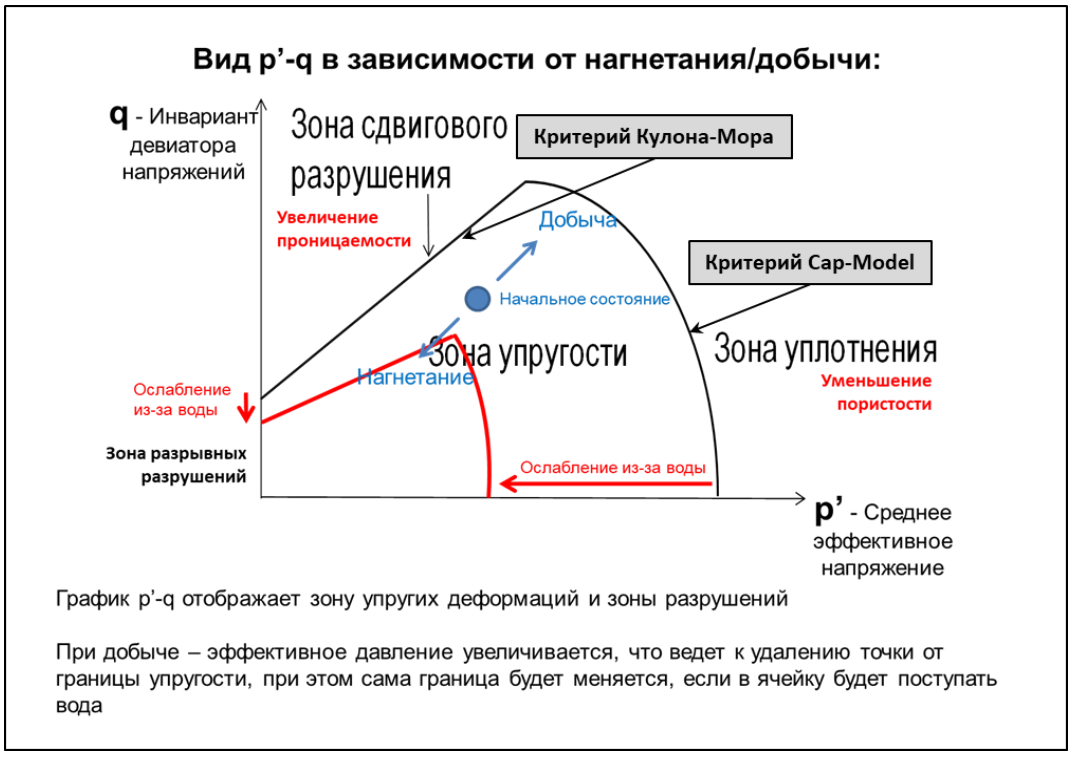
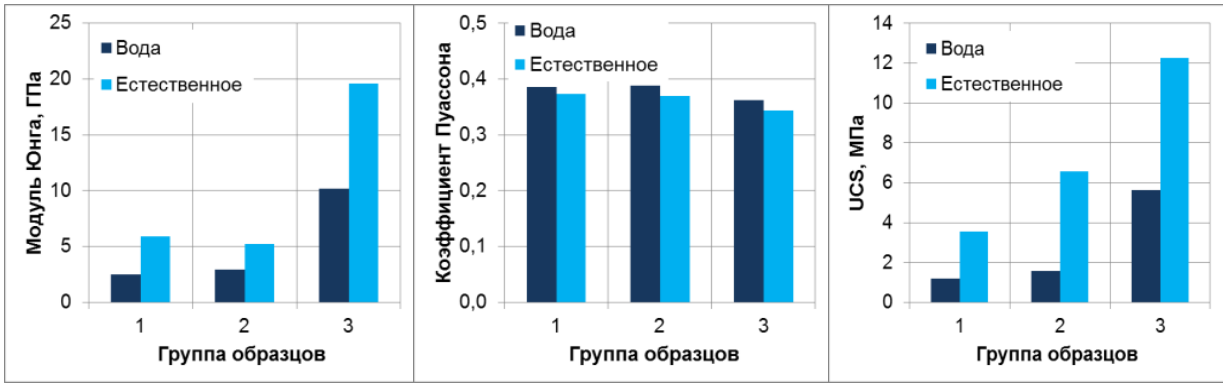


Рис. 2. Изменение критериев Кулона-Мора и Cap-Model при изменении насыщения

В скважинах месторождения X, кроме стандартных исследований керна на механические свойства выполнены специализированные исследования: тестирование для оценки влияния различного насыщения на упруго-прочностные свойства горных пород (Рис. 3) [5].



а) б) в)

Рис. 3. Зависимость деформационно-прочностных свойств при одноосном сжатии на скважине № 2: а) – модуль Юнга; б) – коэффициент Пуассона; в) – предел прочности

Такие исследования необходимы для определения изменений от проникновения БР и оценки ослабления свойств при миграции газо-водяного контакта (ГВК). При насыщении образца пластовой водой, предел прочности на одноосное сжатие может снижаться в 2-4 раза по сравнению с естественным насыщением образца (например, в результате подхода воронки ГВК). Более подробно результаты данных исследований представлены в статье [4].

Для использования данных гидродинамической модели при геомеханическом моделировании в рамках стандартного графа работ (Рис. 4), геомеханическая модель была надстроена до поверхности земли (с использованием поверхностей рельефа, кровли и подошвы дополнительных пластов выше) и плоского горизонта на удалении от подошвы продуктивного пласта вниз. Также модель увеличена на краях для снижения граничных эффектов внутри интервала интереса. Итоговая сетка геомеханической модели представлена на рис. 5.

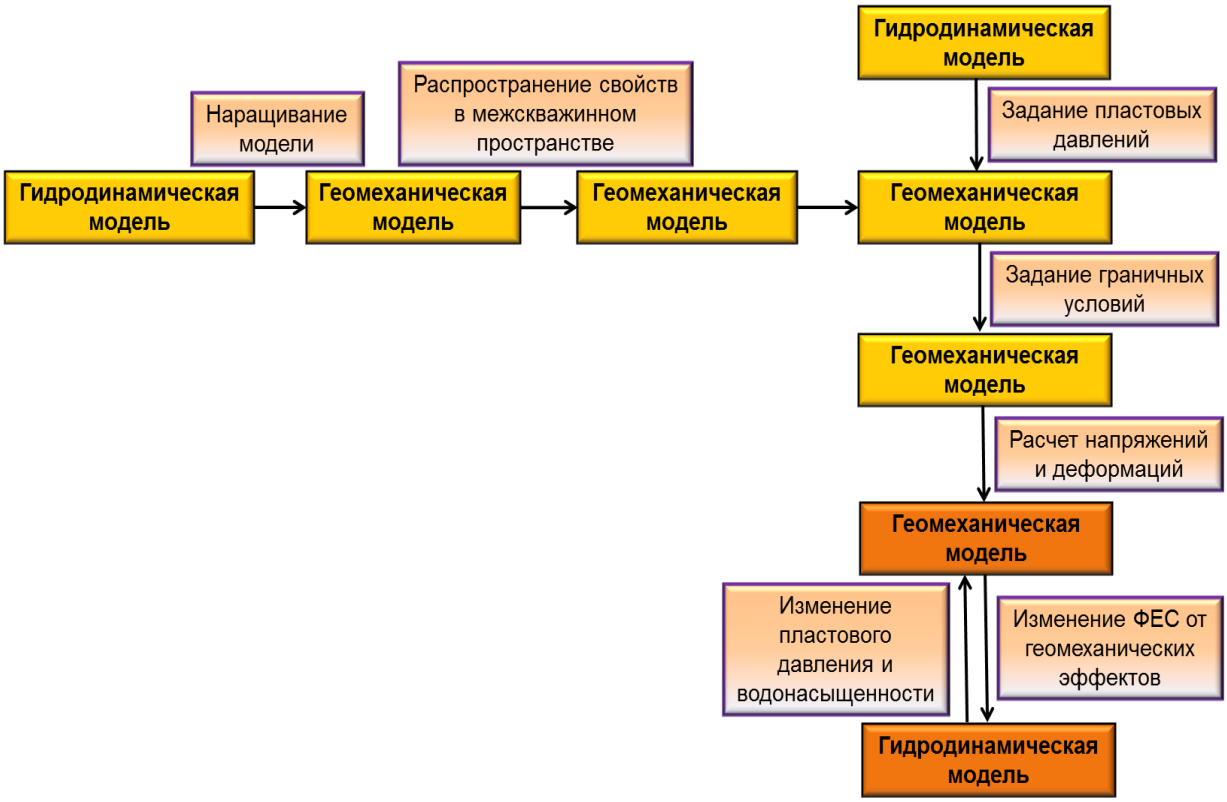


Рис. 4. Граф построения 3D/4D геомеханической модели

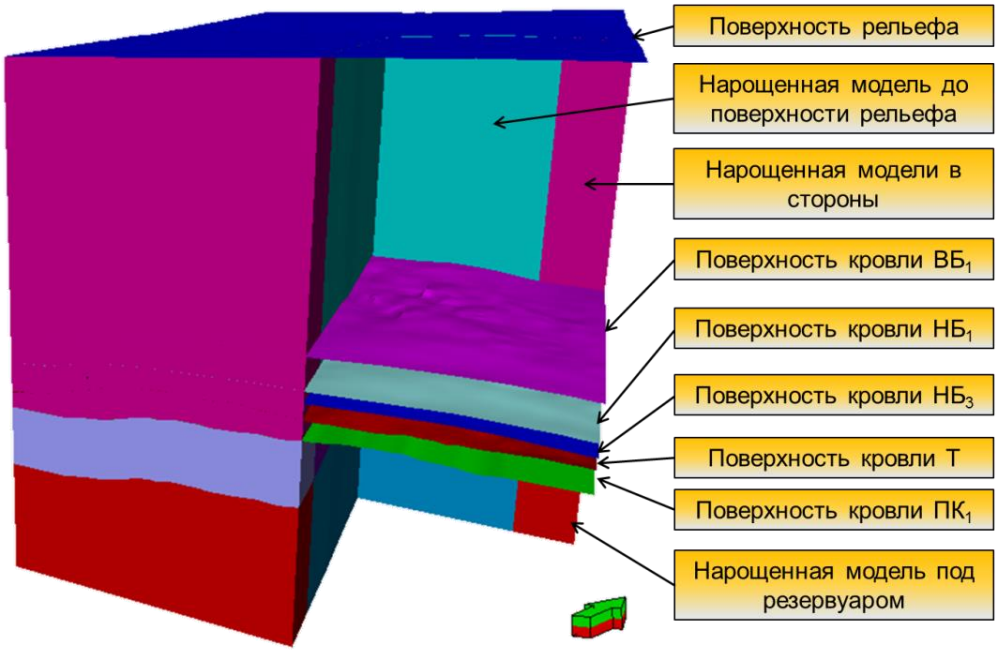


Рис. 5. Сетка геомеханической модели

Построение связанной гидродинамико-геомеханической модели является сложным численным расчетом, требующим связки гидродинамической и геомеханической модели с постоянной передачей результатов мо-

делирования из одного ПО в другое. Основными предпосылками для проведения такого моделирования служит наличие данных по месторождениям аналогам о неравномерном поднятии ГВК к газовым скважинам и последующем интенсивном обводнении [6].

Совмещенное (гидродинамико-геомеханическое) моделирование заключается в моделировании процесса разработки залежи как с позиции фильтрационного (гидродинамического) моделирования, так и с позиции расчета напряженно-деформированного состояния горной породы. Для выполнения совмещенного моделирования на полномасштабной и секторных моделях необходимо использование двух расчетных симуляторов – гидродинамического и геомеханического. Решение задач гидродинамики в математической постановке сводятся к краевым задачам для уравнения диффузии, в решении которых наибольшее распространение получил метод конечных разностей. Касательно моделирования геомеханических процессов, решения сводятся к задачам механики сплошной среды, для решения которых, чаще всего, используется метод конечных элементов. Здесь следует подчеркнуть наличие в индустрии целого ряда симуляторов для проведения геомеханического моделирования, при этом стоит отметить, что помимо симулятора (расчетчика) позволяющего выполнять сами вычисления, необходимо наличие предпроцессора, позволяющего использовать имеющиеся данные геологического моделирования, данные ГИС и данные сейсмической инверсии.

Основной отличительной чертой двунаправленного связанного геомеханического моделирования на месторождении Х (как и в [7]) является использование в связке дополнительного шага, изображенного на рис. 6. Данный шаг позволяет на каждом этапе учитывать изменения упругопрочностных свойств горных пород под влиянием изменения напряжений и насыщенности массива горных пород различными флюидами. При этом, как показали проведенные исследования, прочность на одноосное сжатие в

условиях пород месторождения X имеет значительную зависимость от насыщаемого флюида.

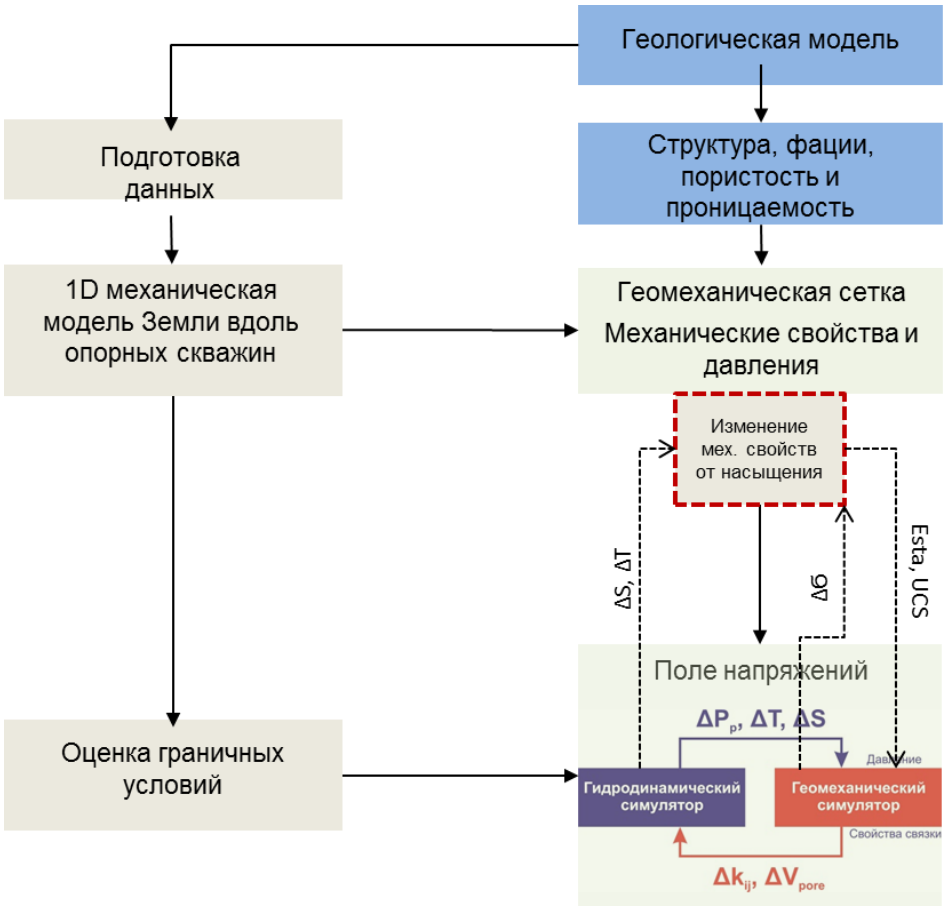


Рис. 6. Граф построения 3D геомеханической модели с учетом моделирования слабосцементированных коллекторов месторождения X

Результаты

Ниже показано сравнение результатов моделирования по скважинам и по месторождению с учетом гидродинамической модели и связки гидродинамико-геомеханического моделирования (см. рис. 12). Отмечается схожий объем добычи газа при большем объеме накопленной добычи воды и чуть ранний ее приход на 15 год разработки месторождения при использовании связки геомеханика и гидродинамика по сравнению с результатами только гидродинамики (приход воды отмечается на 17 год).

Анализ интенсивности поступления воды из ГВК к кусту на примере Куста №1 (Рис. 7) показывает, что на начало разработки отличия между

гидродинамической моделью и связанной моделью отсутствуют, также отсутствуют значимые изменения на 15 год (Рис. 8). Начиная с 20 года, отмечается более интенсивный прорыв воды по связанной модели (Рис. 9). К 25 году становится более явным прорыв (Рис. 10). На 30 год отмечается интенсивное обводнение всех скважин в связанной модели, при этом в гидродинамической модели обводнение скважин отсутствует (Рис. 11).

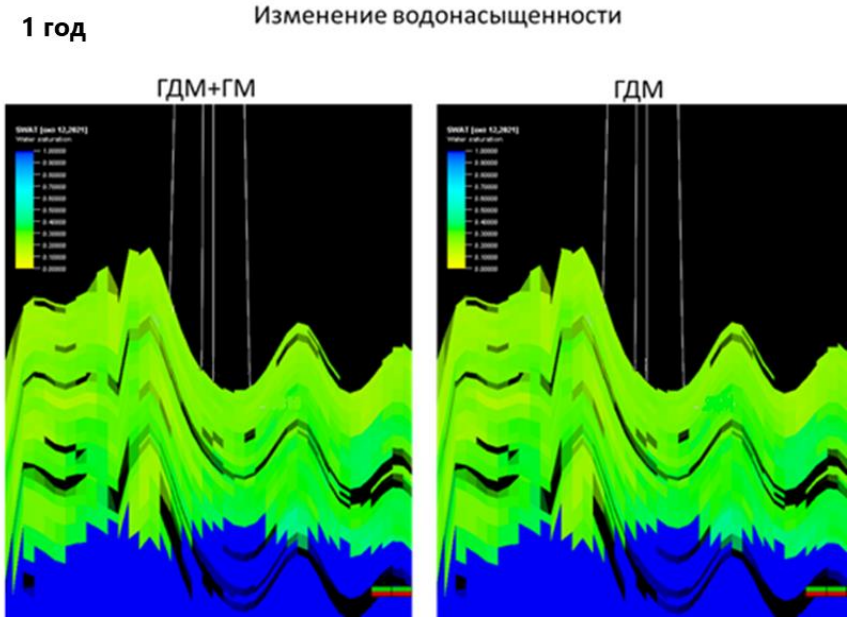


Рис. 7. Разрез сравнения водонасыщенности по гидродинамической модели (справа) и связанной гидродинамико-геомеханической модели (слева) на 1 год разработки

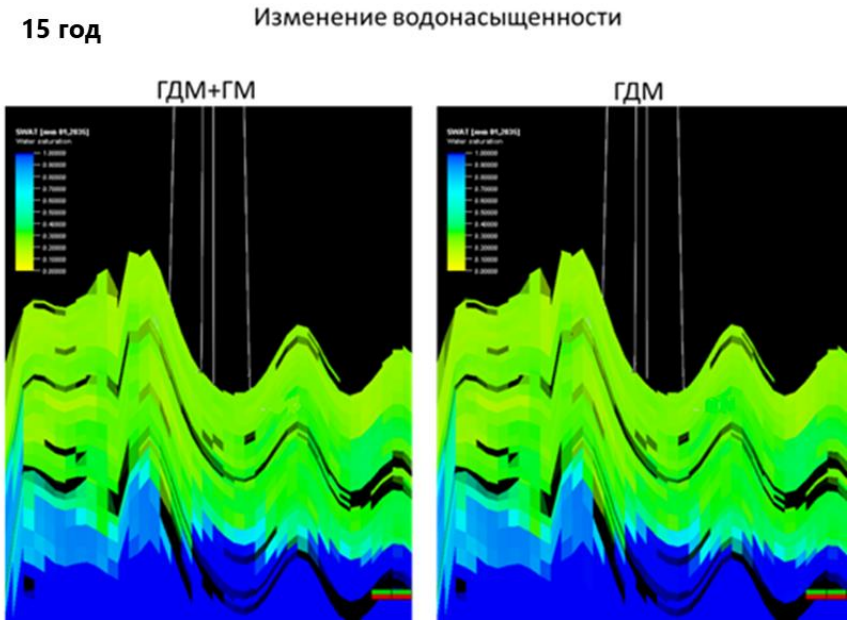


Рис. 8. Разрез сравнения водонасыщенности по гидродинамической модели (справа) и связанной гидродинамико-геомеханической модели (слева) на 15 год

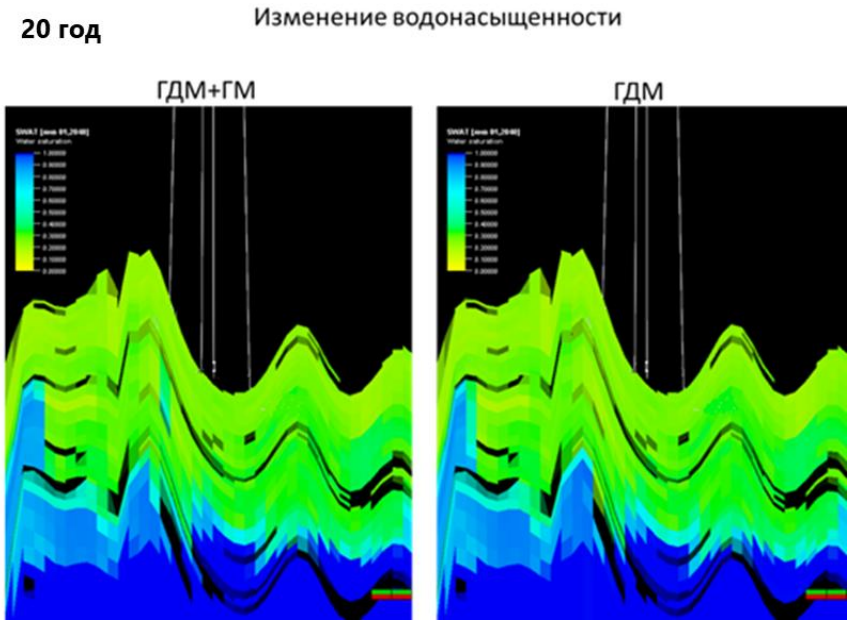


Рис. 9. Разрез сравнения водонасыщенности по гидродинамической модели (справа) и связанной гидродинамико-геомеханической модели (слева) на 20 год

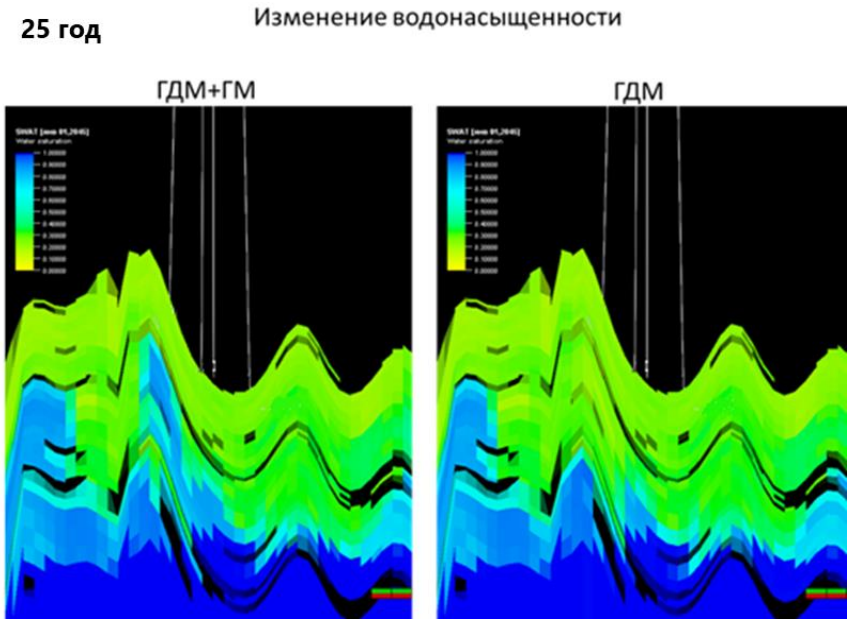


Рис. 10. Разрез сравнения водонасыщенности по гидродинамической модели (справа) и связанной гидродинамико-геомеханической модели (слева) на 25 год

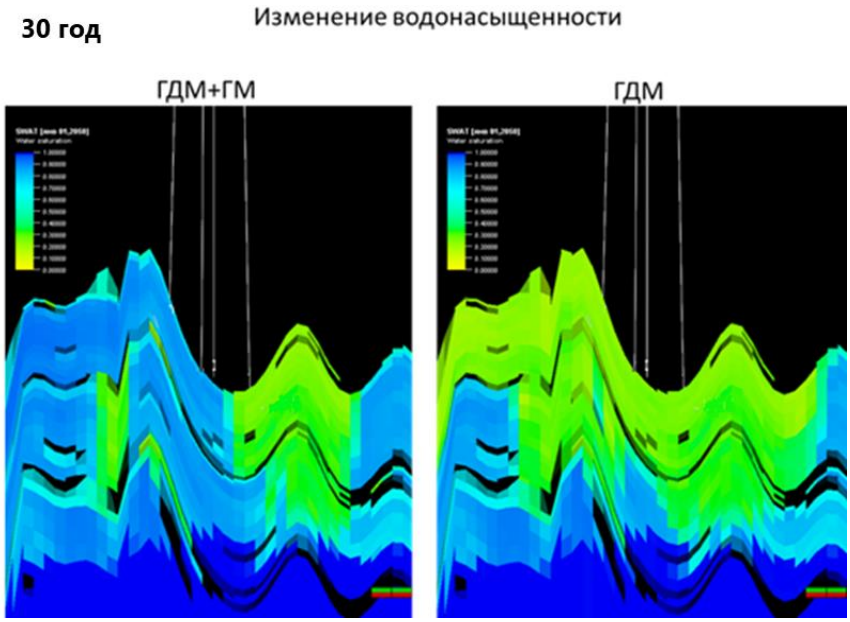


Рис. 11. Разрез сравнения водонасыщенности по гидродинамической модели (справа) и связанной гидродинамико-геомеханической модели (слева) на 30 год

Профиля просчитанных вариантов имеют схожую динамику, при учете более быстрого выбытия добывающего фонда в варианте 2 (Рис. 12).

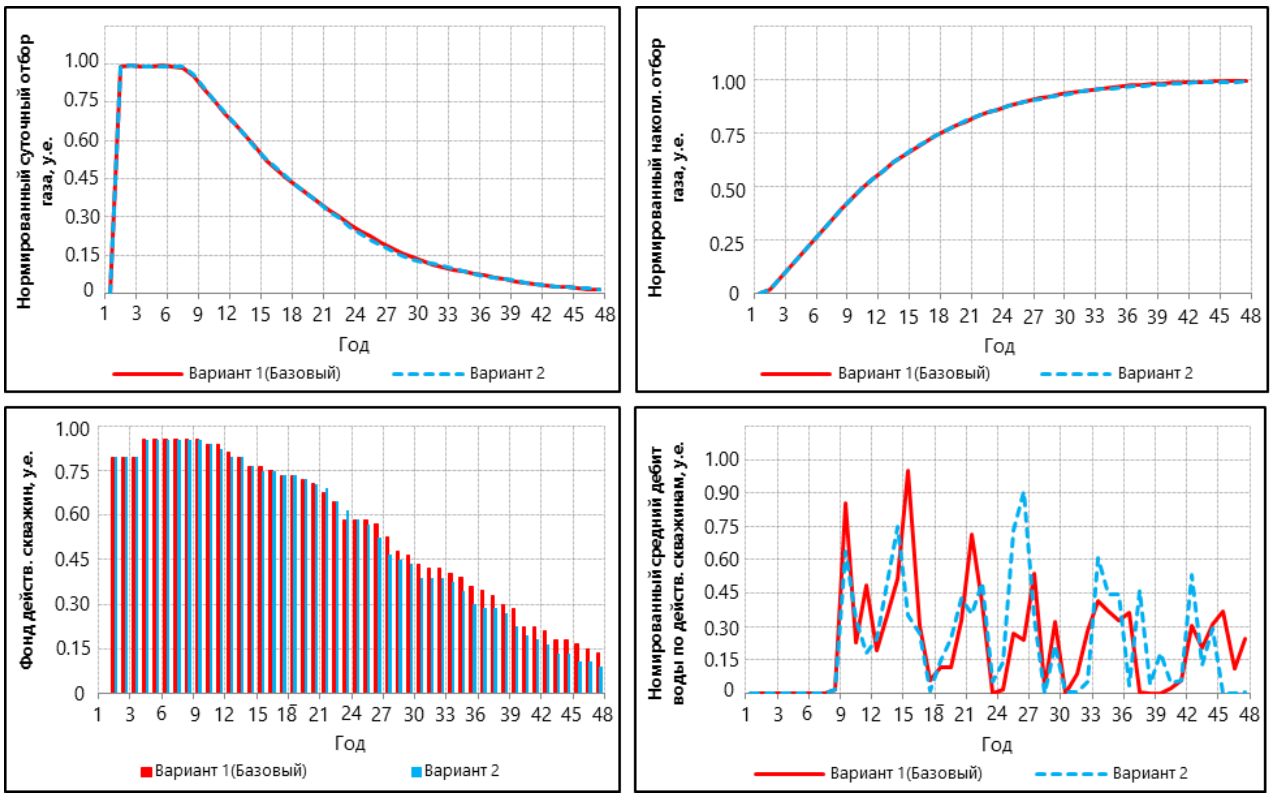


Рис. 12. Сравнение результатов добычи в случае моделирования ГДМ (вариант 1) и моделирования ГДМ+ГМ (вариант 2)

При анализе можно отметить, что в варианте с изменением проницаемости контур воды подошел выше, с чем связано более быстрое выбытие добывающего фонда. В период до 25 года добыча воды в варианте 2 не превышала показателей варианта 1, но в период после 25 года разработки в варианте 2 наблюдаются повышенные значения добычи воды.

Практические результаты и выводы

В результате специализированных исследований керна при разном насыщении и выполненных расчетов с использованием связанной гидродинамико-геомеханической модели выполнен прогноз проектных показателей добычи. Вариант возможного преждевременного обводнения скважин ввиду ослабления прочностных свойств с последующим изменением проницаемости позволяет значительно улучшить качество гидродинамической модели.

Полученные результаты позволяют осуществлять анализ и мониторинг данных ситуаций по моделируемому месторождению, а также при необходимости выполнить оптимизацию для работы скважин.

В качестве перспективных для внедрения разработок данного исследования на месторождениях-аналогах рекомендуются продуктивные пласты ПК1 покурской свиты Восточно-Мессояхского, Северо-Комсомольского, Берегового и Ван-Еганского месторождений, прочностные свойства которых схожи с прочностными характеристиками горных пород представленного в работе месторождения.

Список литературы

1. Пятахин, М.В. Геомеханические проблемы при эксплуатации скважин / М.В. Пятахин. – Москва: Газпром ВНИИГАЗ, 2011. – 266 с. – Текст : непосредственный.
2. Heffer, K. Geomechanical Influences in Water Injection Projects: An Overview / K. Heffer. –Oil & Gas Science and Technology. – 2002. – № 57 (5). – P. 415-422.
3. 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.

4. Кулешов, В.С. Влияние природы насыщающего агента на упруго-прочностные свойства пород газовых месторождений / В.С. Кулешов, В.А. Павлов, А.Ю. Кудымов [и др.]. – Экспозиция Нефть Газ. – 2021. – № 1 (80). – С. 11-16.
5. 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.
6. Кузьмук, Л.Г. Об особенностях обводнения скважин на периферийных участках сеноманской газовой залежи Ямбургского месторождения в процессе ее эксплуатации / Л.Г. Кузьмук, А.В. Чичмарева. – Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 г. – Сборник научных трудов, 2010.
7. Павлов В.А., Лапин К.Г., Гаврись А.С. и др. 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.

References

1. Pyatahin, M.V. Geomechanical problems during wells operation / M.V. Pyatahin. – Moscow: Gazprom VNIIGAS, 2011. – 266 p. – Text: actual.
2. Heffer, K. Geomechanical Influences in Water Injection Projects: An Overview / K. Heffer. –Oil & Gas Science and Technology. – 2002. – № 57 (5). – P. 415-422.
3. Popov, S.N. Anomalous manifestations of mechanical and chemical effects in the development of oil and gas deposits : specialty 25.00.17 "Development and operation of oil and gas fields" : dissertation for the degree of doctor of technical sciences / Popov Sergey Nikolaevich – Moscow, 2020. – 364 p. – Text: actual.
4. Kuleshov, V.S. Influence of the nature of the saturating agent on the elastic-strength properties of rocks of gas fields / V.S. Kuleshov, V.A. Pavlov, A. Yu. Kudymov [et al.]. – Exposition Oil&Gas. – 2021. – № 1 (80). – P. 11-16.
5. Subbotin, M.D. Assessment of the impact of geomechanical effects on the development of gas assets in a weakly consolidated reservoir / M.D. Subbotin, V.A. Pavlov, D.O. Korolev [et al.]. – Gas Industry. – 2021. – №7. – P. 60-65.
6. Kuzmuk, L.G. / L.G. Kuzmuk, A.V. Chichmareva – Problems of resource of gas producing regions of Russia until 2030. – Collection of scientific papers, 2010.
7. Pavlov V.A. Evaluation of the influence of geomechanical effects on the change in porosity and permeability properties in a weakly cemented reservoir / V.A. Pavlov, K.G. Lapin, A.S. Gavris [et al.]. – Oil and Gas Territory. – 2019. – № 10. – P. 46-52.

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: mdsubbotin@tnnc.rosneft.ru

Хакимов Артур Альфредович, руководитель группы, ООО «Тюменский нефтяной научный центр»
Россия, 625002, Тюмень, ул. Осипенко, 79/1
E-mail: aakhakimov@tnnc.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
E-mail: 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: mdsubbotin@tnnc.rosneft.ru

A.A. Khakimov, Head of Subdivision, LLC «Tyumen Petroleum Research Center»
79/1, Osipenko st., Tyumen, 625002, Russian Federation
E-mail: aakhakimov@tnnc.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 03.11.2022
Принята к публикации 19.12.2022
Опубликована 30.12.2022