

УДК 551.24:553.98(574)

ПОСТРОЕНИЕ 3D ГЕОМЕХАНИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ И ЕЕ ВЛИЯНИЕ НА ДИНАМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ МОДЕЛИ КАРБОНАТНОГО КОЛЛЕКТОРА

Д.Б. Абишев, В.В. Шишкин, И.Г. Алехин, А.З. Насибуллин

В статье представлены процесс и результаты построения трехмерной геомеханической модели нефтяного месторождения, расположенного в восточной прибортовой части Прикаспийской впадины. Нефтегазоносность установлена в карбонатных отложениях нижнего и среднего карбона. Основой для модели являлись каротажные данные скважин, одномерных геомеханических моделей и 3D геологической модели. Результатом геомеханического моделирования является полученный куб дополнительной проницаемости критически нагруженной системы дискретных трещин, который в дальнейшем был использован при адаптации гидродинамической модели. Помимо куба трещиноватости, также в ходе адаптации была выделена серия проводящих разломов.

При проведении геомеханического моделирования был учтен международный опыт по расчету критически нагруженных трещин и их взаимосвязи с интервалами притока и поглощения в карбонатных коллекторах. Обновленная гидродинамическая модель с учетом геомеханической модели существенно улучшила сходимость модельных и исторических показателей забойных давлений.

Ключевые слова: геомеханическая сетка, модуль Юнга, коэффициент Пуассона, система дискретных трещин (DFN), адаптация гидродинамической модели (ГДМ).

Структура месторождения представляет собой брахиантиклинальную складку субмеридионального простирания с выположенной приосевой частью, и она осложнена серией тектонических нарушений. Породы-коллекторы представлены в основном органомгенными известняками, пустотное пространство составляют преимущественно межзерновые пустоты выщелачивания.

Геомеханическая модель – это модель напряженного состояния геологической среды. Основными исследуемыми величинами геомеханического моделирования являются напряжения и деформации, действующие в горном массиве. 3D геомеханическое моделирование – решение трехмерной краевой задачи механики сплошной среды на модели геологической среды, наделенной механическими свойствами. Результатом моделирования является полностью определенное напряженное состояние среды, а именно рассчитанные поля напряжений и деформаций [1].

Результатом этапа трехмерного моделирования является статическая геомеханическая модель, откалиброванная по результатам одномерных моделей, наблюдений и измерений на скважинах.

В целом построение 3D геомеханической модели требует выполнения следующих последовательных шагов:

1. Создание геомеханической сетки, вмещающей среды для геологической модели месторождения, и проверка геометрии сетки.
2. Наполнение геологической модели упруго-прочностными параметрами на основании результатов 1D геомеханических моделей по скважинам и данных геофизических исследований скважин (далее – ГИС) в скважинах методами геостатистики.
3. Задание механических свойств для вмещающей среды.
4. Определение граничных условий и настройка статической 3D геомеханической модели с использованием одномерных моделей.

Геологическая модель покрывает только коллекторную часть, поэтому одной из задач стоял расчет механических свойств для продуктивных пластов и перемычек между пластами. Для данного этапа использовались те же настройки, что и для фациального геологического моделирования. Зависимости, значения и распределения были получены в результате анализа исходных каротажных данных в процессе

построения 1D моделей [2]. В качестве трендов были использованы синтетические кубы времени пробега продольной волны и объёмной плотности породы.

Ниже представлены гистограммы распределения скважинных данных, апскейленных ячеек и модельных данных для свойств пористости, времени пробега продольной волны и плотности (рис. 1–3). «Геологический куб пористости» являлся опорным для сравнения и распространения свойств в коллекторе и перемычках при геомеханическом моделировании.

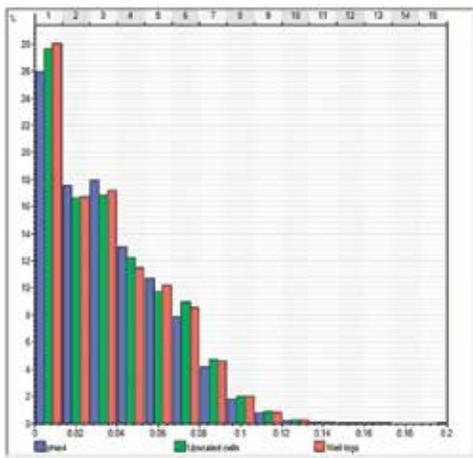


Рисунок 1. Гистограмма распределения пористости

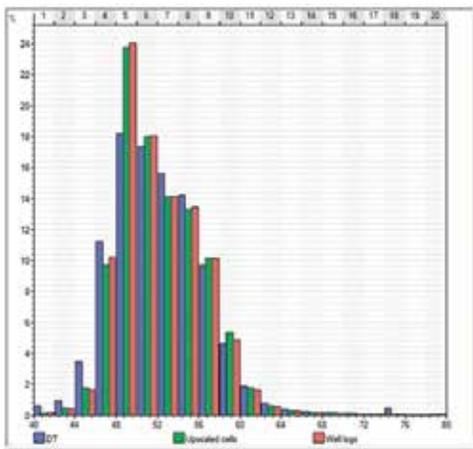


Рисунок 2. Гистограмма распределения продольной волны

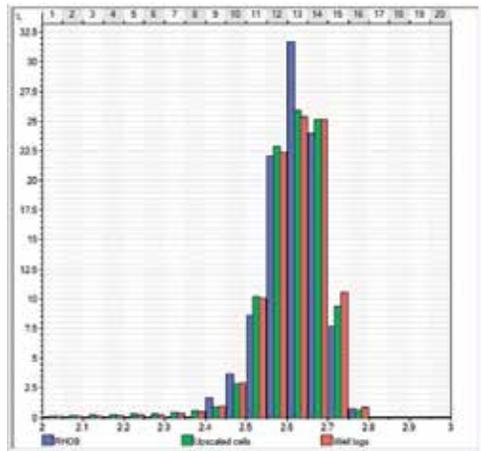


Рисунок 3. Гистограмма распределения плотности

Данные кубы являются входными параметрами для расчета кубов упруго-прочностных свойств, таких как модуль Юнга, коэффициент Пуассона, прочность на сжатие/растяжение. Угол внутреннего трения и угол дилатации был рассчитан по кубу гамма-каротажа. Угол дилатации был определен как угол внутреннего трения, деленный на 2. Для надстроенных частей модели механические свойства были распространены экстраполяцией из резервуарной части модели.

Создание геомеханической сетки

Для выполнения геомеханических расчетов необходимо построение геомеханической сетки с помощью модуля «Геомеханика резервуара» (Reservoir Geomechanics) в программном обеспечении (далее – ПО) Petrel. Отличительной особенностью и необходимым условием для данной математической сетки является отсутствие «вывернутых» ячеек, ячеек с отрицательным объемом и равномерные вертикальные толщины слоев (соседние слои не должны отличаться по толщине более чем в 2 раза). Проверка на данные критерии выполняется внутренним алгоритмом: в случае наличия плохих ячеек (Bad cells) геомеханические расчеты на данной сетке выполняться не будут. В последних версиях Petrel (начиная с 2019 г.) возможен вариант запуска геомеханического расчета на усмотрение пользователя.

Основой модели является 3D геологическая модель (ремасштабированная), по-

крывающая только часть резервуара (коллектора). Напрямую использовать такую модель проблематично ввиду сложного расчета горного давления без вышележащих пород и невозможности приложения напряжения напрямую к модели, что будет приводить к краевым эффектам, особенно если границы модели геометрически не ровные. Для решения данных задач используется надстройка модели сбоку (sideburden), сверху (overburden) и снизу (underburden) (рис. 4). По бокам модели применяются жесткие плиты (Stiff plate) для равномерного распределения нагрузки и исключения краевых эффектов.

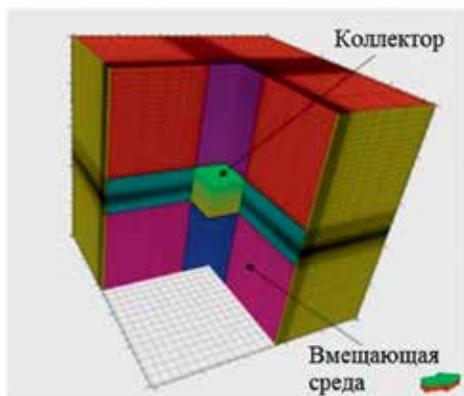


Рисунок 4. Построение трехмерной геомеханической сетки [3]

Параметры, используемые для надстройки сетки, представлены ниже (рис. 5). Середина резервуарной части по абсолютной отметке -3538 м, верхняя граница надстроена до 0, нижняя граница на отметке -7080 м. Геометрические размеры каждой последующей ячейки, использованной для надстройки, не должны превышать в 1,5 раза размеры предыдущей ячейки. Также можно при наличии добавить вышележащие и нижележащие поверхности (Surface) или отметки в глубине (Depth). По бокам модели были добавлены жесткие плиты толщиной 50 м для минимизации концентрации нагрузки.

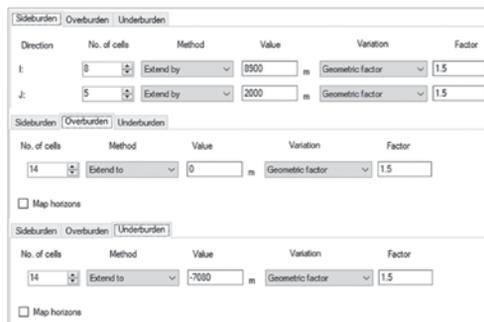


Рисунок 5. Параметры надстройки геомеханической сетки

Математическая сетка может оказывать значительное влияние на качество расчетов. Как было отмечено ранее, количество вывернутых ячеек, ячеек с отрицательным объемом должно быть сведено к нулю. Для выполнения этого требования проведена корректировка структурного каркаса геологической модели и перестройка сетки для гидродинамической модели. Как правило, вывернутые ячейки возникают на пересечениях пилларов двух разломов: в данном случае заданный горизонтальный размер сетки не вписывается в расстояние между разломами. Исходный размер геологической сетки 109×303×1254 (41415858 ячеек), размер гидродинамической сетки 109×303×191 (5960919 ячеек), размер полученной геомеханической сетки 121×315×219 (8347185 ячеек).

С целью оценки негативных эффектов в силу геометрии сетки проводится тест с однородным материалом (single material test). Суть теста сводится к распространению однородных упруго-прочностных свойств во всем объеме, разломы в модель не вводятся. В дальнейшем прилагается плановая тектоническая нагрузка и оцениваются краевые эффекты и искажения поля нагрузки за счет геометрии сетки. Используемые параметры для проведения теста: модуль Юнга – 35 ГПа, коэффициент Пуассона – 0,3, пористость – 0,1, объемная плотность – 2,7 г/см³, коэффициент Био – 1, угол внутреннего трения – 34,5°, прочность на сжатие – 1250 бар, прочность на растяжение – 75 бар. Результаты расчета направления минимального горизонтального напряжения представлены на рис. 6.

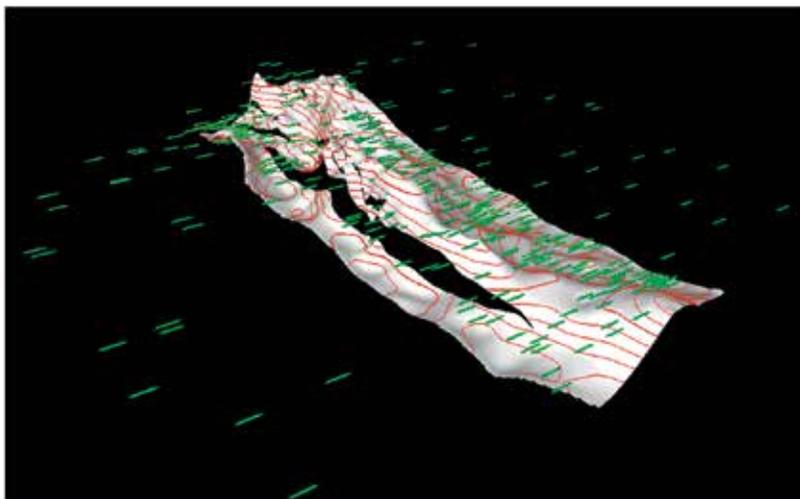


Рисунок 6. Проверка качества сетки

Далее был использован процесс моделирования материалов Material modeling. Данный рабочий процесс создает материалы и функции, необходимые для построения геомеханической модели. Материал – это набор именных параметров, которые могут быть присвоены одной или нескольким областям модели в последующих процессах [4]. Данные материалов являются необходимыми исходными данными для моделирования геомеханики в Petrel. Моделируются 2 типа материала: 1) неповрежденные горные материалы на основе ряда моделей упругости и критериев текучести; 2) материалы прерывистостей для моделирования разломов и трещин. Были заданы на входе параметры модели упругих свойств для плит Overburden (вышележащих пород) и Underburden (нижележащих пород).

После этого был использован процесс распространения свойств Populate properties по регионам (применялись экстраполированные механические свойства). Данный процесс позволяет создавать свойства в сетке, необходимые для геомеханического моделирования, и заполнять ее соответствующими значениями. Чтобы выполнить геомеханическое моделирование, необходимо использовать свойства, описывающие характеристики материала в каждой ячейке сетки. Процесс заполнения свойств позволяет создавать области на сетке и задать материал, созданный с помощью процесса моделирования материала, этим областям. Значение в каждой созданной ячейке свойств сетки

определяется значением соответствующего параметра в заданном материале.

Созданы регионы, охватывающие всю сетку, где заданы 6 упругих свойств по умолчанию:

- модуль Юнга;
- коэффициент Пуассона;
- объемная плотность;
- эластичный коэффициент Био;
- пористость;
- коэффициент линейного теплового расширения.

Процесс заполнения свойств создает свойства сетки, которые имеют те же имена и значения, что и соответствующие параметры материала. Например, если материал модуля Юнга имеет значение 10 ГПа, созданное свойство сетки модуля Юнга присваивает каждой ячейке значение 10 ГПа.

В модели создается отдельная папка геомеханических свойств.

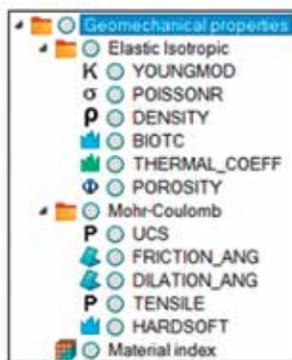


Рисунок 7. Папка геомеханических свойств

Проведена проверка качества кубов свойств: есть ли ошибки в построении кубов свойств? Если есть, то необходимо пересчитать процесс заново. Это циклический процесс, и необходимо постоянно проводить входной контроль для достижения приемлемого результата.

Для оценки правильности подбора литостатического давления и боковой тектонической нагрузки было проведено сравнение 1D геомеханических моделей с опорными скважинами, полученными

по результату 3D моделирования. Упруго-прочностные параметры по трехмерной модели совпадают с результатами, полученными при одномерном моделировании, следовательно, применяя одни и те же граничные условия, полученные профили минимального и максимального горизонтального напряжения, а также вертикального напряжения должны совпадать. Как видно из рис. 8–9, сходимость 1D (красные линии) и 3D расчетов хорошая.

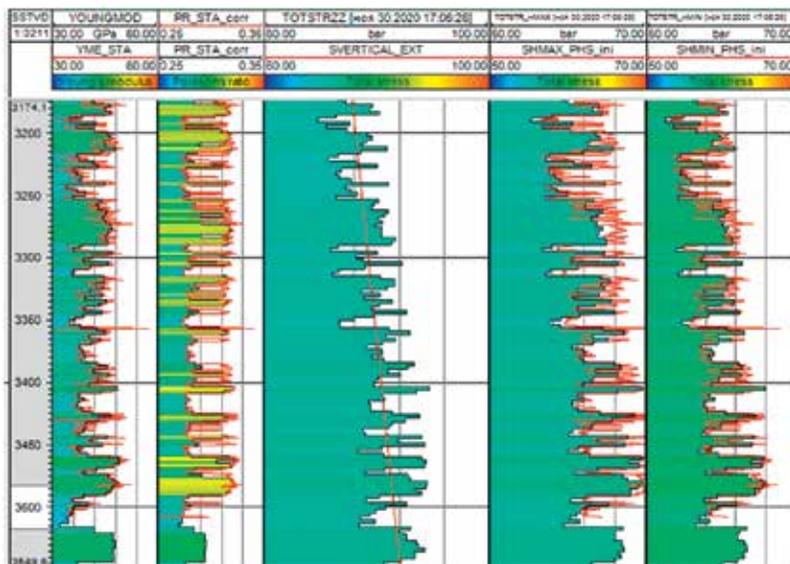


Рисунок 8. Сравнение 3D напряжений с результатами одномерного моделирования по скв. 1x

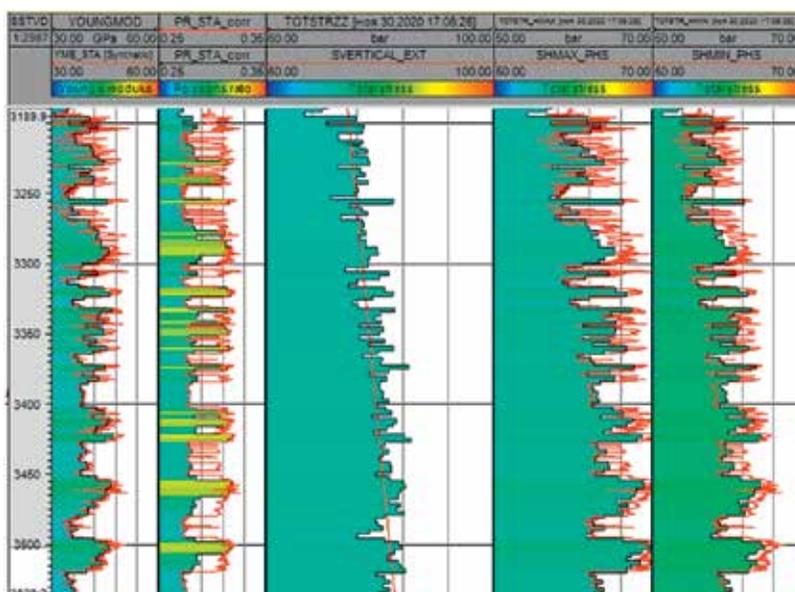


Рисунок 9. Сравнение 3D напряжений с результатами одномерного моделирования по скв. 2x

Расчет нагруженности разломов, DFN и коллектора (Fault Yield Value и Fault Yield Mode)

Одним из этапов создания геомеханической модели является введение в модель разломов системы трещин (DFN) и задание свойств для них (Discontinuity modeling). На данном этапе ячейки сетки, соприкасающиеся с разломом, обретают свойства неоднородной среды (рис. 10). На первых итерациях свойства разломов и DFN, а, следовательно, и свойства ячеек, были выбраны и откалиброваны таким образом, чтобы смоделировать вариации направления минимального горизонтального напряжения, полученного по микроимиджеровым исследованиям, и незначительно снижать поле напряжений вблизи ячейки

разлома и DFN [5]. Прямые данные для калибровки прочностных параметров разломов отсутствуют, калибровка будет производиться на косвенные данные анализа разработки и промысловых геофизических исследований.

ПО Visage позволяет рассчитать следующие параметры состояния ячеек. Первый параметр – нагруженность: он характеризует положение нормальных и тангенциальных напряжений в каждой ячейке (круг Кулона – Мора) относительно заданного критерия разрушения (рис. 11). Таким образом, можно определить, насколько та или иная ячейка далека от разрушения (расстояние по нормали к красной линии) [6].



Рисунок 10. Моделирование ячеек разлома

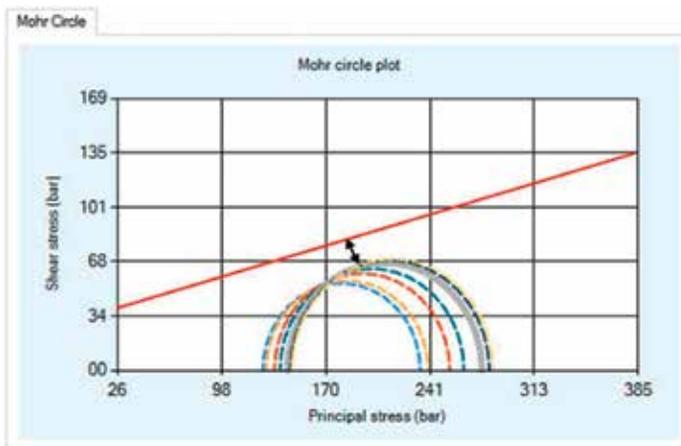


Рисунок 11. Нагруженность ячейки разлома относительно критерия разрушения Кулона-Мора

Рис. 12 иллюстрирует куб нагруженности DFN, полученный по результатам расчетов на февраль 2019 г. Красные ячейки – это разрушенные в результате нагрузки

регионы, а ячейки с цветом от оранжевого до фиолетового показывают накопленную нагрузку и то, насколько данная ячейка далека от разрушения (Fault Yield Value).

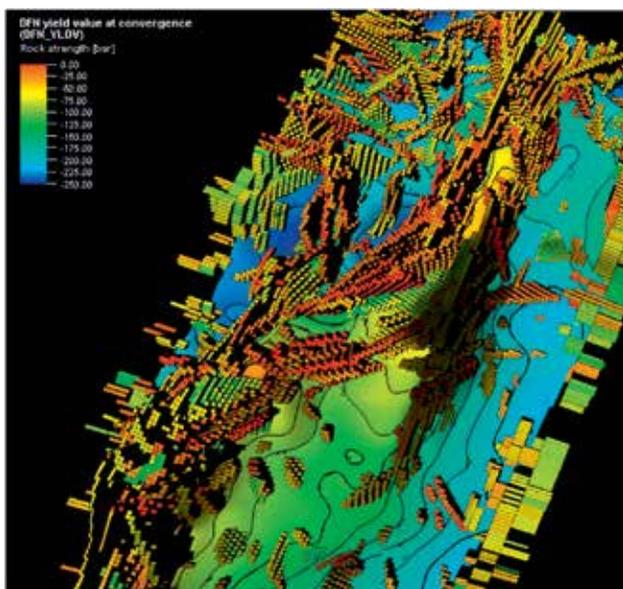


Рисунок 12. Расчет нагруженности разломов

Вторым важным параметром является расчет критерия нагруженности (Fault Yield Mode). Данный параметр (рис. 13) показывает состояние нагруженности ячейки и варьируется от -2 до +2: пластичный сдвиг (-2), пластичное растяжение (-1), разрушение со растяжением (1), разрушение со сдвигом (2); (-2 = elastic shear, -1

= elastic tension, 1 = yielding tension, 2 = yielding shear). По результатам расчета незначительное количество ячеек (красные) находятся в разрушенном состоянии за счет сдвиговой деформации (2) и потенциально обладают повышенной проводимостью, остальные ячейки DFN находятся в состоянии пластичного сдвига [7].

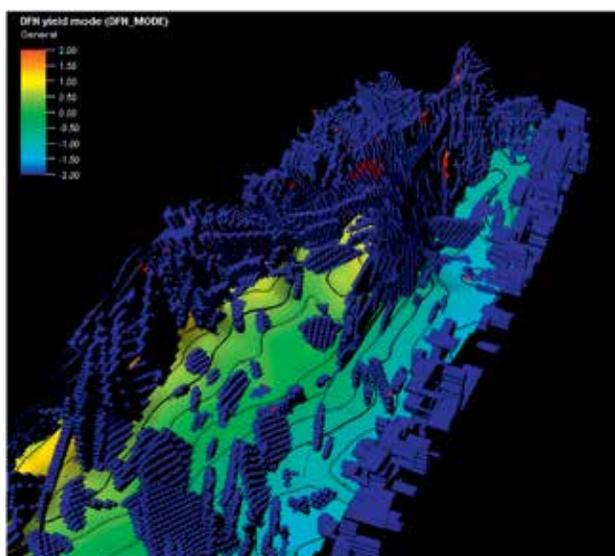


Рисунок 13. Оценка критерия нагруженности DFN

Наиболее нагруженные трещины импортированы в ГДМ как проводящие, что позволило повысить связанность в межскважинном пространстве.

Адаптация ГДМ на историю разработки с использованием геомеханики

Воспроизведение истории добычи и закачки производилось на основе скважинных данных. В гидродинамической модели контроль скважин был задан по отбору жидкости, в качестве адаптируемых параметров выступали накопленные показате-

ли по нефти, а также забойные давления в работающих скважинах.

Расчет с исходным кубом проницаемости

Первый расчет был выполнен только с подключением куба матричной проницаемости. Результаты показателей приведены на рисунках ниже (рис. 13–14). Наблюдается существенная нехватка энергии по большей части фонда. Как следствие, отборы воспроизведены частично, динамика забойного давления существенно отличается от фактической.

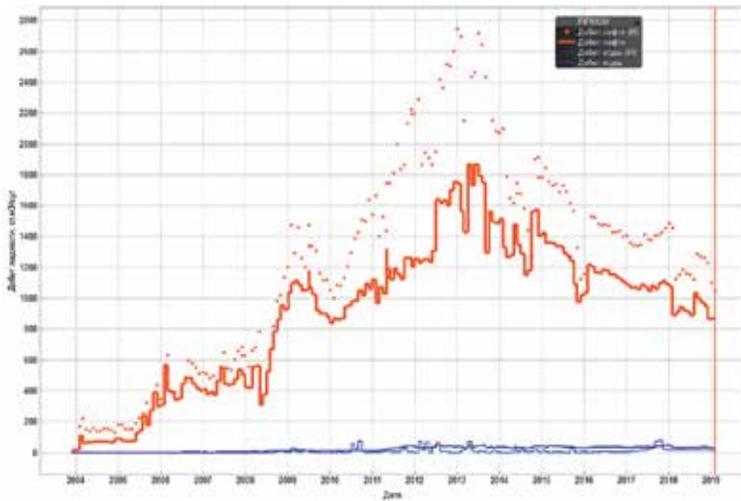


Рисунок 14. Адаптация динамики добычи по нефти и воде с исходным кубом проницаемости (красные точки – фактический дебит нефти, красная линия – дебит нефти исходной ГДМ, синие точки – фактический дебит воды, синяя линия – дебит воды исходной ГДМ)

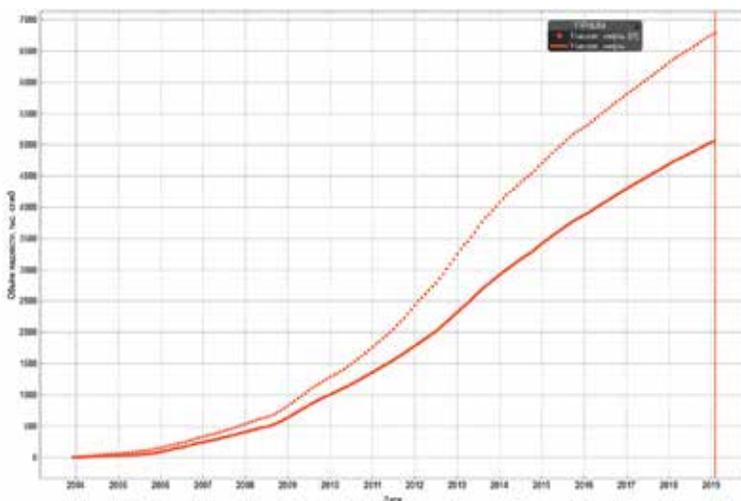


Рисунок 15. Адаптация накопленных показателей по нефти с исходным кубом проницаемости (красные точки – фактическая накопленная нефть, красная линия – накопленная нефть исходной ГДМ)

Расчет с добавлением проницаемости DFN

На следующем этапе к исходному полю проницаемости был добавлен куб DFN, рассчитанный на основе геомеханического моделирования (рис. 16). Поскольку количественная связь между проницаемостью и параметром разрушенности (Fault Yield Value) в явном виде отсутствует, подбор проводился итерационно. Для распределения накопленной нагрузки задавалось соответствующее распределение параметра проницаемости, а абсолютные его значения калибровались в процессе адаптации ГДМ на историю добычи и закачки. Результаты показателей приведены на рисунках ниже (рис. 16–17). По сравнению с базовым вариантом ситуация суще-

ственно улучшилась, однако по-прежнему выделяются некоторые скважины, по которым адаптация остается неудовлетворительной.

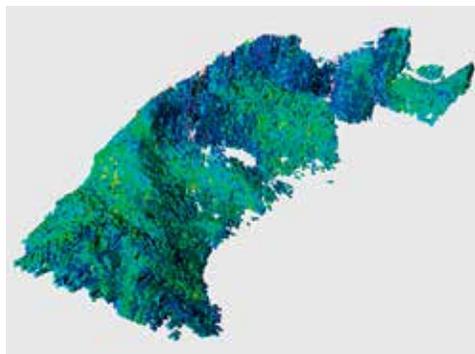


Рисунок 16. Куб DFN



Рисунок 17. Адаптация динамики добычи по нефти с добавлением проницаемости DFN
(красные точки – фактический дебит нефти, красная линия – дебит нефти обновленной ГДМ)

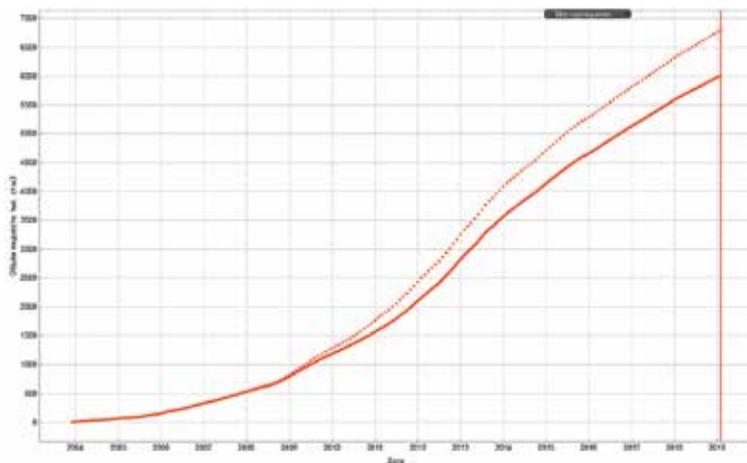


Рисунок 18. Адаптация накопленных показателей по нефти с добавлением проницаемости DFN
(красные точки – фактическая накопленная нефть, красная линия – накопленная нефть обновленной ГДМ)

Расчет с добавлением проводимости разломов

На заключительном этапе был проведен детальный анализ скважин, неуспешных в части адаптации, и выявлено, что они сконцентрированы в районе выделяемых разломов. С учетом расчета нагруженности на вход в ГДМ была подана проницаемость некоторых разломов.

Куб проницаемости в ГДМ был обновлен с учетом геомеханической модели. Это позволило существенно улучшить настройку модели как по отборам, так и по динамике забойного давления. Результаты воспроизведения интегральных исторических показателей на модели приведены на рисунках ниже (рис. 18–19).



Рисунок 19. Адаптация динамики добычи по нефти и воде с добавлением проводимости разломов

(красные точки – фактический дебит нефти, красная линия – дебит нефти обновленной ГДМ, синие точки – фактический дебит воды, синяя линия – дебит воды обновленной ГДМ)

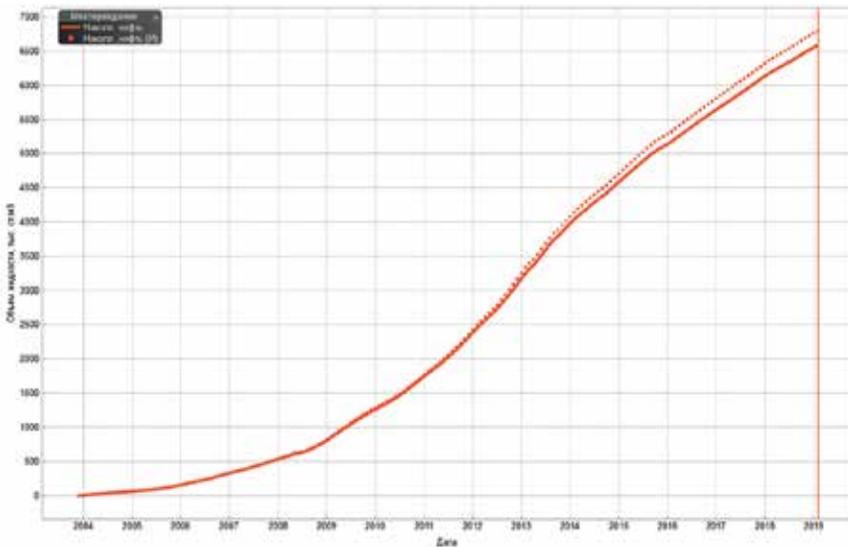


Рисунок 20. Адаптация накопленных показателей по нефти с добавлением проводимости разломов

(красные точки – фактическая накопленная нефть, красная линия – накопленная нефть обновленной ГДМ)

При адаптации модели приоритет отдавался динамике забойного давления и настройке продуктивности скважин.

Примеры адаптации по скважинам и сравнение с исходной версией модели приведены ниже (рис. 20–21).

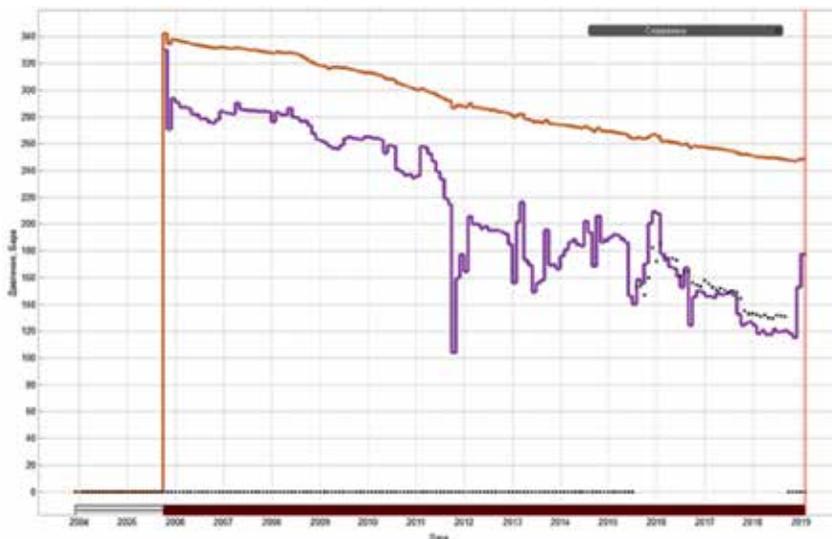


Рисунок 21. Пример адаптации динамики забойного давления по скв. 3х (коричневая линия – исходная модель, фиолетовая линия – текущая адаптация, точки – фактические данные)

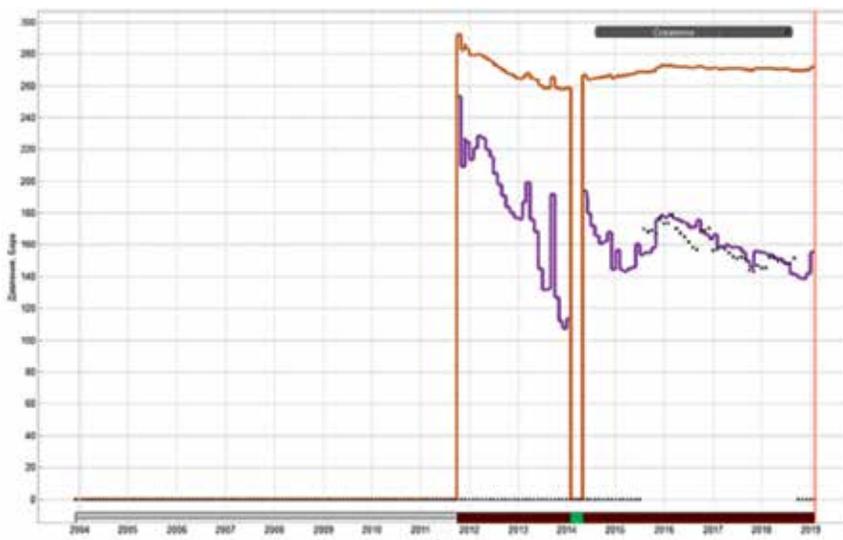


Рисунок 22. Пример адаптация динамики забойного давления по скв. 4х (коричневая линия – исходная модель, фиолетовая линия – текущая адаптация, точки – фактические данные)

Выводы

На основании проведенных геомеханических расчетов доказана взаимосвязь между продуктивностью и нагруженностью трещин и разломов. Фильтрация по частично проводящим трещинам низкая,

по частично проводящим, но критически нагруженным, – высокая. Критически нагруженными могут являться разломы и трещины с азимутом простираения 100–160° и углом падения от 45° до 75°.

Построенный куб дополнительной проницаемости DFN позволил улучшить адаптацию гидродинамической модели, актуализировать карту пластовых давлений и остаточных запасов. На основании расчетов ГДМ, наличия проницаемости DFN и графика бурения новых скважин проведено ранжирование по принципу «светофор». Выделены наиболее перспективные участки для заложения скважин и очередности бурения. Критериями для ранжирования являлись: запасы – максимальные значения, пластовое давление –

начальное или незначительное снижение (до 20%), DFN – наличие трещиноватой проницаемости в разрезе.

Выявлен потенциальный для дополнительного бурения район, характеризующийся наличием подпитки с южной / юго-западной части залежи. Данная область оценивается как зона повышенной трещиноватости, подтверждаемая выделением разломов по ant tracking, и может быть рассмотрена в качестве перспективы развития программы бурения.

Список использованной литературы

1. Садыков Л., Корельский Е. Самохвалов А., Костина А., Мамедов Э., Хромова Е., Железова А., Алексеев А., Штунь С. Оценка риска нарушения целостности перемычки при эксплуатации месторождения методом 4D совмещенного моделирования геомеханики и гидродинамики. – Материалы Российской нефтегазовой технической конференции SPE, октябрь 2018, SPE-191628-18RPTC-RU.
2. Балин Д., Алехин И., Бровко В., Наймушин А. Использование 3D геомеханического моделирования для повышения достоверности ГДМ в терригенном коллекторе, осложненном большим количеством тектонических нарушений – Материалы Российской нефтегазовой технической конференции SPE, октябрь 2020, SPE-201977-RU.
3. Павлов В., Корельский Е., Бутула К., Ключбин А., Максимов Д., Зиновьев А., Задворнов Д., Грачев О. Создание 4D геомеханической модели для определения влияния разработки месторождения на геометрию трещин ГРП – Материалы Российской нефтегазовой технической конференции и выставки SPE, октябрь 2016, SPE-182020-RU.
4. Hamid O., Omair A., Guizada P. Reservoir geomechanics in carbonates – Materials of the SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference, Manama, Kingdom of Bahrain, March 2017. SPE-183704-MS.
5. Ali Edris M.A, Haggag Amin M., Al Benali K., Shinde A.L., Ghadimipour A., Perumalla S.V., Hartley L.J., Baxter S. Implementation of coupled 3D geomechanics and discrete fracture network (DFN) models in field development optimization: a case study from carbonate reservoir, Abu Dhabi – Materials of the Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, Abu-Dhabi, UAE, November 2014, SPE-171858-MS.
6. Moos D., Barton C.A. Modeling uncertainty in the permeability of stress-sensitive fractures. – Materials of 42nd U.S. Rock Mechanics Symposium (USRMS), San Francisco, California, June 2008, №ARMA-08-312.
7. Verma N.K., Al-Medhadi F., Franquet J.A., Maddock R., Natarajan D., Al-Mayyas E. Critically-stressed-fracture analysis in Naturally fractured carbonate reservoir – a case study in West Kuwait – Materials of the 15th SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference, Kingdom of Bahrain, March 2007, SPE 105356.

3D ГЕОМЕХАНИКАЛЫҚ МОДЕЛДІ ҚҰРАСТЫРУ ЖӘНЕ ОНЫҢ КАРБОНАТТЫҚ ШӨГІНДІЛЕРДІҢ ДИНАМИКАЛЫҚ КӨРСЕТКІШТЕРІНЕ ӘСЕРІ

Д.Б. Абишев, В.В. Шишкин, И.Г. Алехин, А.З. Насибуллин

Бұл мақалада Каспий маңы ойпатының шығыс бөлігінде орналасқан мұнай кенорнының 3D геомеханикалық моделін құрастыру процесі мен нәтижелері көрсетілген. Мұнай мен газдың құрамы төменгі және орта карбон карбонатты шөгінділерінде анықталған. Модель ұңғымалардың картаж деректері бойынша, бір өлшемді геомеханикалық модельдер және 3D геологиялық модель негіздерінде құрылған. Геомеханикалық модельдеудің нәтижесі аса жүктелген дискретті

жарықшалар жүйесінің қосымша өткізгіш кубы болып табылады және ол кейіннен гидродинамикалық модельді адаптациялау кезінде қолданылды. Адаптациялау кезінде жарықша кубынан басқа өткізгіш сынықшалары да анықталды.

Геомеханикалық модельдеуді құрастыру кезінде жүктелген жарықшаларды есептеу және олардың карбонатты шөгінділердегі флюидтердің ағымы мен сіңімділік аралықтарының байланысы бойынша халықаралық тәжірибие ескерілді. Геомеханикалық модельді ескеру арқылы жаңартылған гидродинамикалық модельдің тарихи көрсеткіштері мен ұңғыманың түптік қысымының үйлесімділігі жақсарды.

Түйінді сөздер: геомеханикалық тор, Юнг модулі, Пуассон коэффициенті, дискретті жарықтар жүйесі (DFN), гидродинамикалық модельді бейімдеу.

CONSTRUCTION OF A 3D GEOMECHANICAL MODEL AND ITS INFLUENCE ON THE DYNAMIC INDICATORS OF A CARBONATE RESERVOIR MODEL

D.B. Abishev, V.V. Shishkin, I.G. Alekhin, A.Z. Nasibullin

The article presents the process and results of constructing a three-dimensional geomechanical model of an oil field located in the eastern edge of the Caspian basin. Oil and gas content is established in carbonate deposits of the Lower and Middle Carboniferous. The model was based on well log data, one-dimensional geomechanical models and a 3D geological model. The result of geomechanical modeling is the obtained property of additional permeability of the critically loaded discrete fracture network, which was later used in the history match of the hydrodynamic model. In addition to the fracture property, a series of conductive faults were also identified during the history match.

When carrying out geomechanical modeling, international experience was taken into account in the calculation of critically loaded fractures and their relationship with the intervals of inflow and loss in carbonate reservoirs. The updated hydrodynamic model, taking into account the geomechanical model, significantly improved the convergence of the model and historical indicators of bottomhole pressures.

Key words: geomechanical grid, Young's modulus, Poisson's ratio, discrete fracture network (DFN), history match of the hydrodynamic model.

Информация об авторах

Абишев Данияр Бахытович – ведущий инженер службы моделирования, d.abishev@niikmg.kz.

Шишкин Владимир Владимирович – руководитель службы моделирования, v.shishkin@niikmg.kz.

ТОО «КМГ Инжиниринг», г. Нур-Султан, Казахстан

Алехин Илья Георгиевич – эксперт по геомеханике, ialekhin@demac.com.

Насибуллин Артур Зиятович – эксперт по гидродинамическому моделированию, anasibullin@demac.com.

DeGolyer & MacNaughton, г. Нур-Султан, Казахстан