

Методы моделирования трещиноватости в карбонатных отложениях осинского горизонта

Соколянская Е.В.¹, Федорова А.А.¹, Будько А.И.², Янышев А.Г.²

¹ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия, ²ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча», Иркутск, Россия
evsokolyanskaya@tnnc.rosneft.ru

Аннотация

В данной работе рассмотрен анализ методов моделирования трещиноватости на примере карбонатных отложений осинского горизонта. Приведено сопоставление основных возможных методов: моделирование связанного коллектора, моделирование двойной проницаемости, моделирование системы микроразломов. Основная проблема существования трещиноватости связана с прорывами газа и, как следствие, высоким газовым фактором, что негативно влияет на уровни добычи нефти. Методы опробованы на секторной гидродинамической модели с фактическим фондом скважин. По результатам гидродинамического моделирования удалось воспроизвести историческую динамику по основным технологическим показателям, в том числе динамику продвижения газа к стволу скважины, что поможет прогнозировать возможные прорывы на проектных скважинах.

Материалы и методы

Проведен анализ методов моделирования трещиноватости на секторной гидродинамической модели. Выбран оптимальный вариант с дальнейшей реализацией в полномасштабной постоянно действующей гидродинамической модели.

Ключевые слова

карбонатный коллектор, трещиноватость, низкая проницаемость, нефтегазовое месторождение, гидродинамическое моделирование

Для цитирования

Соколянская Е.В., Федорова А.А., Будько А.И., Янышев А.Г. Методы моделирования трещиноватости на карбонатных отложениях осинского горизонта // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 8. С. 75–79. DOI: 10.24412/2076-6785-2023-8-75-79

Поступила в редакцию: 17.11.2023

OIL PRODUCTION

UDC 622 I Original paper

Fissuring simulation methods in carbonate sediments of the osinsky horizon

Sokolyanskaya E.V.¹, Fedorova A.A.¹, Budko A.I.², Yanyshev A.G.²

¹“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia, ²“TYNGD” LLC, Irkutsk, Russia
evsokolyanskaya@tnnc.rosneft.ru

Abstract

The paper reviews fissuring simulation methods through a case study of carbonate sediments in the osinsky horizon. A comparison of the key methods is provided: joint reservoir simulation, dual permeability simulation, micro fracture system simulation. The main problem with fissuring is gas breakthrough and, consequently, high gas-oil ratio, which has a negative impact on oil production levels. The methods were tested with sector-based reservoir model containing the actual well stock data. Based on the results of reservoir simulation, historical trends of key production parameters were identified. This included the dynamics of gas coning in the borehole, which will help forecast potential breakthrough in the planned well stock.

Materials and methods

Using a sector-based reservoir model, an analysis was done of fissuring simulation methods. The optimal variant was selected to be subsequently applied in the full-scale continuously updated reservoir model.

Keywords

carbonate reservoir, fissuring, low permeability, oil and gas field, reservoir simulation

For citation

Sokolyanskaya E.V., Fedorova A.A., Budko A.I., Yanyshev A.G. Fissuring simulation methods in carbonate sediments of the osinsky horizon. Exposition Oil Gas, 2023, issue 8, P. 75–79. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2023-8-75-79

Received: 17.11.2023

Разработка карбонатных коллекторов с низкой проницаемостью — сложная задача, отличающаяся необходимостью учитывать микронеоднородность, расчлененность и сложность строения месторождения.

Ярким примером является объект Ос, относящийся к Среднеботуобинскому нефтегазоконденсатному месторождению, расположенному в Республике Саха (Якутия), открытому в 1970 г. и введенному в эксплуатацию в 2013 г.

Особенности геологического строения

Общая толщина осинского горизонта в пределах месторождения изменяется от 47 до 82 м. Эффективная толщина пласта колеблется от 4 до 53 м. Газонефтяная залежь осинского горизонта приурочена к кавернозно-пористым доломитам и известнякам, которые залегают в кровле подсолевого комплекса под мощной толщей каменных солей Юрегинской свиты нижнего кембрия. Основная часть коллекторов относится

к низкопроницаемым со средним значением менее 2 мД [1].

Фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) породы не выдержаны по площади и по разрезу, изменяются от пород с невысокой емкостью и низкой проницаемостью до пород с открытой пористостью более 20 % и проницаемостью до нескольких сотен мД [2]. Коэффициент открытой пористости изменяется в пределах от 0,03 до 0,22 ед. Расчлененность составляет от 7–9 ед.

Проблематика существования трещиноватости в карбонатном коллекторе

Глобальное изучение трещиноватости показало, что трещиноватые коллекторы наиболее вероятны в хрупких породах с низкой проницаемостью, залегающих в областях, где проявляются тектонические подвижки. Если порода хрупкая и имеет высокую межгранулярную пористость, трещины характеризуются в основном ограниченной протяженностью и относительно небольшой раскрытостью. Такие трещины, имеющие микроскопические размеры, называются микротрещинами [3].

В свою очередь, строение карбонатных пород объекта Ос преимущественно матричное, связанное с перетолженным разрушением карбонатных построек. Коллектор по большей части каверно-поровой и представлен, в основном, вторичными доломитами, образованными в результате метасоматоза первичных известняков. По данным керна, трещины единичные, и глобальное распространение не ярко выражено (рис.1).

Фактическая эксплуатация и прорывы газа из газовых толщин

На текущий момент объект Ос разрабатывается 29 скважинами, из которых 4 наклонно-направленные скважины + гидроразрыв пласта, 7 многозабойных скважин и 18 горизонтальных скважин. Лишь одна скважина имеет факт закачки воды, остальные скважины добывающие.

Так как объект Ос считается недоизученным, к пониманию существования

и распространения микротрещин подталкивает факт эксплуатации. Газосодержание $98 \text{ м}^3/\text{м}^3$, наличие растворенного газа не так значительно. Резкие фактические прорывы газа (рис. 2) и, как следствие, высокий газовый фактор до 5–6 тыс. $\text{м}^3/\text{м}^3$ по отдельным скважинам говорят о высокой связанности коллектора между газонасыщенными и нефтенасыщенными толщами.

По данным результатов интерпретации геологических исследований скважин РИГИС, зачастую нет подтверждения связанности коллектора (рис. 3). Газовая шапка и пропластки, насыщенные нефтью, отделены друг от друга перемычкой, не проводящей газ.

На рисунке 4 видно, что во всех направлениях присутствует непроводящая перемычка. Таким образом, на моделях прорывы газа в скважину из газовой шапки становятся невозможными.

Проблема перетекает в геологическую модель и далее в гидродинамическую. Прогнозировать прорывы газа на проектных скважинах, рекомендованных к бурению, становится крайне затруднительным или даже невозможным из-за высокого отклонения значений газового фактора факт/гидродинамическая модель.

Методы моделирования трещиноватости в гидродинамической модели

В трещиноватых коллекторах процессы движения флюидов в пласте осложняются естественной трещиноватостью пород. При этом сеть трещин может служить не только как система проводящих каналов, влияющая

на продуктивность пласта, но и содержать значительные запасы углеводородов. Порода пласта — «матрица» может не обладать какой-либо значимой проницаемостью, однако в ней обычно содержатся основные запасы нефти и газа.

Таким образом, при создании гидродинамической модели необходимы подходы, учитывающие особенности трещиноватого коллектора.

С целью воспроизведения фактических показателей и улучшения прогнозной способности гидродинамической модели рассмотрены методы моделирования трещиноватости в исходной геологической модели.

Для оптимизации времени расчетов из полномасштабной геологической модели вырезан сектор размером $41 \times 41 \times 217$ ячеек, при размере ячейки 100×100 м. Средние параметры сектора характерны для средних значений объекта, а именно: средняя проницаемость — 25 мД, средняя пористость — 10 %, ННТ — 11,5 м, ГНТ — 8,2 м, расчлененность — 9 ед. На геологическом секторе создана и рассчитана гидродинамическая модель (рис. 5), включающая в себя фактические скважины [4].

Процесс адаптации прорыва газа в скважины в геотехнологических условиях разработки осетнского горизонта требует нетривиальных решений. Основная проблема — низкий по модели газовый фактор по причине наличия перемычки и вертикальной несвязанности нефти и газонасыщенных слоев при применении модели одинарной пористости.

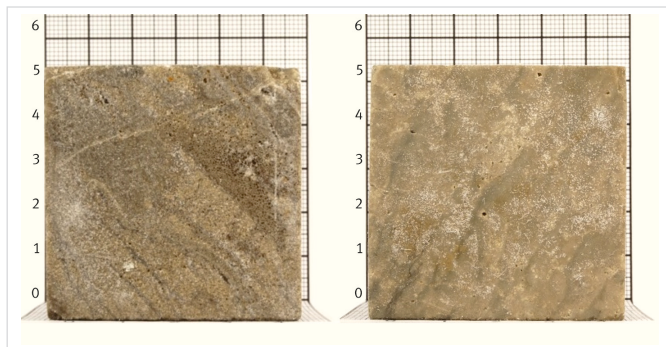


Рис. 1. Фото граней кубического образца керна в дневном свете
Fig. 1. The photo of the faces of a cubic specimen in daylight

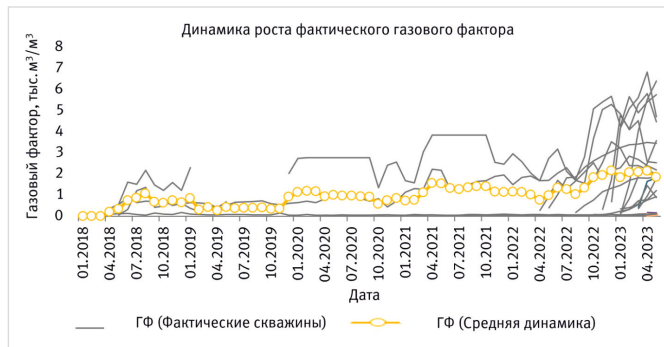


Рис. 2. Динамика роста фактического газового фактора (среднее значение)
Fig. 2. Growth dynamics of the actual GOR (average value)

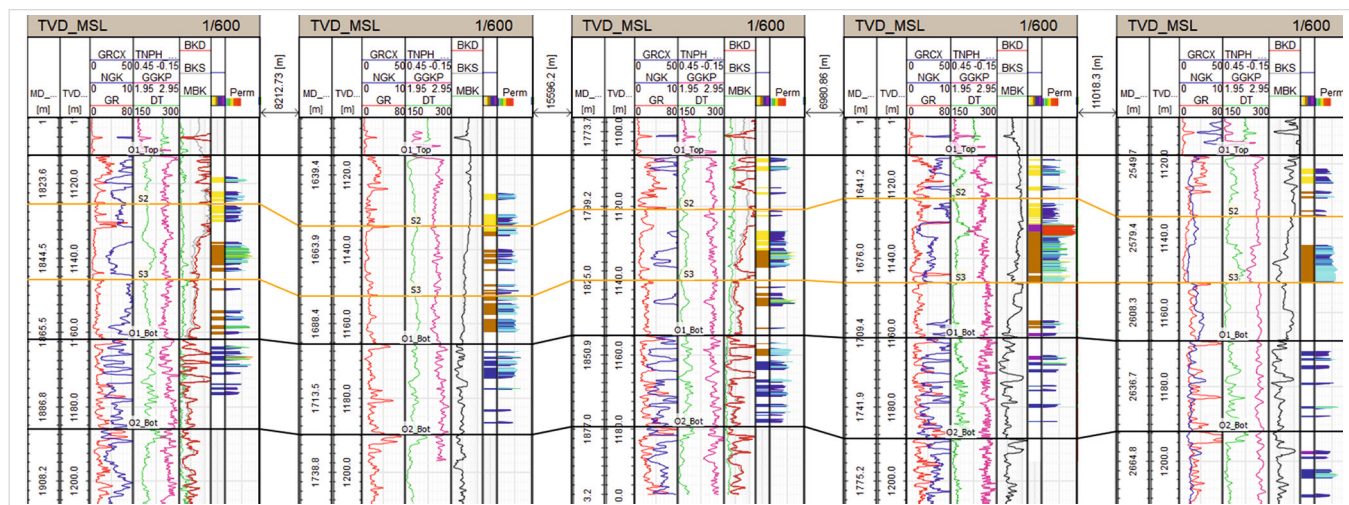


Рис. 3. Данные результатов интерпретации геофизических исследований скважин (РИГИС)
Fig. 3. Well log interpretation data

Закономерность прослеживается на ряде кустовых площадок, то есть существует системная ошибка в представлении об объекте, которую необходимо исправить.

Модель связанного коллектора

При гидродинамическом моделировании условные перемычки из известняка преобразовываются в неколлектор и не участвуют в численном расчете, представляя собой неактивные ячейки.

Моделирование гидродинамической связи между газовой шапкой и нефтенасыщенной частью коллектора возможно путем обращения неколлектора в коллектор с крайне низкими фильтрационными свойствами. Таким образом, модель связанного коллектора на секторной гидродинамической модели создана путем присвоения неактивным ячейкам свойств пористости = 0,11 д.ед, проницаемости = 0,01 мД и насыщением неподвижной водой (рис. 6).

Предполагалось, что газ как более подвижная среда, чем нефть и вода, сможет стремительно достигнуть перфорированных интервалов скважины, как наблюдается по факту. Метод связанного коллектора предполагает больший дренируемый объем за счет перевода неактивных ячеек в разряд активных, однако данная опция является возможностью воспроизведения фактических дебитов жидкости и нефти.

Для задачи воспроизведения высокого фактического газового фактора в гидродинамической модели данный подход себя не оправдал. Причиной стала низкая

эффективная проницаемость по газу в присутствии подвижной нефти и связанной воды. Лабораторные исследования относительной фазовой проницаемости в системе нефть-газ показали очень низкие значения фазовой проницаемости газа. При этом следует отметить, что число экспериментов в системе нефть-газ крайне мало, поэтому фактор низкой эффективной проницаемости имеет высокую степень неопределенности.

Преимущество подхода очевидно для моделирования трещиноватости в гидродинамических моделях в условиях большей информативности исследований.

Основной недостаток метода — время расчета увеличилось в четыре раза, что критичным образом может сказаться на полномасштабной модели и заставляет искать иные пути решения задачи.

Модель двойной проницаемости

В классической постановке модель двойной проницаемости используется для воспроизведения процесса добычи из трещиноватых коллекторов, при этом первичная пористость связана с матрицей, вторичная — с трещиной. Вторичная пористость подразумевает все эффективные пустоты в горной породе, образованные в результате воздействия постседиментационных процессов и развивающиеся как в межблоковом пространстве, так и в матрице. Возможно использование для воспроизведения тонких эффектов прорывов флюида [5].

Основное отличие от модели двойной пористости — модель двойной проницаемости

подразумевает наличие проницаемости как у блоков матрицы, так и у системы трещин.

В данной задаче имитации прорыва газа вторичная пористость задавалась во много раз меньше исходной пористости для того, чтобы поровый объем соответствовал объему зоны конусообразования. За счет этого прорыв газа при конусообразовании произойдет значительно раньше, чем в модели без двойной проницаемости, поскольку для того, чтобы прорваться в скважину, газу нужно вытеснить не весь объем ячейки, а только нефть из небольшого объема вторичных ячеек.

Для выполнения расчетов на гидродинамической модели обновлен сектор, учитывающий свойства двойной проницаемости (рис. 7).

Преимущество метода состоит в том, что модель двойной проницаемости позволяет моделировать перетоки как из матрицы в трещину, так и между ячейками матрицы [6]. Выполненные расчеты на секторной гидродинамической модели показывают эффективность подхода по адаптации газового фактора факт/гидродинамическая модель.

Основной минус — снижение скорости расчета ориентировочно в два раза, так как добыча ведется в основном из трещины. При этом существуют риски ограничения газового фактора при возможном фактическом снижении, которые заставляют искать дополнительные пути моделирования трещиноватости.

Модель микроразломов

Проницаемость трещиноватого коллектора в первую очередь связана с густотой и раскрытостью трещин. Моделирование свойств

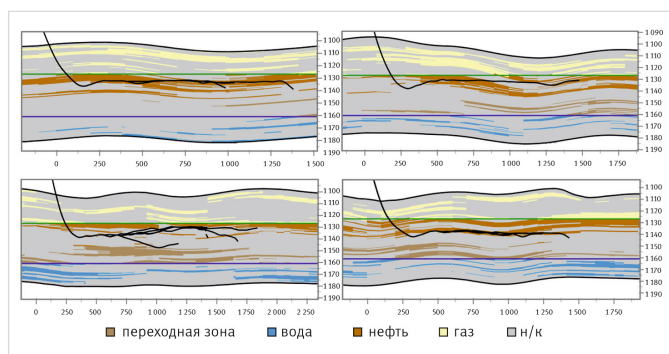


Рис. 4. Разрезы скважин вдоль и перпендикулярно по кубу насыщенности

Fig. 4. Geological section along the well and perpendicular to the well by saturation

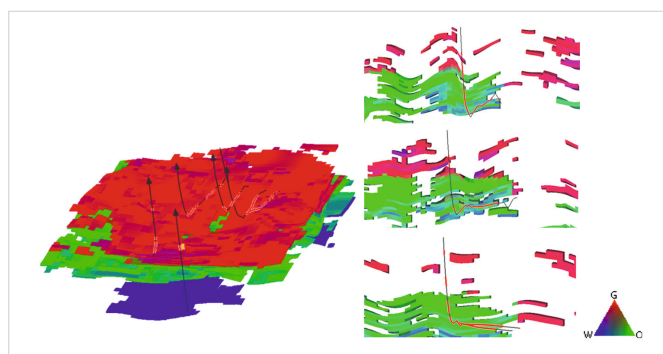


Рис. 5. Секторная ГДМ. Тернарный куб (газ, нефть, вода) — а; разрез по скважине — б

Fig. 5. Sectorial GDM. Ternary cube (gas, oil, water) — а; well section — б

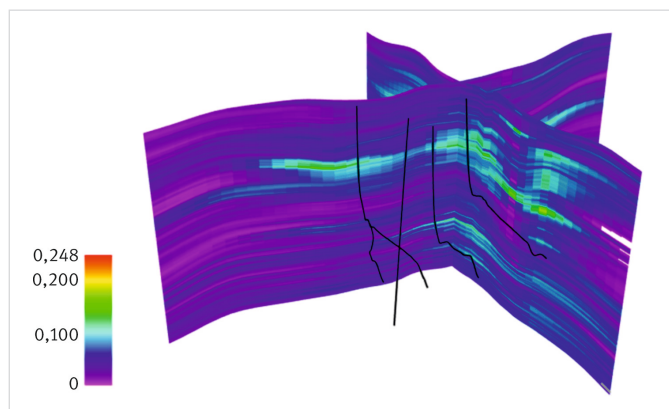


Рис. 6. Разрез из гидродинамической модели сплошной пористости. Куб пористости

Fig. 6. Section from a hydrodynamic model of continuous porosity. The porosity cube

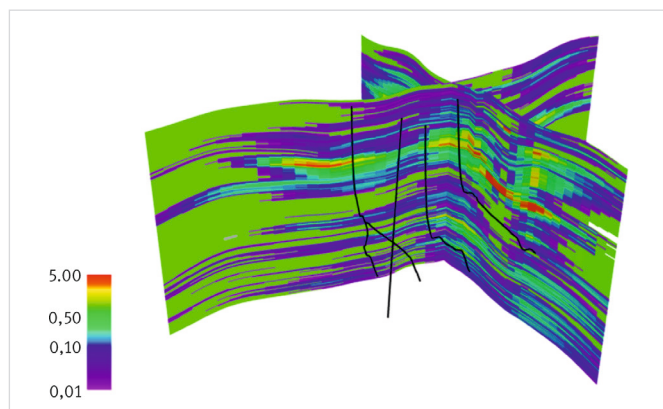


Рис. 7. Разрез из гидродинамической модели двойной проницаемости. Куб проницаемости

Fig. 7. Section from a dual-permeability hydrodynamic model. The permeability cube

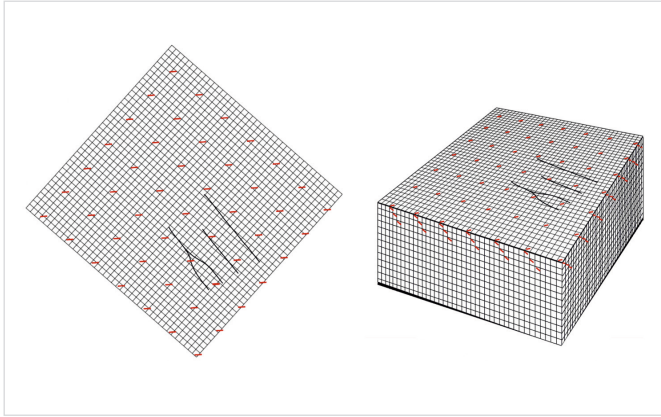


Рис. 8. Схематичное распределение микроразломов
Fig. 8. Schematic distribution of microfaults

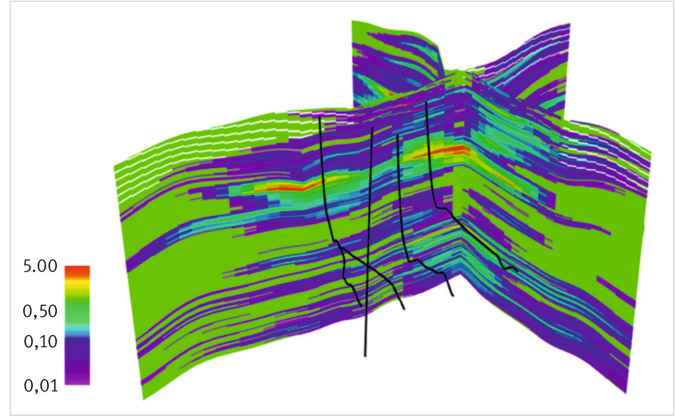


Рис. 9. Разрез из гидродинамической модели микроразломов.
Куб проницаемости
Fig. 9. Section from hydrodynamic model of microfaults.
The permeability cube

трещин на геологической модели возможно путем задания сетки микроразломов различных параметров.

Построение модели можно разделить на несколько этапов: моделирование густоты трещин, моделирование их ширины, моделирование угла и азимута падения трещин, моделирование протяженности трещин. Все эти параметры являются настроечными при адаптации в гидродинамической модели, но должны наиболее точным образом подтверждать представление о коллекторе.

Густота распределения трещин по керну объекта Ос невысока, длина трещин может достигать 40–50 см. Угол падения трещин не определен достоверно, но в наибольшем количестве случаев измеряется в диапазоне 20–25 градусов.

Для реализации модели микроразломов перестроена геологическая сетка с общим представлением о распределении трещин путем внедрения сети микроразломов, имитирующих трещиноватость коллектора.

Длина микроразломов условно принята как половина ячейки. Уменьшение длины неэффективно в случае укрупненной сетки модели 100×100 м. Распространение таких трещин применено в каждой 6-й ячейке ввиду низкой густоты фактического распределения. То есть расстояние между микроразломами составляет 5 ячеек, или 500 м. Угол наклона равен 25 градусам, согласно известным данным. Схематичное распределение микроразломов приведено на рисунке 8.

Для моделирования трещин принята сетка с проводящими и непроводящими разломами, не связанными друг с другом. Вариативность свойств может меняться с течением времени в гидродинамической модели, когда данных по керновым исследованиям будет больше и добавится факт эксплуатации скважин (рис. 9).

На обновленной гидродинамической модели вновь выполнены расчеты для адаптации скважин на фактические данные.

Прорывы газа в гидродинамической модели воспроизводятся наиболее достоверно в пределах допустимых отклонений (+2 % от фактических замеров). К тому же, появляется возможность регулирования динамики газового фактора газ с течением времени. Время расчета гидродинамической модели не увеличивается кратно. Все это говорит об успешности и оптимальности использования метода моделирования трещиноватости.

Основным недостатком метода является трудозатратность в ручном процессе создания сети трещин.

Принятие решения о масштабировании в постоянно действующую гидродинамическую модель

На рисунке 10 представлено сопоставление моделируемых вариантов и фактические данные по газу.

Рассмотренные методы показывают сопоставимые результаты. Для моделирования трещиноватости коллектора рекомендованы все рассмотренные модели в зависимости от конкретных свойств породы, цели моделирования и технических возможностей, а именно:

- модель связанного коллектора можно использовать для моделирования трещиноватости в гидродинамических моделях в условиях большой информативности исследований. В условиях недоизученности объекта способ не является однозначно достоверным;
- модель двойной проницаемости можно использовать для моделирования трещиноватости в гидродинамических моделях, в условиях отсутствия ограничения газового фактора, при возможном фактическом снижении. То есть гидродинамическая модель не сможет быть полностью пригодной для прогнозных расчетов;
- модель микроразломов, несмотря на трудозатратность метода на начальном этапе, наиболее достоверным способом моделирует трещиноватость карбонатных отложений и имеет возможность регулирования движения газа с течением времени.

Метод рекомендован к применению в полномасштабной гидродинамической модели как наиболее корректный и подтверждающий фактические прорывы газа через трещины в породе.

С целью глубинного понимания свойств коллектора объекта Ос и дальнейшего применения полученной информации в гидродинамической модели рекомендованы к проведению геофизические исследования по ряду скважин, а именно запись электрического каротажа для определения трещиноватости горной породы.

Итоги

По результатам гидродинамического моделирования удалось воспроизвести историческую динамику по основным технологическим показателям, в том числе динамику продвижения газа к стволу скважины, что может прогнозировать возможные прорывы на проектных скважинах.

Выводы

Имеющиеся данные по исследованиям образцов керна осинского карбонатного горизонта Среднеботуобинского месторождения дают понять, что распространение трещин возможно. Все карбонатные породы в той или иной мере трещиноватые.

Методы моделирования трещиноватости разнообразны и неоднозначны. Выбор конкретного пути обуславливается пониманием геологического строения объекта, вариативностью исследований и показателями фактической эксплуатации скважин.

Все рассмотренные методы: моделирование связанного коллектора, моделирование двойной проницаемости, моделирование системы микроразломов — позволяют

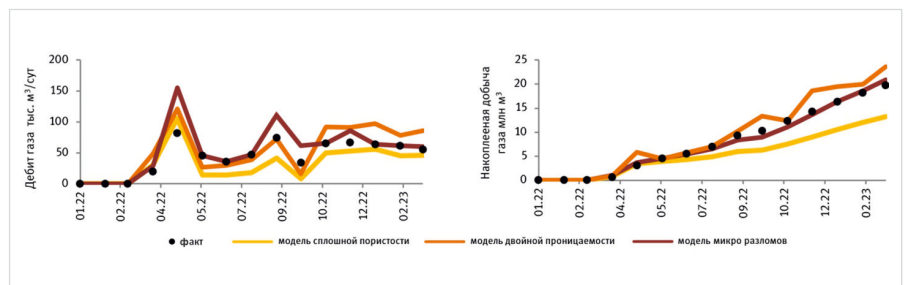


Рис. 10. Основные технологические показатели факт/ГДМ методы моделирования
Fig. 10. Main technological indicators fact / GDM

воспроизвести эффект существования трещиноватости в карбонатном коллекторе. Сравнение методов моделирования трещиноватости в целом показывает сопоставимый результат.

Как известно, в ходе эксплуатации свойства породы меняются, в том числе и свойства микротрещин. Оба метода не позволяют учесть динамические изменения характеристик трещин. Также негативным образом влияет увеличение времени расчета.

Моделирование трещиноватости коллектора для адекватного воспроизведения фактических прорывов газа и, как следствие, высокого газового фактора возможно и корректно, в большей степени путем моделирования системы микроразломов. Так как этот метод хоть и трудозатратен первоначально, но предполагает более детальное моделирование свойств коллектора и наиболее точным образом воспроизводит фактическую динамику прорывов газа. К тому же появляется возможность регулирования прорывов газа с течением времени, что очень важно для дальнейшей

прогнозной способности гидродинамической модели и успешного прогнозирования прорывов газа на проектных скважинах.

Литература

1. Максимова Е.Н., Чертина К.Н. Циклическое строение осинского горизонта на примере одного из месторождений Непско-Ботубобинской антеклизы // IX Всероссийское литологическое совещание: Литология осадочных комплексов Евразии и шельфовых областей. Казань: 2019. С. 271–272.
2. Прокопьев А.В., Козьмин Б.М., Смелов А.П., Алпатов В.В., Тимофеев В.Ф. и др. Среднеботубобинское нефтегазоконденсатное месторождение // Тектоника, геодинамика и металлогения территории Республики Саха (Якутия). М.: МАИК «Наука/Интерпериодика», 2001. С. 424–425.
3. Зюзов Е.С., Максимова Е.Н., Чертина К.Н., Леушин Н.В., Торгашова Л.В. Подходы к освоению низкопроницаемых карбонатных отложений осинского подгоризонта Среднеботубобинского месторождения // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2021. № 11. С. 28–33.
4. Соколянская Е.В., Федорова А.А. Опыт бурения многозабойных скважин на карбонатных отложениях осинского горизонта // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 2. С. 38–42.
5. Кинсфатор А.Р., Киселев В.М., Антоненко А.А. Влияние напряженного состояния массива трещиноватых карбонатных пород на продуктивность скважин. // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». 2014. № 3. С. 34–37.
6. Козьяев А.А., Смоленцев Е.И., Бибик А.Н., Закревский К.Е. Подходы к моделированию карбонатного трещиноватого коллектора на примере месторождения Восточной Сибири // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». 2016. № 1. С. 11–15.

ENGLISH

Results

As a results of hydrodynamic modeling, was possible to reproduce the historical dynamics of the main technological parameters. Including, reproducing the dynamics of gas movement to the wellbore. This process will help predict possible gas breakthroughs at project wells.

Conclusions

The available data from core samples of the osinsky carbonate horizon of the Srednebotubobinskoe Field clearly indicate that fracture propagation is possible. All carbonate rocks are fractured to some extent. Fissuring simulation methods are varied and ambiguous. The selection of a specific way is determined by understanding the geological structure of the target, variability of studies, and the actual well performance data.

All considered methods: joint reservoir simulation, dual permeability simulation, and micro-fault system simulation, allow simulating the

effect of fissuring in a carbonate reservoir.

In general, a comparison of fissuring simulation methods shows similar results.

As well-known, rock properties and micro fracture properties may change in the course of development. Neither method allows taking into account dynamic changes of fissuring characteristics. Longer calculation time also has a negative impact.

For adequate simulation of the actual gas breakthrough, and consequently high GOR, it is possible and appropriate to use mostly reservoir fissuring simulation of a micro-fracture system since the method, although initially labor-intensive, involves a more detailed modeling of reservoir properties and reproduces the actual dynamics of gas breakthroughs most accurately. In addition, it becomes possible to control gas breakthrough over time, which is very important for future predictive capability of the geological and reservoir model, and for successful forecast of gas breakthrough in the planned wells.

References

1. Maksimova E.N., Chertina K.N. Cyclic structure of the osinsky horizon on the example of the deposits of the Nepa-Botuoba anticline. Kazan: Materials of IX All-Russian lithology convention (with international participation): Lithology of sedimentary complexes of Eurasia and shelf areas, 2019, P. 271–272. (In Russ).
2. Prokopiev A.V., Kozmin B.M., Smelov A.P., Alpatov V.V., Timofeev V.F. et al. The Srednebotubobinskoe oil gas condensate field. Tectonics, geodynamics and metallogeny of the territory of the Republic of Sakha (Yakutia). Moscow: MAIK “Nauka/Interperiodika”, 2001, P. 424–425. (In Russ).
3. Zyuzev E.S., Maksimova E.N., Chertina K.N., Leushin N.V., Torgashova L.V. Approaches to the development of low-permeability carbonate deposits of the osinsky sub-horizon of the Srednebotubobinskoe field. Geology, geophysics and development of oil and gas fields, 2021, issue 11, P. 28–33. (In Russ).
4. Sokolyanskaya E.V., Fedorova A.A. Experience in drilling multilateral wells on carbonate deposits of the osinsky horizon. Exposition Oil Gas, 2023, issue 2, P. 38–42. (In Russ).
5. Kinsfator A.R., Kiselev V.M., Antonenko A.A. Influence of stress condition of fractured carbonate rocks on well efficiency. Scientific and technical bulletin of JSC OC Rosneft, 2014, issue 3, P. 34–37. (In Russ).
6. Kozyaev A.A., Smolentsev E.I., Bibik A.N., Zakrevskiy K.E. Modelling the carbonate naturally fractured reservoir: Eastern Siberia case study. Scientific and technical bulletin of of JSC OC Rosneft, 2016, issue 1, P. 11–15. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Соколянская Екатерина Вячеславовна, главный специалист
Управления по геологии и разработке месторождений
Няганьнефтегаз, ООО «ТННЦ», Тюмень, Россия
Для контактов: evsokolyanskaya@tnnc.rosneft.ru

Федорова Анна Андреевна, ведущий специалист
Управления по геологии и разработке месторождений
Восточной Сибири, ООО «ТННЦ», Тюмень, Россия

Будько Артем Игоревич, начальник отдела
Управление геологического сопровождения бурения скважин,
ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча», Иркутск, Россия

Янышев Алмаз Газович, главный специалист
Управление геологического сопровождения бурения скважин,
ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча», Иркутск, Россия

Sokolyanskaya Ekaterina Vyacheslavovna, senior specialist
of the department of geology and field development of Nyagan NG,
“Tyumen petroleum research center” LLC,
Tyumen, Russia
Corresponding author: evsokolyanskaya@tnnc.rosneft.ru

Fedorova Anna Andreevna, leading specialist of the department
of geology and field development of Eastern Siberia,
“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

Budko Artyom Igorevich, section head, department
of geological support to drilling, “TYNGD” LLC, Irkutsk, Russia

Yanyшев Almaz Gayazovich, senior specialist of the department
of geological support to drilling, “TYNGD” LLC,
Irkutsk, Russia