СЕКТОРНОЕ КОМПОЗИЦИОННОЕ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ОБВОДНЕНИЯ ГАЗОКОНДЕНСАТНОЙ СКВАЖИНЫ

Нуриддинов Жамолиддин Фазлиддин угли
ООО «Uz-Gas Projects», начальник отдела разработки
E-mail: jmnuriddinov1@gmail.com
Адизов Бобиржон Замирович
Институт общей и неорганической химии АН Республики Узбекистан, DSc, заведующий лабораторией
E-mail: bobirjon_adizov@mail.ru
Акрамов Бахшилло Шафиевич
Филиал РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина в г. Ташкенте, к.т.н., профессор
E-mail: akramov_bahsh@mail.ru
Евстафеев Евгений Александрович
Филиал РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина в г. Ташкенте, преподаватель
E-mail: johnnygeniy@mail.ru

Annotatsiya. Maqolada boshlang‘ich geologik-fizik ma’lumotlarning yetishmasligi sharoitida kompozitsion suyuqlik modeli qo‘llanilgan holda vertikal gazokondensat qudug‘ining suvlanish jarayonini sektorli gidrodinamik modellashtirish ko‘rib chiqilgan. O‘zbekiston Respublikasida ishlatilayotgan konlardan biridagi ekspluatatsion quduqning perferatsiya intervaliga qatlam suvi konusining ko‘tarilish jarayoni qayta tiklangan.

Kalit so‘zlar: quduq, sektorli modellashtirish, suvlanish, suv konusi, qazib olish dinamikasi, debit, kompozitsion model.

Аннотация. В статье рассмотрено секторное гидродинамическое моделирование процесса обводнения добывающей вертикальной газоконденсатной скважины с применением композиционной модели флюида в условиях недостатка исходной геолого-физической информации. Воспроизведен процесс поднятия конуса подошвенной воды к интервалам перфорации эксплуатационной скважины одного из разрабатываемых месторождений Республики Узбекистан.

Ключевые слова: скважина, секторное моделирование, обводнение, водяной конус, динамика добычи, дебит, композиционная модель.

Abstract. The article considers sectoral hydrodynamic modeling of the water breakthrough process in a producing vertical gas condensate well using a compositional fluid model under conditions of limited initial geological and

ISSN 3030-3907

physical information. The process of bottom water coning towards the perforation intervals of a production well at one of the developing fields of the Republic of Uzbekistan is reproduced.

Введение

В настоящее время в Республике Узбекистан одной из актуальных проблем эксплуатации газовых скважин является их стремительное обводнение за счет локального поднятия конуса подошвенной воды, обусловленного геологическими и технологическими факторами. Геологические факторы представлены наличием высокопроницаемых трещин в карбонатных коллекторах, по которым пластовая вода может быстро проникать к забою добывающей скважины. Основным технологическим фактором является несоблюдение технологического режима эксплуатации скважин, а именно допустимой депрессии на пласт, при которой не должно происходить ее обводнение [1]. На сегодняшний день существует множество способов борьбы с обводнением газовых скважин, среди которых можно выделить химические, технологические и физические [2]. Одним из наиболее простых и практически применимых методов является изменение технологического режима эксплуатации скважины и проведение продувки ее забоя для выноса скопившейся жидкости. Однако такой метод является краткосрочным по своему действию, и в будущем вода вновь начнет поступать к перфорационным каналам. В свою очередь, применение химических методов сталкивается с рядом ограничений из-за термобарических условий залежи, а также требует особого подхода к разработке специальных материалов [3]. Физические методы требуют проведение спускоподъемных операций для изменения компоновки скважинного оборудования, а также спуск дополнительного оборудования, такого как плунжер или погружной электроцентробежный насос [2]. Однако выбор того или иного метода должен осуществляться на основе предварительных численных исследований, направленных на минимизацию финансовых затрат и максимизацию эффекта от его применения. Численные исследования необходимо проводить на гидродинамических моделях таких залежей или их фрагментах. В условиях недостатка исходных геолого-физических данных о распределении фильтрационно-емкостных свойств пласта для моделирования процесса обводнения газовых скважин допускается применение секторного гидродинамического моделирования фрагмента залежи, дренируемого исследуемой скважиной.

Целью работы является построение секторной гидродинамической модели фрагмента залежи одного из газоконденсатных месторождений

ISSN 3030-3907

Республики Узбекистан, позволяющей воспроизвести процесс обводнения добывающей газоконденсатной скважины, разрабатывающей данный участок.

Материалы и методы. Для моделирования процесса обводнения добывающей газоконденсатной скважины были использованы все имеющиеся о ней данные – конструкция, технологический режим, динамика добычи и результаты интерпретации газогидродинамических исследований. Помимо этого, из проектного документа на разработку месторождения были взяты данные об эффективных газонасыщенных толщинах каждого горизонта, вскрываемого скважиной.

Исследуемая скважина №33 по конструкции является вертикальной, вскрывает три горизонта юрских отложений, отличающихся эффективными газонасыщенными толщинами, пористостью и мощностью. В процессе ее эксплуатации после вывода месторождения из консервации часть периода добычи являлась безводной, однако вследствие проявления газового режима залежи, происходило стремительное падение пластового давления и дебита газа и конденсата. На третий год эксплуатации произошло образование конуса воды, и скважина начала обводняться, что привело к еще более стремительному падению ее производительности. Несмотря на принятые меры по снижению депрессии на пласт, процесс обводнения стремительно ускорялся, и на сегодняшний день дебит воды увеличился в 18 раз по сравнению с начальным периодом эксплуатации.

Моделирование процесса обводнения данной скважины включало в себя следующие этапы:

1. **Анализ имеющейся геолого-физической информации о пласте и параметров исследуемой скважины.** На данном этапе были проанализированы результаты газогидродинамических исследований скважины №33, а также данные о фильтрационно-емкостных свойствах вскрываемых скважиной горизонтов. В частности, были определены средние значения коэффициентов пористости, песчанистости и абсолютной проницаемости пород-коллекторов.
2. **Обоснование параметров гидродинамической модели.** Этот этап подразумевал выбор размеров фрагмента залежи, определение необходимого типа аквифера и его фильтрационно-емкостных характеристик, а также варианта PVT-модели флюидов. Поскольку исследуемая скважина вскрывает газоконденсатную залежь, было принято решение использовать композиционную модель.

ISSN 3030-3907

3. **Построение и адаптация PVT-модели флюида, моделирование начального фазового равновесия.** Для построения композиционной PVT-модели флюида залежи, вскрываемой исследуемой скважиной применялся алгоритм, описанный в [4-5]. Адаптация проводилась по величине начального потенциального содержания конденсата в пластовом газе и давлению начала конденсации. Для моделирования начального фазового равновесия использовались данные о положении газоводяного контакта и текущем пластовом давлении в залежи. Проводилась также адаптация величины дренируемых запасов газа рассматриваемой скважиной.

4. **Воспроизведение истории эксплуатации и динамики обводнения.** Для воспроизведения истории эксплуатации скважины №33 использовалось разделение всего временного периода на этапы, в согласии с методикой, описанной в [6]. Весь рассматриваемый период длительностью 19 лет был разделен на 2 этапа:

- **I этап (2006-2007 гг.)** – безводная эксплуатация с постепенным снижением дебита газа и конденсата;
- **II этап (2008-2025 гг.)** – рост обводнения скважинной продукции за счёт образования конуса подошвенной воды и стремительное снижение производительности скважины по газу и конденсату.

На первом этапе осуществлялась адаптация по дебиту газа, поскольку этот флюид являлся преобладающим в процессе добычи. На втором этапе для корректного воспроизведения динамики обводнения скважины адаптация проводилась по дебиту воды, а динамика дебитов газа и конденсата настраивалась путем изменения кривых относительных фазовых проницаемостей.

Обсуждение и результаты

Исследуемая скважина по конструкции является вертикальной и охватывает определенную зону дренирования залежи. В качестве допущения была построена 3D-сетка размерами 1000x1000x250 м. При этом шаг по осям OX и OY был взят равным 50 м., а по оси OZ – 1 м. Далее для построенной сетки моделировались основные фильтрационно-емкостные свойства – пористость, абсолютная проницаемость по всем осям координат, а также песчанистость. Поскольку для моделируемой части залежи отсутствуют данные о расчлененности и неоднородности разреза по всем пропласткам, в качестве допущения фильтрационно-емкостные свойства моделировались по средним данным из проектного документа на разработку данной залежи. Так, для моделирования пористости использовалась разбивка пласта на горизонты, имеющие среднюю пористость, определенную по данным

ISSN 3030-3907

геофизических исследований скважин и петрофизических исследований керна. Для моделирования неоднородного распределения пористости, для верхнего горизонта, расположенного на глубине выше 3072 м. средняя пористость принята равной 8%, для среднего горизонта, расположенного между 3072 и 3103 м. – 12%, а для нижнего – 8,3%. Рассчитанное значение песчанистости для верхнего горизонта составило 0.22, для среднего горизонта – 0.75, а для нижнего – 0.06. На рисунке 1 изображено распределение песчанистости в моделируемом фрагменте залежи.

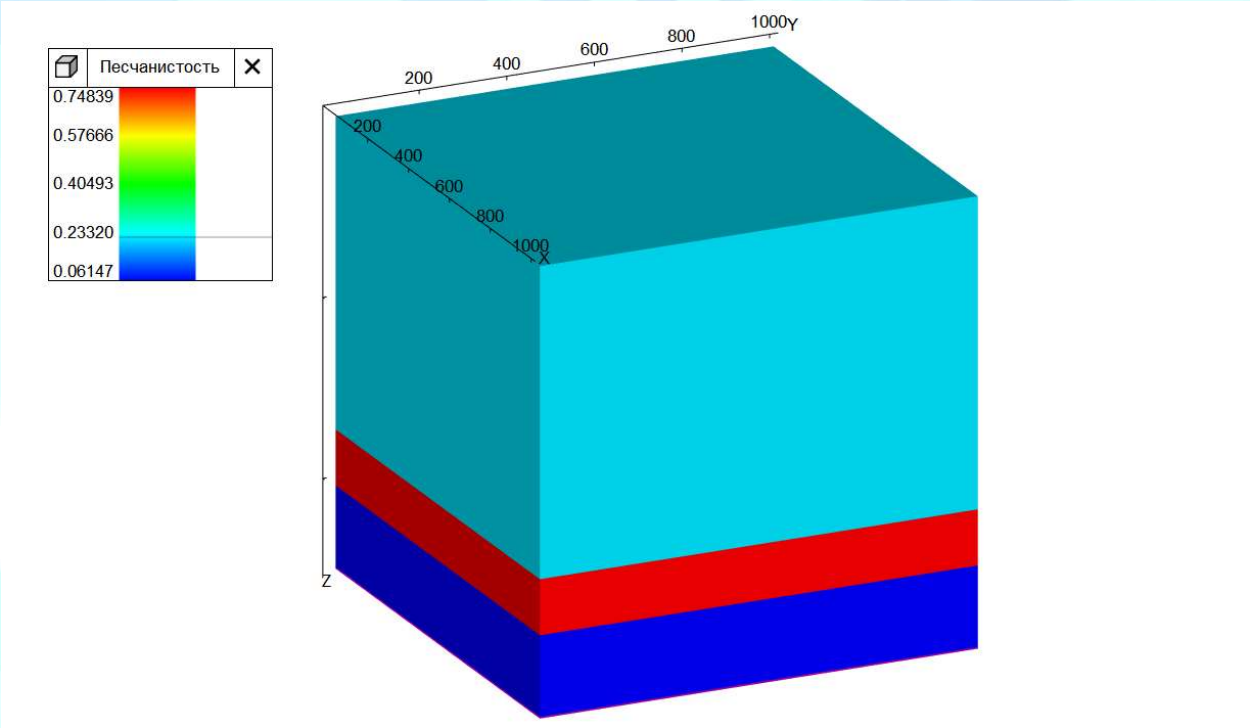


Рис.1. Распределение песчанистости в моделируемом фрагменте залежи

Величина абсолютной проницаемости была принята по результатам обработки кривой восстановления давления скважины №33 и в среднем составила 66,73 мДарси. Для моделирования вторжения воды в залежь использовался аквифер Картера-Трейси, фильтрационно-емкостные параметры которого в качестве допущения были приняты равными нижнему горизонту. На рисунке 2 представлено начальное распределение насыщенности в модели согласно тернарной диаграмме.

ISSN 3030-3907

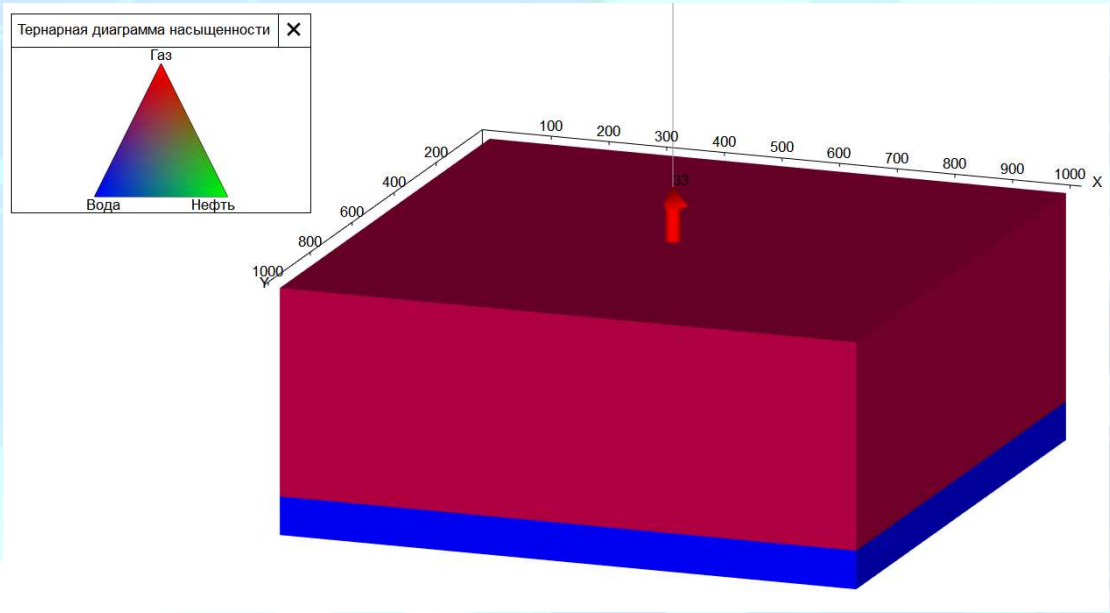


Рис.2. Начальное распределение насыщенности в модели согласно тернарной диаграмме

Построение PVT-модели пластового флюида осуществлялось на основе среднего компонентного состава пластового газа, приведенного в таблице 1.

Таблица 1.

Средний компонентный состав пластового газа рассматриваемой залежи

Компонент	Молярная концентрация, %
CH_4	88,91
C_2H_6	5,64
C_3H_8	1,41
i-C_4H_{10}	0,29
n-C_4H_{10}	0,36
$C_{5+в}$	1,15
N_2	0,99
CO_2	1,05
H_2S	0,20

Для этого компонентного состава с учетом молекулярной массы конденсата, равной 133 г/моль, проводилась его замена на стандартный компонент нонан, который затем разбивался на псевдокомпоненты с помощью корреляции Whitson согласно методике, изложенной в [4]. В результате была адаптирована величина начального потенциального содержания конденсата в пластовом газе, равная 62 г/м^3 и давление начала конденсации, равное 368 бар. На рисунке 3 представлена изотерма дифференциальной конденсации полученного состава пластового флюида.

ISSN 3030-3907

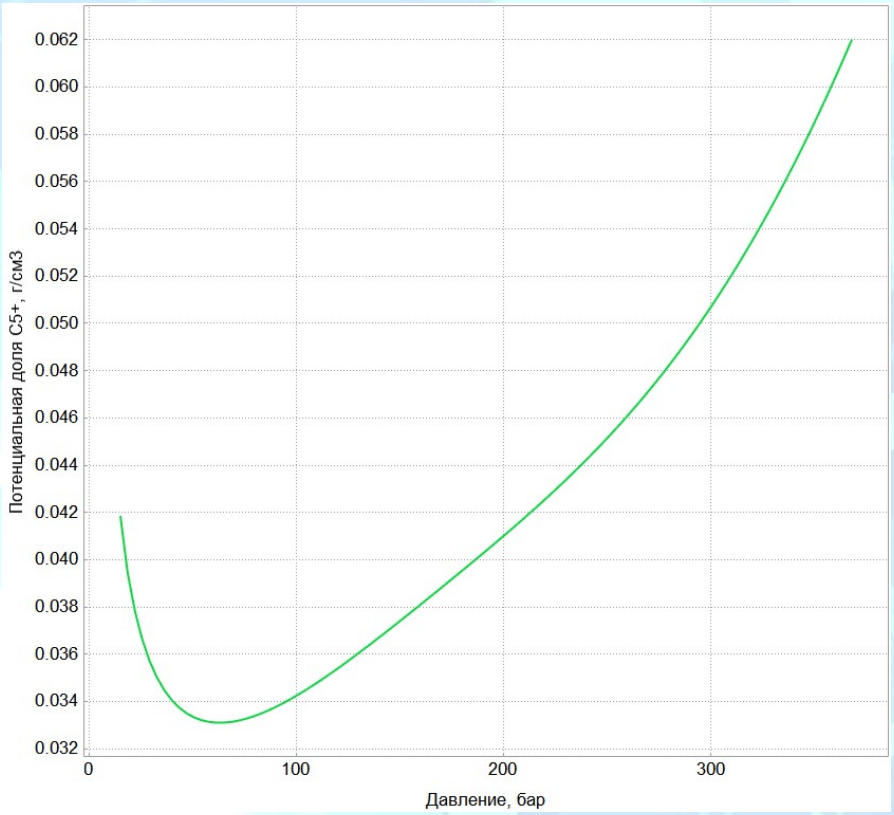
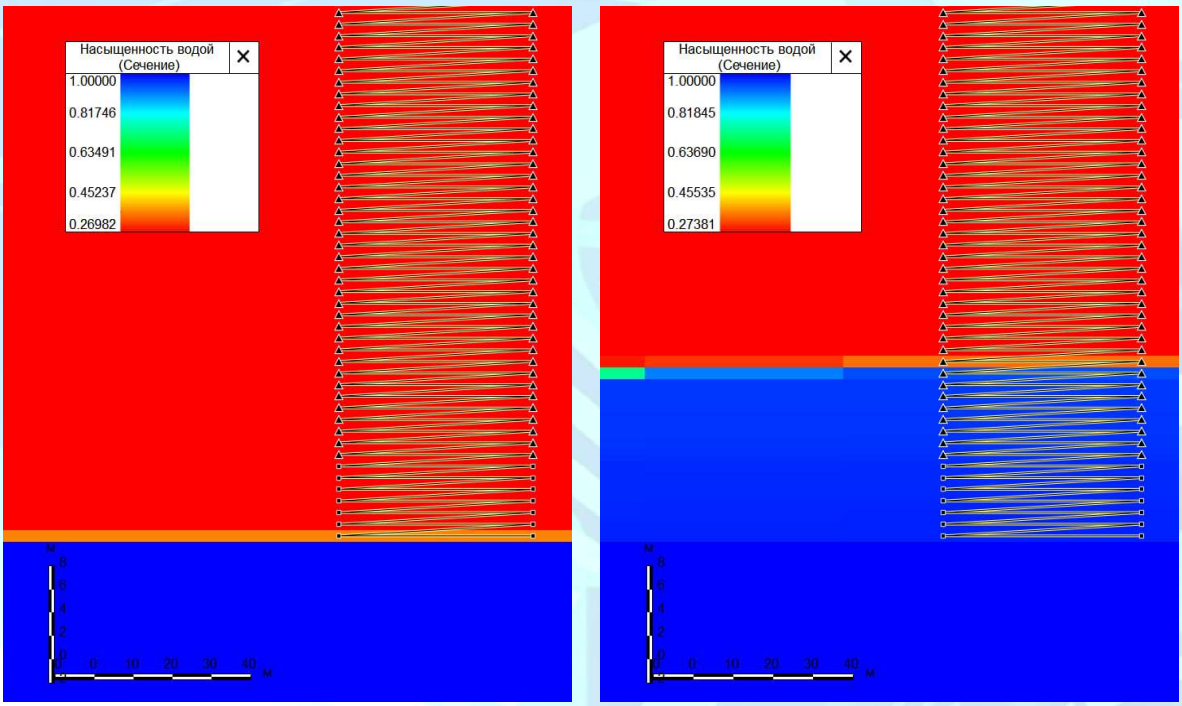


Рис.3. Изотерма дифференциальной конденсации пластового газа исследуемого месторождения

Далее вопроизводилась история эксплуатации скважины №33. В период с 1 июля 2006 года до 1 января 2008 года, соответствующего безводному периоду эксплуатации, задавался режим дебита газа GRAT, а в период с 1 января 2008 года по 1 июля 2025 года – режим дебита воды WRAT. В результате удалось воспроизвести подъем конуса подошвенной воды к интервалам перфорации. На рисунке 4 показано распределение насыщенности водой в гидродинамической модели месторождения на начало и конец рассматриваемого периода эксплуатации.

ISSN 3030-3907



а **б**

Рис.4. Распределение насыщенности водой в гидродинамической модели месторождения: а – на начало рассматриваемого периода эксплуатации, б – на конец рассматриваемого периода эксплуатации скважины №33

Как видно из рисунка 3, вследствие активности подошвенной воды произошел подъем газоводяного контакта и образование водяного конуса, что и привело к увеличению дебита в 18 раз с 0,1 м^3/сут до 1,8 м^3/сут.

Стоит отметить, что применение режима WRAT позволило полностью адаптировать динамику обводнения исследуемой скважины. На рисунках 5 и 6 представлены графики зависимости фактических и модельных значений дебита и накопленной добычи воды для исследуемой скважины.

ISSN 3030-3907

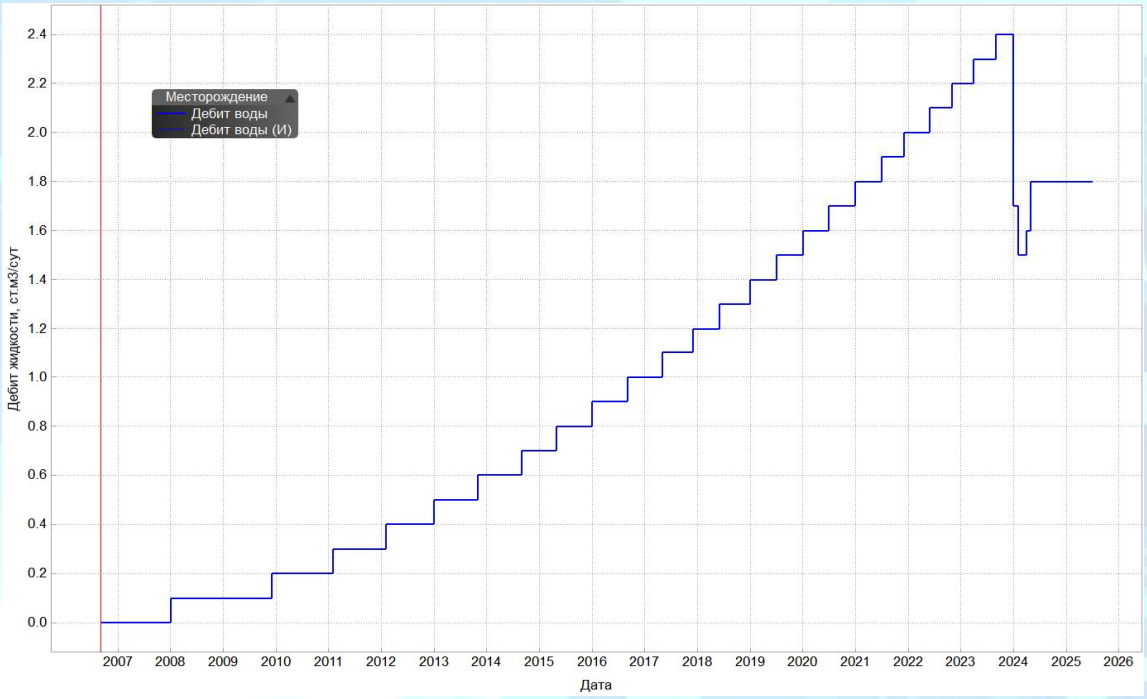


Рис.5. Динамика фактических (дебит воды (И)) и модельных (дебит воды) значений дебита воды

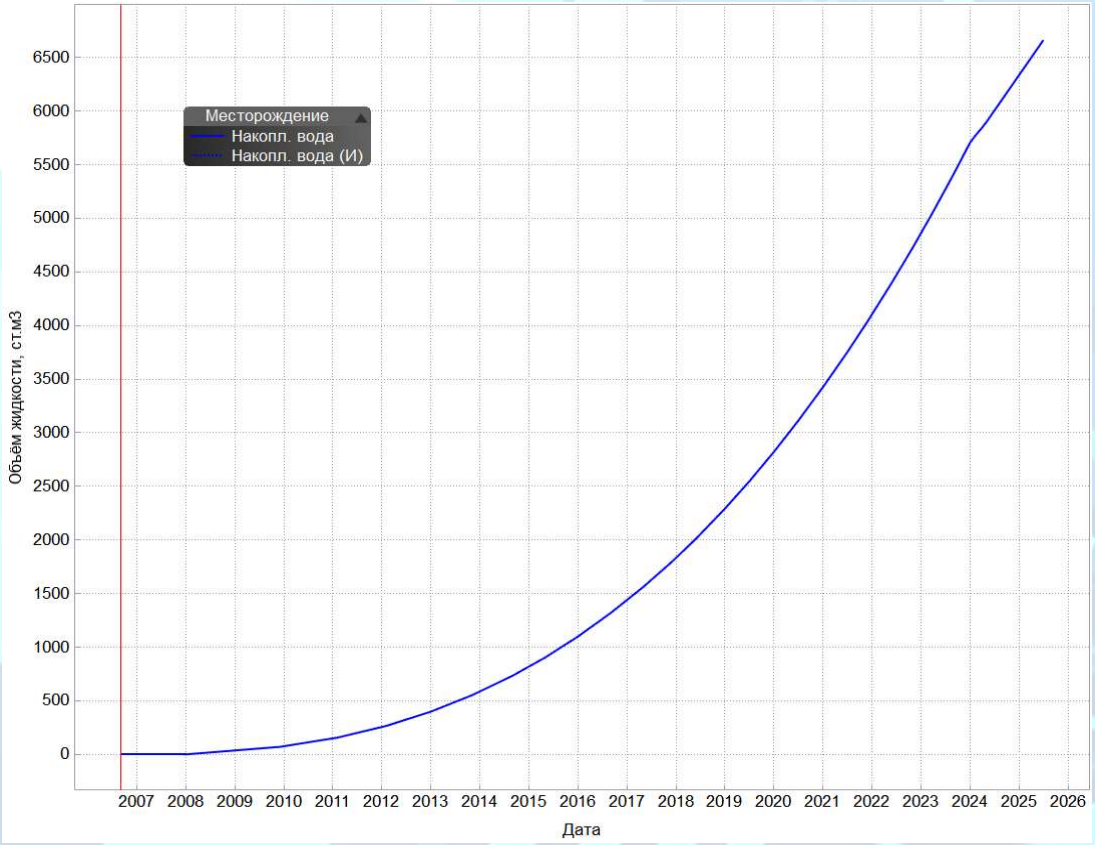


Рис.6. Динамика фактических (накопл. вода (И)) и модельных (накопл. вода) значений накопленной добычи воды

Как показывают рисунки 4 и 5, применение предложенного подхода вкупе с композиционным моделированием позволило корректно воспроизвести динамику обводнения исследуемой скважины №33.

ISSN 3030-3907

Выводы и предложения

В данной работе рассмотрено применение композиционного секторного гидродинамического моделирования для воспроизведения процесса обводнения эксплуатационной газоконденсатной скважины одного из разрабатываемых месторождений Республики Узбекистан в условиях недостатка исходной геолого-физической информации о продуктивном пласте. Проведенные численные эксперименты показали эффективность применения поэтапного подхода к адаптации истории эксплуатации таких скважин. Результаты, полученные в данной работе, могут стать основой для прогнозирования дальнейшего процесса обводнения исследуемой скважины, а также является полезным вспомогательным инструментом для обоснования методов борьбы с ним.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Алиев З. С., Андреев С. А., Власенко А. П. Технологический режим работы газовых скважин. – Москва: Недра, 1978. – 279 с.
2. Ли Дж., Никенс Г., Уэллс М. Эксплуатация обводняющихся газовых скважин: технологические решения по удалению жидкости из скважин / пер. с англ.; науч. ред. С. Г. Вольпин, И. В. Шулятиков. — М.: Премиум Инжиниринг, 2008. — 365 с.
3. Нуриддинов Ж. Ф., [и др.]. Изоляция водопритока в высокотемпературных газоконденсатных скважинах на примере месторождения Северный Мубарек // Universum: технические науки : электронный научный журнал. – 2025. – Т. 7, № 136. — URL: https://7universum.com/ru/tech/archive/item/20537 (дата обращения: 11.09.2025).
4. Evstafeev E. A., Akramov B. Sh., Shevtsov V. M., Turaev U. D. Development of a compositional PVT model for a multicomponent, multiphase hydrocarbon reservoir // International Journal of Advanced Research in Science, Engineering and Technology. – 2025. – Vol. 12, Issue 8. – August.
5. Адизов Б. З., Акрамов Б. Ш., Алиев Р. и др. Состояние, проблемы, перспективы развития современной науки и технологий: монография. — Петрозаводск: МЦНП «Новая наука», 2025. – 601 с.
6. Евстафеев Е. А., Шевцов В. М., Адизов Б. З., Акрамов Б. Ш. & Нуриддинов Ж. Ф. (2025). Алгоритм поэтапной адаптации композиционной гидродинамической модели многокомпонентного многофазного месторождения. Development Of Science, 9(2), pp. 444-461. https://doi.org/0

ISSN 3030-3907