АЛГОРИТМ ПОЭТАПНОЙ АДАПТАЦИИ КОМПОЗИЦИОННОЙ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ МНОГОКОМПОНЕНТНОГО МНОГОФАЗНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Евстафеев Евгений Александрович
Филиал РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина в г. Ташкенте, преподаватель
E-mail: johnnygeniy@mail.ru
Шевцов Владимир Михайлович
АО «O'ZLITINEFTGAZ», DSc, профессор, ведущий научный сотрудник
E-mail: v.shevcov@liting.uz
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
Нуриддинов Жамолиддин Фазлиддин угли
ООО «Uz-Gas Projects», начальник отдела разработки
E-mail: jmnuriddinov1@gmail.com

Annotatsiya. Maqolada O‘zbekiston Respublikasida joylashgan neft-gazkondensat konining kompozitsion gidrodinamik modelini bosqichma-bosqich moslashtirish algoritmi taqdim etilgan. Taklif etilgan algoritm modelning fizik-kimyoviy xususiyatlari va hisoblangan uglevodorod zaxiralarini amaliy ma’lumotlarga yuqori darajada yaqinlashtirishga qaratilgan kompleks harakatlarni o‘z ichiga oladi. Tadqiqotda, shuningdek, konni ishlatish holati tarixini qayta tiklashga alohida e’tibor qaratilgan bo‘lib, bu jarayon konni ekspluatatsiya qilish strategiyasidagi asosiy bosqichlarga muvofiq ravishda ketma-ket bo‘linib chiqilgan.

Kalit so‘zlar: algoritm, gidrodinamik modellashtirish, neft va gaz kondensati koni, zahiralari, rivojlanish ko'rsatkichlari, konvergensiya, moslashish, fazalar muvozanati.

Аннотация. В статье представлен алгоритм поэтапной адаптации композиционной гидродинамической модели разрабатываемого нефтегазоконденсатного месторождения Республики Узбекистан. Алгоритм включает в себя комплекс действий, направленных на достижение высокой сходимости физико-химических свойств и расчетных запасов углеводородов

ISSN 3030-3907

модели с фактическими данными. Особое внимание уделено корректному воспроизведению истории разработки путем ее последовательного разделения на этапы, соответствующие ключевым событиям в стратегии разработки исследуемого месторождения.

Ключевые слова: алгоритм, гидродинамическое моделирование, нефтегазоконденсатное месторождение, запасы, показатели разработки, сходимость, адаптация, фазовое равновесие.

Abstract. The article presents an algorithm for the stepwise adaptation of a compositional reservoir simulation model for a developing oil and gas condensate field in the Republic of Uzbekistan. The proposed algorithm comprises a set of procedures aimed at achieving a high degree of convergence between the physicochemical properties and the calculated hydrocarbon reserves of the model with actual field data. Particular attention is paid to the accurate reproduction of production history through its sequential division into stages corresponding to key events in the field development strategy.

Keywords: algorithm, hydrodynamic modeling, oil and gas condensate field, reserves, development indicators, convergence, adaptation, phase equilibrium.

Введение

В настоящее время для Республики Узбекистан актуальной задачей является повышение коэффициентов извлечения углеводородов из месторождений с целью удовлетворения растущих потребностей населения и экономики страны. Проектирование разработки месторождений углеводородов, согласно [1-2], должно сопровождаться выполнением инженерных расчетов и использованием гидродинамического моделирования. Несмотря на активное развитие информационных технологий и значительное расширение функциональных возможностей гидродинамических симуляторов, одной из ключевых проблем моделирования разработки месторождений по-прежнему остается адаптация истории разработки к фактическим данным [3]. При этом в понятие «адаптация» входит не только корректное воспроизведение динамики добычи углеводородов из залежи, но и моделирование фазовых превращений углеводородных систем при изменении термобарических условий в процессе разработки [4]. Такой подход позволяет повысить достоверность прогноза поведения пластовых флюидов, что особенно важно при разработке многокомпонентных многофазных месторождений как в режиме естественного истощения, так и с применением системы поддержания пластового давления, в том числе сайклинг-процесса [5]. Однако в условиях продолжительной разработки месторождений, сопровождающейся

ISSN 3030-3907

применением различных технологий в рамках реализации утвержденных стратегий, адаптация гидродинамических моделей превращается в сложную многофакторную задачу, решение которой требует специальных методических подходов. В этой связи актуальным является совершенствование методов поэтапной адаптации истории разработки с использованием композиционных моделей, учитывающих фазовые переходы и изменение свойств флюидов.

Целью работы является разработка и обоснование алгоритма поэтапной адаптации композиционной гидродинамической модели нефтегазоконденсатного месторождения с большой историей эксплуатации.

Анализ литературы

Прогнозирование основных показателей разработки месторождений углеводородов осуществляется с использованием различных подходов. На ранних стадиях освоения залежи, а также при ограниченном объеме исходных геолого-промысловых данных, используются математические модели на основе уравнения материального баланса [6]. Однако такие модели, несмотря на свою простоту, не учитывают в полной мере фазовые превращения углеводородных систем и не позволяют достоверно воспроизвести историю разработки при длительной эксплуатации месторождения. Кроме того, их существенным ограничением является невозможность точного численного моделирования различных методов воздействия на пласт в условиях многокомпонентных и многофазных систем, например при реализации сайклинг-процесса или одновременной добычи газа из газовой шапки и нефти из нефтяной оторочки с использованием внутрискважинного газлифта. Применение простейших гидродинамических моделей типа Black Oil («чёрная нефть») и Dry Gas («сухой газ»), которые наиболее распространены в современной практике гидродинамического моделирования, позволяет воспроизвести динамику добычи нефти, газа и воды, а также учесть темпы падения пластового давления [7-8]. Однако для расчёта добычи конденсата требуется производить дополнительные вычисления вне гидродинамического симулятора, а снижение производительности добывающих скважин вследствие увеличения насыщенности призабойной зоны ретроградным конденсатом вообще не учитывается. Это существенно ограничивает возможности данных моделей при исследовании газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. В таких случаях целесообразно использовать композиционные модели, основанные на уравнениях состояния, которые

ISSN 3030-3907

позволяют более корректно описывать фазовые переходы и динамику многокомпонентных флюидов [9-11].

Широкое применение композиционных моделей, несмотря на их очевидные преимущества, ограничено рядом факторов, среди которых можно выделить:

- Сложности при построении PVT-моделей флюидов и адаптации их физико-химических свойств к результатам лабораторных исследований их проб;
- Проблему выбора и обоснования необходимого количества PVT-регионов и величины опорного давления для обеспечения равновесности модели [12];
- Сложности обеспечения фазового равновесия и высокой сходимости запасов всех углеводородов с фактическими данными [10];
- Необходимость проведения детальной адаптации динамики добычи нефти, свободного и растворенного в нефти газа и конденсата, а также изменения пластового давления, что требует тщательной настройки фильтрационных параметров и учета особенностей работы скважин.

В частности, данные факторы проявляются в отношении многокомпонентных многофазных месторождений с длительной историей эксплуатации, активным отбором запасов углеводородов и применением различных современных технологий повышения добычи углеводородов, таких как использование горизонтальных скважин различных конструкций [13], технологии сайклинг-процесса [14] и других методов интенсификации. В этих условиях стандартные методы адаптации оказываются недостаточными, что обусловливает необходимость разработки алгоритма поэтапной адаптации гидродинамических моделей. Такой алгоритм должен обеспечивать согласование расчетных данных с фактической историей разработки, учитывать влияние применяемых технологий и позволять более достоверно прогнозировать основные показатели разработки месторождения.

Методология исследования

В практике гидродинамического моделирования разработки месторождений углеводородов существуют общепринятые подходы, актуальные для всех типов залежей [15]. К числу ключевых требований относятся: корректная подготовка исходной геолого-физической информации, построение геологической модели с учетом структурных и фильтрационно-емкостных особенностей и моделей флюидов, свойства которых согласуются с результатами лабораторных исследований, а также последовательная адаптация динамики добычи углеводородов и изменения пластового давления. Вместе с тем при композиционном моделировании

ISSN 3030-3907

многокомпонентных многофазных месторождений перечень методологических требований существенно расширяется. Необходимо учитывать корректное описание фазовых переходов, подбор уравнений состояния на основе PVT-исследований, а также построение моделей, способных адекватно воспроизводить процессы ретроградной конденсации и межфазного смешивания углеводородов в пластовых условиях. Особые трудности возникают при моделировании разработки нефтегазоконденсатных месторождений, где требуется корректное воспроизведение длительной истории разработки газовой шапки и нефтяной оторочки, а также обеспечение фазового равновесия между флюидами, расположенными в различных частях залежи.

Для преодоления указанных трудностей в настоящем исследовании разработан и предлагается к применению алгоритм поэтапной адаптации композиционных гидродинамических моделей многофазных многокомпонентных месторождений. Он ориентирован на последовательное согласование геолого-физической основы, термодинамических свойств флюидов и динамических характеристик разработки и включает в себя следующие этапы:

1. **Построение PVT-моделей пластовых флюидов.** На данном этапе в качестве исходных данных используется средний компонентный состав пластового газа, утвержденный в проектном документе на разработку месторождения. На его основе с применением разбиения высококипящих компонентов $C_{5+выше}$ на псевдокомпоненты по корреляции Whitson [10] формируются составы пластовой нефти и газоконденсатной смеси. Далее полученные составы адаптируются к результатам лабораторных исследований. В частности, подбирается подходящее уравнение состояния, обеспечивающее корректное воспроизведение изотермы дифференциальной конденсации газоконденсатной смеси, кривой дифференциального разгазирования, давления насыщения, объемного коэффициента и плотности пластовой нефти при стандартных условиях.

2. **Обеспечение фазового равновесия в модели и адаптация запасов углеводородов.** На этом этапе в качестве исходных данных используются начальное пластовое давление на уровне флюидальных контактов, кривые относительных фазовых проницаемостей и капиллярного давления, а также характеристики водоносного пласта. На их основе формируется композиционный градиент, позволяющий корректно распределить флюиды в модели залежи с учетом разделения по флюидальным контактам. Кроме этого, определяются значения капиллярного давления, остаточных нефте- и

ISSN 3030-3907

газонасыщенности в системах «нефть-вода» и «газ-нефть», а также подбирается необходимое количество PVT-регионов и согласовывается величина переходной зоны на границе раздела нефти и газа. Далее проводится адаптация величин запасов углеводородов к значениям, утвержденным в проектном документе, с последующей проверкой фазового равновесия модели. Для этого выполняется расчет без работы эксплуатационных скважин, и контролируется отсутствие перетоков флюидов между флюидальными зонами, что подтверждает корректность распределения фаз в модели.

3. **Адаптация динамики добычи углеводородов и изменения пластового давления.** На данном этапе обеспечивается минимальное расхождение между расчетными и фактическими значениями дебитов и накопленных отборов нефти, газа, конденсата и воды, а также величиной пластового давления. Для этого корректируются фильтрационные параметры модели путем изменения кривых относительных фазовых проницаемостей, а также введения множителей проводимости и проницаемости ячеек. Важным условием является разбиение истории разработки на периоды, учитывающие ключевые события, такие как активное разбуривание залежи, ввод в эксплуатацию горизонтальных скважин, применение методов поддержания пластового давления и другие меры интенсификации. На каждом периоде задаются режимы работы скважин и необходимые ограничения для адаптации дебитов всех флюидов. При необходимости также вводится skin-фактор [16] для дополнительной адаптации дебитов флюидов. Особенно актуально использование данного параметра при моделировании трещиноватости карбонатных коллекторов в моделях одинарной пористости, когда исходные данные недостаточны для применения модели двойной пористости [12]. Помимо этого, для адаптации динамики пластового давления используется модель аквифера [16], параметры которого подбираются исходя из режима работы залежи.

Обсуждение и результаты

В работе проведена апробация предложенного алгоритма на гидродинамической модели разрабатываемого нефтегазоконденсатного месторождения Республики Узбекистан. Особенностями разработки данного месторождения являются:

1. Неравномерное разбуривание залежи эксплуатационными скважинами, включающими в себя вертикальные и горизонтальные скважины;
2. Длительный период разработки залежи – 45 лет, из которых 24 года осуществлялась добыча нефти и растворенного газа из нефтяной оторочки

ISSN 3030-3907

фондом вертикальных скважин, а следующие 21 год – совместная разработка газовой шапки и нефтяной оторочки с применением внутрискважинного газлифта и сайклинг-процесса.

3. Существенное различие по толщине и фильтрационным свойствам газовой шапки и нефтяной оторочки. Так, толщина нефтяной оторочки в 6,6 раз меньше, чем газовой шапки, а горные породы-коллекторы представлены порово-трещинными известняками с высокой проницаемостью. Это приводит к образованию газовых и водяных конусов при добыче нефти, имеющей высокую плотность и вязкость.

Учитывая уникальные характеристики рассматриваемого месторождения и сложности, возникающие при его разработке, следующий этап работы заключался в реализации предложенного алгоритма поэтапной адаптации композиционной гидродинамической модели. В процессе моделирования были выполнены следующие действия, направленные на корректное воспроизведение фазовых превращений, динамики добычи углеводородов и изменения пластового давления.

На первом этапе были построены композиционные PVT-модели пластовых флюидов исследуемого месторождения на основании среднего состава газа, приведенного в таблице 1.

Таблица 1.

Компонентный состав пластового газа исследуемого месторождения

Компонент	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	i-C_4H_{10}	n-C_4H_{10}	$C_{5+в}$	$N_{2+ред.}$	CO_2	H_2S
X_i, %	90,64	3,52	0,81	0,13	0,18	0,91	0,46	3,31	0,04

Для адаптации физико-химических свойств PVT-моделей флюидов к результатам лабораторных исследований их проб использовалась методика, описанная в [17]. В результате была получена корректная изотерма конденсации, график которой представлен на рисунке 1.

ISSN 3030-3907

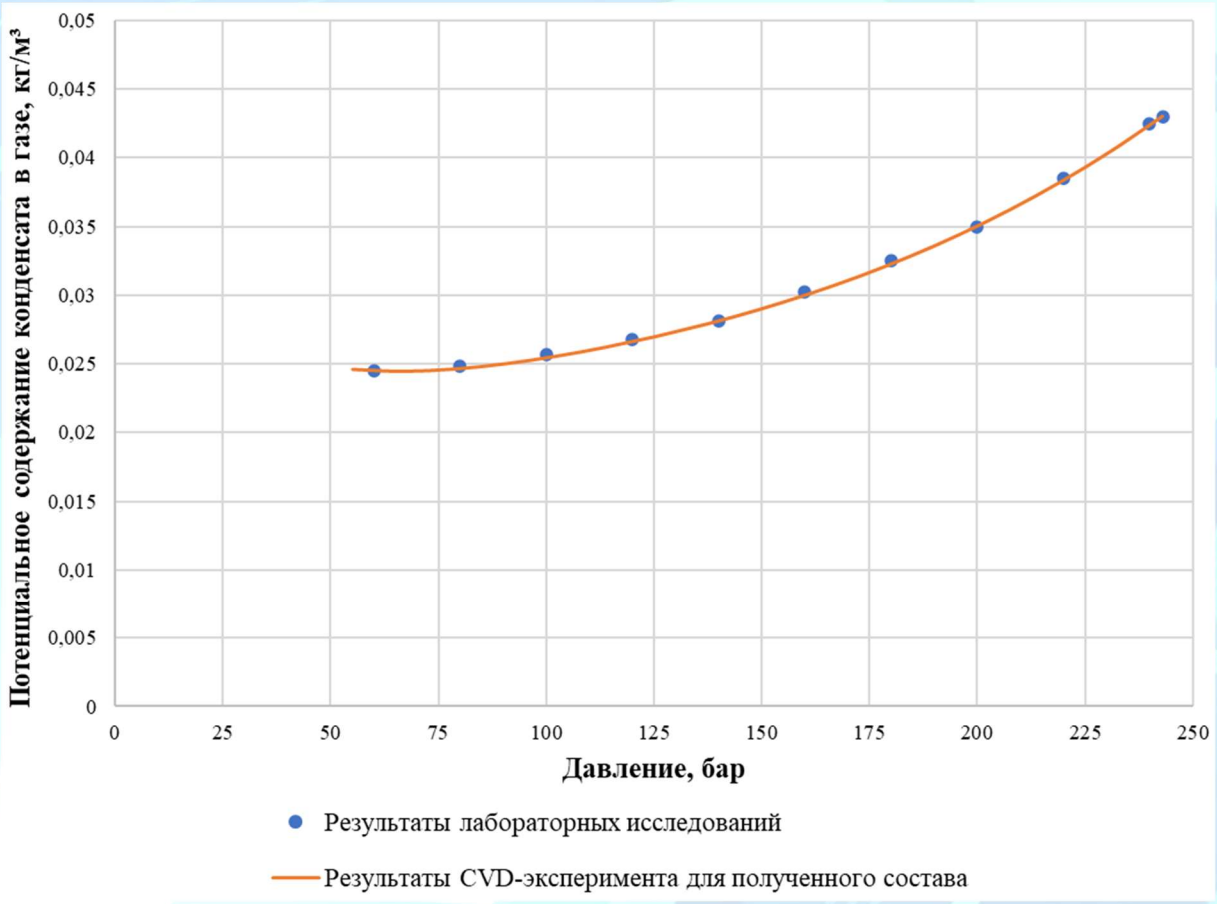


Рис.1. Изотерма дифференциальной конденсации пластового газа исследуемого месторождения

Кроме того, применение описанной в [17] методики адаптации композиционных PVT-моделей флюидов многофазных многокомпонентных месторождений позволило получить хорошую сходимость для основных физико-химических параметров пластовых газа и нефти. Результаты лабораторных и модельных исследований пластового газа исследуемого месторождения приведены в таблице 2, а пластовой нефти – в таблице 3.

Таблица 2.

Результаты лабораторных и модельных исследований пластового газа исследуемого месторождения

№	Параметр	Единица измерения	Результаты лабораторных исследований	Расчет в PVT-модели после адаптации	Отклонение, %
1	Давление начала конденсации	бар	243	242,986	-0,005

ISSN 3030-3907

2	Давление максимальной конденсации	бар	60	62,18	3,63
3	Начальное потенциальное содержание конденсата в составе пластового газа	г/м^3	43	43,00	0
4	Минимальное потенциальное содержание конденсата в составе пластового газа	г/м^3	24,5	24,5063	0,026

Таблица 3.

Результаты лабораторных и модельных исследований пластовой нефти исследуемого месторождения

№	Параметр	Единица измерения	Результаты лабораторных исследований	Расчет в PVT-модели после адаптации	Отклонение, %
1	Давление насыщения	бар	152,9	152,814	-0,056
2	Плотность в стандартных условиях	кг/м^3	892	892,009	0,001
3	Объемный коэффициент в пластовых условиях	м^3/м^3	1,06	1,0589	-0,104
4	Газосодержание	м^3/м^3	26	25,87	-0,5

На следующем этапе проводилось моделирование фазового равновесия и адаптация запасов углеводородов исследуемого месторождения. Так, в результате многовариантных численных исследований, было установлено, что для данного месторождения необходимо применение двух PVT-регионов

ISSN 3030-3907

(соответственно газовая шапка и нефтяная оторочка) с заданием композиционного градиента таким образом, чтобы от кровли газовой шапки до уровня газонефтяного контакта (ГНК) был полученный ранее состав пластового газа, а несколько ниже уровня ГНК до уровня водонефтяного контакта (ВНК) – состав пластовой нефти. Толщина переходной зоны подбиралась таким образом, чтобы в ячейках модели был плавный переход между молярными концентрациями компонентов. В данном случае она составила 1 мм. Далее была подобрана величина опорного давления на уровне ГНК, составляющая 246,78 бар. Эта величина обеспечивает фазовое равновесие в модели, не допускает перетоки флюидов между PVT-регионами и согласуется с давлением на уровне ВНК, равным 247 бар. Разрез модели исследуемого месторождения после достижения фазового равновесия представлен на рисунке 2.

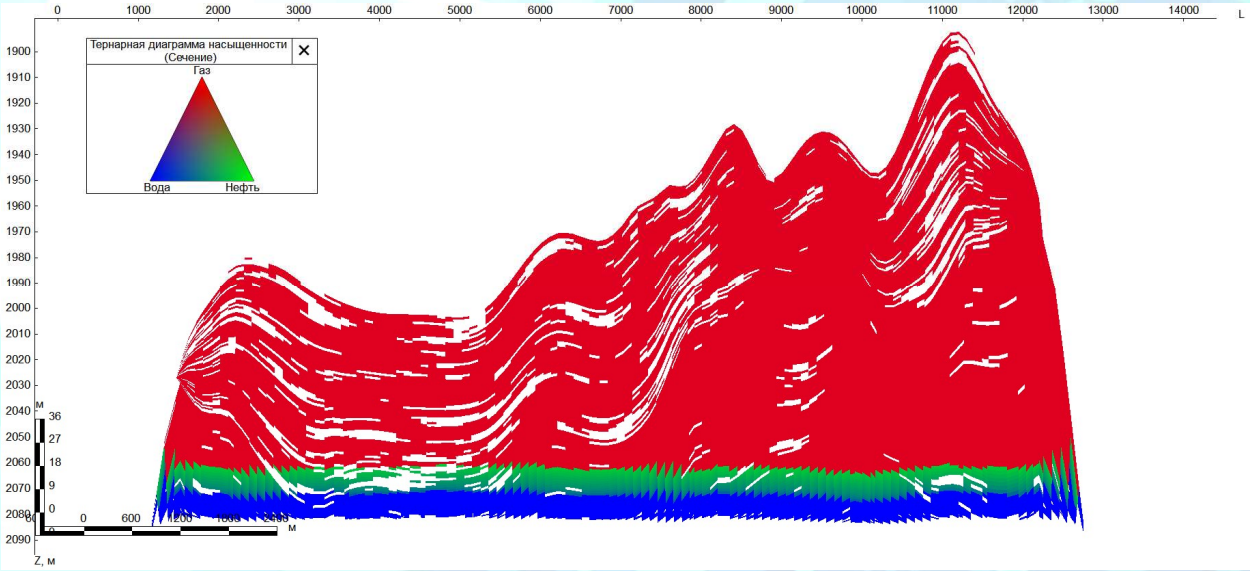


Рис.2. Разрез модели исследуемого месторождения после достижения фазового равновесия

Достижение фазового равновесия в гидродинамической модели позволило адаптировать величины запасов нефти, свободного и растворенного в нефти газа, и газоконденсата. Результаты расчета величин запасов пластовых флюидов в гидродинамической модели исследуемого месторождения и их сопоставление с фактом приведены в таблице 4.

Таблица 4.

Результаты расчета величин запасов пластовых флюидов в гидродинамической модели исследуемого месторождения и их сопоставление с фактом

Наименование флюида	Модель	Факт	Единица измерения	Отклонение, %

ISSN 3030-3907

Нефть	26008,76	26258	тыс. тонн	-0,95
Свободный газ	78,877	79,218	млрд. $м^3$	-0,43
Газоконденсат	3458,1	3437,5	тыс. тонн	0,6
Растворенный в нефти газ	805,61	808,8	млн. $м^3$	-0,39

Далее была детально проанализирована история разработки данного месторождения. После тщательного анализа основных показателей разработки, вся история была разделена на следующие этапы:

- **I этап (1980-1993 гг.)** – добыча нефти из нефтяной оторочки фондом из двух вертикальных скважин (скважины №2 и 3);
- **II этап (1993-2004 гг.)** – увеличение фонда скважин, добывающих нефть из нефтяной оторочки, до 12 единиц, а также начало активного прорыва свободного газа к забоям добывающих нефтяных скважин;
- **III этап (2004-2012 гг.)** – совместная разработка газовой шапки и нефтяной оторочки в режиме истощения с резким увеличением фонда нефтегазодобывающих скважин до 76 единиц, в том числе ввод горизонтальных скважин и активное применение внутрискважинного газлифта;
- **IV этап (2012-2015 гг.)** – продолжение совместной разработки газовой шапки и нефтяной оторочки с применением частичного сайклинг-процесса в газовой шапке с целью поддержания пластового давления и повышения добычи нефти и конденсата;
- **V этап (2015 г. – настоящее время)** – продолжение совместной разработки газовой шапки и нефтяной оторочки в режиме истощения с постепенным выбытием эксплуатационных скважин из добывающего фонда.

Поскольку исследование носит поэтапный характер, в рамках настоящей работы подробно рассмотрен только первый этап разработки (1980–1993 гг.). На этом этапе выполнялась адаптация работы фонда из двух вертикальных скважин, добывавших нефть из нефтяной оторочки. Далее приведено описание операций, выполненных при моделировании данного периода для каждой скважины.

На первом шаге с целью сокращения времени расчёта модели подошвенные водоносные ячейки были обрезаны до уровня 7 м ниже ВНК, после чего водоносный пласт был аппроксимирован аквифером Картера–Трейси [16]. Такой подход позволяет одновременно учесть упругое расширение флюидов и породы, а также приток подошвенной воды из области питания. В отличие от упрощённых моделей, использование аквифера Картера–Трейси обеспечивает более корректное воспроизведение

ISSN 3030-3907

долгосрочной динамики пластового давления, что имеет принципиальное значение для исследуемого месторождения. Поскольку в проектной документации отсутствуют данные о фильтрационно-ёмкостных свойствах водоносной части пласта, проницаемость и пористость аквифера были заданы равными среднему арифметическому значений обрезанных ячеек, а его сжимаемость принята по месторождениям-аналогам.

Следующим шагом было задание режима работы скважин. Поскольку основной задачей было воспроизвести динамику добычи жидкости в целом, то есть нефти и воды, для обеих скважин был задан режим LRAT (ограничение по дебиту жидкости). Этот режим позволяет воспроизводить суммарный дебит нефти и воды, а последующая адаптация их величин по отдельности осуществляется путем изменения кривизны графиков относительных фазовых проницаемостей. Адаптация дебита газа зависит, прежде всего, от капиллярного давления «газ-нефть» и корректного газосодержания нефти в модели.

Далее проводился расчет модели на указанный период и оценивались величины дебитов и накопленных отборов нефти, газа и воды, а также величина среднего пластового давления в PVT-регионе «нефтяная оторочка». Для обеспечения сходимости величины пластового давления были увеличены сжимаемость и проницаемость аквифера. Результаты расчета среднего пластового давления залежи в модели и их сопоставление с фактом приведены в таблице 5.

Таблица 5.

Результаты расчета среднего пластового давления залежи в модели и их сопоставление с фактом

Год	Пластовое давление модель, бар	Пластовое давление факт, бар	Отклонение, %
1980	247,000	247,000	0,000
1981	246,998	247,000	-0,001
1982	246,992	247,000	-0,003
1983	246,992	247,000	-0,003
1984	246,993	247,000	-0,003
1985	246,993	247,000	-0,003
1986	246,992	247,000	-0,003
1987	246,990	247,000	-0,004
1988	246,991	247,000	-0,004
1989	246,993	247,000	-0,003
1990	246,992	247,000	-0,003

ISSN 3030-3907

1991	246,992	247,000	-0,003
1992	246,993	247,000	-0,003
1993	246,993	247,000	-0,003

Как видно из таблицы 5, за счет адаптации свойств аквифера удалось минимизировать расхождение фактического и рассчитанного значений пластового давления в залежи.

Для моделирования прорыва свободного газа и воды к забою скважины №2 в ее призабойной зоны применялись множители вертикальной проводимости ячеек, а также отрицательный skin-фактор, имитирующий прорыв газа и воды по трещинам в коллекторах к перфорационным отверстиям. Величина skin-фактора подбиралась итерационно с точностью до тысячных долей. Адаптация проводилась таким образом, чтобы на конец этапа модельные значения накопленных отборов нефти, газа и воды отличались от фактических не более чем на 5%. В таблицах 6-7 представлены результаты расчета накопленных отборов жидкости и нефти и их сопоставление с фактом.

Таблица 6.

Результаты расчета накопленных отборов жидкости и их сопоставление с фактом

Дата	Накопленная добыча жидкости расчет, тыс. $м^3$	Накопленная добыча жидкости факт, тыс. $м^3$	Отклонение, %
1980	0,00	0,00	0,000
1981	9,22	9,22	0,000
1982	19,13	19,13	0,000
1983	21,50	21,50	0,000
1984	21,50	21,50	0,000
1985	21,50	21,50	0,000
1986	22,71	22,71	0,000
1987	25,04	25,04	0,000
1988	26,40	26,40	0,000
1989	26,89	26,89	0,000
1990	27,02	27,02	0,000
1991	27,02	27,02	0,000
1992	27,02	27,02	0,000
1993	27,02	27,02	0,000

Как видно из таблицы 6, накопленные объемы жидкости удалось воспроизвести с высокой точностью.

ISSN 3030-3907

Таблица 7.

Результаты расчета накопленных отборов нефти и их сопоставление с фактом

Дата	Накопленная добыча нефти расчет, тыс. тонн	Накопленная добыча нефти факт, тыс. тонн	Отклонение, %
1980	0,00	0,00	0,000
1981	8,22	8,22	0,000
1982	17,06	17,06	0,000
1983	18,96	18,88	0,413
1984	18,96	18,88	0,413
1985	18,96	18,88	0,413
1986	19,90	19,66	1,236
1987	21,63	21,36	1,285
1988	22,61	22,55	0,287
1989	23,02	22,99	0,155
1990	23,14	23,10	0,154
1991	23,14	23,10	0,154
1992	23,14	23,10	0,154
1993	23,14	23,10	0,154

Как видно из результатов расчета накопленных массовых отборов нефти, приведенных в таблице 7, кривые относительных фазовых проницаемостей в системе «нефть-вода» были адаптированы правильно.

Поскольку в используемом гидродинамическом симуляторе невозможно воспроизведение скачкообразного изменения дебита воды и газа, в определенные годы имело место расхождение расчетных и фактических показателей более чем на 5%, однако на конец рассматриваемого этапа была получена высокая сходимость – отклонение накопленных отборов газа составило -1,647%, а накопленных отборов воды – 3,554%, что укладывается в необходимый диапазон. На рисунках 3-4 представлена динамика изменения расчетных и фактических накопленных отборов газа и воды.

ISSN 3030-3907

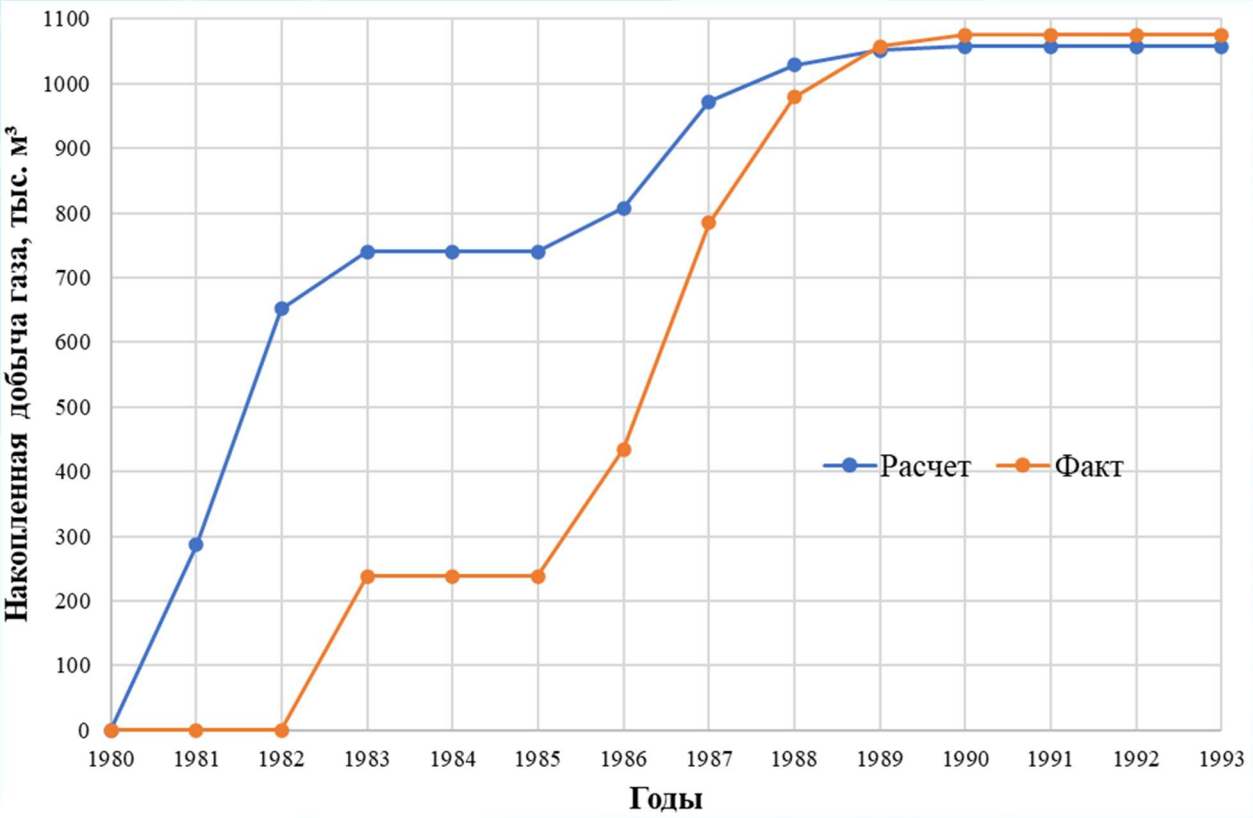


Рис.3. Динамика изменения расчетных и фактических накопленных отборов газа

Как видно из рисунка 3, на начальный период с 1980 по 1988 г. идет превышение расчетных показателей накопленных отборов газа над фактическими. Это обусловлено тем, что по скважинам в период с 1980 по 1982 гг. не велся учет добываемого попутного газа. Однако в конце рассматриваемого периода удалось получить хорошую сходимость между фактическими и расчетными показателями в рамках требуемого диапазона отклонений.

ISSN 3030-3907

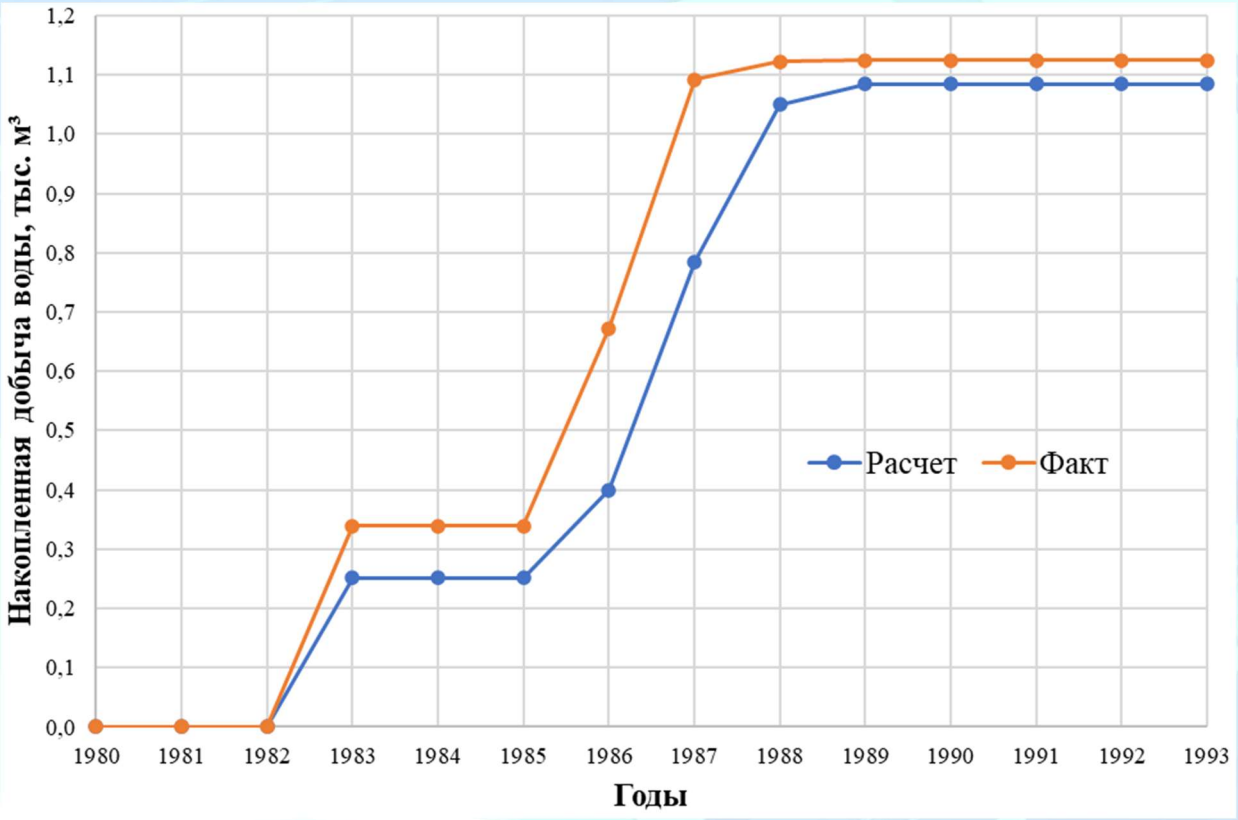


Рис.4. Динамика изменения расчетных и фактических накопленных отборов воды

Как видно из рисунка 4, в модели благодаря применению множителя проводимости и skin-фактора удалось воспроизвести динамику добычи воды на хорошем уровне, обеспечив сходимость в рамках требуемого диапазона отклонений.

Выводы и предложения

В данной работе предложен алгоритм последовательной адаптации композиционной гидродинамической модели для многокомпонентных и многофазных месторождений, позволяющий учитывать фазовое равновесие и превращения углеводородных систем. Проведена апробация на композиционной гидродинамической модели разрабатываемого нефтегазоконденсатного месторождения Узбекистана, которая показала высокую сходимость по запасам и динамике дебитов и накопленной добыче всех углеводородов, а также среднего пластового давления в залежи на первом этапе разработки длительностью 13 лет. Дальнейшая адаптация истории разработки будет продолжена по аналогичной методике, что подтверждает перспективность применения алгоритма на других месторождениях со схожими пластовыми условиями.

ISSN 3030-3907

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Постановление Президента Республики Узбекистан от 9 июля 2019 г. № ПП-4388 «О мерах по стабильному обеспечению экономики и населения энергоресурсами, финансовому оздоровлению нефтегазовой отрасли и совершенствованию системы управления в отрасли» [Электронный ресурс]. – Ташкент, 2019. – Режим доступа: https://lex.uz/docs/4404894 (дата обращения: 26.08.2025).
2. Постановление Кабинета Министров Республики Узбекистан от 4 декабря 2018 г. № 983 «О порядке предоставления горных отводов для разработки месторождений полезных ископаемых» [Электронный ресурс]. – Ташкент, 2018. – Режим доступа: https://lex.uz/docs/4096077 (дата обращения: 26.08.2025).
3. Султанов Ш.Х., Юсупбаев С.Ю. Гидродинамическое моделирование разработки нефтяных и газовых месторождений. – Ташкент: Фан, 2010. – 256 с.
4. Брусиловский А.И. Фазовые превращения при разработке нефтяных и газоконденсатных месторождений. – М.: Недра, 1989. – 272 с.
5. Брусиловский А.И. Моделирование фазовых равновесий при разработке нефтяных и газоконденсатных месторождений. – М.: Недра, 1998. – 430 с.
6. Закиров С. Н., Ибрагимов Н. Г., Хисамов Р. С. Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа. – М.; Люберцы: ПИК ВИНИТИ, 2004. – 519 с.
7. Aziz K., Settari A. Petroleum Reservoir Simulation. – London: Applied Science Publishers, 1979. – 476 p.
8. Ertekin T., Abou-Kassem J.H., King G.R. Basic Applied Reservoir Simulation. – Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers, 2001. – 525 p.
9. Nghiem L.X., Li Y.K., Aziz K. Compositional Modeling of Gas Condensate Reservoirs // SPE Reservoir Simulation Symposium. – 1983. – SPE-12235-MS. – DOI: 10.2118/12235-MS.
10. Whitson C.H., Brulé M.R. Phase Behavior. – Richardson, Texas: SPE Monograph Series, Vol. 20, 2000. – 223 p.
11. Pedersen K.S., Christensen P.L. Phase Behavior of Petroleum Reservoir Fluids. – CRC Press, 2007. – 408 p.
12. Ahmed T. Reservoir Engineering Handbook. – 4th ed. – Gulf Professional Publishing, 2010. – 1472 p.
13. Ахметзянов А.М. Горизонтальные скважины: проектирование, бурение и эксплуатация. – М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2012. – 248 с.

ISSN 3030-3907

14. Ибрагимов Н.Г., Хабибуллин М.Ф. Сайклинг-процесс при разработке газоконденсатных месторождений. – М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2010. – 312 с.
16. Губкин А.И., Ибрагимов Н.Г., Алиев А.М. Моделирование фильтрации многокомпонентных систем в пористых средах. – М.: Недра, 2013. – 384 с.
17. Dake L.P. Fundamentals of Reservoir Engineering. – Elsevier, 1978. – 372 p.
18. 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.

ISSN 3030-3907