

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2026.3.95-112>

EDN ZUCFCN

УДК 552.578

Изучение закономерностей изменения свойств пластовых флюидов и газонасыщенности в процессе разработки нефтегазовых месторождений

Хисиев Р.Ф., Долгих С.А.

*Казанский (Приволжский) федеральный университет,
Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казань, Россия*

Investigation of changes in reservoir fluid properties and gas saturation during oil and gas field development

R.F. Khisiev, S.A. Dolgih

*Kazan (Volga region) Federal University, Institute of Geology and Petroleum Technologies,
Kazan, Russia*

E-mail: khisiev.rf@gmail.com

Аннотация. В статье рассмотрены закономерности изменения свойств пластовых флюидов и газонасыщенности в процессе разработки нефтяных месторождений. Систематизированы лабораторные и расчетные методы определения свойств флюидов. На примерах сопоставлены традиционные методы исследований и подходы к их развитию на основе машинного обучения, учета двухфазного отбора и совместной интерпретации результатов повторных сейсмических исследований и промысловых наблюдений. Для каждого примера определены преимущества, ограничения и условия проверки результатов. Предложена последовательность интегрированного мониторинга, включающая подготовку исторических данных, настройку физической модели, расчет текущего состояния и независимую проверку прогноза. Обоснована необходимость отдельного контроля достоверности PVT-параметров и оценок газонасыщенности.

Ключевые слова: *пластовые флюиды, газонасыщенность, PVT-исследования, свойства флюидов, машинное обучение, промысловые данные, мониторинг разработки нефтяных месторождений*

Для цитирования: Хисиев Р.Ф., Долгих С.А. Изучение закономерностей изменения свойств пластовых флюидов и газонасыщенности в процессе разработки нефтегазовых месторождений // Нефтяная провинция.-2026.-№3(47).-С. 95-112. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2026.3.95-112>. - EDN ZUCFCN

Abstract. The article examines patterns of changes in reservoir fluid properties and gas saturation during oil field development. Laboratory and computational methods for determining fluid properties are systematized. Examples are used to compare traditional research methods with approaches that extend them through machine learning, consideration of two-phase fluid withdrawal, and joint interpretation of time-lapse seismic surveys and field observations. The advantages, limitations, and validation requirements are identified for each example. An integrated monitoring workflow is proposed, comprising historical data preparation, physics-based model calibration, assessment of the current reservoir state, and independent forecast validation. The need to assess the reliability of PVT parameters and gas saturation estimates separately is substantiated.

Key words: *reservoir fluids, gas saturation, PVT studies, fluid properties, machine learning, field data, oil field development monitoring*

For citation: R.F. Khisiev, S.A. Dolgih Izucheniye zakonornostey izmeneniya svoystv plastovykh flyuidov i gazonasyshchennosti v protsesse razrabotki neftegazovykh mestorozhdeniy [Investigation of changes in reservoir fluid properties and gas saturation during oil and gas field development]. Neftyanaya Provintsiya, No. 3(47), 2026. pp. 95-112. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2026.3.95-112>. EDN ZUCFCN (in Russian)

Введение

Физико-химические свойства пластовых флюидов и термобарические условия определяют фазовое состояние углеводородной системы и особенности фильтрационных процессов. Достоверность этих данных влияет на качество расчетных моделей и обоснованность решений по управлению разработкой нефтяных месторождений.

В процессе эксплуатации состояние залежи изменяется, что необходимо учитывать при мониторинге. При этом снижение давления само по себе не требует пересмотра исходной PVT-модели, если состав флюида сохраняется, а модель корректно описывает рассматриваемые условия. Совместный анализ лабораторных исследований и накопленных промысловых данных позволяет оценить ее применимость и определить необходимость дополнительных исследований.

Цель работы — систематизировать закономерности изменения свойств пластовых флюидов и газонасыщенности и обосновать подход к их изучению при мониторинге разработки, сопоставить традиционные и современные методы исследований и предложить порядок их совместного применения.

Основная часть

Традиционные подходы к исследованию свойств пластовых флюидов

Лабораторные PVT-исследования глубинных и рекомбинированных проб позволяют определять давление насыщения, газосодержание, объемный коэффициент, плотность и вязкость нефти. Объемный коэффициент B_o — отношение объема нефтяной фазы при заданных пластовых условиях к объему полученной из нее сепарированной нефти при стандартных условиях. Контактное и дифференциальное разгазирование входят в комплекс таких исследований; соответствующие процедуры предусмотрены ОСТ 153-39.2-048-2003, в частности разделами 9 и 12 [1]. Для газоконденсатных смесей лабораторная программа включает исследование начала конденсации и выпадения жидкой фазы. Эти опыты также относятся к PVT-исследованиям. Фазовые процессы не выделяются в самостоятельную группу методов наряду с лабораторным исследованием.

Корреляционные зависимости дают оперативную оценку свойств по ограниченному набору параметров, например температуре, плотности нефти и газа и газосодержанию. Их применение обоснованно в пределах состава и условий, для которых они проверены. Для компонентного описания используют уравнения состояния, в частности уравнение Пенга–Робинсона [2]. Расчет фазового равновесия требует задания состава и характеристики тяжелой фракции. Настройку модели проводят по лабораторным данным. Вязкость рассчитывают отдельной согласованной моделью, поскольку

кубическое уравнение состояния непосредственно ее не определяет. Классификация методов приведена в табл. 1.

Таблица 1

Методы определения и расчета свойств пластовых флюидов

<i>Метод</i>	<i>Что определяется</i>	<i>Достоинства</i>	<i>Ограничения</i>
Лабораторные PVT-исследования, включая разгазирование и конденсацию	Давление фазового перехода, R_s , B_o , плотность, вязкость, состав фаз	Прямые измерения; воспроизведение заданного режима опыта	Представительность пробы; локальность; стоимость повторения
Эмпирические корреляции	Отдельные PVT-параметры по сокращенному набору данных	Быстрый расчет; простота применения	Ограниченность исходной выборки; нужна проверка для объекта
Уравнения состояния и согласованные модели свойств	Фазовое равновесие, состав и объем фаз	Учет состава и фазовых переходов	Настройка по опытам; чувствительность к тяжелой фракции
Статистические модели и машинное обучение	Выбранное свойство по измеренным признакам	Учет нелинейных связей; оперативное обновление	Нужны целевые измерения и независимая проверка; риск экстраполяции

Гидродинамическая модель применяется для расчета движения фаз и пространственно-временного распределения давления и насыщенных. В ГОСТ Р 56449-2015 PVT-свойства представлены среди исходных данных для моделирования: пункт 6.1.7 предусматривает их задание через компонентный состав и параметры компонентов либо табличные зависимости [3]. Поэтому гидродинамическое моделирование не включено в табл. 1 как самостоятельный метод определения свойств флюида. В композиционном симуляторе свойства фаз рассчитывает встроенный термодинамический модуль, а фильтрационный блок использует их при решении задачи движения флюидов.

Совпадение расчетных и фактических дебитов не является достаточным подтверждением правильности PVT-описания. При адаптации истории

отклонения свойств флюида могут частично компенсироваться изменением проницаемости или относительных фазовых проницаемостей. Поэтому свойства флюида и фильтрационные параметры необходимо проверять по различным типам наблюдений. Преимущество лабораторного исследования состоит в прямом определении свойств представительной пробы, его ограничение связано с локальностью пробоотбора и стоимостью повторных измерений, а не с принципиальной неприменимостью к двухфазным системам.

Закономерности изменения свойств флюидов и газонасыщенности

При изотермическом снижении давления выше давления насыщения p_b нефть в рассматриваемом объеме остается однофазной, если отсутствует поступление свободного газа извне. При неизменном составе ее газосодержание R_s сохраняется, а объем увеличивается вследствие расширения. Ниже p_b начинается выделение газа: газосодержание жидкой фазы уменьшается, ее объемный коэффициент обычно снижается, а вязкость возрастает вследствие потери растворенных легких компонентов. Обобщенная схема приведена на рис. 1. Конкретные зависимости плотности и вязкости устанавливаются по PVT-измерениям, учитывая совместное влияние давления, температуры и состава.

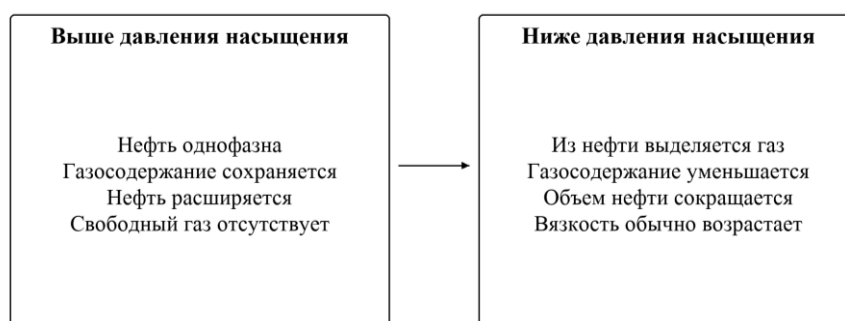


Рис. 1. Изменение состояния первоначально однофазной нефти при снижении давления и постоянной температуре, без притока газа извне

Выделение свободного газа и начало его подвижности — разные события. Движение газа определяется критической газонасыщенностью и

относительной фазовой проницаемостью. Значение S_g зависит от соотношения образования, притока и отбора газа, а также от изменения объемов нефти и воды. Для двухфазной системы, исследованной С.А. Заночуевым и А.Б. Шабаровым [4], получен рост газонасыщенности при истощении. Этот результат относится к рассмотренному сценарию отбора и не задает универсальный закон для всех залежей.

В газоконденсатной системе при снижении давления ниже давления начала конденсации возникает жидкая углеводородная фаза. Ее накопление в призабойной зоне может уменьшать подвижность газа; дальнейшее изменение количества жидкости зависит от состава и траектории истощения. Пространственная неоднородность состава требует отдельного учета. Е.В. Кусочкова и соавторы [5] рассмотрели композиционный градиент с учетом рассеянных жидких углеводородов и показали влияние такого описания на распределение начального состава по глубине. Эти результаты относятся к инициализации модели, для изучения последующей динамики требуется дополнительно рассчитывать перенос компонентов и фазовый отбор.

Заводнение изменяет распределение давления и насыщенностей. Поддержание давления может сдерживать выделение газа, тогда как продвижение воды перераспределяет потоки и состав смеси, поступающей из разных интервалов. Рост обводненности сам по себе не доказывает изменение свойств нефтяной фазы. Наблюдаемое увеличение вязкости продукции может быть связано с эмульсией, температурой измерения или изменением вклада пластов. Вывод об изменении состава нефти следует основывать на сопоставимых анализах подготовленных проб, а не только на динамике обводненности.

При тепловом воздействии необходимо учитывать температурную зависимость вязкости и фазового состояния; при закачке газа — изменение компонентного состава и условий смешения. Химические воздействия

могут изменять межфазное натяжение, смачиваемость и свойства водной фазы. Эти эффекты следует разделять с изменением собственно PVT-свойств нефти. Для каждого объекта полезно различать три причины наблюдаемой динамики: изменение условий при прежнем составе, изменение состава флюида и перераспределение фаз в поровом пространстве.

Использование исторических промысловых данных

История разработки связывает лабораторную характеристику флюида с условиями его добычи. Для анализа используют результаты геофизических исследований скважин (ГИС), гидродинамических исследований скважин (ГДИС), замеры дебитов и давлений, сведения о закачке и геологотенических мероприятиях (ГТМ). Основные группы данных и ограничения их интерпретации представлены в табл. 2.

Таблица 2

Исторические данные и пределы их интерпретации

<i>Источник</i>	<i>Информация</i>	<i>Назначение</i>	<i>Ограничения</i>
PVT и анализ состава	Свойства пробы при известных условиях	Настройка и проверка модели флюида	Смешение продукции пластов; ошибки пробоотбора
Добыча и закачка	Нефть, газ, вода, обводненность, объем закачки	Материальный баланс; анализ динамики R_p	Потери учета; разные условия приведения объемов
Давления и ГДИС	Замеры давления; фильтрационная реакция	Оценка режима и связи скважин	Различие масштабов замера; зависимость интерпретации от PVT
ГИС и повторная геофизика	Скважинные и пространственные признаки насыщения	Ограничение распределения S_g	Петрофизическая неоднозначность; влияние давления
ГТМ и эксплуатация	Смена режима, оборудования и объекта; воздействия	Разделение технологических и пластовых причин	Неполнота истории; одновременность нескольких воздействий

Подготовка базы включает привязку каждого наблюдения к скважине, пласту, интервалу и времени, согласование единиц и условий приведения

объемов. Пластовое, забойное и устьевое давления сохраняют как разные величины; пересчет между ними сопровождают указанием метода. Для проб фиксируют место отбора, условия сепарации и способ рекомбинации. Периоды простоев, смены оборудования, перевода скважины на другой объект и изменения схемы учета выделяют отдельно. Аномальное значение проверяют по первичным данным: оно может быть как ошибкой, так и признаком физического изменения.

Рост R_p при снижении давления может сопровождать дегазацию, прорыв газа из газовой шапки, межпластовый переток или изменение режима работы скважины. Вклад этих причин проверяют по локальным давлениям, составу продукции, профилю притока и насыщенности. Аналогично данные ГДИС используют с учетом выбранной PVT-модели и многофазности. Трассерные исследования уточняют связь скважин и пути переноса, но не заменяют количественную оценку газонасыщенности.

Исторические данные позволяют формировать проверяемые гипотезы о состоянии залежи и выбирать места повторного пробоотбора. При совместной эксплуатации пластов смешанная проба характеризует продукцию скважины, перенос ее свойств на отдельный пласт требует оценки вклада интервалов. Временные изменения PVT-свойств необходимо сопоставлять при одинаковых условиях, чтобы отделить эволюцию состава от обычной зависимости свойств, от давления и температуры.

Сопоставление традиционных и современных методов

Пример 1 Определение объемного коэффициента нефти

Традиционная последовательность состоит в определении объемного коэффициента B_o по лабораторным опытам и применении проверенной корреляции либо настроенной модели флюида для промежуточных условий. Лабораторный результат связан с конкретной пробой, а корреляция удобна при ограниченном наборе исходных параметров. Ее ограничение — это

возможное систематическое отклонение для нефтей, отличающихся от обучающей совокупности.

В исследовании P. Kharazi Esfahani и соавторов [6] модели градиентного бустинга использованы для оценки B_o по давлению, температуре, плотности нефти в градусах API и R_s . Исходная база включала 1241 экспериментальную точку; после подготовки данные случайно разделяли в отношении 80:20 для обучения и тестирования. Для XGBoost авторы приводят среднее абсолютное относительное отклонение AARD 0,2598 % как сводный результат. Такая модель позволяет учитывать нелинейные связи без задания полного компонентного состава, но ее результат зависит от качества лабораторной базы и входного R_s .

Для рассматриваемой задачи мониторинга из этого следует, что цифровой расчет целесообразен после проверки на независимых пробах. Случайное разделение точек не равнозначно проверке на другом месторождении: измерения одной пробы при разных давлениях могут быть взаимосвязаны. Поэтому предлагается удерживать все точки одной пробы в одной группе и дополнительно проверять более поздний период. Приведенную ошибку нельзя переносить на иной объект или трактовать как доказательство ненужности повторных PVT-исследований. Практический результат сравнения — выбор наиболее устойчивой модели B_o в установленной области применимости, а не выбор алгоритма по минимальной обучающей ошибке.

Пример 2 Исследование двухфазного отбора при истощении

Стандартное PVT-исследование устанавливает фазовое поведение и свойства пробы при заданном режиме изменения давления. Однако равновесное количество жидкости в лабораторной ячейке не определяет, какая ее часть будет добыта совместно с газом. Если жидкая фаза становится подвижной, состав продукции зависит также от соотношения подвижностей фаз.

С.А. Заночуев и А.Б. Шабаров [4] расширили экспериментальную постановку, учитывая совместный отбор газовой и жидкой фаз. Метод адаптировали на пробах реального месторождения с использованием модельных данных об относительных фазовых проницаемостях. Получены изменения состава и свойств добываемого флюида и текущей газонасыщенности при истощении. Преимущество такого исследования — согласование фазового поведения с режимом отбора. Ограничение — зависимость результата от принятых фильтрационных характеристик и представительности проб.

Этот пример показывает, что развитие традиционного метода может заключаться в расширении физической постановки эксперимента. Для применения результатов в модели конкретной залежи следует проверить относительные фазовые проницаемости, воспроизведение состава продукции и газожидкостного соотношения. Выход конденсата в PVT-опыте и изменение его добычи нельзя сопоставлять без учета фильтрации. В предлагаемой системе такие данные используются для проверки компонентного и фильтрационного блоков совместно, при сохранении отдельной роли каждого из них.

Пример 3 Оценка изменения газонасыщенности по повторным наблюдениям

Традиционный контроль опирается на скважинные исследования, материальный баланс и историю добычи. Он обеспечивает привязку к наблюдаемым скважинам, но распределение насыщенности между ними остается зависимым от модели. Дополнительную пространственную информацию дает 4D-сейсмика — сопоставление сейсмических съемок, выполненных в разные моменты разработки. Ее интерпретация требует разделения влияния давления и насыщенности на упругие свойства пласта.

В работе М. Floricich и соавторов по месторождению Schiehallion [7] сейсмические атрибуты связывали с промысловыми данными и использовали байесовскую инверсию для разделения изменений давления и

насыщенностей трех фаз. Были выявлены изменения насыщенности, маскировавшиеся влиянием порового давления, а зоны выделения газа сопоставлены с данными новой скважины. Пример показывает ценность совместной интерпретации и независимых наблюдений. Ограничения подхода связаны с неоднозначностью обратной задачи, качеством повторных съемок и необходимостью калибровки.

Для интегрированного мониторинга из этого следует, что сейсмический сигнал следует использовать как дополнительное ограничение на пространственное распределение S_g . Его нельзя автоматически считать прямым измерением газонасыщенности. Промысловые данные, использованные при настройке инверсии, не образуют независимую проверочную выборку; часть скважинных наблюдений необходимо резервировать. Сводное сопоставление трех примеров приведено в табл. 3.

Таблица 3

Условия выбора методов по результатам трех примеров

<i>Задача</i>	<i>Базовый подход</i>	<i>Расширение подхода</i>	<i>Условие применения</i>
Расчет B_o	PVT-опыты и проверенная корреляция	Градиентный бустинг по лабораторной базе	Преимущество на новых пробах; контроль диапазона признаков
Состав продукции при двухфазном отборе	PVT-описание фазового поведения	Эксперимент с учетом совместного отбора фаз	Проверенные фильтрационные характеристики и состав продукции
Распределение S_g	Скважинные данные и материальный баланс	Совместная инверсия повторной сейсмики и промысловых данных	Разделение влияния давления и насыщенности; независимые наблюдения

Современные цифровые и предиктивные подходы

Цифровой анализ решает несколько различных задач. Кластеризация группирует скважины со сходной динамикой, модели временных рядов прогнозируют измеряемые показатели, регрессия оценивает свойства по набору

признаков. Ни один из этих результатов не следует автоматически интерпретировать как изменение состава или насыщенности. Для обучения модели вязкости необходимы сопоставимые измерения вязкости, а для количественного прогноза S_g — независимые оценки насыщенности либо явно заданная физическая модель наблюдений.

Рационально сочетать физический расчет с ограниченной статистической корректировкой. Сначала настраивают PVT-описание по лабораторным данным, затем анализируют его отклонения от новых измерений. Цифровая модель может описывать остаточное отклонение или ускорять вычисления в проверенном диапазоне. При этом положительные значения плотности и вязкости, допустимые насыщенности и материальный баланс обязательны, но сами по себе не подтверждают правильность прогноза. Условия фазового равновесия и зависимости свойств должны оставаться согласованными.

Выбор более сложной модели оправдан, если она улучшает результат на данных, не использованных при настройке, по сравнению с доступной корреляцией или действующей физической моделью. Обучение и настройку выполняют без доступа к последующему проверочному периоду. Оценки сравнивают на одинаковом наборе наблюдений. При переносе на другой объект заново проверяют состав, диапазоны давлений и температур, а также условия измерений. При выходе за эти пределы результат маркируют как требующий дополнительной проверки.

Интегрированная система мониторинга и прогнозирования

Предлагаемая система предназначена для регулярного сопоставления расчетного состояния залежи с новыми наблюдениями и выбора исследований, уменьшающих неопределенность. Она включает хранилище данных, модель свойств флюида, фильтрационную модель, средства цифрового анализа и инженерную проверку. Архитектура показана на рис. 2, последовательность работы и результаты этапов приведены в табл. 4.



Рис. 2. Архитектура предлагаемой системы мониторинга

Исходные данные организуют по схеме «объект - скважина – интервал - время - условия измерения». Для каждой записи сохраняют источник, единицы, метод получения и оценку качества. Лабораторные данные связывают с пробой и ее компонентным составом, а эксплуатационные — с режимом работы и технологическими событиями. Результаты прошлых расчетов хранят отдельно от измерений, чтобы они не использовались повторно как независимые подтверждения.

Физический блок настраивают последовательно. Сначала по PVT-данным определяют пригодность корреляций или параметров уравнения состояния и модели вязкости. Затем с учетом геологического строения, начальных насыщенностей и фильтрационных характеристик адаптируют модель разработки по истории. Необоснованную замену измеренных свойств флюида подгончными значениями не допускают. Для композиционно неоднородной залежи выделяют обоснованные области состава или задают

начальное распределение компонентов. При существенных тепловых воздействиях учитывают температурное поле.

После поступления новых данных система сопоставляет наблюдаемые и расчетные величины в одинаковых условиях. Выходными результатами служат проверенные зависимости PVT-свойств, оценки давления и S_g по расчетным областям, прогноз измеряемых показателей и перечень участков с устойчивыми расхождениями. Для каждой оценки указывают дату, использованные данные, диапазон применимости и неопределенность. Значения S_g , рассчитанные без независимых наблюдений насыщенности, сохраняют статус модельной оценки.

В предлагаемом порядке цифровой блок подключают после получения базового физического расчета. Он ранжирует отклонения, выявляет устойчивые связи с режимами эксплуатации и при наличии целевых измерений корректирует прогноз в пределах подтвержденной области. Если достоверных меток для обучения недостаточно, цифровой анализ ограничивают обнаружением аномалий. Прогноз будущего состояния задают для конкретного сценария отбора, закачки и работы скважин. Неопределенность этого сценария рассматривают отдельно от ошибки модели.

Таблица 4

Последовательность работы интегрированной системы

<i>Этап</i>	<i>Входные данные</i>	<i>Результат</i>	<i>Критерий контроля</i>
Подготовка	Измерения и история событий	Согласованный архив с признаками качества	Полнота привязки; проверка единиц и условий
Настройка PVT	Состав и лабораторные опыты	Проверенная модель свойств	Воспроизведение опытов в пределах их точности
Расчет фильтрации	PVT, геология, ОФП, история разработки	Поля давления и насыщенностей	Баланс и согласование с наблюдениями
Цифровой анализ	Признаки и достоверные целевые измерения	Уточненный прогноз или перечень аномалий	Сравнение с базовым расчетом на отложенных данных

<i>Этап</i>	<i>Входные данные</i>	<i>Результат</i>	<i>Критерий контроля</i>
Независимая проверка	Зарезервированные и новые наблюдения	Ошибки и интервалы неопределенности	Соответствие критериям, заданным до настройки
Обновление	Проверенные расхождения и новые исследования	Новая версия модели и обоснованные действия	Воспроизводимость изменений; повторная проверка

Проверка должна соответствовать прогнозируемой величине. Для давления и PVT-параметров рассчитывают среднюю абсолютную ошибку MAE и среднеквадратическую ошибку RMSE в единицах параметра, а также систематическое смещение. Для положительных PVT-величин дополнительно применяют AARD, указывая размер и состав проверочной выборки. Для S_g используют абсолютную ошибку в долях единицы или процентных пунктах; относительная ошибка при значениях, близких к нулю, малоинформативна. Оценку насыщенности проверяют по зарезервированным скважинным или геофизическим наблюдениям с учетом их собственной погрешности. Совпадение добычи служит дополнительной, но не достаточной проверкой S_g .

Неопределенность оценивают по ансамблю допустимых вариантов состава, PVT-параметров, фильтрационных характеристик и сценариев разработки. Расчетные интервалы сопоставляют с фактическими ошибками на отложенных наблюдениях. При использовании нескольких моделей проверяют, не наследуют ли они одну и ту же ошибку исходных данных. Критерии приемки устанавливают до настройки с учетом точности измерений и инженерной задачи. Единый порог точности для всех параметров не задается.

Примером работы системы может служить устойчивый рост R_p . Сначала проверяют полноту учета газа и нефти, условия сепарации и изменения эксплуатации. Затем сопоставляют локальное давление с p_b и анализируют состав и профиль притока. При необходимости сравнивают сценарии

локального разгазирования и притока свободного газа. Если наблюдения не позволяют разделить эти причины, система формирует задание на дополнительный замер давления, профиль притока или отбор пробы. Изменение режима работы обосновывают после этой проверки, а не непосредственно по сигналу статистической модели.

Обновление выполняют по мере поступления проверенных данных и при событиях, способных изменить применимость модели: смене объекта эксплуатации, газовом или тепловом воздействии, изменении состава продукции либо устойчивом росте ошибки. Периодичность определяется темпом разработки и доступностью измерений. Каждая принятая версия модели должна воспроизводить использованные данные и сохранять историю изменений. Предлагаемый порядок требует апробации на конкретном объекте. Количественный эффект его применения устанавливается сравнением прогнозов с последующими наблюдениями.

Заключение

Изменение свойств пластовых флюидов определяется давлением, температурой и составом, а газонасыщенность дополнительно зависит от фильтрации и истории вытеснения. Поэтому газосодержание нефти, промысловый газовый фактор и S_g требуют отдельной интерпретации. Рассмотренные примеры показывают, что развитие методов связано с уточнением физической постановки и совместным анализом независимых наблюдений. Лабораторные PVT-исследования остаются основой характеристики флюида, цифровые методы дополняют расчет в проверенном диапазоне.

Предложена последовательность мониторинга с контролем качества данных, отдельной настройкой PVT- и фильтрационных блоков и проверкой прогноза на отложенных данных. Ее практическую результативность следует устанавливать при апробации на конкретном месторождении.

Список литературы

1. ОСТ 153-39.2-048-2003. Нефть. Типовое исследование пластовых флюидов и сепарированных нефтей. Объем исследований и формы представления результатов. М., 2003.
2. Peng D.-Y., Robinson D.B. A New Two-Constant Equation of State // *Industrial & Engineering Chemistry Fundamentals*. 1976. Vol. 15. No. 1. Pp. 59–64. DOI: 10.1021/i160057a011.
3. ГОСТ Р 56449-2015. Месторождения газовые, газоконденсатные, нефтегазовые и нефтегазоконденсатные. Программное обеспечение для гидродинамического моделирования месторождений. Основные функциональные и технические требования. М.: Стандартинформ, 2015.
4. Заночуев С.А., Шабаров А.Б. Экспериментальный метод прогнозирования состава и свойств добываемого флюида в условиях двухфазной фильтрации газожидкостной смеси при разработке месторождений на истощение // *Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика*. 2019. Т. 5. № 4 (20). С. 21–36. DOI: 10.21684/2411-7978-2019-5-4-21-36.
5. Кусочкова Е.В., Индрупский И.М., Сурначев Д.В., Алексеева Ю.В., Дроздов А.Н. Моделирование распределения начального состава пластового флюида в газоконденсатной залежи с учетом рассеянных жидких углеводородов // *Записки Горного института*. 2024. Т. 270. С. 904–918. EDN: QBQQCT.
6. Kharazi Esfahani P., Peiro Ahmady Langeroudy K., Khorsand Movaghar M.R. Enhanced machine learning—ensemble method for estimation of oil formation volume factor at reservoir conditions // *Scientific Reports*. 2023. Vol. 13. Article 15199. DOI: 10.1038/s41598-023-42469-4.
7. Floricich M., MacBeth C., Stammeijer J., Staples R., Evans A., Dijksman C. A new technique for pressure-saturation separation from time-lapse seismic — Schiehallion case study // 68th EAGE Conference and Exhibition incorporating SPE EUROPEC 2006. Vienna, 2006. Vol. 3. Pp. 1459–1463.

References

1. OST 153-39.2-048-2003. Neft. Tipovoe issledovanie plastovyx flyuidov i separirovannykh neftey. Obem issledovaniy i formy predstavleniya rezultatov [Oil. Standard study of reser-voir fluids and separated oils. Scope of studies and reporting formats]. Moscow, 2003. (in Russian)
2. Peng D.-Y., Robinson D.B. A New Two-Constant Equation of State // *Industrial & Engineering Chemistry Fundamentals*. 1976. Vol. 15. No. 1. Pp. 59–64. DOI: 10.1021/i160057a011.
3. GOST R 56449-2015. Mestorozhdeniya gazovye, gazokondensatnye, neftegazovye i neftegazokondensatnye. Programmnoe obespechenie dlya gidrodinamicheskogo modelirovaniya mestorozhdeniy. Osnovnye funktsionalnye i tekhnicheskie trebovaniya [Gas, gas-condensate, oil-gas and oil-gas-condensate fields. Reservoir simulation software. Basic functional and technical requirements]. Moscow: Standartinform, 2015. (in Russian)
4. Zanochev S.A., Shabarov A.B. Eksperimentalnyy metod prognozirovaniya sostava i svoystv dobyvaemogo flyuida v usloviyakh dvukhfaznoy filtratsii gazozhidkostnoy smesi pri razrabotke mestorozhdeniy na istoshchenie [Experimental prediction of produced fluid composition and properties under two-phase gas-liquid flow during depletion]. Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy. 2019. Vol. 5. No. 4 (20). Pp. 21–36. DOI: 10.21684/2411-7978-2019-5-4-21-36. (in Russian)

5. Kusochkova E.V., Indrupskiy I.M., Surnachev D.V., Alekseeva Yu.V., Drozdov A.N. Modelirovanie raspredeleniya nachalnogo sostava plastovogo flyuida v gazokondensatnoy zalezhi s uchetom rasseyannykh zhidkikh uglevodorodov [Modeling the initial fluid composition distribution in a gas-condensate reservoir considering dispersed liquid hydrocarbons]. Journal of Mining Institute. 2024. Vol. 270. Pp. 904–918. EDN: QBQQCT. (in Russian)
6. Kharazi Esfahani P., Peiro Ahmady Langeroudy K., Khorsand Movaghar M.R. Enhanced machine learning—ensemble method for estimation of oil formation volume factor at reservoir conditions // Scientific Reports. 2023. Vol. 13. Article 15199. DOI: 10.1038/s41598-023-42469-4.
7. Floricich M., MacBeth C., Stammeijer J., Staples R., Evans A., Dijksman C. A new technique for pressure-saturation separation from time-lapse seismic — Schiehallion case study // 68th EAGE Conference and Exhibition incorporating SPE EUROPEC 2006. Vienna, 2006. Vol. 3. Pp. 1459–1463.

Сведения об авторах

Хисиев Ранис Фанисович, аспирант кафедры разработки и эксплуатации месторождений трудноизвлекаемых углеводородов Института геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) федеральный университет
ORCID: 0009-0007-3882-1508
Россия, 420111, Казань, ул. Кремлевская, 4/5
E-mail: khisiev.rf@gmail.com

Долгих Сергей Александрович, кандидат технических наук, доцент кафедры разработки и эксплуатации месторождений трудноизвлекаемых углеводородов Института геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) федеральный университет
ORCID: 0000-0002-5469-7320
Россия, 420111, Казань, ул. Кремлевская, 4/5
E-mail: dolgih_s_a@mail.ru

Authors

R.F. Khisiev, postgraduate student of the Department of Development and Operation of Hard-to-Recover Hydrocarbon Fields, Institute of Geology and Petroleum Technologies, Kazan (Volga Region) Federal University
ORCID: 0009-0007-3882-1508
88 Telman St., Almetyevsk, 423462, Russian Federation
E-mail: khisiev.rf@gmail.com

S.A. Dolgih, Candidate of Technical Sciences, Associate Professor of the Department of Development and Operation of Hard-to-Recover Hydrocarbon Fields, Institute of Geology and Petroleum Technologies, Kazan (Volga Region) Federal University
ORCID: 0000-0002-5469-7320
4/5 Kremlevskaya St., Kazan, 420111, Russian Federation
E-mail: dolgih_s_a@mail.ru

Статья поступила в редакцию 28.05.2026
Принята к публикации 21.09.2026
Опубликована 30.09.2026