

УДК 544.016

МРНТИ 31.15.25

DOI: [10.54859/kjogi108824](https://doi.org/10.54859/kjogi108824)

Получена: 24.02.2025.

Одобрена: 22.08.2025.

Опубликована: 30.09.2025.

Оригинальное исследование

Создание PVT-модели месторождения при наличии недостоверных данных

Н.К. Дукесова, К.М. Кунжарикова, Г.Ж. Эбекеш, Г.Ж. Бектас,

Л.М. Бисикенова, Г.Г. Елтай

КМГ Инжиниринг, Астана, Казахстан

АННОТАЦИЯ

Обоснование. Создание PVT-модели является ключевым этапом для подсчёта запасов и геолого-гидродинамического моделирования месторождений нефти и газа. Корректное воспроизведение свойств пластового флюида в различных термобарических условиях обеспечивает достоверность расчетов и повышает точность прогнозирования динамики разработки. При этом качество и достоверность лабораторных исследований пластовых флюидов влияют на точность построения PVT-моделей, а возникающие расхождения и погрешности в экспериментальных данных и модели могут снижать надежность расчётных параметров.

Цель. Оценить качество и достоверность данных лабораторных исследований пластовых флюидов меловых горизонтов месторождения и выделить обоснованные PVT-регионы для построения моделей.

Материалы и методы. Для оценки качества и достоверности лабораторных исследований использовалось программное обеспечение PVTsim и методические указания по обоснованию свойств пластовых флюидов, в котором анализ состава и свойств пластового флюида проводился на основе уравнений состояния.

Результаты. Анализ параметров глубинных и рекомбинированных проб позволил выявить взаимосвязь между свойствами пластового флюида, основанную на физических закономерностях. Выделены отдельные PVT-регионы, отличающиеся по своим свойствам. Сравнение расчётных значений, полученных в симуляторе, с экспериментальными данными позволило выявить несоответствия в лабораторных исследованиях, в частности, при определении плотности нефти альбского горизонта. Проведена коррекция параметров пластовой нефти на основе данных PVT-модели.

Заключение. Применённый подход позволил исключить недостоверные экспериментальные данные, повысить точность описания свойств пластовых флюидов и пересмотреть подсчетные параметры для уточнения ресурсов месторождения.

Ключевые слова: глубинные пробы, рекомбинированные пробы, свойства пластовой нефти, PVT-модель пластовых флюидов, уравнение состояния.

Как цитировать:

Дукесова Н.К., Кунжарикова К.М., Эбекеш Г.Ж., и др. Создание PVT-модели месторождения при наличии недостоверных данных // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2025. Том 7, №3. С. 105–115. DOI: [10.54859/kjogi108824](https://doi.org/10.54859/kjogi108824).

UDC 544.016

CSCSTI 31.15.25

DOI: [10.54859/kjogi108824](https://doi.org/10.54859/kjogi108824)

Received: 24.02.2025.

Accepted: 22.08.2025.

Published: 30.09.2025.

Original article

Creation of a PVT Model for a Reservoir under Data Uncertainty

Nadezhda K. Dukessova, Klara M. Kunzharikova, Gulbakyt Zh. Abekesh,
Gaukhar Zh. Bektas, Laura M. Bissikenova, Gyuzel G. Yeltay

KMG Engineering, Astana, Kazakhstan

ABSTRACT

Background: PVT modeling is a critical step in reserve estimation and reservoir simulation of oil and gas fields. Accurate reproduction of fluid properties under different pressure–temperature conditions increases confidence in calculations and improves production forecasts. The accuracy of a PVT model largely depends on the quality of laboratory fluid data, while inconsistencies or errors in experimental results can reduce the reliability of calculated parameters.

Aim: To evaluate the quality and reliability of laboratory data on reservoir fluids from the Cretaceous horizons and to validate consistent PVT regions for model development.

Materials and methods: The quality and reliability of laboratory studies were evaluated using PVTsim software and methodological guidelines for validating reservoir fluid properties, where fluid composition and properties were analyzed based on equations of state.

Results: Analysis of bottomhole and recombined samples showed clear relationships between reservoir fluid properties. Several PVT regions with distinct characteristics were identified. Comparison of simulation results with laboratory data revealed discrepancies, particularly in the measured density of Albion horizon oil. Reservoir oil parameters were adjusted using the PVT model.

Conclusion: This approach removed unreliable laboratory data, provided a more accurate description of reservoir fluid properties, and updated calculation parameters to refine resource estimates.

Keywords: *bottomhole samples; recombined samples; reservoir oil properties; PVT model of reservoir fluids; equation of state.*

To cite this article:

Dukessova NK, Kunzharikova KM, Abekesh GZ, et al. Creation of a PVT Model for a Reservoir under Data Uncertainty. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2025;7(3):105–115. DOI: [10.54859/kjogi108824](https://doi.org/10.54859/kjogi108824).

ӨОЖ 544.016
ГТАХР 31.15.25

DOI: [10.54859/kjogi108824](https://doi.org/10.54859/kjogi108824)

Қабылданды: 24.02.2025.

Мақұлданды: 22.08.2025.

Жарияланды: 30.09.2025.

Түпнұсқа зерттеу

Дұрыс емес деректер болған кезде кен орнының PVT-моделін құру

Н.К. Дукесова, К.М. Күнжарықова, Г.Ж. Әбекеш, Г.Ж. Бектас,
Л.М. Бисикенова, Г.Ғ. Елтай
ҚМГ Инжиниринг, Астана қаласы, Қазақстан

АННОТАЦИЯ

Негіздеу. PVT-моделін құру мұнай-газ кен орындарының қорларын есептеу және геологиялық-гидродинамикалық модельдеудің негізгі кезеңі болып табылады. Өр түрлі термобарикалық жағдайларда қабат сұйықтығының қасиеттерін дұрыс көбейту есептеулердің дұрыстығын қамтамасыз етеді және даму динамикасын болжау дәлдігін арттырады. Сонымен қатар, қабат сұйықтықтарының зертханалық зерттеулерінің сапасы мен сенімділігі PVT модельдерін құрудың дәлдігіне әсер етеді, ал эксперименттік мәліметтер мен модельдердегі сәйкессіздіктер мен қателіктер есептік параметрлердің сенімділігін төмендетуі мүмкін.

Мақсаты. Кен орнының бор горизонттарының қабаттық сұйықтықтарын зертханалық зерттеу деректерінің сапасы мен дұрыстығын бағалау және модельдерді құру үшін негізделген PVT аймақтарын бөлу.

Материалдар мен әдістер. Зертханалық зерттеулердің сапасы мен сенімділігін бағалау үшін PVTsim бағдарламалық қамтамасыз ету және қабат сұйықтықтарының қасиеттерін негіздеу бойынша әдістемелік нұсқаулар қолданылды, онда қабат сұйықтығының құрамы мен қасиеттерін талдау күй теңдеулерінің негізінде жүргізілді.

Нәтижелері. Терең және рекомбинацияланған сынамалардың параметрлерін талдау физикалық заңдылықтарға негізделген қабат сұйықтығының қасиеттері арасындағы байланысты анықтады. Қасиеттері бойынша ерекшеленетін жеке PVT аймақтары бөлінген. Симуляторда алынған есептік мәндерді эксперименттік мәліметтермен салыстыру зертханалық зерттеулердегі сәйкессіздіктерді анықтады, атап айтқанда альба горизонтындағы мұнайдың тығыздығын анықтау кезінде болды. PVT -модель деректерінің негізінде қабат майының параметрлерін түзету жүргізілді.

Қорытынды. Қолданылған тәсіл дұрыс емес эксперименттік деректерді жоюға, қабат сұйықтықтарының қасиеттерін сипаттаудың дәлдігін арттыруға және кен орнының ресурстарын нақтылау үшін есептеу параметрлерін қайта қарауға мүмкіндік берді.

Негізгі сөздер: тереңдік сынамалары, рекомбинацияланған сынамалар, қабат мұнайының қасиеттері, қабат флюидтерінің PVT-моделі, күй теңдеуі.

Дәйексөз келтіру үшін:

Дукесова Н.К., Күнжарықова К.М., Әбекеш Г.Ж., және б. Дұрыс емес деректер болған кезде кен орнының PVT-моделін құру // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2025. 7 том, №3. 105–115 б. DOI: [10.54859/kjogi108824](https://doi.org/10.54859/kjogi108824).

Введение

Создание PVT-модели (*англ.* Pressure, Volume, Temperature – давление, объём, температура) является ключевым этапом для подсчёта запасов и геолого-гидродинамического моделирования месторождений нефти и газа. Корректное воспроизведение свойств пластового флюида в различных термобарических условиях обеспечивает достоверность расчётов и повышает точность прогнозирования динамики разработки и подсчёта запасов [1]. Однако лабораторные исследования отобранных проб сопряжены с рядом проблем, связанных с различиями в методиках анализа и возможными погрешностями в полученных данных. Это может приводить к несоответствиям в характеристиках пластового флюида, что в дальнейшем отразится на точности расчётов и прогнозов при подсчёте запасов, проектировании разработки и эксплуатации месторождений [2].

В данной статье рассматриваются методы анализа и корректировки экспериментальных данных при построении PVT-модели, направленные на минимизацию ошибок, возникающих вследствие недостоверности входной информации. В рамках исследования проведена оценка качества лабораторных данных, разработан подход к моделированию фазового состояния флюида, а также выполнена настройка модели на основе уравнений состояния. При большом объёме исследований по меловым горизонтам, проведённых разными зарубежными лабораториями, получился большой диапазон разброса основных PVT-значений. Применение комплексного подхода позволило исключить недостоверные данные, выделить отдельные PVT-регионы, а также обеспечить более точное соответствие модели реальным физико-химическим свойствам пластового флюида. Полученные результаты способствуют повышению точности прогнозирования поведения месторождений, обоснованному принятию решений при разработке и эксплуатации залежей, а также снижению рисков, связанных с неопределённостью исходных данных.

Материалы и методы

При построении PVT-моделей применяются различные методы, включающие [3]:

- анализ данных (интерпретация результатов лабораторных исследований глубинных и рекомбинированных проб);
- оценка качества данных с использованием специализированного программного обеспечения (далее – ПО);
- математическое моделирование на основе уравнений состояния (Соаве-Редлиха-Квонга⁴, Пенн-Робинсона⁵).

Для анализа лабораторных исследований использовался сравнительный метод изучения

свойств пластового флюида, направленный на выявление закономерностей их изменения. Значения параметров пластовой нефти зависят как от метода разгазирования проб в лаборатории, так и от типа отобранных проб (глубинные или рекомбинированные) [4, 5]. Разгазирование может выполняться различными способами, включая стандартную сепарацию, дифференциальное и ступенчатое разгазирование. Стандартная сепарация является наиболее распространённой и применяется практически ко всем пробам пластовой нефти. В данном случае используется единый подход разгазирования – одна ступень сепарации при стандартных условиях. Для выявления взаимосвязи между параметрами пластовой нефти рекомендуется строить графики зависимостей свойств нефти в стандартных условиях [6].

Тип проб оказывает значительное влияние на результаты исследования. Глубинные пробы отбираются непосредственно из пласта с помощью проботборника, что позволяет сохранить их первоначальный состав. Рекомбинированные пробы отбираются на поверхности путём раздельного отбора нефти и газа с последующим восстановлением исходного состава в лабораторных условиях с учётом заданного газового фактора.

Для оценки качества и достоверности лабораторных исследований использовалось ПО PVTsim, где анализ состава и свойств пластового флюида проводился на основе уравнений состояния. Расчёты проводились без предварительной настройки параметров уравнения, которые определялись на основе материального баланса.

Для описания свойств обоснованных проб, которые являются входными данными для создания флюидальных моделей по PVT-регионам, производился подбор уравнения состояния, которое обеспечивает воспроизведение расчётных свойств пластовой нефти, максимально согласующихся с результатами PVT-исследований. После достижения сходимости экспериментальных и расчётных данных модель экспортировалась в требуемом формате для выгрузки подсчётных параметров и для дальнейшего использования в геолого-гидродинамическом моделировании.

Результаты

Для обоснования свойств начальной пластовой нефти были построены зависимости давления насыщения и плотности от газосодержания по аптскому и альбскому горизонтам (рис. 1–4). Глубинные пробы обозначены круглыми знаками, рекомбинированные – треугольниками.

Как показано на рис. 1–2, рекомбинированные пробы показывают хаотичное поведение,

⁴ Уравнение состояния Соаве-Редлиха-Квонга – кубическое уравнение состояния, применяемое для описания поведения реальных газов и их смесей

⁵ Уравнение состояния Пенн-Робинсона – кубическое уравнение состояния, созданное для более точного описания жидкостных и парожидкостных равновесий.

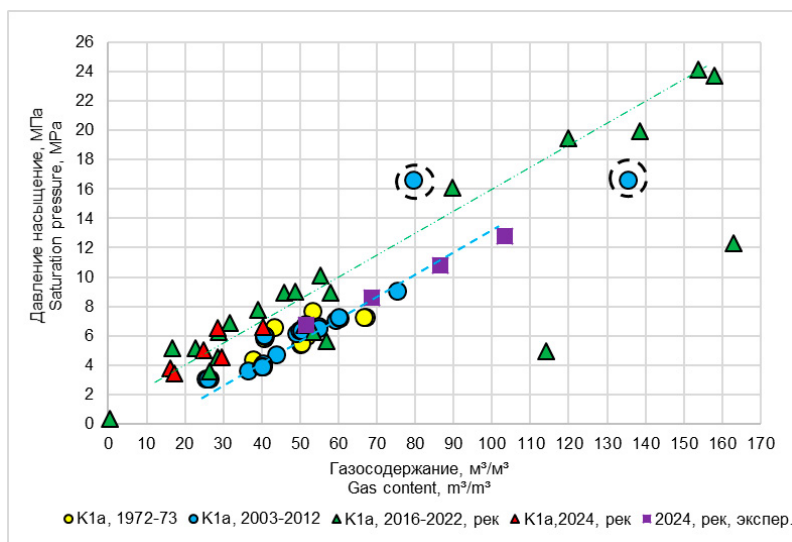


Рисунок 1. Зависимость давления насыщения от газосодержания аптского горизонта

Figure 1. Saturation pressure vs. gas-oil ratio for the Aptian horizon

рек. – рекомбинированные пробы / recombined samples; эксперим. – экспериментальные / experimental samples

K1a – аптский горизонт / Aptian horizon

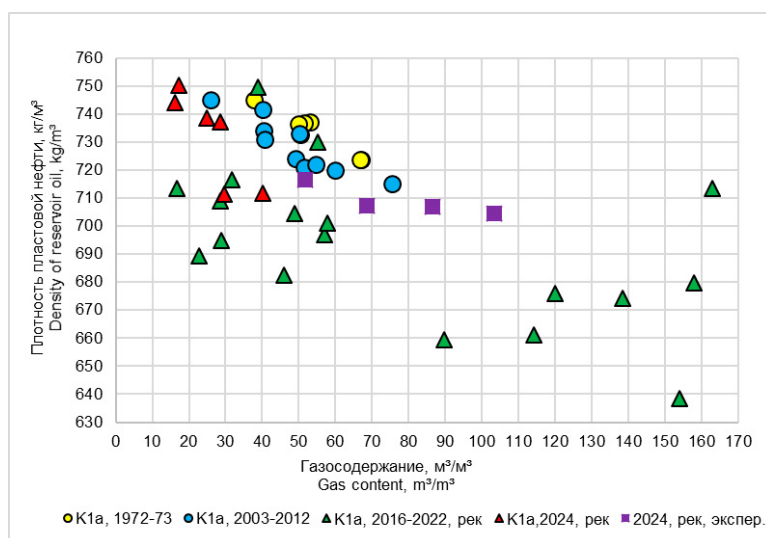


Рисунок 2. Зависимость плотности пластовой нефти от газосодержания аптского горизонта

Figure 2. Reservoir oil density vs. gas-oil ratio for the Aptian horizon

формируя вторую линию, что приводит к искусственному завышению параметров пластовой нефти. Выявление взаимосвязи параметров позволило установить, что рекомбинированные пробы отклоняются от основного тренда глубинных проб, по причине чего они были исключены. Это обусловлено тем, что они получены на основе физической рекомбинации, выполненной при промысловой ступенчатой сепарации, что изменяет их свойства. Дополнительно были отбракованы две глубинные пробы нефти (обо-

значены пунктиром), которые показывали завышенные значения давления насыщения, равные пластовому. Это связано с тем, что пробы были отобраны в трёхфазном состоянии (нефть, газ, вода), что повлияло на состав и свойства пластового флюида.

По результатам проведённого анализа для обоснования свойств пластовой нефти были выбраны глубинные пробы, которые хорошо согласуются между собой и точно отражают истинную пластовую систему.

Альбский горизонт имеет сложное фациально-тектоническое строение, обусловившее разделение его на отдельные изолированные залежи. Анализ взаимосвязи параметров пластовой нефти позволил выделить два PVT-региона, которые существенно различаются по своим характеристикам (рис. 3–4). В залежах 1 и 4 наблюдается недонасыщенность нефти: давление насыщения в среднем составляет 0,8 МПа, а газосодержание – 3,5 м³/м³, что свидетельствует о крайне низких свойствах пластовой нефти, в то время как в залежи 2 (скв. 68, красный ква-

драт) нефть более насыщенная, что проявляется в высоких значениях: давление насыщения достигает 7,8 МПа, а газосодержание – 57 м³/м³. В ходе более детального анализа скв. 68 было выявлено несколько интересных наблюдений: во-первых, скважина расположена на значительном расстоянии от других залежей в северо-западной части месторождения, во-вторых, глубина отбора проб находится гипсометрически ниже, где соответствует глубине аптского горизонта (1632 м), и свойства нефти совпадают с характеристиками нефти аптского горизонта.

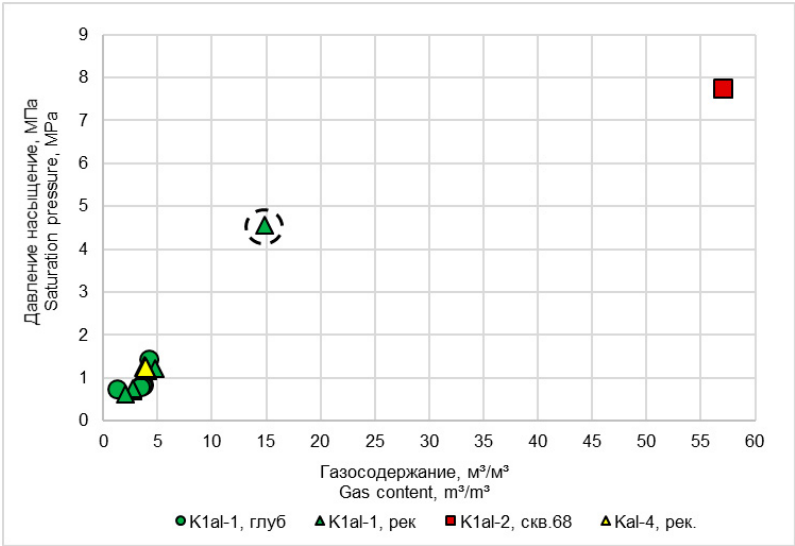


Рисунок 3. Зависимость давления насыщения от газосодержания альбского горизонта
Figure 3. Saturation pressure vs. gas–oil ratio for the Albian horizon

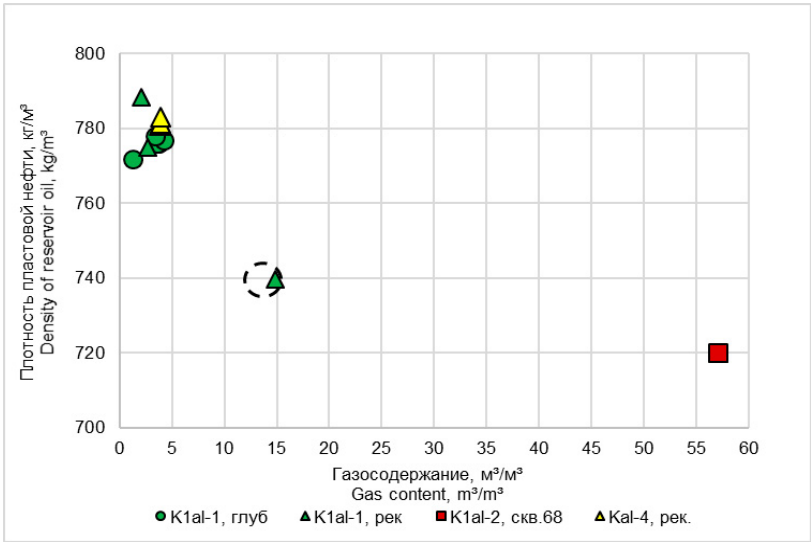


Рисунок 4. Зависимость плотности пластовой нефти от газосодержания альбского горизонта
Figure 4. Reservoir oil density vs. gas–oil ratio for the Albian horizon

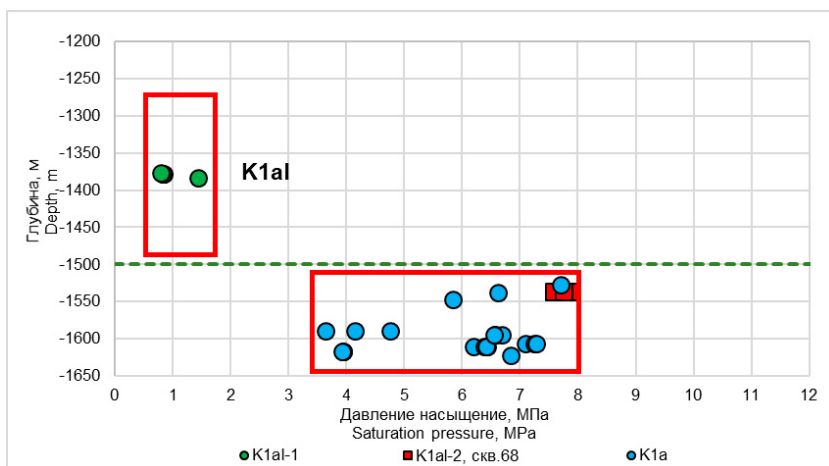


Рисунок 5. Изменение давления насыщения с глубиной

Figure 5. Saturation pressure vs. depth

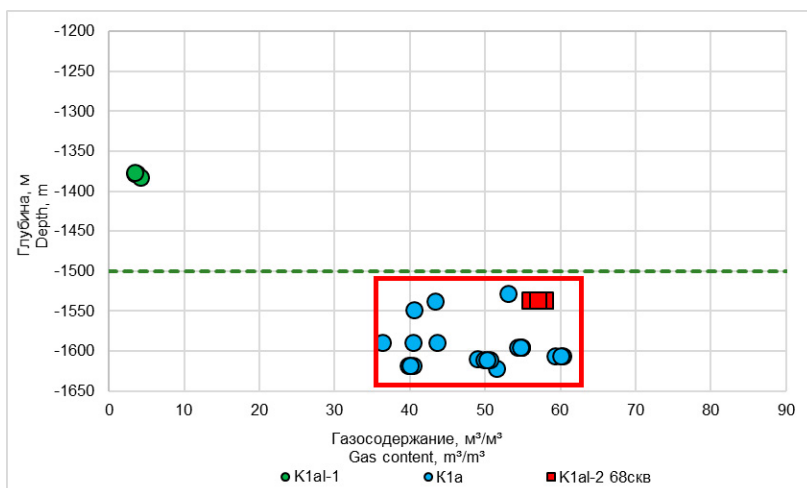


Рисунок 6. Изменение газосодержания с глубиной

Figure 6. Gas-oil ratio vs. depth

Для наглядности были построены графики зависимости свойств пластовой нефти от глубины (рис. 5–6). Анализ показал, что все пробы чётко соответствуют своим горизонтам, за исключением скв. 68, отобранной из альбского горизонта, но по расположению находящейся на уровне аптского горизонта.

Также на рис. 5–6 чётко выделяются два PVT-региона:

- первый PVT-регион включает аптский горизонт и часть альбского горизонта в районе скв. 68;

- второй PVT-регион – это альбский горизонт для залежей 1 и 4.

Для проверки соответствия состава и свойств проб данным PVT-исследований была проведена оценка достоверности лабораторных исследований. Качества «состав – свойства» анализировались с помощью уравнения состояния в ПО PVTsim. Путём сравнения расчётных зна-

чений свойств пластового флюида в симуляторе с экспериментальными данными были выявлены расхождения. Расчёты выполнялись без предварительной настройки параметров уравнения, которые оценивались на основе материального баланса. В результате основная масса глубинных проб не прошла контроль качества из-за загрязнения буровым раствором. Только некоторые глубинные пробы соответствовали всем критериям контроля, что позволило их использовать для построения PVT-модели.

Модели пластового флюида

Основная цель отбора проб и их исследования в PVT-лаборатории заключается в создании математической модели пластового флюида, позволяющей достоверно оценить запасы и прогнозировать добычу месторождения. Построенная модель должна максимально точно воспроизводить результаты экспериментальных исследова-

ний, отражающих реальные термобарические условия и свойства пластового флюида. Процесс моделирования выполнен с использованием ПО Calsep PVTsim Nova.

Для построения модели первого PVT-региона использовалась 9-компонентная флюидальная модель, основанная на трёхпараметрическом уравнении состояния Соаве-Редлиха-Квонга в модификации Пенелу (SRK Peneloux⁶), которое демонстрирует хорошее согласование с экспериментальными данными. Для второго PVT-региона, характеризующегося низкими свойствами пластовой нефти, было выбрано уравнение состояния Пенг-Робинсона в модификации Пенелу (PR Peneloux⁷) с полным ком-

понентным составом флюидальной модели, что обеспечило более точное соответствие экспериментальным данным. Вязкость флюидов рассчитывалась с использованием уравнения Лоренца-Брея-Кларка (далее – LBC, *англ.* Lohrenz-Bray-Clark). Параметры уравнения состояния были настроены для наиболее точного воспроизведения экспериментальных данных по обоснованным пробам.

Адаптация модели к экспериментальным данным включала:

- определение бинарных коэффициентов взаимодействия компонентов пластовых флюидов;
- коррекцию критической температуры

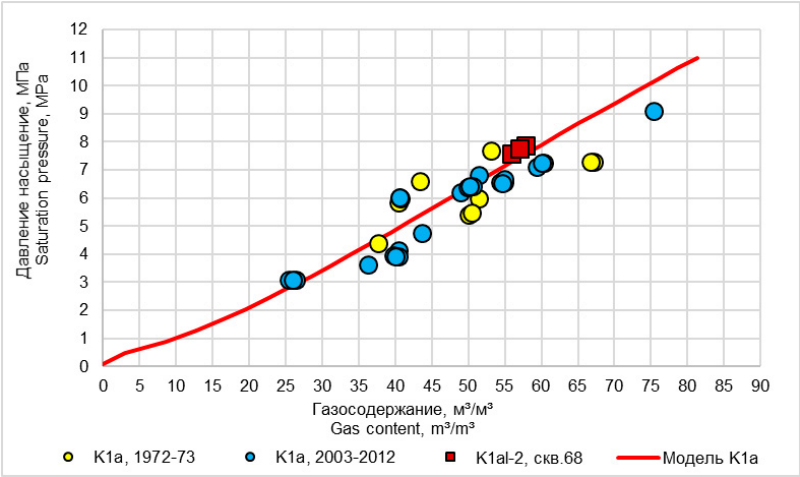


Рисунок 7. Зависимость давления насыщения от газосодержания, первый PVT-регион
Figure 7. Saturation pressure vs. gas–oil ratio, 1st PVT-region

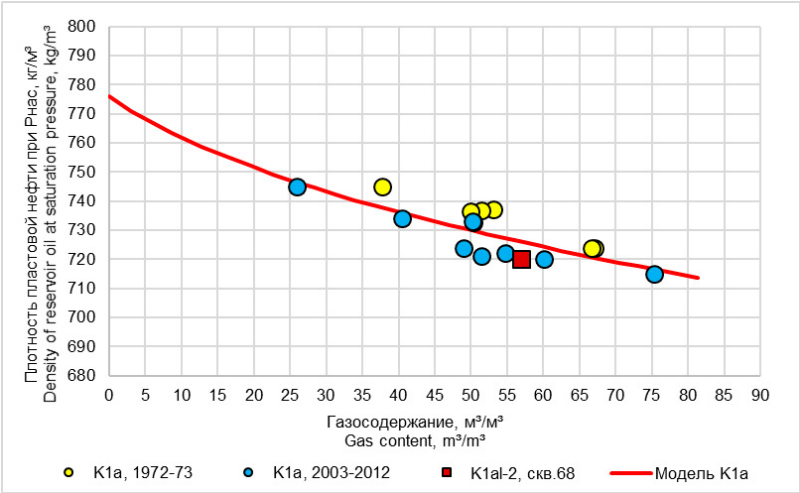


Рисунок 8. Зависимость плотности пластовой нефти от газосодержания, первый PVT-регион
Figure 8. Reservoir oil density vs. gas–oil ratio, 1st PVT region

⁶ SRK Peneloux – модифицированное уравнение состояния Соаве-Редлиха-Квонга, в которое внесена коррекция Пенелу для улучшения описания молярных объемов жидкой фазы и плотностей.

⁷ PR Peneloux – модифицированное уравнение состояния Пенга-Робинсона с применением той же коррекции Пенелу.

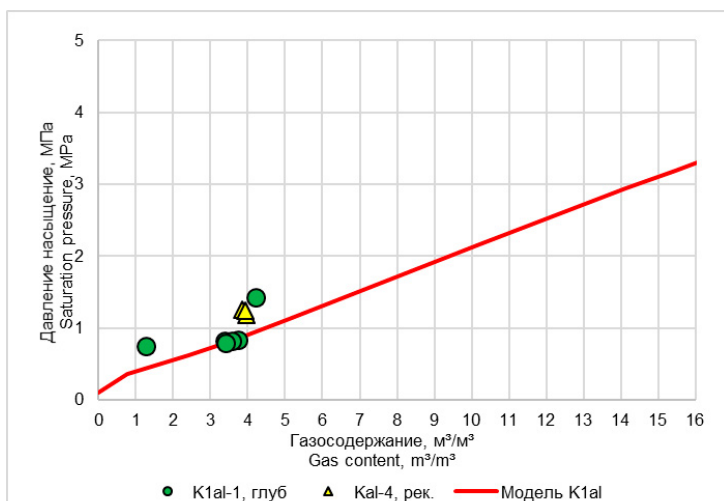


Рисунок 9. Зависимость давления насыщения от газосодержания, второй PVT-регион
Figure 9. Saturation pressure vs. gas-oil ratio, 2nd PVT-region

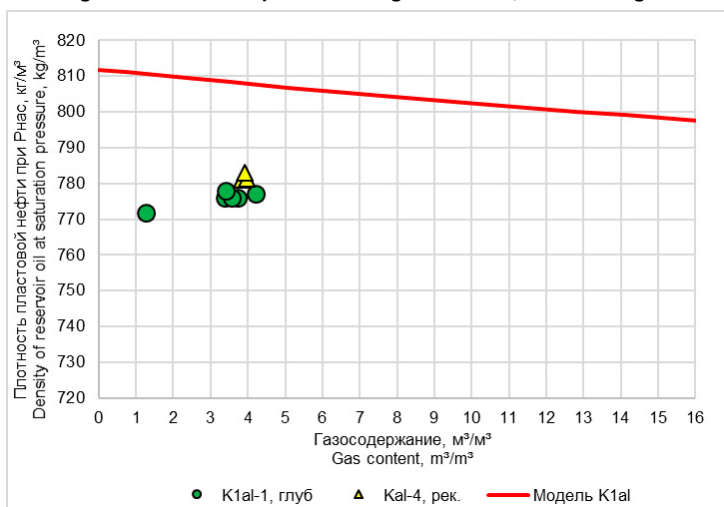


Рисунок 10. Зависимость плотности пластовой нефти от газосодержания, второй PVT-регион
Figure 10. Reservoir oil density vs. gas-oil ratio, 2nd PVT region

(Ткр), критического давления ($P_{кр}$), ацентрических факторов и констант Peneloux для фракции C_{7+} :

– настройку параметра вязкости (V_c) и коэффициентов полинома LBC для расчёта вязкости.

В результате адаптации модели первого PVT-региона удалось достичь высокой сходимости расчётов с экспериментальными данными. Сравнение результатов моделирования с лабораторными исследованиями представлено на рис. 7–8, где видно, что модель хорошо воспроизводит экспериментальные значения.

При адаптации модели второго PVT-региона выявлено несоответствие между расчётными и экспериментальными данными, особенно в значениях плотности сепарированной нефти. Экспериментальное значение составило

812,8 кг/м³, что соответствует показателям аптского горизонта. Согласно физическим закономерностям, для нефти с низкими значениями давления насыщения и газосодержания плотность сепарированной нефти должна быть выше, чем полученная в эксперименте. Это расхождение указывает на низкое качество лабораторных исследований. Сравнение зависимостей параметров от газосодержания, полученных по модели, с экспериментальными данными представлено на рис. 9–10. Как показано на рис. 10, модель предсказывает более высокие значения плотности по сравнению с лабораторными результатами, что указывает на возможные погрешности в экспериментальных исследованиях. В связи с этим для дальнейших расчётов и прогнозирования используются данные, полученные из модели, как более достоверные и согласующиеся с физическими закономерностями.

Закключение

В ходе исследования мелового горизонта были выделены два PVT-региона, различающихся по свойствам пластовой нефти. Применение различных уравнений состояния (SRK Peneloux и PR Peneloux) в зависимости от характеристик нефти обеспечило более точное соответствие расчётных параметров экспериментальным данным.

Проведённая адаптация моделей показала высокую степень сходимости расчётных и лабораторных данных для первого PVT-региона, подтверждая корректность выбранных методов моделирования. Однако при настройке модели

второго PVT-региона выявлены несоответствия, особенно в расчётах плотности сепарированной нефти. Анализ физических закономерностей показал, что экспериментальные данные содержат погрешности, связанные с низким качеством лабораторных исследований.

Разработанный подход основан на фундаментальных положениях термодинамики многокомпонентных систем и может служить надёжной теоретической основой не только для проектирования и мониторинга разработки залежей, но и определения подсчётных параметров пластовых углеводородных флюидов при недостоверной исходной информации.

ДОПОЛНИТЕЛЬНО

Источник финансирования. Авторы заявляют об отсутствии внешнего финансирования при проведении исследования.

Конфликт интересов. Авторы декларируют отсутствие явных и потенциальных конфликтов интересов, связанных с публикацией настоящей статьи.

Вклад авторов. Все авторы подтверждают соответствие своего авторства международным критериям ICMJE (все авторы внесли существенный вклад в разработку концепции, проведение исследования и подготовку статьи, прочли и одобрили финальную версию перед публикацией). Наибольший вклад распределён следующим образом: Дукусова Н.К. – концепция работы, анализ полученных данных, обоснование свойств флюида, написание текста; Кунжарикова К.М. – редактирование текста, руководство и направление исследования; Эбекеш Г.Ж. – подготовка базы данных, построение PVT-модели; Бектас Г.Ж., Бисикенова Л.М., Елтай Г.Г. – сбор и систематизация базы данных.

ADDITIONAL INFORMATION

Funding source. The authors declare that they received no external funding for this study.

Competing interests. The authors declare that they have no competing interests.

Authors' contribution. All authors made a substantial contribution to the conception of the work, acquisition, analysis, interpretation of data for the work, drafting and revising the work, final approval of the version to be published and agree to be accountable for all aspects of the work. The greatest contribution is distributed as follows: Nadezhda K. Duksova developed the study concept, analyzed the data, validated fluid properties, and wrote the manuscript; Klara M. Kunzharikova edited the manuscript and supervised the research; Gulbakyt Zh. Abekesh prepared the database and constructed the PVT model; Gaukhar Zh. Bektas, Laura M. Bisikenova, Gyuzel G. Eltay collected and systematized the database.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Ющенко Т.С., Брусиловский А.И. Поэтапный подход к созданию и адаптации PVT-моделей пластовых углеводородных систем на основе уравнения состояния // Георесурсы. 2022. Т. 24, №3. С. 164–181. doi: [10.18559/grs.2022.3.14](https://doi.org/10.18559/grs.2022.3.14).
2. Брусиловский А.И., Ющенко Т.С. Научно-обоснованный инженерный метод определения компонентного состава и PVT-свойств пластовых углеводородных смесей при неполной исходной информации // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2016. №1. С. 68–74.
3. КМГ Инжиниринг. Регламент по обоснованию свойств и состава пластового флюида. Астана, 2022.
4. Былинкин Г.П., Гузиков П.А. Зависимость свойств пластовой нефти от вида разгазирования // Геология нефти и газа. 2008. №3. С. 31–36.
5. Гузиков П.А. Кунжарикова К.М., Утеубаева Е.Е. Методические подходы к обоснованию свойств пластовой нефти при подсчете запасов // Вестник Нефтегазовой отрасли. 2020. Т. 2. №2. С. 71–79. doi: [10.54859/kjogi95660](https://doi.org/10.54859/kjogi95660).
6. Былинкин Г.П., Брусиловский А.И. Новый подход к оценке степени насыщенности пластовых нефтяных и газоконденсатных смесей и критериев их фазового состояния // Геология нефти и газа. 1991. № 9. С. 14–18.

REFERENCES

1. Yushchenko TS, Brusilovsky AI. A step-by-step approach to creating and tuning PVT-models of reservoir hydrocarbon systems based on the state equation. *Georesources*. 2022;24(3):164–181. doi: [10.18559/grs.2022.3.14](https://doi.org/10.18559/grs.2022.3.14). (In Russ).
2. Brusilovskiy AI, Yushchenko TS. Two-phase deposits: Methodology approach to the identification of composition and PVT properties of reservoir hydrocarbon fluids using limited initial information. *PROneft. Professionally about Oil*. 2016;(1):68–74. (In Russ).
3. KMG Engineering. Regulation on the justification of the properties and composition of reservoir fluid. Astana, 2022.
4. Bylinkin GP, Guzhikov PA. Zavisimost' svoystv plastovoy nefi ot vida razgazirovaniya. *Russian Oil and Gas Geology*. 2008;3:31–36. (In Russ).

5. Guzhikov PA, Kunzharikova KM, Uteubayeva YY. Methodological approaches to justification of reservoir oil properties for estimation of reserves. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2020;2(2):71–79. doi: [10.54859/kjogi95660](https://doi.org/10.54859/kjogi95660).
6. Bylinkin GP, Brusilovskiy AI. Novyy podkhod k otsenke stepeni nasyschennosti plastovykh neftyanykh i gazokondensatnykh smesey i kriteriyev ikh fazovogo sostoyaniya. *Russian Oil and Gas Geology*. 1991;9:14–18.

AUTHORS' INFO

Nadezhda K. DukessovaORCID [0009-0009-7198-731X](https://orcid.org/0009-0009-7198-731X)e-mail: n.dukessova@kmge.kz.**Klara M. Kunzharikova**

Cand. Sc. (Engineering)

ORCID [0009-0002-5121-0123](https://orcid.org/0009-0002-5121-0123)e-mail: k.kunzharikova@kmge.kz.***Gulbakyt Zh. Abekesh**ORCID [0009-0006-2242-739X](https://orcid.org/0009-0006-2242-739X)e-mail: g.abekesh@kmge.kz.**Gaukhar Zh. Bektas**ORCID [0000-0002-5991-7978](https://orcid.org/0000-0002-5991-7978)e-mail: g.bektas@kmge.kz.**Laura M. Bissikenova**ORCID [0009-0008-6294-7773](https://orcid.org/0009-0008-6294-7773)e-mail: l.bissikenova@kmge.kz.**Gyuzel G. Yeltay**ORCID [0000-0003-3547-767X](https://orcid.org/0000-0003-3547-767X)e-mail: g.yeltay@kmge.kz.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

Дукесова Надежда КуандыковнаORCID [0009-0009-7198-731X](https://orcid.org/0009-0009-7198-731X)e-mail: n.dukessova@kmge.kz.**Кунжарикова Клара Мырзахановна**

канд. техн. наук

ORCID [0009-0002-5121-0123](https://orcid.org/0009-0002-5121-0123)e-mail: k.kunzharikova@kmge.kz.***Әбекеш Гүлбакыт Жоламанқызы**ORCID [0009-0006-2242-739X](https://orcid.org/0009-0006-2242-739X)e-mail: g.abekesh@kmge.kz.**Бектас Гаухар Жарылкасыновна**ORCID [0000-0002-5991-7978](https://orcid.org/0000-0002-5991-7978)e-mail: g.bektas@kmge.kz.**Бисикенова Лаура Махметовна**ORCID [0009-0008-6294-7773](https://orcid.org/0009-0008-6294-7773)e-mail: l.bissikenova@kmge.kz.**Елтай Гюзель Гумаровна**ORCID [0000-0003-3547-767X](https://orcid.org/0000-0003-3547-767X)e-mail: g.yeltay@kmge.kz.

*Автор, ответственный за переписку/Corresponding Author