

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ И ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ И ФАЗОВЫХ ПРЕВРАЩЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СМЕСЕЙ

Оригинальная статья

УДК 622.276.32

EDN: AIIQLN

Методические подходы к созданию моделей пластовой нефти для фильтрационных и PVT-исследований

И.И. Ибрагимов ✉

Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти», Россия, 423462, Альметьевск, ул. Советская, д. 186а

Аннотация. *Актуальность.* Для проведения фильтрационных и PVT-исследований в отсутствие достаточного объема представительных глубинных проб требуются газированные модели пластовой нефти, по свойствам и составу воспроизводящие пластовую нефть исследуемых объектов. В фильтрационных исследованиях также последние годы наблюдается переход от изовязкозных моделей нефти к рекомбинированным пробам, поэтому проблема создания качественных моделей пластовой нефти является актуальной. При реализации комплексных и серийных исследований для достижения требуемой сопоставимости лабораторных экспериментов необходимы методические подходы, обеспечивающие многократное приготовление качественных рекомбинированных проб достаточного объема с повторяемостью свойств и составов. *Цель работы.* Разработка и апробация методических подходов к созданию качественных рекомбинированных проб для проведения фильтрационных и PVT-исследований. *Материалы и методы.* Методики предусматривают подготовку газовой смеси в ячейке рекомбинации, анализ ее состава на хроматографе, далее подачу дегазированной нефти в ячейку рекомбинации с последующим растворением в ней газа при сжатии смеси. *Результаты.* Предложены две методики создания рекомбинированных проб: 1) с использованием готовых газовых смесей с известным обоснованным составом, 2) с добавлением тяжелых газовых компонентов к готовой газовой смеси для более точного моделирования состава. Разработанные подходы позволили создать представительные модели пластовой нефти с высокой степенью повторяемости. Методики были апробированы при создании модели пластовой нефти для объекта с газосодержанием $\approx 50 \text{ м}^3/\text{м}^3$. *Заключение.* Результаты исследований показали хорошее соответствие основных свойств и составов растворенных газов рекомбинированных и глубинных проб, а также составов газов, полученных при однократном разгазировании рекомбинированных проб, подготовленных различными методами. Приведен подробный разбор и анализ результатов с описанием преимуществ и недостатков разработанных методик. Описанные в работе подходы помогают создать дизайн получения модели пластовой нефти практически для любого объекта разработки в лабораторных условиях.

Ключевые слова: модель пластовой нефти, рекомбинированная проба, PVT-исследования, лабораторный эксперимент, газированная нефть, газосодержание нефти, давление насыщения нефти, разработка нефтяных месторождений

✉ Ильдар Ильясович Ибрагимов, ibragimovii@agni-rt.ru

© Ибрагимов И.И., 2026



Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License.

Финансирование: работа выполнена в рамках реализации программы развития Передовой инженерной нефтяной школы Альметьевского государственного технологического университета «Высшая школа нефти».

Для цитирования: *Ибрагимов И.И.* Методические подходы к созданию моделей пластовой нефти для фильтрационных и PVT-исследований // Актуальные проблемы нефти и газа. 2026. EDN: AIIQLN

Введение

Современные требования к проведению экспериментальных работ в области исследования технологий увеличения нефтеизвлечения и воздействия на пласт предусматривают создание условий, наиболее приближенных к пластовым (API RP 44:2003 “Recommended practice for sampling petroleum reservoir fluids”, [1, 2]). Это обусловлено не только стремлением более точно воспроизводить пластовые процессы в лабораторных условиях с целью корректной оценки характеристик и эффектов, но и наблюдаемым в последние десятилетия развитием и совершенствованием лабораторного оборудования, колоссальным ростом возможностей для проведения сложных экспериментов. В связи с этим во многих корпоративных исследовательских центрах наблюдается переход от использования изовязкозных моделей нефти к газированным (рекомбинированным пробам) при проведении специальных керновых и других видов исследований [3, 4]. Для определенных видов исследований наличие растворенного в нефти газа может быть обязательным требованием, к примеру, при исследовании фильтрации газированных жидкостей при давлении ниже давления насыщения, моделировании газовых методов увеличения нефтеизвлечения и др. [1, 4, 5]. Следует отметить, что на сегодня, в особенности в области исследования методов увеличения нефте-

извлечения, нет утвержденных общепромышленных регламентов и методик по подготовке моделей флюидов для таких экспериментов [6, 7]. Поэтому развитие методов получения представительных рекомбинированных проб – моделей пластовой нефти нефтяных месторождений с целью их использования в комплексных исследованиях, так же как развитие математических подходов к прогнозированию поведения углеводородных смесей, является актуальной задачей [8–10].

Целью работы является разработка и апробация методических подходов к созданию качественных рекомбинированных проб для проведения фильтрационных и PVT-исследований. При этом учитываются следующие требования к методикам приготовления и контролю качества рекомбинированных проб:

1) пробы должны обладать повторяемостью свойств при их многократном приготовлении (намешивании);

2) должно корректно учитываться содержание компонентов с низкой объемной долей (менее 0,1 %), если специфика исследований требует включения таких компонентов в состав смеси;

3) объем пробы должен быть достаточным для планируемых исследований;

4) для контроля качества должна быть предусмотрена оценка свойств полученной пробы (желательно без потери ее объема).

В работе к практическому применению предлагаются два подхода для создания модели пластовой нефти:

1) с использованием поверочной газовой смеси с обоснованным заранее составом;

2) с добавлением тяжелых газовых компонентов в поверочную газовую смесь для более точного моделирования состава.

Данные подходы являются этапами развития методик приготовления рекомбинированных проб, разработанных в лаборатории Инновационного нефтегазового недропользования Центра научно-технических исследований Альметьевского государственного технологического университета «Высшая школа нефти». Они представляют собой готовые для практического применения решения для проведения экспериментов с газированными моделями нефти.

Материалы и методы

Используемое оборудование

Для создания рекомбинированных проб, как правило, требуются:

1) установка (ячейка, колба) рекомбинации достаточного объема, оборудованная эталонным датчиком давления;

2) разделительная емкость для подачи нефти;

3) плунжерный насос;

4) разделительная емкость увеличенного объема для подачи газа;

5) газовый хроматограф для анализа состава газа.

Для проведения комплексных исследований рекомбинированных проб необходимы:

1) PVT-установка для исследований глубинных и рекомбинированных проб;

2) газометр для оценки газосодержания при однократном разгазировании.

В примерах, приведенных в статье, для создания рекомбинированных проб использовались ячейка рекомбинации (модель AMCORE AMR-T1000.15) объемом 1,9 л, оснащенная функцией размешивания и эталонным датчиком давления МИДА-ДА-15-Э-RS IP65 класса точности $\pm 0,05\%$; двухплунжерный прецизионный насос (модель AMCORE AMR-AMP200); разделительные емкости объемами 970 и 5000 мл; газовый хроматограф Хроматек Кристалл 5000.2. Ячейка рекомбинации и плунжерный насос в комплексе использовались для исследований базовых свойств рекомбинированных проб и контроля их качества [11]. Комплексные исследования рекомбинированных проб проводились в ТатНИПИнефть с использованием PVT-установки КИНГ-BlackOil, газометра КИНГ-Газометр КТ 1121, газового хроматографа Хроматек Кристалл 5000.2.

Методы, описанные в работе, предусматривают первоначально подготовку газовой смеси в ячейке рекомбинации, контрольный анализ ее состава на хроматографе, далее подачу нефти в ячейку рекомбинации с последующим растворением в ней газа при сжатии смеси, а также оценку давления насыщения, газосодержания и объемного коэффициента как этап контроля качества полученной пробы.

Результаты и обсуждение

Методика создания модели пластовой нефти с использованием поверочной газовой смеси

Методика создания модели пластовой нефти с использованием поверочной газовой смеси (ПГС) подробно рассмотрена в работе [12]. В данной работе приведен углубленный анализ аспектов, важных для развития методических подходов к созданию моделей пластовой нефти, более подробно описаны преимущества и недостатки базового подхода с использованием ПГС.

Методика предусматривает использование в качестве ПГС готовой газовой смеси, состав которой обосновывается с учетом специфики планируемых исследований и требуемого объема рекомбинированной пробы. Для обоснования состава поверочной газовой смеси анализируется база исследований глубинных проб объекта.

В состав ПГС включаются основные компоненты нефтяного газа, суммарная объемная доля которых не ниже 90 %. Чем больше данный показатель, тем лучше моделируется состав. Однако важно учитывать, что добавление тяжелых компонентов и увеличение их концентраций ведет к снижению давления начала конденсации газовой смеси и, соответственно, к снижению объема газа (в пересчете на нормальные условия), вмещающегося в баллон ПГС [13, 14]. Для приготовления рекомбинированных проб целесообразно заказывать поверочную газовую смесь в специализированных компаниях в баллонах большого объема – 40 или 50 л. Так как при каждом отборе газа из баллона давление снижается, то после достижения давлений ниже необходимого требуются операции отбора газа

в разделительную емкость и ее подачи в ячейку рекомбинации с помощью насосного оборудования, что в определенной степени усложняет процесс приготовления рекомбинированных проб.

К примеру, в работе [5] для исследований фильтрации нефти при давлении ниже давления насыщения в состав ПГС были включены слаборастворимые компоненты: азот, метан, этан и пропан, суммарная доля которых в составе нефтяного газа составляет 90,4 %. Использование поверочной газовой смеси, включающей только четыре слаборастворимых компонента, было обусловлено тем, что именно эти компоненты выделяются в первую очередь из нефти при снижении давления на 25–60 % относительно давления насыщения. Следовательно, такая модель пластовой нефти позволяла корректно моделировать газонасыщенность породы коллектора в области двухфазной фильтрации нефти и газа.

Концентрации выбранных компонентов для производства четырехкомпонентной ПГС, нормированные к 100%, составили:

- 1) азот – 10 %,
- 2) метан – 36 %,
- 3) этан – 32 %,
- 4) пропан – 22 %.

Для длительных комплексных исследований были изготовлены идентичные ПГС в двух 50-литровых баллонах с начальным давлением 29 бар (1 бар = 0,1 МПа), концентрации компонентов которых отличаются от целевых незначительно (баллон 1/баллон 2):

- 1) азот – 10,13/10,15 %,
- 2) метан – 36,10/35,85 %,
- 3) этан – 31,84/32,04 %,
- 4) пропан – 21,93/21,96 %.

По результатам исследований производителя ПГС максимальное абсолютное давление, при котором рассматриваемая газовая смесь находится в однофазном газообразном состоянии при комнатной температуре (20 °С), немного превышает 30 бар. Давление начала конденсации, рассчитанное на численной модели с помощью PVT-симулятора без каких-либо настроек, превышает фактическое значение на несколько бар.

Объем газа, вмещающийся в ячейку рекомбинации, и целевое газосодержание пробы определяют максимально возможный объем рекомбинированной пробы, который технически возможно приготовить с использованием имеющегося оборудования. Максимальный объем рекомбинированной пробы $V_{\text{рек.пробы}}$ (мл) можно приблизительно оценить по формуле:

$$V_{\text{рек.пробы}} = \frac{V_{\text{газа ст.}}}{G} \cdot b_n = \frac{V_{\text{яч.}} \cdot p_{\text{г. макс.}} \cdot b_n}{z_{\text{г}}(p_{\text{г. макс.}}) p_{\text{атм.}} \cdot G},$$

где $p_{\text{г. макс.}}$ – максимальное давление газовой смеси в однофазном состоянии, бар, Па (рекомендуется задавать давление на 1–2 бара ниже давления конденсации смеси при комнатной температуре);

G – предполагаемое газосодержание смеси, м³/м³;

b_n – объемный коэффициент модели пластовой нефти;

$V_{\text{яч.}}$ – рабочий объем ячейки рекомбинации, мл;

$z_{\text{г}}(p_{\text{г. макс.}})$ – коэффициент сверхсжимаемости газовой смеси при максимальном давлении $p_{\text{г. макс.}}$ при комнатной температуре;

$V_{\text{газа ст.}}$ – объем газа, отбираемого в ячейку рекомбинации при атмосферном давлении, мл;

$p_{\text{атм.}}$ – атмосферное давление, бар, Па.

В данном случае с использованием ячейки рекомбинации объемом 1,9 л отбиралось 61,1 л ПГС (60,2 л при 20 °С) и закачивалось 1246 мл дегазированной нефти. Отношение объема ПГС к объему дегазированной нефти составило 48,35 м³/м³. Давление насыщения модельной нефти при 40 °С составило 81,3 бар (абс.) (при температуре 21,5 °С – 77,4 бар), объемный коэффициент нефти – 1,11. Объем рекомбинированной пробы составил 1383 мл. Этого объема было достаточно для исследования форсированной фильтрации маловязкой нефти в высокопроницаемых коллекторах при высоких градиентах давлений, близких к условиям фильтрации в призабойной зоне скважин, и достижения стационарных режимов фильтрации [5].

Необходимо отметить, что добавление еще двух компонентов *n*-бутана и изобутана в состав ПГС в соответствии с их содержаниями в нефтяном газе привело бы к уменьшению давления начала конденсации приблизительно в 1,5 раза, следовательно, к возможности отобрать в ячейку существенно меньшее количество газа, а значит, к получению рекомбинированной пробы меньшего объема. Но меньшего объема рекомбинированной пробы было бы недостаточно для достижения стационарной фильтрации при проводившихся фильтрационных исследованиях. Итак, при обосновании состава поверочной газовой смеси для приготовления рекомбинированных проб важно учитывать цели исследований и приемлемую точность модели пластовой нефти.

Сравнение результатов исследований модели пластовой нефти, приготовленной по методике № 1, и глубинной пробы

Рекомбинированная проба, приготовленная по методике № 1, была исследована по программе, аналогичной исследованию глубинных проб, на специализированной PVT-установке КИНГ-BlackOil в институте ТатНИПИнефть. На этой же установке ранее была исследована глубинная проба, по которой обосновывался состав ПГС. Зависимости газосодержания от давления, полученные по данным дифференциального разгазирования, для глубинной и рекомбинированной проб приведены на рис. 1, а составы газа, полученные при однократном разгазировании, приведены в табл. 1. По результатам дифференциального раз-

газирования газосодержание рекомбинированной пробы составило $51,1 \text{ м}^3/\text{м}^3$ (объем газа при $20 \text{ }^\circ\text{C}$), что на $5,7 \%$ больше отношения объема ПГС к объему дегазированной нефти, равного $48,35 \text{ м}^3/\text{м}^3$. Данная разница обусловлена тем, что в составе выделившегося газа присутствуют компоненты, перешедшие из нефти в газовую фазу – бутаны, пентаны и выше. Газосодержание по результатам дифференциального разгазирования и давление насыщения глубинной пробы, в соответствии с которой готовилась модель пластовой нефти, составляли $53,42 \text{ м}^3/\text{м}^3$ и $85,5 \text{ бар (абс.)}$, что закономерно выше соответствующих параметров рекомбинированной пробы $51,1 \text{ м}^3/\text{м}^3$ и $81,3 \text{ бар (абс.)}$, так как поверочная газовая смесь содержит только слаборастворимые компоненты.

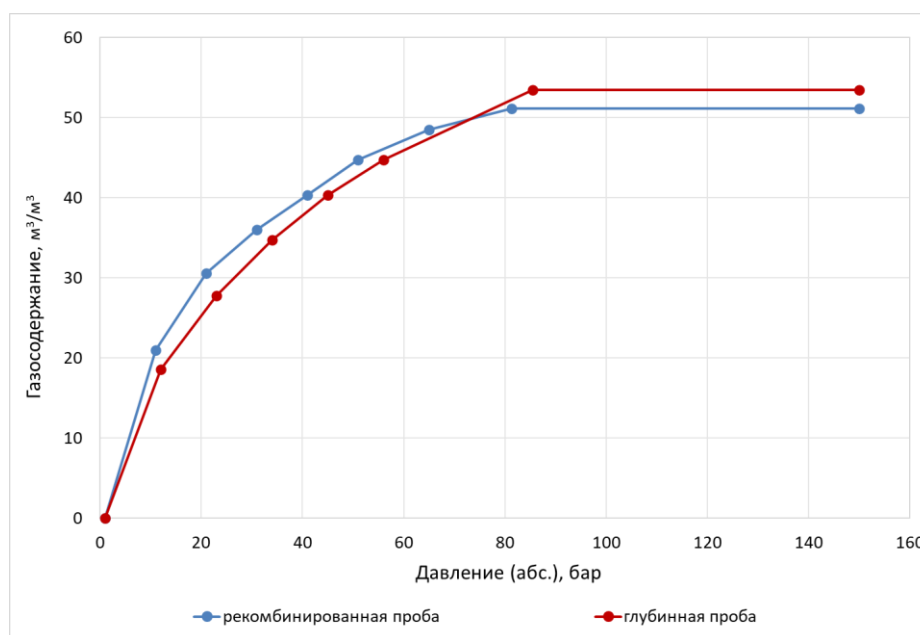


Рис. 1. Зависимости газосодержания от давления при $40 \text{ }^\circ\text{C}$ (по результатам дифференциального разгазирования, объем газа приведен к стандартным условиям)

Fig. 1. Gas oil ratio vs. pressure relationships at $40 \text{ }^\circ\text{C}$ (based on of differential liberation test; gas volume adjusted to standard conditions)

Источник: [12] / Source: [12]

Табл. 1. Компонентные составы газа, полученные при однократном разгазировании, глубинной и рекомбинированной проб**Table 1.** Gas blend composition obtained by flash test of bottomhole and recombined oil samples

Компоненты	Объемные доли, %	
	Глубинная проба	Рекомбинированная проба
1	2	3
Сероводород (H ₂ S)	0,000	0,000
Углекислый газ (CO ₂)	0,16	0,017
Азот (N ₂)	9,0	9,233
Гелий (He)	0,022	0,029
Водород (H ₂)	0,001	0,000
Метан (CH ₄)	32,6	34,488
Этан (C ₂ H ₆)	28,8	30,337
Пропан (C ₃ H ₈)	20,2	19,042
Изобутан (i-C ₄ H ₁₀)	2,32	0,637
n-Бутан (n-C ₄ H ₁₀)	4,77	2,378
Изопентан (i-C ₅ H ₁₂)	1,04	1,399
n-Пентан (n-C ₅ H ₁₂)	0,73	1,420
Гексаны (ΣC ₆ H ₁₄)	0,33	0,866
Остаток (ΣC ₇ H ₁₆ +))	0,045	0,154
Сумма	100	100

Источник: [12] / Source: [12]

Содержание компонентов C₄₊ в составе газа рекомбинированной пробы составляет 6,85 %, несмотря на их отсутствие в ПГС. Предполагая, что все 4 компонента поворочной газовой смеси полностью выделились из нефти, газосодержание при однократном разгазировании должно было составить $48,35 \cdot 100 / (100 - 6,85) = 51,9 \text{ м}^3/\text{м}^3$. Данная оценка больше фактического результата эксперимента на $0,8 \text{ м}^3/\text{м}^3$, что, очевидно, связано с частичной конденсацией пропана в жидкую фазу. Действительно, содержание пропана в объеме слабо-растворимых компонентов составляет $19,04 / (9,23 + 34,5 + 30,34 + 19,04) = 19,04 / 93,1 \approx 20,5 \%$, что меньше 22 % – доли пропана в ПГС. Невязка 1,5 % соответствует разности $0,8 \text{ м}^3/\text{м}^3$ ($0,8 / 51,9 \approx 1,5 \%$). Несмотря на частичную конденсацию пропана, с учетом испарения тяжелых компонентов из нефти

в газовую фазу, фактическое воспроизводство нефтяного газа в модели пластовой нефти существенно выше доли учтенных компонентов в ПГС (90,4 %) и приблизительно составляет $90,4 - 1,5 + 6,85 \approx 95,7 \%$.

Следует обратить внимание, что содержание пентанов и гексанов в рекомбинированной пробе оказалось даже выше, чем в глубинной пробе (см. табл. 1). Это свидетельствует о том, что дегазированная нефть, использованная для создания рекомбинированных проб, была качественно подготовлена (ценные компоненты были сохранены в дегазированной нефти и не успели испариться при центрифугировании и термостатировании), а оценки содержания пентанов и гексанов в газе дегазации глубинной пробы занижены и не представительны.

Содержание углекислого газа в пренебрежимо малом количестве в газе рекомбинированной пробы скорее связано с его некоторым наличием в дегазированной нефти. А содержание гелия связано с тем, что при отборе газа из баллона в ячейку рекомбинации воздух из «мертвого» объема продувался гелием, далее гелий продувался газом из баллона ПГС. Оно оказалось близким к концентрации гелия в газе глубинной пробы случайно.

На рис. 2 приведены зависимости вязкости нефти от давления. Вязкость является важнейшим свойством модели нефти, влияющим на характеристики исследуемых фильтрационных процессов. Как видно из рис. 2, вязкость рекомбинированной пробы оказалась ниже вязкости нефти глубинной пробы приблизительно на 15 %, несмотря на неполное воспроизводство компонентов C_4-C_7 в составе углеводородной смеси рекомбинированной пробы.

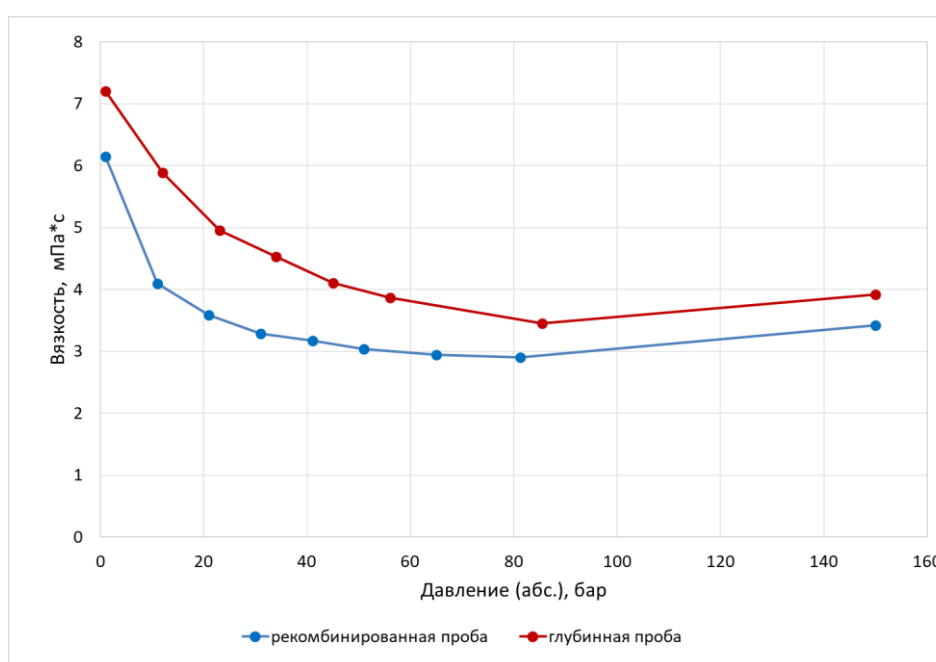


Рис. 2. Зависимости вязкости нефти от давления при 40 °С (по результатам дифференциального разгазирования)

Fig. 2. Oil viscosity vs. pressure relationship at 40 °C (based on differential liberation test)

Источник: [12] / Source: [12]

Снижение значений вязкости рекомбинированной пробы по сравнению с вязкостью глубинной пробы, возможно, связано с различным компонентным составом жидких фаз, который не исследовался в рамках данной работы. Такое предположение вытекает из данных исследований глубинных проб, в которых вязкость нефти при давлении насыщения и пластовой

температуре варьирует от 2,57 до 5,65 мПа·с (табл. 2, в которой, кроме эталонной, дополнительно представлены данные по 5 представительным глубинным пробам).

Качество корреляции и изменчивость основных свойств глубинных проб рассматриваемого объекта является типичным для отрасли, что подтверждается анализом больших баз в работах [15, 16].

Табл. 2. Основные свойства пластовой нефти по данным исследований представительных глубинных проб

Table 2. Basic properties of reservoir oil based on the studies of bottomhole and recombined oil samples

№ глубинной пробы	Газосодержание, м ³ /м ³	Давление насыщения при 40 °С, бар (абс.)	Вязкость нефти при P _{нас} и 40 °С, мПа·с	Объемный коэффициент нефти при P _{нас} , ед.
1 (эталонная)	53,4	85,5	3,45	1,15
Рекомбинированная проба	51,1	81,3	2,90	1,125
2	50,7	75,8	2,57	1,15
3	46,4	71,4	3,11	1,14
4	36,7	66,1	4,20	1,12
5	43,5	65,0	5,21	1,18
6	41,4	84,4	5,65	1,14

Источник: по данным [12] / Source: based on [12]

Ввиду конфиденциальности информации порядковые номера глубинных проб в разных таблицах и рисунках выбираются случайно и между собой не совпадают.

На рис. 3 приведены зависимости объемного коэффициента нефти от давления.

Объемный коэффициент нефти рекомбинированной пробы оказался ниже на 1,5 %, что связано с отсутствием в газовой смеси жирных компонентов и меньшим, чем у глубинной пробы, газосодержанием.

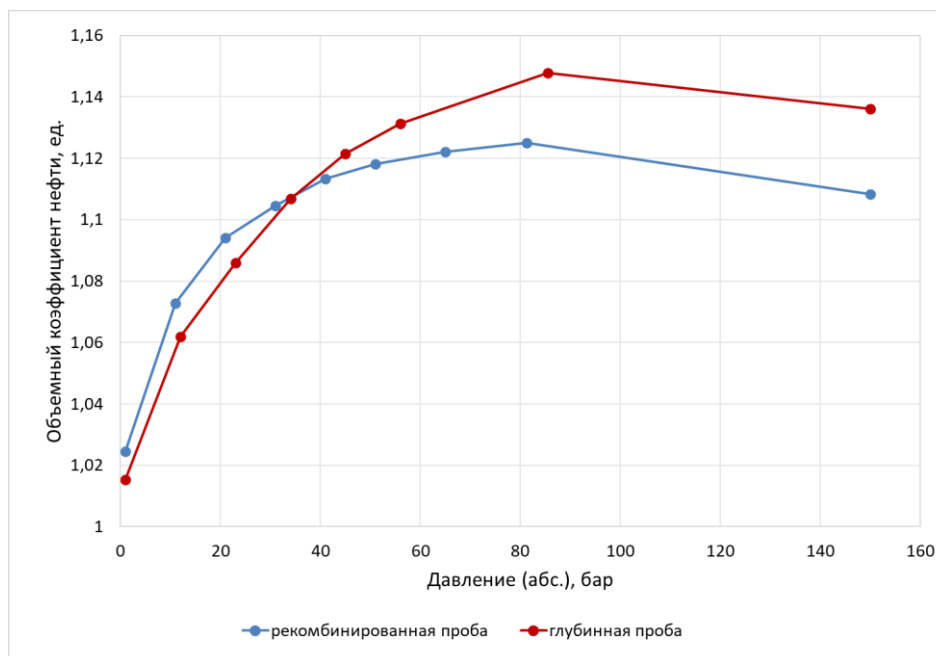


Рис. 3. Зависимости объемного коэффициента нефти от давления при 40 °С (по результатам дифференциального разгазирования)

Fig. 3. Volume formation factor of oil vs. pressure relationship at 40 °C (based on differential liberation test)

Источник: [12] / Source: [12]

Сравнительный анализ показывает, что использование четырехкомпонентной смеси, охватывающей более 90 % объемной доли состава газа глубинной пробы, достаточно для приготовления рекомбинированных проб с вязкостью нефти, близкой к вязкости глубинной пробы.

**Методика создания модели
пластовой нефти путем добавления
жирных компонентов в поверочную
газовую смесь**

Дальнейшие исследования были направлены на совершенствование методики создания моделей пластовой нефти с помощью добавления жирных компонентов в ПГС. Рассмотренный в предыдущем подразделе подход позволил смоделировать нефтяной газ на 90,4 % без учета выделившихся из нефти компонентов C_{4+} и снижения концентрации пропана.

Для некоторых видов исследований требуется более точное воспроизведение состава пластовой нефти и выделяющегося из нее нефтяного газа. Ниже описан метод включения отсутствующих в ПГС жирных компонентов *n*-бутана и изобутана в газовую смесь для приготовления модели пластовой нефти. Очевидно, что на этапе намешивания газов не следует допускать конденсации тяжелых компонентов и необходимо обеспечить газообразное состояние смеси.

Приведем в виде примера предварительные оценки предполагаемых объемов дегазированной нефти, рекомбинированной пробы, смеси газов и количества компонентов для второй, более точной модели пластовой нефти по тому же объекту разработки. В первую очередь с помощью PVT-симулятора важно оценить приблизительное давление отбора газа для предполагаемой газовой смеси. Допустим, данное

давление равно 10 бар ($p_{\text{смеси}}$) за счет наличия в газовой смеси бутанов. С ячейку рекомбинации объемом 1,9 л можно отобрать около $1,9 \cdot 10 = 19$ л газовой смеси. В действительности, этот объем для конкретной смеси был примерно на 7,5 % больше, а именно $\approx 19/0,93 \approx 20,4$ л, с учетом коэффициента сверхсжимаемости газа [12]. С учетом целевого газосодержания, к примеру, равного газосодержанию эталонной пробы № 1 $53,4 \text{ м}^3/\text{м}^3$ можно подготовить рекомбинированную пробу, используя объем дегазированной нефти $\approx 20,4/53,4 = 0,38$ л. Следует закладывать отношение объема газовой смеси к объему дегазированной нефти, несколько превышающее целевое газосодержание, учитывая, что некоторые доли пропана, *n*-бутана и изобутана ожидаемо будут конденсироваться в нефти. Следовательно, объем дегазированной нефти составит величину менее 0,38 л. Очевидно, что при более точном моделировании пластовой нефти объем рекомбинированной пробы ожидается существенно меньше 1,38 л, который получился при использовании только слаборастворимых компонентов (методика № 1).

На подготовительном этапе требуется продувка «мертвого» объема ячейки рекомбинации и ее заполнение поверочной газовой смесью при давлении, достаточном для преодоления силы трения поршня. Расширение камеры ячейки рекомбинации до максимального объема и стравливание газа до минимально возможного атмосферного давления является необходимым этапом подготовки ячейки рекомбинации для добавления жирных компонентов *n*-бутана и изобутана. *n*-бутан в чистом виде конденсируется при давлениях 2,5 и 2,8 бар при температурах 20 и 25 °С соответственно, а изобутан – при давлениях 3 и 3,4 бар при тех же температурах.

Очевидно, что в первую очередь в камеру ячейки рекомбинации следует подавать *n*-бутан, далее изобутан. Очевидно, что при снижении давления подачи *n*-бутана уменьшается его содержание и увеличивается содержание изобутана. Подбирая давление подачи *n*-бутана, можно регулировать относительное содержание *n*-бутана и изобутана в смеси. Итак, второй подход к созданию модели пластовой нефти предполагает добавление в камеру с ПГС *n*-бутана, далее – изобутана, а в заключение – недостающего объема ПГС. Важным этапом является расчет необходимого объема *n*-бутана и изобутана в рецептуре приготовления модели пластовой нефти.

Рассмотрим расчет процедуры добавления *n*-бутана и изобутана в ячейку рекомбинации, заполненную поверочной газовой смесью при атмосферном давлении. Для этого пробоотборник с *n*-бутаном подключается к ячейке рекомбинации. Линия, соединяющая пробоотборник и ячейку рекомбинации, продувается *n*-бутаном. *n*-бутан отбирается с верхней части пробоотборника. При открытии вентиля ячейки рекомбинации *n*-бутан начинает в газообразном состоянии перетекать из пробоотборника в ячейку рекомбинации из-за разности давлений, наблюдается увеличение давления в ячейке рекомбинации. При отборе *n*-бутана давление в ячейке рекомбинации возрастает от атмосферного до расчетного давления отбора *n*-бутана p_{nC4} (не более 2,8 бар при температуре 25 °С). Далее аналогичным образом отбирается изобутан до давления 3,4 бар. Если давление при отборе *n*-бутана и/или изобутана не достигает требуемого уровня, рекомендуется нагреть линию подачи жирных компонентов теплой или

горячей водой. Суммарный объем *n*-бутана и изобутана (л), отбираемых при увеличении давления от атмосферного до 3,4 бар, составляет:

$$V_{nC4+iC4} = \frac{V_{яp}\Delta p}{p_{атм.}} = 4,48,$$

где $V_{яp}$ – объем ячейки рекомбинации;
 Δp – увеличение давления при добавлении *n*-бутана и изобутана.

Содержание изобутана в составе нефтяного газа в данном случае приблизительно в 2,5 раза меньше содержания *n*-бутана. По данным табл. 1 (эталонной глубинной пробы) данное соотношение $\frac{\varphi_{nC4}}{\varphi_{iC4}} = 2$, значение $\frac{\varphi_{nC4}}{\varphi_{iC4}} = 2,5$ будет обосновано ниже. В отбираемой смеси бутанов должно быть 71,4 % *n*-бутана и 28,6 % изобутана, соответственно, из 4,48 л – 3,2 л *n*-бутана и 1,28 л – изобутана. Следовательно, прирост давления при добавлении *n*-бутана ($p_{nC4} - p_{атм.}$) к приросту давления при добавлении изобутана ($3,4 - p_{nC4}$) должен соотноситься как 2,5 : 1. Тогда давление отбора *n*-бутана для первой итерации при подборе состава газовой смеси можно определить по формуле: $p_{nC4} = \frac{3,4\varphi_{nC4}/\varphi_{iC4} + p_{атм.}}{\varphi_{nC4}/\varphi_{iC4} + 1} = 2,72$ бар, что меньше 2,8 бар – давления фазового перехода газообразного *n*-бутана в жидкий при температуре 25 °С. Во второй и последующих итерациях подбора газовой смеси соотношение $\frac{\varphi_{nC4}}{\varphi_{iC4}}$ и соответственно p_{nC4} требуют уточнения для получения более точной модели, так как *n*-бутан, как менее летучий компонент, будет больше конденсироваться в нефти. И его содержание в газе однократного разгазирования будет недостаточным.

По закону Авогадро рассчитывается кол-во *n*-бутана $v_{nC_4} = 3,2/22,4 = 0,143$ моль и изобутана $v_{iC_4} = 1,28/22,4 = 0,057$ моль.

Объем смеси после отбора в ячейку рекомбинации бутанов составляет $1,9 + 4,48 = 6,38$ л, а объемные доли компонентов приблизительно равны: $\varphi_{nC_4} = 52,7\%$, $\varphi_{iC_4} = 17,6\%$, $\varphi_{ПГС} = 29,7\%$. С помощью расчетов на PVT-симуляторе важно оценить, в газообразном ли состоянии будет данная смесь при давлении отбора изобутана.

Далее до этапа добавления нефти добавляется порция ПГС с целью достижения требуемого объема газовой смеси. При этом необходимо учитывать коэффициент сверхсжимаемости предполагаемой газовой смеси, который возможно оценить с помощью PVT-симулятора. ПГС следует подавать в нижнюю часть ячейки рекомбинации, медленно приоткрывая вентиль и избегая быстрого роста давления. В противном случае при подаче поверочной газовой смеси в верхнюю часть ячейки рекомбинации даже при медленном впрыскивании может возникнуть конденсация *n*-бутана из-за того, что нагнетаемая порция ПГС сжимает газовую смесь, находящуюся в ячейке рекомбинации. При подаче поверочной газовой смеси в нижнюю часть ячейки рекомбинации такое явление не наблюдается. После отбора нужного объема ПГС в ячейку рекомбинации подается расчетное количество дегазированной нефти.

Как отмечалось выше, необходимое содержание тяжелых компонентов в замещаемой смеси для получения требуемой модели пластовой нефти должно превышать объемные доли этих компонентов в нефтяном газе, оцененные по глубинным пробам. Состав смеси необходимо подбирать

экспериментально, на первой итерации ориентируясь на состав нефтяного газа, полученного при однократном разгазировании глубинной пробы, далее уточняя дизайн приготовления рекомбинированной пробы после анализа результатов выполненных итераций.

Особенности обоснования целевых концентраций слаборастворимых и легкорастворимых (тяжелых) компонентов газовых смесей для создания модели пластовой нефти

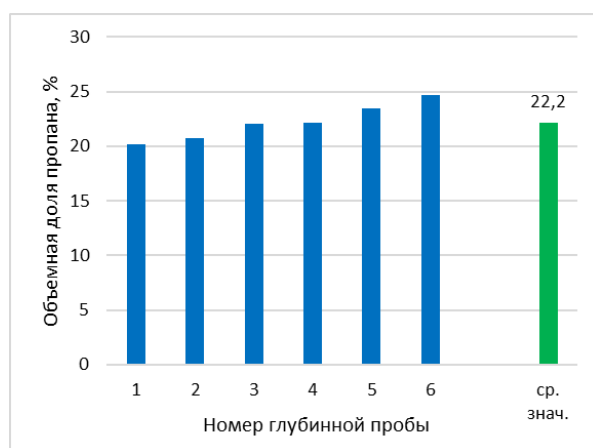
При описании методики №1 состав газовой смеси обосновывался по данным одной пробы – эталонной пробы №1, содержание азота и метана в которой было максимальным по сравнению с другими глубинными пробами (см. табл. 2). Отбор глубинных проб – сложный технологический процесс [17, 18]. Для отбора качественных глубинных проб требуется соблюдение множества условий: давление отбора должно быть выше давления насыщения, отобранная порция нефти не должна содержать воду и не должна была ранее выделять растворенный в себе газ (так как глубинная проба отбирается при остановке скважины, то очень часто, даже если давление отбора превышает давление насыщения, часть слаборастворимых компонентов успевает выделиться из нефти раньше, до остановки скважины, и всплыть в стволе скважины к устью по затрубному пространству). Учитывая это обстоятельство, видится более обоснованным рекомендовать определение целевых концентраций слаборастворимых компонентов на основе данных одной либо двух-трех глубинных проб с высоким содержанием азота и метана, нежели использовать средние значения по большому количеству представительных глубинных проб.

Несмотря на то, что проба № 1 считается представительной и эталонной, концентрации компонентов C_{4+} в ней оказались ниже, чем в других представительных пробах объекта разработки. Анализ составов газов, полученных при исследовании представительных глубинных проб, показал, что реальное содержание *n*-бутана и изобутана в пластовой нефти выше, чем в пробе № 1, представленной в табл. 1.

Следует отметить, что при анализе состава газа глубинных проб возможна погрешность из-за процедуры анализа. При однократном разгазировании порция газированной нефти (≈ 80 – 100 мл) из ячейки PVT-установки стравливается в стакан, далее выделившийся газ перетекает в камеру газометра по тонкой трубке. При этом жидкая фаза приходит в равновесие не со всем выделившимся газом, а только с той порцией газа, которая остается в стаканчике объемом около 200 мл. Учитывая данную специфику, можно предположить, что часть тяжелых компонентов может остаться в нефти из-за высокой концентрации

компонентов C_{4+} в порции газа над контактом с нефтью в стаканчике. Кроме этого, некоторая часть C_{4+} остается в стаканчике, не попадая в газометр, из которого берется порция газа для анализа состава на хроматографе. Производителям газометров следует доработать конструкцию используемого оборудования и обеспечить условия для установления термодинамического равновесия между нефтью и выделившимся газом при однократном разгазировании.

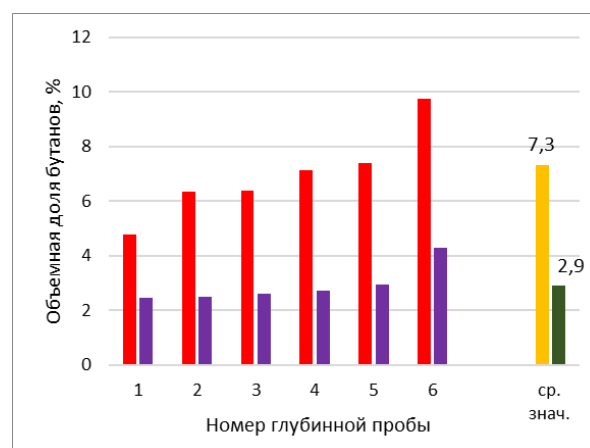
Поэтому для формирования целевых концентраций жирных компонентов нефтяного газа использовались средние показатели по представительным глубинным пробам с газосодержанием, близким к газосодержанию пробы № 1. На рис. 4 и 5 представлены гистограммы концентраций пропана, изобутана, *n*-бутана по представительным пробам и их средние концентрации (порядковые номера проб на рис. 4, 5 не совпадают с номерами проб в табл. 2 ввиду конфиденциальности информации).



■ объемная доля пропана
■ среднее значение объемной доли пропана

Рис. 4. Объемная доля пропана в нефтяном газе по глубинным пробам по результатам однократного разгазирования

Fig. 4. Volume content of propane in petroleum gas based on flash test of bottomhole oil samples



■ объемная доля *n*-бутана ■ объемная доля *i*-бутана
■ средние значения долей: ■ *n*-бутана ■ *i*-бутана

Рис. 5. Объемная доля *n*-бутана и *i*-бутана в нефтяном газе по глубинным пробам по результатам однократного разгазирования

Fig. 5. Volume content of *n*-butane and *i*-butane in petroleum gas based on flash test of bottomhole oil samples

Средняя концентрация пропана равна 22,2 %, что несколько выше значения пробы № 1 – 20,2 % (см. табл. 1). Концентрация *n*-бутана варьирует в относительно широких пределах: от 4,7 % (проба № 1) до 9,7 %, а изобутана от 2,3 % (проба № 1) до 4,3 %. Средние значения составляют: *n*-бутана – 7,3 %, изобутана – 2,9 %.

Содержание *n*-пентана и изопентана относительно небольшое, в среднем – около 1,6 % и 1,4 % соответственно, а гексанов и выше – 0,7 % (гистограммы не приводятся).

Итак, для получения представительной рекомбинированной пробы в качестве целевого был принят состав нефтяного газа, представленный в табл. 3 (см. нормированные значения). В ПГС требуется добавлять только *n*-бутан и изобутан, а

пентаны и выше предположительно будут представлены в нефтяном газе за счет их испарения из обезвоженной нефти. Добавление пропана возможно для компенсации доли, конденсируемой в нефти, но в данном случае не использовалось. Сумма концентраций легкорастворимых компонентов и добавляемых на данном этапе бутанов составляет 96,5 %, что больше, чем 90,4 % (аналогичного показателя для первого рассмотренного подхода к подготовке проб). В действительности за счет испарения пентанов из нефти полнота воспроизводства состава нефтяного газа ожидаемо будет выше 96,5 %. По данным табл. 3 соотношение $\frac{\varphi_{nC4}}{\varphi_{iC4}} = 2,5$, как было указано выше.

Табл. 3. Целевые объемные доли основных компонентов нефтяного газа, получаемых при однократном разгазировании

Table 3. Target volume content of main components, obtained in flash tests of oil

Компоненты	Целевые объемные доли, %	
	не нормированные	нормированные
Азот (N ₂)	9*	8,6
Метан (CH ₄)	32,6*	31,2
Этан (C ₂ H ₆)	28,8*	27,6
Пропан (C ₃ H ₈)	20,2*	19,3
Изобутан (<i>i</i> -C ₄ H ₁₀)	2,9	2,78
<i>n</i> -Бутан (<i>n</i> -C ₄ H ₁₀)	7,3	6,99
Изопентан (<i>i</i> -C ₅ H ₁₂)	1,6	1,53
<i>n</i> -Пентан (<i>n</i> -C ₅ H ₁₂)	1,4	1,34
Гексаны (C ₆ H ₁₄)	0,7	0,67
Сумма	104,5	100,0

* значения из табл. 1 (проба № 1)

Подбор газовой смеси для модели пластовой нефти по методике № 2, анализ составов газовых смесей и сравнение с целевым составом

Как отмечалось выше, для приготовления представительной рекомбинированной пробы для рассматриваемого объекта недостаточно использовать газовую смесь

с целевым составом, указанным в табл. 3. Газовая смесь, находясь в контакте с нефтью, приходит с ней в термодинамическое равновесие, теряя часть более тяжелых компонентов за счет их растворения в жидкой фазе (к примеру, в методике № 1 концентрация пропана была ниже, чем в ПГС, из-за его частичной конденсации в нефти).

При использовании для приготовления рекомбинированной пробы газовой смеси с целевыми объемными долями основных компонентов следует ожидать меньшее содержание *n*-бутана, изобутана и пропана в составе газа, выделяющегося при однократном разгазировании, так как в обезвоженной пробе нефти эти компоненты скорее всего содержатся в меньшем количестве по сравнению с дегазированной нефтью глубинной пробы.

При приготовлении рекомбинированных проб сложно предугадать требуемый состав газовой смеси, так как он зависит не только от целевых концентраций компонентов, выделившихся при однократном разгазировании глубинных проб, но и от фактического состава используемой обезвоженной нефти. Именно поэтому добавление жирных компонентов в поверочную газовую смесь не рационально из-за непредсказуемости состава обезвоженной нефти.

В данном случае с помощью трех итераций были подобраны целевые объемные

доли (концентрации) компонентов газовой смеси. На каждой итерации концентрации *n*-бутана и изобутана повышались с целью достижения целевых концентраций в выделившемся из нефти газе. На каждой итерации готовилась газовая смесь, далее добавлялась нефть с учетом целевого газосодержания и долей компонентов, которые должны остаться в жидкой фазе. Проводилось однократное разгазирование и оценивался состав выделившегося газа. В завершение итерации состав выделившегося газа сопоставлялся с целевым составом, указанным в табл. 3.

В рассматриваемом примере по разработанному рецепту (регламенту) многократно готовились рекомбинированные пробы для серии исследований. Первые 3 пробы, приготовленные по описанной методике, рассмотрены ниже. В табл. 4 представлены составы смеси намешанных газов до подачи рассчитанного объема обезвоженной нефти.

Табл. 4. Составы газовых смесей для приготовления модели пластовой нефти

Table 4. Compositions of gas mixtures for the preparation of a reservoir oil model

Компоненты	Объемные доли, %		
	Проба № 1	Проба № 2	Проба № 3
O ₂	0,040	0,053	0,048
CO ₂	0,122	0,159	0,110
азот	8,195	8,391	8,233
метан	30,84	31,69	31,39
этан	26,81	27,35	27,08
пропан	18,21	18,37	18,27
изобутан	4,781	4,061	3,919
<i>n</i> -бутан	10,57	9,91	10,34
неопентан	0,467	0,034	0,636
изопентан	0,0025	0,0072	0,0088
пентан	0,0032	0,0101	0,0124
гексан	0,0020	0,0072	0,0041
сумма	100	100	100

Следует обратить внимание, что объемные доли всех основных компонентов (метан, этан, пропан, *n*-бутан, изобутан, азот) при приготовлении рекомбинированных проб от раза к разу в серии экспериментов воспроизводятся с высокой точностью. Такие компоненты, как *n*-пентан, неопентан, изопентан и выше содержатся в смеси в небольшом количестве и попали в смесь как примеси в пробах *n*-бутана и изобутана. Кислород также является примесью *n*-бутана и изобутана, его объемная доля пренебрежимо мала.

При каждой повторной подготовке рекомбинированной пробы в отобранную газовую смесь объемом около 22 л подавалась нефть объемом 380 мл. Отношение

объема газовой смеси к объему дегазированной нефти составляет $22/0,38 = 57,9 \text{ м}^3/\text{м}^3$, что закономерно выше целевого газосодержания из-за восполнения долей жирных газовых компонентов в нефти.

К сожалению, рекомбинированная проба, приготовленная по методике № 2, не была исследована аналогично пробе, приготовленной по методике № 1 – по программе исследований глубинных проб. Но с помощью ячейки рекомбинации и насосного оборудования были оценены базовые свойства пробы, которые показали хорошую повторяемость. Давление насыщения, объемный коэффициент нефти и коэффициент сжимаемости полученных проб представлены в табл. 5.

Табл. 5. Основные PVT-свойства рекомбинированных проб (методика № 2)

Table 5. Basic PVT properties of recombined oil samples (approach No. 2)

PVT-свойство газированной нефти	Проба № 1	Проба № 2	Проба № 3
Коэффициент сжимаемости β , 10^{-9} Па^{-1}	2,26	2,02	2,22
Объемный коэффициент b_n	1,104	1,137	1,144
Давление определения объемного коэффициента P_b , бар	116,85	118,85	120,13
Давление насыщения $P_{\text{нас}}$ при комнатной температуре $\approx 21,5 \text{ }^\circ\text{C}$, бар	74,6	73,52	72,95
Газосодержание G , $\text{м}^3/\text{м}^3$	56,00	56,29	54,95

Порции объемом ≈ 60 мл каждой пробы использовались для анализа состава газа при однократном разгазировании. Результаты обобщены в табл. 6, где для сравнения приведены целевые концентрации основных компонентов газа из табл. 3.

Кроме *n*-бутана и изобутана при намешивании газов в ячейку рекомбинации был добавлен CO_2 с целью получения в рекомбинированной пробе целевой концентрации 0,16 %. Методика добавления компонентов с низкой концентрацией в данной работе не рассматривается. Содержание CO_2 незначительно превышает целевую концентрацию 0,16 %, что, скорее всего, связано с наличием некоторого количества CO_2 в обезвоженной нефти.

Следует обратить внимание, что объемные доли азота, метана, этана и пропана имеют хорошую повторяемость, при сравнении показателей проб № 2 и № 3 отличия не превышают 1 %, по бутанам – отличие не более 5 %. Так как используемые газовые смеси имеют низкое давление конденсации, их приготовление требует специальных навыков. При неправильной технике дозирования компонентов могут произойти частичная конденсация *n*-бутана, изобутана и потеря контроля состава смеси. Проба № 1 была приготовлена на финальной итерации подбора состава газа, пробы № 2 и № 3 готовились по разработанному регламенту с полным повторением всех действий строго по программе приготовления рекомбинированной пробы.

Табл. 6. Составы газовых смесей, полученных при однократном разгазировании рекомбинированных проб**Table 6.** Compositions of gas mixtures obtained in flash tests of recombined oil samples

Компоненты	Проба № 1	Проба № 2	Проба № 3	Целевые значения (на основе глубинных проб)
O ₂	0,109	0,116	0,102	0,0
CO ₂	0,344	0,219	0,204	0,16
азот	9,68	9,18	9,236	8,6
метан	33,69	32,91	33,16	31,2
этан	27,49	27,00	26,91	27,6
пропан	16,35	16,81	16,69	19,3
изобутан	3,10	3,34	3,19	2,78
<i>n</i> -бутан	7,17	7,99	8,09	6,99
неопентан	0,29	0,31	0,319	1,53
изопентан	0,823	0,969	0,952	
пентан	0,853	1,000	0,991	1,34
гексан	0,217	0,255	0,255	0,67
сумма	100	100	100	100

Как видно из табл. 4 и табл. 6, при использовании газовой смеси с содержанием *n*-бутана и изобутана $\approx 10\%$ и $\approx 4\%$ соответственно их концентрации в выделившемся из нефти газе достигают значений, равных $\approx 7,5\%$ и $\approx 3\%$, что соответствует глубинным пробам. Хотя при приготовлении газовой смеси не использовались пентаны, гексаны и более тяжелые компоненты, они содержатся в выделившемся из нефти газе. К примеру, пентана получилось около 1% , в то время как целевое значение – $1,53\%$. Это свидетельствует о том, что эти жидкие компоненты в небольшом количестве могут испаряться из нефти в газовую фазу. Суммарно содержание C₁₋₅ и азота в нефтяном газе модели пластовой нефти составляет $99,5\%$ (больше значения $96,5\%$ – аналогичного показателя модели, полученной по методике № 1), что свидетельствует о создании высококачественной рекомбинированной пробы.

Анализ результатов, ключевых преимуществ и недостатков разработанных методик

В предыдущих разделах работы представлены методы создания моделей пластовой нефти и предложены две методики, которые были опробованы на примере объекта разработки с газосодержанием $\approx 50 \text{ м}^3/\text{м}^3$. Для анализа и обобщения результатов ключевые характеристики полученных рекомбинированных проб (моделей пластовой нефти) приведены в табл. 7.

Безусловно, модель пластовой нефти, подготовленная по методике № 2, является значительно более качественной: газосодержание и состав нефтяного газа, выделяющегося при однократном разгазировании, практически соответствуют глубинным пробам. Модель, подготовленная по методике № 1, – менее точная, но имеет существенно больший объем. Примечательным является то, что количества слаборастворимых компонентов в обеих моделях совпадают между собой и соответствуют их количествам в глубинной пробе.

Табл. 7. Характеристики моделей пластовой нефти (рекомбинированных проб), приготовленных по двум методикам**Table 7.** Characteristics of reservoir oil models (recombined samples) prepared using two approaches

Характеристика пробы	Методика № 1	Методика № 2 (рекомбинированная проба № 3)
Давление насыщения при 40 °С, бар	81,3	не оценивалось
Давление насыщения при комнатной температуре $\approx 21,5^{\circ}\text{C}$, бар	77,4	73,0
Газосодержание при однократном разгазировании, $\text{м}^3/\text{м}^3$	51,1	55,0
Объемный коэффициент нефти при давлении 120 бар, ед.	1,093	1,144
Сжимаемость газированной нефти, 10^{-9}Па^{-1}	1,55	2,22
Доля компонентов ПГС в нефтяном газе, %	93,1	86,0
Газосодержание, учитывающее только компоненты ПГС, $\text{м}^3/\text{м}^3$	47,6	47,3
Степень воспроизводства целевого состава нефтяного газа (целевые составы для двух моделей разные), %	96,5	99,5
Погрешность моделирования состава нефтяного газа, %	3,5	0,5
Объем рекомбинированной пробы, мл	1380	430
Полезный объем рекомбинированной пробы (после вычета 65 мл «мертвого» объема ячейки рекомбинации и 15 мл запаса), мл	1300	350

К основным недостаткам методики № 2 следует отнести:

1) необходимость подбора концентрации добавляемых жирных газовых компонентов под конкретную партию обезвоженной нефти;

2) трудоемкость процедуры приготовления рекомбинированной пробы (по разработанному регламенту);

3) относительно небольшой объем пробы, доступный для эксперимента (меньше объема пробы, подготовленной по методике № 1, в 4 раза).

Если для исследований требуется большой объем качественной модели пластовой нефти, то можно готовить пробы в нескольких ячейках рекомбинации и далее объединять их в один сосуд. Либо если ячейка рекомбинации только одна, то многократно готовить необходимый объем и собирать в разделительную емкость.

Модель пластовой нефти, подготовленная по методике № 1, не воспроизводит все свойства пластовой нефти, но подходит для объектов с высоким

газосодержанием и имеет большой объем, который может быть необходим, например, в исследованиях фильтрации с большими расходами на удлиненных керновых моделях.

Выше отмечалось, что пробы хорошо описывают пластовую нефть и нефтяной газ, несмотря на относительно большие отличия концентраций бутанов в рекомбинированных и глубинных пробах. В действительности воспроизвести концентрации жирных компонентов с высокой точностью очень сложно (необходимо большее количество итераций подбора), но этого и не требуется. Важным является создание модели нефти, близкой к пластовой нефти по требуемым для конкретного типа экспериментов характеристикам (например, давлению насыщения и газосодержанию), и ее воспроизводство с высокой точностью в серии экспериментов.

Хорошие результаты по воспроизведению моделей пластовой нефти удалось достичь благодаря следующим рекомендациям.

Для достижения высокой повторяемости состава и свойств рекомбинированных проб при повторной подготовке все процедуры и действия следует выполнять по утвержденному регламенту. Регламент составляется на финальной итерации подбора соотношения компонентов в исходной газовой смеси.

Объем рабочей камеры, давление отбора газа, объем закачиваемой нефти и режимы работы используемых насосов/оборудования должны одинаковым образом повторяться от раза к разу при приготовлении идентичных рекомбинированных проб. Эти рекомендации позволяют добиться высокой точности и одинакового влияния погрешностей измерений во всех случаях.

Также и используемые пробы дегазированной нефти должны быть идентичны в серии экспериментов, т. е. быть отобраны в один день, обезвожены и подготовлены одним специалистом. Рекомендуется заранее рассчитать требуемый объем нефти для реализации программы исследований, собрать всю нефть в сосуд большого объема и разлить по стеклянным бутылкам после тщательного размешивания. Данная мера позволит добиться повторяемости свойств рекомбинированных проб и корректно исследовать в экспериментах влияние других факторов, не связанных со свойствами модели нефти.

Отдельного разбора и анализа требует давление насыщения полученных моделей. Давление насыщения модели, приготовленной по методике № 1, при комнатной температуре составило 77,4 бар, что выше давления насыщения модели по методике № 2 – 73,0 бар. Результат кажется нефизичным: при добавлении жирных

компонентов и увеличении газосодержания давление насыщения снизилось (содержание слаборастворимых компонентов в сравниваемых моделях практически совпадают, см. табл. 7). Причина такой разницы в том, что при разработке и опробовании методики № 1 «мертвый» объем ячейки рекомбинации продувался гелием, что было удобно для интерпретации результатов хроматографии. А при разработке методики № 2 вместо гелия использовался CO_2 , так как исследовались добавление и моделирование компонентов с низкой концентрацией. Таким образом, даже небольшое содержание гелия в газовой смеси (например, 0,8 %) привело к заметному увеличению давления насыщения нефти (примерно на 4–5 бар). Содержание гелия в пластовой нефти – всего лишь 0,02 %. С точки зрения развития методологии подготовки проб следует рассмотреть возможность добавления гелия (не более 1 %) в смесь для искусственного увеличения давления насыщения рекомбинированных проб, если это требуется в каких-либо специальных исследованиях.

Очевидно, что давление насыщения модели пластовой нефти, приготовленной по методике № 2 при пластовой температуре 40 °С, будет ориентировочно на $81,3 - 77,4 = 3,9$ бар выше значения 73,0 бар, т. е. составит ≈ 77 бар (к сожалению, давление насыщения при пластовой температуре не оценивалось). Давление насыщения представительных глубинных проб №№ 2–6 (см. табл. 2) варьирует от 65 до 76 бар, т. е. ниже значения 77 бар, так как в них содержание азота и метана ниже, чем в эталонной глубинной пробе № 1. В этом смысле давление насыщения глубинной пробы № 1, равное 85,5 бар, так же как и пробы № 6, кажется завышенным.

Сравнение характеристик рекомбинированных проб (см. табл. 7) показывает, что добавление жирных компонентов не ведет к увеличению давления насыщения, а лишь меняет функцию газосодержания нефти от давления, делая ее более выпуклой. Давление насыщения зависит от содержания слаборастворимых компонентов нефтяного газа.

Поэтому количество газа, выделяющееся из нефти при снижении давления ниже давления насыщения в исследованиях [5], моделировалось корректно. В модели, приготовленной по методике № 1, сохранялось такое же соотношение объемов слаборастворимых компонентов к объему нефти, как в глубинной пробе. Таким образом, была получена подходящая модель пластовой нефти с учетом ключевых потребностей фильтрационных исследований при давлении ниже давления насыщения – корректного воспроизведения объемов выделяющегося газа при разгазировании нефти.

Заключение

В работе описаны методические подходы к созданию газированных (рекомбинированных) моделей пластовой нефти, использование которых может быть необходимо при проведении специальных керновых или PVT-исследований. Две разработанные методики апробированы на примере объекта с газосодержанием около $50 \text{ м}^3/\text{м}^3$. Результаты исследований полученных рекомбинированных проб сопоставлены с исследованиями глубинных проб, дана сравнительная характеристика полученных рекомбинированных проб. Подробно проанализированы преимущества и недостатки двух разработанных методик.

Анализ результатов исследований показал, что создание газированных моделей нефти с использованием только слаборастворимых и среднерастворимых газовых компонентов является вполне приемлемым и позволяет получить пробы с давлением насыщения, соответствующим давлению насыщения глубинных проб. Так, учет в используемой газовой смеси 90,4 % компонентов нефтяного газа позволил снизить вязкость модельной нефти до вязкости пластовой нефти, а также получить воспроизводство состава нефтяного газа на 96,5 % за счет испарения из обезвоженной нефти жирных компонентов, что является относительно высоким показателем моделирования состава нефтяного газа. Развитие методических подходов к созданию моделей пластовой нефти позволило получить еще более качественную модель пластовой нефти, воспроизводящую состав нефтяного газа на 99,5 %. Проведение серии экспериментов показало, что при соблюдении высоких стандартов работы в лабораторных условиях возможно многократное воспроизводство разработанной модели пластовой нефти с высокой повторяемостью состава и свойств.

Разработанные алгоритмы подготовки рекомбинированных моделей применимы для создания моделей пластовой нефти практически для любого месторождения, как с низким, так и с высоким газосодержанием. Корректное моделирование физико-химических свойств пластовой нефти является важнейшим аспектом при исследованиях в области разработки месторождений углеводородов. Следовательно, применение рекомбинированных проб позволяет повысить стандарты качества научно-исследовательских работ, выполнять более сложные и наукоемкие исследования.

Конфликт интересов

Автор заявляет об отсутствии конфликта интересов.

Список источников

1. *Бондарев Р.В., Сираева И.Р., Сергеев Г.Д.* и др. Эвристический алгоритм расчета компонентного состава газа рекомбинации без адаптированного уравнения состояния // Актуальные проблемы нефти и газа. 2024. Т. 15, № 2. С. 97–121. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-2.art1>
2. *Masalmeh S.K., Farzaneh S.A., Sohrabi M., Alhammadi M.* Experimental investigation of factors affecting oil recovery and displacement efficiency of CO₂ injection in carbonate reservoirs // SPE Journal. 2025. Vol. 30, No. 3. P. 1492–1509. <https://doi.org/10.2118/218525-PA>
3. *Закиров Д.Р., Чернов Е.Н., Павлов П.В., Торин С.В.* Выбор оптимальных условий для рекомбинирования проб пластовых флюидов // Нефтепромысловое дело. 2021. № 1(625). С. 41–45. [https://doi.org/10.33285/0207-2351-2021-1\(625\)-41-45](https://doi.org/10.33285/0207-2351-2021-1(625)-41-45)
4. *Иванов Д.А., Гудошников А.С., Маркес Р.* Особенности разработки блока месторождения сверхвязкой, сверхтяжелой нефти на естественном режиме вытеснения (нефтяной пояс Ориноко) // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2024. Т. 19, № 3. С. 10. EDN: UHHDBZ
5. *Ибрагимов И.И., Индрунский И.М., Камалов И.Р., Янайкин М.В.* Экспериментальные исследования фильтрации нефти при давлении ниже давления насыщения // Георесурсы. 2025. Т. 27, № 3. С. 243–251. <https://doi.org/10.18599/grs.2025.3.27>
6. *Габсия Б.К., Никитина И.Н.* Особенности моделирования углеводородной фазы в фильтрационных экспериментах // Нефтяное хозяйство. 2016. № 2. С. 44–46. EDN: TJXPGF
7. *Петраков А.М., Егоров Ю.А., Ненартович Т.Л.* О достоверности экспериментального определения коэффициентов вытеснения нефти методами газового и водогазового воздействия // Нефтяное хозяйство. 2011. № 9. С. 100–102. EDN: OHGEIZ
8. *Thomas F.B., Shtepani E., Imer D., Bennion D.B.* Representing reservoir oil using recombination techniques // Journal of Canadian Petroleum Technology. 2007. Vol. 46, No. 2. P. 6–12. <https://doi.org/10.2118/07-02-TN>
9. *Moayyedi M., Ahmadi M., Izadi M., Sharifi M.* Volatile fluid recombination: A case study // Arabian Journal for Science and Engineering. 2014. Vol. 39, No. 12. P. 9277–9282. <https://doi.org/10.1007/s13369-014-1415-x>
10. *Лобанов А.А., Мошарев П.А., Петрова Е.Н.* и др. Математический анализ поведения PV-изотерм пластовых флюидов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2023. № 8(380). С. 39–50. EDN: REVVGU
11. *Ибрагимов И.И., Индрунский И.М., Гарифуллина Ч.А.*, и др. Исследование изменения свойств пластовой нефти при взаимодействии с дымовыми газами // Технологии нефти и газа. 2023. № 3(146). С. 33–38. <https://doi.org/10.32935/1815-2600-2023-146-3-33-38>
12. *Ибрагимов И.И., Индрунский И.М., Камалов И.Р.* и др. Методика приготовления и исследования рекомбинированной модели пластовой нефти для фильтрационных экспериментов // Нефтяная провинция. 2024. № 4(40). С. 162–185. <https://doi.org/10.25689/NP.2024.4.162-185>

13. *Mirzaie M., Esfandyari H., Tatar A.* Dew point pressure of gas condensates, modeling and a comprehensive review on literature data // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. Vol. 211. P. 110072. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.110072>

14. *Yazkov A.V., Gorobets V.E., Surkov E.V., et al.* Complex phase behavior study of a near-critical gas condensate fluid in a tight HPHT reservoir // *SPE Russian Petroleum Technology Conference, Virtual*, 26–29 October 2020. Paper SPE-201997-MS. <https://doi.org/10.2118/201997-MS>

15. *Larestani A., Hemmati-Sarapardeh A., Naseri A.* Experimental measurement and compositional modeling of bubble point pressure in crude oil systems: Soft computing approaches, correlations, and equations of state // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2022. Vol. 212. P. 110271. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2022.110271>

16. *Talebkeikhah M., Nait Amar M., Naseri A., et al.* Experimental measurement and compositional modeling of crude oil viscosity at reservoir conditions // *Journal of the Taiwan Institute of Chemical Engineers*. 2020. Vol. 109. P. 35–50. <https://doi.org/10.1016/j.jtice.2020.03.001>

17. *Лобанов А.А., Южанинов А.В., Коваленко В.А. и др.* Практика отбора глубинных проб в многофазных потоках. Часть 3: Оценка свойств начальной пластовой нефти по результатам исследований искаженных проб // *ПРОнефть. Профессионально о нефти*. 2025. Т. 10, № 2(36). С. 29–38. EDN: TTMEVP

18. *Лобанов А.А., Купоросов Д.Н., Южанинов А.В., Фукс А.Б.* Теория отбора глубинных проб в многофазных потоках. Часть 3: Типология искажений свойств пластовых флюидов // *ПРОнефть. Профессионально о нефти*. 2025. Т. 10, № 2(36). С. 14–28. EDN: LWTIO

Информация об авторе

Ильдар Ильясович Ибрагимов – канд. техн. наук, доцент, Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти», Альметьевск, Россия; SPIN-код: 7008-3189, <https://orcid.org/0000-0002-1278-5955>; e-mail: ibragimovii@agni-rt.ru

Поступила в редакцию 21.01.2026

Принята к публикации 19.03.2026

EXPERIMENTAL AND THEORETICAL STUDIES OF THERMODYNAMIC FEATURES AND PHASE BEHAVIOR OF HYDROCARBON MIXTURES

Original article

Approaches for creating reservoir oil models for core and PVT studies

Ildar I. Ibragimov ✉

Almetyevsk State Technological University “Petroleum Higher School”, 186a Sovetskaya St., Almetyevsk, 423462, Russia

Abstract. *Background.* When core and PVT studies are conducted without a sufficient number of bottomhole oil samples, gas-saturated reservoir oil models are needed that match the target reservoir oil in both properties and composition. In recent years, special core laboratory tests have increasingly relied on recombined live-oil models rather than isoviscous oil ones, making the preparation of high-quality reservoir oil models a key challenge. Comprehensive, long term experimental programs require laboratory approaches that ensure good repeatability when recombined oil samples are prepared multiple times and provide samples in volumes adequate for the specific objectives of the study. *Objective.* Development and approbation of methodological approaches for producing high-quality recombined oil samples for special core and PVT studies. *Materials and methods.* The methods are based on preparing a gas mixture in a recombination cell, analyzing its composition using a chromatograph, then feeding degassed oil into the recombination cell, followed by dissolution of the gas during mixture compression. *Results.* Two approaches to preparing recombined live oil samples are proposed: 1) using pre-prepared gas mixtures with known, validated compositions; 2) improving compositional matching by enriching a base gas mixture with heavier components. These approaches made it possible to produce representative reservoir oil models with a high level of repeatability. The approaches have been validated by preparing a reservoir oil model for a reservoir with a gas–oil ratio of approximately 50 m³/m³. *Conclusion.* The recombined samples showed good agreement with bottomhole oil samples in terms of key properties and dissolved gas composition, and the gas compositions obtained from flash tests were consistent across recombined samples prepared using the approaches. The paper provides a detailed discussion of the results, including the advantages and constraints of each method. Overall, the proposed approaches enable laboratory preparation of reservoir oil models for any object.

Keywords: reservoir oil model, recombined sample, PVT studies, laboratory experiment, gas-saturated oil, gas–oil ratio, bubble point pressure, oil field development

Funding: the research was carried out within the framework of the development program of the Advanced Petroleum Engineering School of the Almetyevsk State Technological University “Petroleum Higher School”.

For citation: Ibragimov I.I. Approaches for creating reservoir oil models for core and PVT studies. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2026. (In Russ.).

✉ Ildar I. Ibragimov, ibragimovii@agni-rt.ru

© Ibragimov I.I., 2026



The content is available under Creative Commons Attribution 4.0 License.

Conflict of interests

The author declares no conflict of interests.

References

1. Bondarev R.V., Siraeva I.R., Sergeev G.D., et al. Heuristic algorithm for calculating the component composition of recombination gas without an adapted equation of state. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2024. Vol. 15, No. 2. P. 97–121. (In Russ.). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-2.art1>
2. Masalmeh S.K., Farzaneh S.A., Sohrabi M., Alhammadi M. Experimental investigation of factors affecting oil recovery and displacement efficiency of CO₂ injection in carbonate reservoirs. *SPE Journal*. 2025. Vol. 30, No. 3. P. 1492–1509. <https://doi.org/10.2118/218525-PA>
3. Zakirov D.R., Chernov E.N., Pavlov P.V., Torin S.V. Selection of optimal conditions for recombination of formation fluids samples. *Oilfield Engineering*. 2021. No. 1(625). P. 41–45. (In Russ.). [https://doi.org/10.33285/0207-2351-2021-1\(625\)-41-45](https://doi.org/10.33285/0207-2351-2021-1(625)-41-45)
4. Ivanov D.A., Gudoshnikov A.S., Marquez R. Development features of super-viscous, extra-heavy oil field block under natural drive (Orinoco oil belt). *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*. 2024. Vol. 19, No. 3. P. 10. (In Russ.).
5. Ibragimov I.I., Indrupskiy I.M., Kamalov I.R., Yanaykin M.V. Experimental investigations of oil flow under pressure below bubble point pressure. *Georesursy*. 2025. Vol. 27, No. 3. P. 243–251. (In Russ.). <https://doi.org/10.18599/grs.2025.3.27>
6. Gabsia B.C., Nikitina I.N. Distinctive features of hydrocarbon phase modeling in flow experiments. *Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry*. 2016. No. 2. P. 44–46. (In Russ.).
7. Petrakov A.M., Egorov Yu.A., Nenartovich T.L. On the reliability of the experimental determination of oil displacement coefficients by gas and water-gas stimulation methods. *Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry*. 2011. No. 9. P. 100–102. (In Russ.).
8. Thomas F.B., Shtepani E., Imer D., Bennion D.B. Representing reservoir oil using recombination techniques. *Journal of Canadian Petroleum Technology*. 2007. Vol. 46, No. 2. P. 6–12. <https://doi.org/10.2118/07-02-TN>
9. Moayyedi M., Ahmadi M., Izadi M., Sharifi M. Volatile fluid recombination: A case study. *Arabian Journal for Science and Engineering*. 2014. Vol. 39, No. 12. P. 9277–9282. <https://doi.org/10.1007/s13369-014-1415-x>
10. Lobanov A.A., Mosharev P.A., Petrova E.N., et al. Mathematical analysis of the behavior of reservoir fluids PV-isotherms. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*. 2023. No. 8(380). P. 39–50. (In Russ.).
11. Ibragimov I.I., Indrupskiy I.M., Garifullina Ch.A., et al. Study of changes in reservoir oil properties when interacting with flue gases. *Oil and Gas Technologies*. 2023. No. 3(146). P. 33–38. (In Russ.). <https://doi.org/10.32935/1815-2600-2023-146-3-33-38>
12. Ibragimov I.I., Indrupskiy I.M., Kamalov I.R., et al. Approach for preparation and study of recombined model of reservoir oil for core experiments. *Neftyanaya provintsiya*. 2024. No. 4(40). P. 162–185. (In Russ.). <https://doi.org/10.25689/NP.2024.4.162-185>
13. Mirzaie M., Esfandyari H., Tatar A. Dew point pressure of gas condensates, modeling and a comprehensive review on literature data. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2022. Vol. 211. P. 110072. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.110072>

14. Yazkov A.V., Gorobets V.E., Surkov E.V., et al. Complex phase behavior study of a near-critical gas condensate fluid in a tight HPHT reservoir. In: *SPE Russian Petroleum Technology Conference*, Virtual, 26–29 October 2020. Paper SPE-201997-MS. <https://doi.org/10.2118/201997-MS>
15. Larestani A., Hemmati-Sarapardeh A., Naseri A. Experimental measurement and compositional modeling of bubble point pressure in crude oil systems: Soft computing approaches, correlations, and equations of state. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2022. Vol. 212. P. 110271. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2022.110271>
16. Talebkeikhah M., Nait Amar M., Naseri A., et al. Experimental measurement and compositional modeling of crude oil viscosity at reservoir conditions. *Journal of the Taiwan Institute of Chemical Engineers*. 2020. Vol. 109. P. 35–50. <https://doi.org/10.1016/j.jtice.2020.03.001>
17. Lobanov A.A., Yuzhaninov A.V., Kovalenko V.A., et al. Practice of downhole sampling in multiphase flows. Part 3: Estimation of the initial reservoir oil properties based on the results of distorted samples studies. *PROneft. Professionally about Oil*. 2025. Vol. 10, No. 2(36). P. 29–38. (In Russ.).
18. Lobanov A.A., Kuporosov D.N., Yuzhaninov A.V., Fuks A.B. Theory of downhole sampling in multiphase flows. Part 3: Typology of distortion of reservoir fluid samples. *PROneft. Professionally about Oil*. 2025. Vol. 10, No. 2(36). P. 14–28. (In Russ.).

Information about the author

Ildar I. Ibragimov – Cand. Sci. (Eng.), Associate Professor, Almet'yevsk State Technological University “Petroleum Higher School”, Almet'yevsk, Russia; <https://orcid.org/0000-0002-1278-5955>; e-mail: ibragimovii@agni-rt.ru

Received 21 January 2026

Accepted 19 March 2026