

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2024.4.162-185>

EDN FOTWAC

УДК 665.61.03

Методика приготовления и исследования рекомбинированной модели пластовой нефти для фильтрационных экспериментов

¹Ибрагимов И.И., ²Индрупский И.М., ¹Камалов И.Р.,

¹Янайкин М.В., ³Гибадуллин А.А.

¹Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти» (АГТУ ВШН), Альметьевск, Россия

²Институт проблем нефти и газа Российской академии наук (ИПНГ РАН), Москва, Россия

³Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, Альметьевск, Россия

Approach for preparation and study of recombined model of reservoir oil for core experiments

¹I.I. Ibragimov, ²I.M. Indrupskiy, ¹I.R. Kamalov,

¹M.V. Yanaykin, ³A.A. Gibadullin

¹Almetyevsk State Technological University “Petroleum High School”, Almetyevsk, Russia

²Oil and Gas Research Institute of Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia

³TatNIPIneft Institute - PJSC TATNEFT, Almetyevsk, Russia

E-mail: ibragimovii@agni-rt.ru

Аннотация. В статье представлена методика подготовки рекомбинированной модели пластовой нефти для проведения фильтрационных исследований. Освещены вопросы обоснования состава газовой смеси, подбора газосодержания и давления насыщения, контроля качества рекомбинированных проб и методы их исследований. Описываемые лабораторные эксперименты выполнены с применением оригинальной компоновки оборудования для проведения комплексных фильтрационных исследований. Результаты лабораторных экспериментов сопоставлены с численными

расчётами на PVT симуляторе. Приведено обоснование применения газированной модели пластовой нефти для проведения фильтрационных исследований.

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

Для цитирования: Ибрагимов И.И., Индрупский И.М., Камалов И.Р., Янайкин М.В., Гибадуллин А.А. Методика приготовления и исследования рекомбинированной модели пластовой нефти для фильтрационных экспериментов // Нефтяная провинция.-2024.-№4(40).-С. 162-185. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2024.4.162-185>. - EDN FOTWAC

Abstract. The paper presents a methodology for preparing a recombined gas-saturated model of reservoir oil for multiphase flow core studies. The issues of substantiating the composition of the gas mixture, selecting gas-oil ratio and saturation pressure, quality control of recombined samples and methods of their study are covered. The described laboratory experiments were performed using an original equipment layout for complex core flow studies. The results of the laboratory experiments are compared with numerical calculations with a PVT simulator. The necessity for using a gas-saturated model of reservoir oil for flow studies is justified.

Key words: reservoir oil model, recombined sample, PVT studies, laboratory experiment, PVT simulator, gas-saturated oil, gas-oil ratio, saturation pressure, oil field development

For citation: I.I. Ibragimov, I.M. Indrupskiy, I.R. Kamalov, M.V. Yanaykin, A.A. Gibadullin Metodika prigotovleniya i issledovaniya rekombinirovannoy modeli plastovoy nefti dlya fil'tratsionnykh eksperimentov [Approach for preparation and study of recombined model of reservoir oil for core experiments]. Neftyanaya Provintsiya, No. 4(40), 2024. pp. 162-185. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2024.4.162-185>. EDN FOTWAC (in Russian)

Введение

Для лабораторных исследований фильтрационных процессов, связанных с разработкой нефтяных месторождений, в большинстве случаев используют так называемые изовязкозные модели – смесь дегазированной нефти и керосина (или другой легкой углеводородной жидкости) [1]. Доля керосина подбирается в соответствии с вязкостью пластовой нефти и иногда достигает 10-20%. Добавление керосина не только меняет композиционный состав нефти, но и ограничивает

возможности проведения сложных фильтрационных экспериментов, в которых процессы взаимодействия нефти с растворенным или закачиваемым газом имеют первостепенное значение. В частности, с использованием газированных моделей пластовой нефти необходимо проводить исследования фильтрационных процессов при давлениях ниже давления насыщения. Применение газированных моделей пластовой нефти актуально и для традиционных фильтрационных исследований при давлениях выше давления насыщения, таких как оценка коэффициента вытеснения, экспериментальная оценка кривых относительных фазовых проницаемостей и др., особенно в случае использования газовых агентов вытеснения или объектов с трудноизвлекаемыми запасами, т.к. композиционный состав углеводородной смеси должен быть идентичен или близок к составу исходной пластовой нефти [2, 3].

В статье представлена методика получения рекомбинированных проб дегазированной нефти и смеси газов, используемых в качестве модели пластовой нефти при проведении фильтрационных исследований. Подготовка и исследование рекомбинированных проб для фильтрационных исследований имеет свою специфику, отличающуюся от аналогичных работ в рамках PVT исследований для определения свойств пластовых флюидов [4, 5].

Важным вопросом является обоснование состава смеси газов, используемого для приготовления рекомбинированных проб. Для этого используются результаты исследования глубинных проб нефти – состав газа при однократном разгазировании и результаты PVT моделирования. Кроме этого, важно выработать надёжный алгоритм приготовления смеси, позволяющий получить смесь с необходимыми свойствами: газосодержанием и давлением насыщения. Современное лабораторное оборудование позволяет многократно воспроизводить рекомбинированные пробы с высокой точностью и в требуемых для комплексных исследований

объёмах до 1-2 л в зависимости от газосодержания нефти. Использование идентичных рекомбинированных проб в сериях керновых исследований является важным требованием для чистоты экспериментов.

Методические аспекты подготовки и исследования рекомбинированных проб пластовой нефти рассмотрим на примере комплекса лабораторных экспериментов по изучению фильтрации нефти при давлении ниже давления насыщения. Для интерпретации результатов фильтрационных экспериментов при давлениях ниже давления насыщения необходимы PVT свойства рекомбинированных проб, следовательно, их необходимо исследовать. Керновые исследования при давлениях ниже давления насыщения актуальны с точки зрения изучения фильтрационных процессов, происходящих в призабойной зоне добывающих скважин, работающих при забойных давлениях ниже давления насыщения.

Используемое оборудование

Для приготовления и исследования рекомбинированных проб использовались колба рекомбинации (модель AMR-T1000.15), объемом 1,9 л, оснащенная функцией размешивания, двухплунжерный прецизионный насос (модель AMR-AMP200) и разделительная ёмкость объемом 970 мл.

Колба предназначена для приготовления рекомбинированных проб нефти и смеси газов, оборудована эталонными датчиками давления и температуры, позволяет работать как при комнатной, так и при пластовых температурах (выше комнатной). Максимальное рабочее давление колбы составляет 70 МПа. Колба не является специализированным оборудованием для проведения PVT исследований.

Плунжерный насос также оборудован датчиками давления и позволяет точно измерять изменение объёма жидкости в системе до 0,001 мл, поддерживать целевое давление или расход. Колба

рекомбинации и плунжерный насос в комплексе могут быть использованы для приготовления рекомбинированных проб и их исследований.

Обоснование состава газовой смеси

Для приготовления газированной модели пластовой нефти необходима газовая смесь, состав которой идентичен или близок к составу нефтяного газа (газа, растворённого в нефти в пластовых условиях). Для определения состава газа, растворённого в пластовой нефти, необходимы PVT исследования качественной глубинной пробы пластовой нефти. Состав газа, полученного при однократном разгазировании глубинной пробы нефти исследуемого объекта, приведён в табл. 1. Объёмная доля лёгких и слабо растворимых компонентов (метан, этан, пропан и азот) нефтяного газа составляет 90,4%.

Таблица 1

Компонентный состав нефтяного газа, полученного при однократном разгазировании глубинной пробы

Компоненты	Объёмная доля, %
Сероводород (H ₂ S)	0,000
Углекислый газ (CO ₂)	0,16
Азот (N ₂)	9,0
Гелий (He)	0,022
Водород (H ₂)	0,001
Метан (CH ₄)	32,6
Этан (C ₂ H ₆)	28,8
Пропан (C ₃ H ₈)	20,2
i-Бутан (i-C ₄ H ₁₀)	2,32
n-Бутан (n-C ₄ H ₁₀)	4,77
i-Пентан (i-C ₅ H ₁₂)	1,04
n-Пентан (n-C ₅ H ₁₂)	0,73
Гексаны (ΣC ₆ H ₁₄)	0,33
Остаток (ΣC ₇ H ₁₆₊)	0,045

Компоненты	Объемная доля, %
Сумма	100

Для объектов с большим газосодержанием отобрать газовую смесь, близкую по составу к нефтяному газу, в промышленных условиях невозможно. Составы газа разных ступеней сепарации так же, как и состав затрубного газа добывающих скважин, содержат увеличенное количество слаборастворимых компонентов (метан, азот) и низкое – тяжёлых компонентов (пропан, бутан и т.д.). Поэтому только использование поверочных газовых смесей с обоснованным составом является эффективным решением при создании рекомбинированных проб, используемых в качестве моделей пластовой нефти.

В рамках текущей работы для приготовления модели пластовой нефти была предложена газовая смесь (Табл. 2), состоящая из основных компонентов газа глубинной пробы: азота, метана, этана и пропана. Концентрации выбранных компонентов были нормированы к 100%. Далее приводятся результаты PVT исследований рекомбинированной пробы, полученной с данным составом газа, и обоснование применения предложенной рекомбинированной пробы в фильтрационных исследованиях при давлении ниже давления насыщения.

Таблица 2

Состав поверочной газовой смеси (ПГС) для приготовления рекомбинированных проб

Компоненты	Объемная доля, %
Азот (N ₂)	10
Метан (CH ₄)	36
Этан (C ₂ H ₆)	32
Пропан (C ₃ H ₈)	22
Сумма	100

Максимальное абсолютное давление, при котором предложенная газовая смесь находится в однофазном газообразном состоянии при комнатной температуре (20°C), немногим превышает 30 бар (1 бар = 0,1 МПа) по результатам исследований производителя ПГС. Давление начала конденсации смеси, рассчитанное по PVT симулятору без дополнительных настроек численной модели, завышает фактическое давление начала фазового перехода на несколько бар. Этот аспект необходимо учитывать при заказе и производстве смесей ПГС. Давление начала конденсации ПГС имеет важное значение и влияет на объём газа, который возможно отобрать в ёмкость, где готовится рекомбинированная проба. Объём газа, вмещающийся в колбу рекомбинации, и целевое газосодержание пробы определяют максимально возможный объём рекомбинированной пробы, который можно приготовить с использованием имеющегося оборудования.

В данном случае объём колбы рекомбинации составлял 1,9 л. Согласно расчётам, максимальный объём ПГС, который способна вместить колба рекомбинации с учётом коэффициента сверхсжимаемости (определен экспериментально, методика описана ниже) составляет приблизительно $1,9 \cdot 30 / 0,82 \approx 68$ л. Итак, от фазового поведения смеси, объёма ёмкости для приготовления рекомбинированной пробы и целевого газосодержания нефти зависит максимально возможный объём газированной смеси, подготавливаемой для фильтрационных исследований. К примеру, при газосодержании $50 \text{ м}^3/\text{м}^3$ объём дегазированной нефти составляет $68/50=1,36$ л. Данного объёма рекомбинированной пробы достаточно для проведения сложных фильтрационных исследований. В частности, таких как моделирование фильтрационных процессов, происходящих в призабойной зоне пласта при форсированном отборе жидкости и снижении давления отбора ниже давления насыщения.

Необходимо отметить, что добавление бутана и изобутана в смесь газов для приготовления рекомбинированных проб привело бы к уменьшению давления начала конденсации приблизительно в 1,5 раза, следовательно, к возможности отобрать в колбу существенно меньшее количество газа, а значит, к получению рекомбинированной пробы меньшего объёма. Таким образом, добавление бутанов и пентанов в ПГС позволяет приготовить более точную модель пластовой нефти, но значительно меньшего объёма. В данном случае при отборе компонентов с суммарной долей более 90% возможно приготовить пробу объёмом 1360 мл (без учёта объёмного коэффициента нефти) с газосодержанием порядка $50 \text{ м}^3/\text{м}^3$ в ёмкости объёмом 1895 мл. Объём полученной пробы составляет порядка 70% от объёма колбы рекомбинации, что характеризует эффективность использования оборудования. В целом подбор состава ПГС для приготовления рекомбинированных проб зависит от требуемой точности модели пластовой нефти и целей исследований.

Для расчёта объёма газа при его отборе из баллона в колбу рекомбинации необходимо знать точное значение коэффициента сверхсжимаемости газовой смеси при давлении отбора. Зависимость коэффициента сверхсжимаемости используемой смеси от давления при комнатной температуре ($\approx 24^\circ\text{C}$) была экспериментально определена с использованием колбы рекомбинации и эталонного датчика давлений (Табл. 3). Объём и давление при исследовании ПГС оценивались с очень высокой точностью (совокупная погрешность менее 0,25%). Полученная зависимость $z(p)$ для ПГС аппроксимируется уравнением:

$$z(p) = 1,0073 - 5,72 \cdot 10^{-3}p - 3,27 \cdot 10^{-5}p^2,$$

где p – абсолютное давление, бар.

Коэффициент сверхсжимаемости также был рассчитан с помощью PVT симулятора (использован модуль PVT дизайнер пакета RFD

tNavigator) для смеси с составом, соответствующим составу ПГС. Значения $z(p)$ в диапазоне давлений от 1 до 28 бар приведены в табл. 3. Результаты показывают, что PVT симулятор позволяет с точностью 97,5% и выше (с погрешностью не более 2,5%) оценить коэффициент сверхсжимаемости и объём отбираемого газа, а значит и истинное газосодержание рекомбинированной пробы. Проведение экспериментальной оценки коэффициента $z(p)$ ПГС рекомендуется.

Таблица 3

Коэффициент сверхсжимаемости ПГС

Абсолютное давление, бар	Коэффициент сверхсжимаемости ПГС (Z), оценённый экспериментально ($t=24^{\circ}\text{C}$)	Коэффициент сверхсжимаемости ПГС (Z) по аппроксимации, построенной на экспериментальных данных	Коэффициент сверхсжимаемости ПГС (Z) по PVT симулятору с учётом состава
28,27	0,8073	0,8082	0,8263
24,38	0,8338	0,8344	0,8362
21,44	0,8547	0,8541	0,8524
17,83	0,8794	0,8784	0,8718
15,26	0,8972	0,8957	0,8953
11,84	0,9208	0,9187	0,9118
9,65	0,9339	0,9334	0,9334
7,05	0,9504	0,9509	0,9471
5,55	0,9594	0,9610	0,9632
4,57	0,9640	0,9676	0,9724
3,89	0,9686	0,9722	0,9784
3,08	0,9740*	0,9776	0,9875
1,01325	1,0000	0,9915	1,0000

* Значения коэффициента сверхсжимаемости ПГС при давлениях 3,08 бар и выше были скорректированы таким образом, чтобы коэффициент сверхсжимаемости, получаемый экстраполяцией при атмосферном давлении, равнялся единице.

Методика приготовления пробы

Важным вопросом при приготовлении рекомбинированных проб является подбор газосодержания при целевом давлении насыщения, равном давлению насыщения глубинной пробы, в соответствии с которой готовится рекомбинированная проба. Учитывая, что состав ПГС не в точности соответствует составу нефтяного газа – не содержит легкорастворимых компонентов (бутан, пропан и др.), газосодержание рекомбинированной пробы ожидаемо будет меньше газосодержания глубинной пробы. На этапе получения рецептуры приготовления рекомбинированной пробы с целевым давлением насыщения требуется несколько итераций добавления порций нефти к отобранному объёму газа и повторного определения давления насыщения.

На первой итерации готовится проба с газосодержанием, равным газосодержанию глубинной пробы. Далее, после оценки давления насыщения, приблизительно рассчитывается недостающее количество нефти. И т.д. до достижения желаемой точности соответствия давления насыщения рекомбинированной пробы давлению насыщения глубинной пробы. Необходимо учесть, что если давление насыщения окажется меньше целевого в связи неправильной рассчитанной порцией добавляемой нефти, то добавление порции ПГС в колбу рекомбинации невозможно.

После экспериментального подбора газосодержания при целевом давлении насыщения рекомбинированной пробы, т.е. после получения рецепта приготовления модели пластовой нефти, а также проведения необходимых PVT исследований первой (эталонной) пробы, составляется регламент приготовления рекомбинированной пробы максимально возможного объёма с целевым газосодержанием. При проведении уже самих керновых исследований процедура сводится к приготовлению рекомбинированной пробы с известным целевым газосодержанием.

Подробный алгоритм приготовления рекомбинированной пробы с целевым газосодержанием для проведения комплекса фильтрационных исследований приводится ниже.

При приготовлении рекомбинированной пробы газовая смесь отбирается из баллона ПГС в колбу рекомбинации. Мёртвый объём колбы предварительно вакуумируется либо продувается CO_2 (если этот компонент присутствует в составе газа глубинной пробы). Колба рекомбинации до своего максимального объёма заполняется ПГС. Если давление в баллоне недостаточно высокое для отбора требуемого количества газа, необходимо использование дополнительной разделительной ёмкости с поршнем, мёртвый объём которой также вакуумируется и в которую отбирается газ с баллона ПГС. Газ из разделительной ёмкости в последующем закачивается в колбу рекомбинации с использованием насосного оборудования. При этом давление при переводе смеси из разделительной ёмкости в колбу рекомбинации не должно превышать давления начала конденсации смеси. После отбора газа в колбу рекомбинации при наличии газового хроматографа в качестве дополнительной проверки оценивается состав смеси. Далее рассчитывается объём нефти с учётом целевого газосодержания рекомбинированной пробы. Рассчитанный объём нефти с помощью разделительной ёмкости с поршнем и насосного оборудования подаётся в колбу рекомбинации. Далее в колбе рекомбинации создаётся давление выше предполагаемого давления насыщения для перевода смеси в однофазное жидкое состояние. Для проверки качества пробы проводится оценка давления насыщения в самой колбе рекомбинации (методика оценки давления насыщения описана ниже). Для упрощения работ давление насыщения можно измерять и при комнатной температуре. Соответственно, сопоставлять его надо также с давлением насыщения эталонной пробы, оценённом при комнатной температуре.

При многократном приготовлении рекомбинированных проб для серии фильтрационных экспериментов рекомендуется составить регламент, предусматривающий повторение всех операций в точности с принятым алгоритмом приготовления рекомбинированной пробы, что позволит добиться высокой точности и одинакового влияния погрешностей измерений во всех случаях. Объём рабочей камеры, давление отбора газа, объём закачиваемой нефти и режимы работы используемых насосов/оборудования должны одинаковым образом повторяться от раза к разу при приготовлении идентичных рекомбинированных проб. Также и используемые пробы дегазированной нефти должны быть идентичны в серии фильтрационных экспериментов, т.е. должны быть отобраны в один день, обезвожены и подготовлены одним специалистом. Рекомендуется рассчитать требуемый объём нефти для программы исследований, собрать всю нефть в сосуд большого объёма и разлить по стеклянным бутылкам после тщательного размешивания.

Параметры приготовления рекомбинированной пробы и её свойства

По результатам подбора газосодержания при целевом давлении насыщения для проведения исследований был разработан регламент подготовки рекомбинированных проб. Согласно регламенту, сперва производился отбор 1873 мл смеси ПГС при абсолютном давлении 26,96 бар (соответствующее температуре 24⁰С, при другой температуре давление отбора газа пересчитывается). Коэффициент сверхсжимаемости газа при данных термобарических условиях составляет 0,816. Следовательно, объём отбираемого из баллона газа составляет $1873 \cdot 26,96 / (0,816 \cdot 1,01325) = 61,07$ л газа. Далее в колбу подаётся 1246 мл обезвоженной нефти, следовательно, газосодержание, рассчитанное по соотношению объёма смеси ПГС к объёму нефти

при 24⁰С, составляет $61,07/1,246=49,0$ м³/м³. Газосодержание с учётом объёма газа при стандартных условиях составляет 48,35 м³/м³.

Эталонная рекомбинированная проба была исследована на сертифицированной PVT установке. PV диаграмма при пластовой температуре 40⁰С представлена на рис. 1. Данные для построения PV диаграммы приведены в табл. 4. В данном случае PV диаграмма глубинной пробы не была доступна для сравнения с PV диаграммой рекомбинированной пробы.

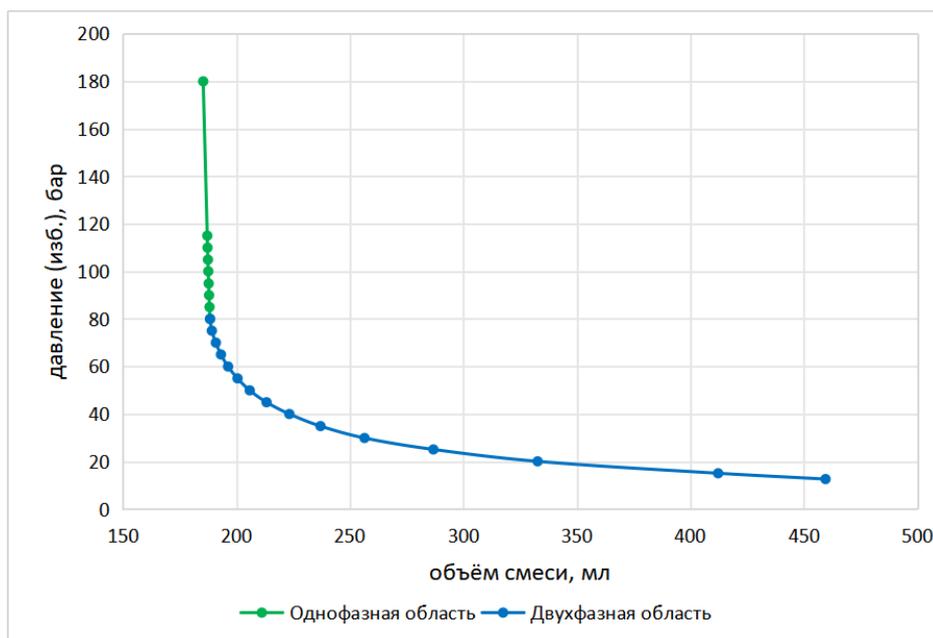


Рис. 1. PV диаграмма эталонной рекомбинированной пробы при 40⁰С

Таблица 4

PV диаграмма эталонной рекомбинированной пробы при 40⁰С

№	Однофазная область		№	Двухфазная область	
	Давление (изб.), бар	Объём смеси, мл		Давление (изб.), бар	Объём смеси, мл
1	18,0	185,4	1	7,5	189,2
2	11,5	187,2	2	7,0	191,0
3	11,0	187,3	3	6,5	193,2
4	10,5	187,5	4	6,0	196,3
5	10,0	187,6	5	5,5	200,5
6	9,5	187,8	6	4,99	205,9

7	9,0	188,0	7	4,49	213,3
8	8,5	188,2	8	4,00	223,4
9	8,0	188,4	9	3,49	237,1
			10	2,99	256,5
			11	2,51	286,8
			12	2,01	332,7
			13	1,51	412,3

При каждом приготовлении рекомбинированных проб в процессе фильтрационных экспериментов давление насыщения рекомендуется оценивать с помощью колбы рекомбинации по методике, описанной в работе [6]. На рис. 2 показан излом на PV диаграмме рекомбинированной пробы, характеризующий изменение её фазового состояния. Абсолютное давление насыщения составляет 81,3 бар. Точное совпадение давления насыщения рекомбинированной пробы с давлением насыщения глубинных проб пластовой нефти не столь необходимо. Важнее достоверное определение PVT свойств рекомбинированной пробы и их использование при интерпретации фильтрационных экспериментов, в которых рекомбинированная проба используется. В данном случае давление насыщения рекомбинированной пробы было подобрано на несколько бар ниже относительно давления насыщения по данным глубинной пробы с целью увеличения объема рекомбинированной пробы для фильтрационных исследований.

При приготовлении и использовании рекомбинированных проб для серий фильтрационных исследований необходимо лишь оценить давление насыщения (снять 4 точки диаграммы – рис. 2) и использовать измерение давления насыщения в качестве критерия качества пробы.

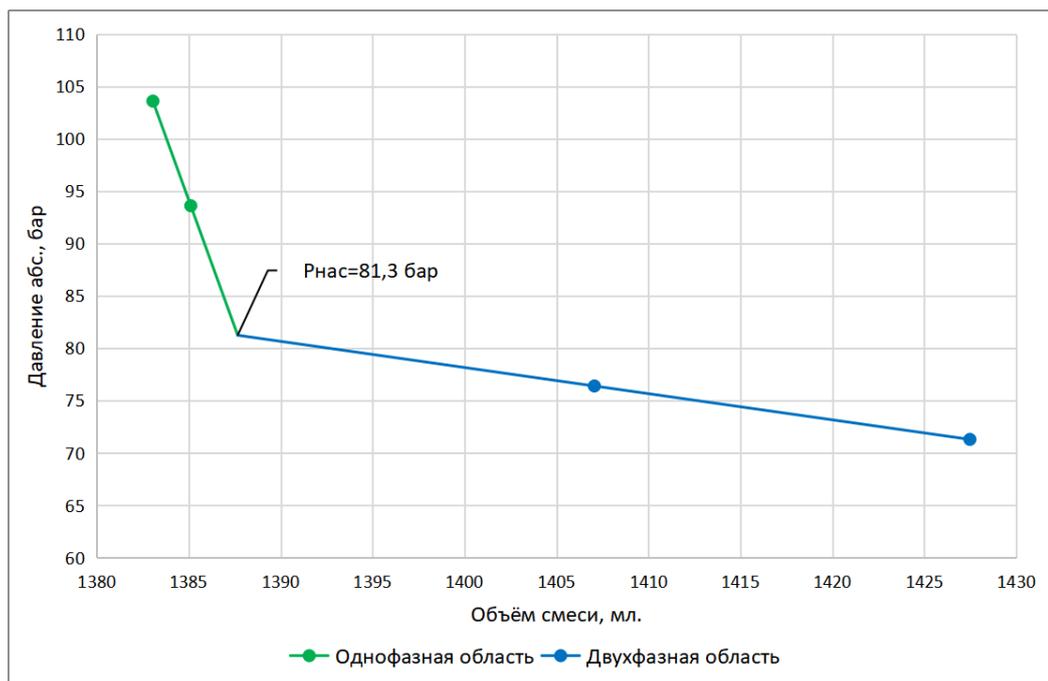
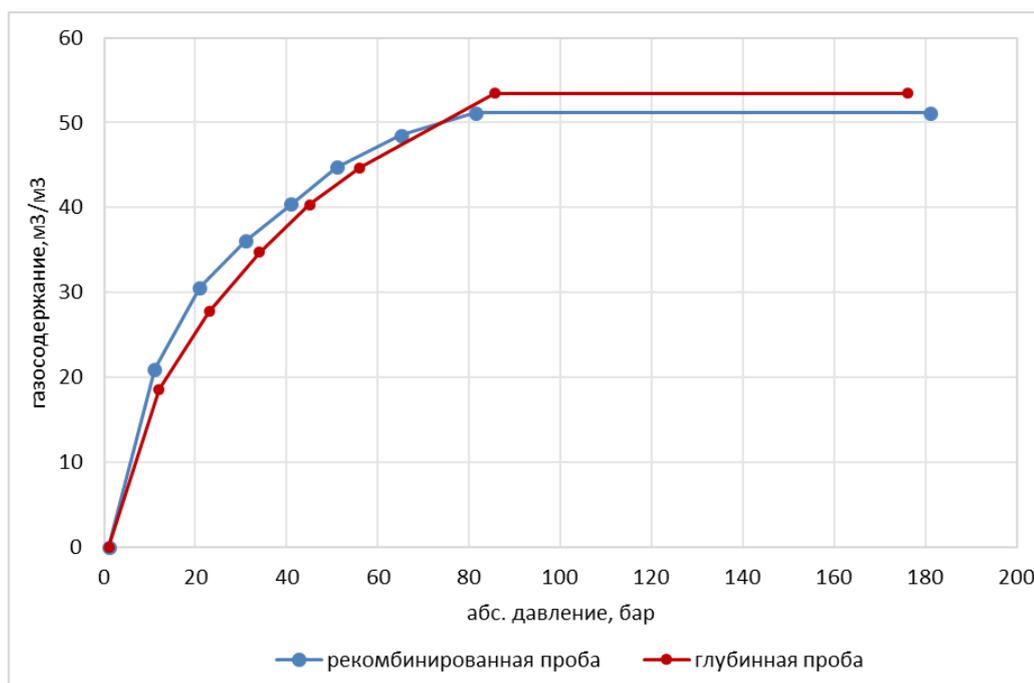


Рис. 2. Определение давления насыщения по PV диаграмме смеси (40°С)

Сравнение PVT свойств глубинной и рекомбинированной проб нефти

В данном разделе приводится сравнение зависимостей газосодержания, вязкости и объёмного коэффициента от давления для глубинной пробы пластовой нефти и подготовленной для фильтрационных экспериментов эталонной рекомбинированной пробы нефти (рис. 3–5). Обе пробы были исследованы на сертифицированном PVT оборудовании в одной лаборатории. Следует отметить, что на качество исследований на PVT установках и на значения оцененных по их результатам параметров большое влияние оказывает не только алгоритм исследований, оборудование и методика интерпретации, но и опыт и стиль работы специалистов. Поэтому необходимо учитывать, что погрешности в оценке исследуемых параметров могут быть существенными и сопоставимы с их разницей для сравниваемых проб. По мнению авторов, не стоит абсолютизировать наблюдаемую разницу значений газосодержания, вязкости и объёмного коэффициента. Кроме этого, данные PVT исследований рекомбинированной пробы были откалиброваны и

скорректированы (сглажены) авторами статьи с учётом значений свойств, полученных с помощью колбы рекомбинации. Результаты исследований глубинной и рекомбинированных проб приводятся, чтобы показать, что свойства рекомбинированной пробы достаточно близки к свойствам глубинной пробы. Следовательно, рекомбинированная проба является представительной и пригодной для использования её в качестве приближенной модели пластовой нефти в фильтрационных экспериментах.



**Рис. 3. Зависимости газосодержания от давления при 40°C
(по результатам дифференциального разгазирования,
объём газа приведён к стандартным условиям)**

По результатам дифференциального разгазирования газосодержание рекомбинированной пробы (Рис. 3) составило 51,1 м³/м³, что больше на 5,7% значения 48,35 м³/м³, оценённого по соотношению используемых объёмов газа и нефти при приготовлении пробы. Данная разница обусловлена тем, что в составе выделившегося газа присутствуют компоненты, перешедшие из дегазированной нефти – бутаны, пентаны и выше. Результаты анализа состава газа, полученного при однократном разгазировании рекомбинированной пробы, представлены в табл. 5.

Содержание компонентов C_{4+} составляет 6,85%. С учётом этого и считая, что все 4 компонента ПГС выделились полностью из нефти, газосодержание при однократном разгазировании должно было составить $48,35 \cdot 100 / (100 - 6,85) = 51,9 \text{ м}^3/\text{м}^3$. Закономерно, что газосодержание при дифференциальном разгазировании несколько меньше газосодержания при однократном разгазировании.

Таблица 5

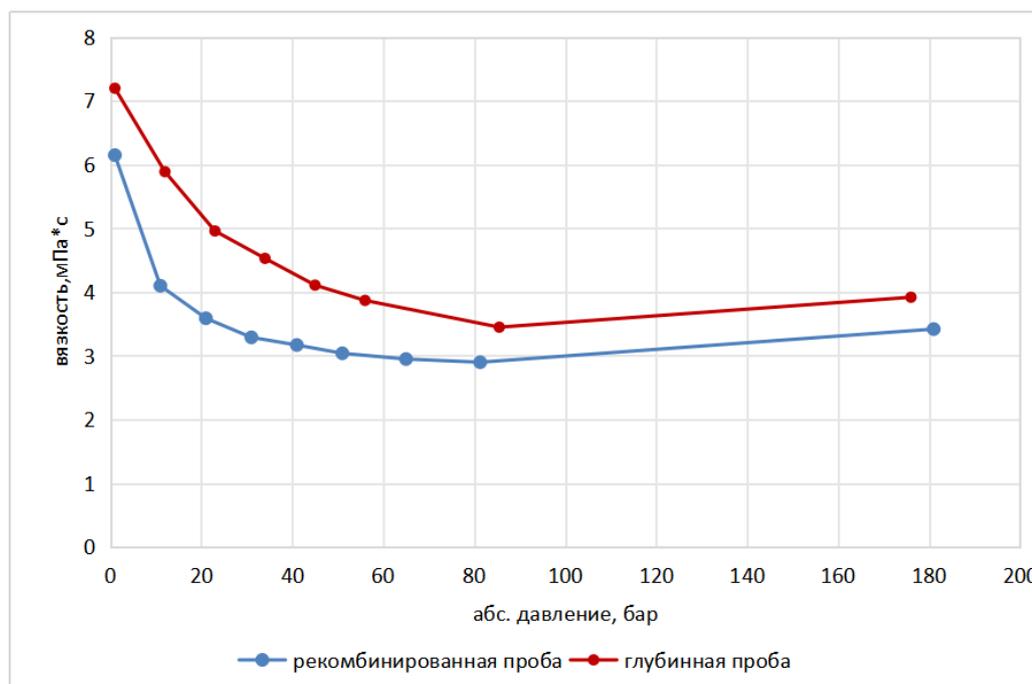
Компонентный состав газа, полученного при однократном разгазировании рекомбинированной пробы

Компоненты	Объемная доля, %
Сероводород (H_2S)	0,000
Углекислый газ (CO_2)	0,017
Азот (N_2)	9,233
Гелий (He)	0,029
Водород (H_2)	0,000
Метан (CH_4)	34,488
Этан (C_2H_6)	30,337
Пропан (C_3H_8)	19,042
i-Бутан ($i-C_4H_{10}$)	0,637
n-Бутан ($n-C_4H_{10}$)	2,378
i-Пентан ($i-C_5H_{12}$)	1,399
n-Пентан ($n-C_5H_{12}$)	1,420
Гексаны (ΣC_6H_{14})	0,866
Остаток (ΣC_7H_{16+})	0,154
Сумма	100

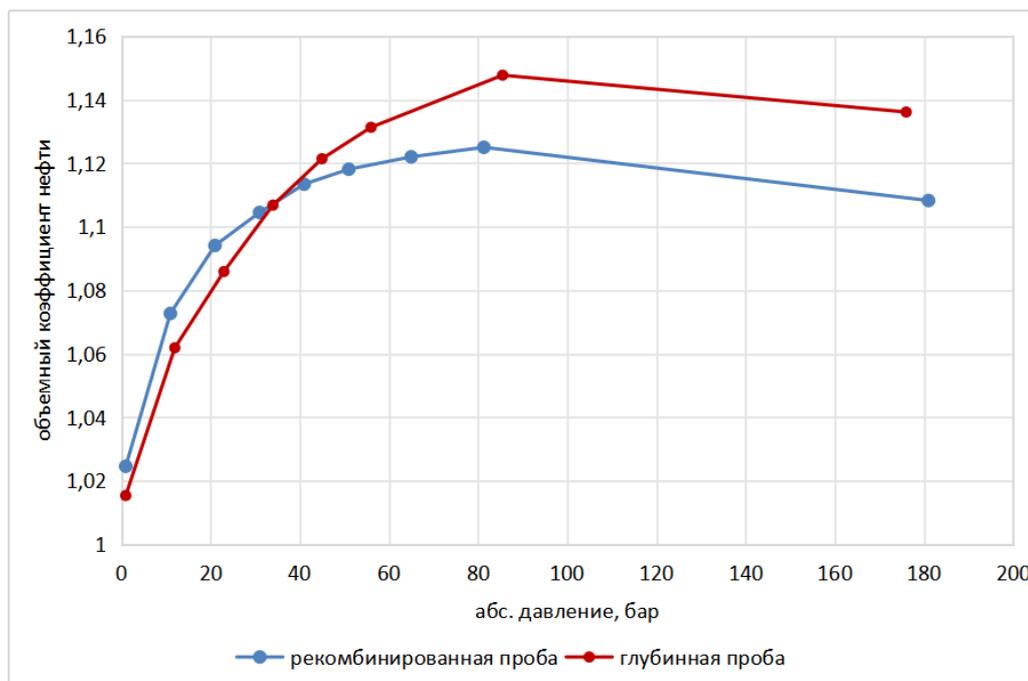
Итак, при использовании 4-х компонентной смеси для приготовления рекомбинированных проб газосодержание и состав выделившегося газа являются приближенными к газосодержанию и составу нефтяного газа пластовой нефти.

На рис. 4 приведены зависимости вязкости нефти от давления. Вязкость нефти является важнейшим свойством модели нефти, влияющим на характеристики исследуемых фильтрационных процессов. Как видно из рис. 4, вязкость рекомбинированной пробы даже несколько ниже вязкости нефти глубинной пробы. Это дополнительно доказывает, что использование 4-х компонентной смеси, охватывающей 90 и более мольных процентов компонентного состава газа глубинной пробы, достаточно для приготовления рекомбинированных проб для проведения фильтрационных экспериментов.

На рис. 5 приведены зависимости объёмного коэффициента нефти от давления.



**Рис. 4. Зависимости вязкости нефти от давления при 40°C
(по результатам дифференциального разгазирования)**



**Рис. 5. Зависимости объёмного коэффициента нефти от давления при 40⁰С
(по результатам дифференциального разгазирования)**

В данном случае рекомбинированная проба готовится для исследования фильтрационных процессов при давлениях ниже давления насыщения. Поэтому ключевым требованием к пробе является воспроизведение газонасыщенности в пористой среде, близкой к той, которая достигается в пласте при аналогичных условиях. При использовании в фильтрационных исследованиях рекомбинированной пробы, подготовленной с использованием четырёхкомпонентной газовой смеси, достигается гораздо меньшее отличие в воспроизведении газонасыщенности коллектора при двухфазной фильтрации нефти и газа, чем при использовании устьевых проб газа или затрубного газа. Поэтому использование смесей ПГС для приготовления рекомбинированных проб является единственно правильным и эффективным подходом. Отличия в других параметрах глубинной и рекомбинированной проб, таких как вязкость и объёмный коэффициент, не носят принципиального характера, но должны учитываться при интерпретации результатов фильтрационных экспериментов.

Особенности фильтрационных исследований

Рекомбинированные пробы, методика приготовления которых описана в данной статье, использованы в фильтрационных исследованиях процессов, происходящих в призабойной зоне добывающих скважин при забойных давлениях ниже давления насыщения. Целью таких исследований является получение функций относительных фазовых проницаемостей (ОФП) для нефти и газа в области низкой газонасыщенности, т.е. для случая фильтрации разгазирующейся нефти и выделяющегося растворенного газа.

Важно отметить, что кривые ОФП, полученные при вытеснении нефти газом, могут некорректно определять фазовую проницаемость для нефти и газа при фильтрации разгазирующейся нефти [7]. Исследование закономерностей фильтрации разгазирующегося потока нефти и выделяющегося газа актуально для изучения процессов в призабойной зоне добывающих скважин, работающих при давлениях ниже давления насыщения.

Поскольку для проведения подобных многовариантных фильтрационных исследований требуются большие объёмы проб флюидов, то достижение описанной выше точности воспроизведения параметров пластовой нефти с помощью её рекомбинированной модели является рациональным и максимально возможным, учитывая характеристики имеющегося оборудования. Как было отмечено выше, чем точнее по составу рекомбинированная модель пластовой нефти, тем меньше достижимый объём рекомбинированной пробы.

Отметим также, что отличие объемов выделяющегося газа из пластовой нефти и рекомбинированной пробы нефти при давлениях ниже давления насыщения вовсе не определяют порядок погрешностей оценки исследуемых параметров фильтрационных процессов и кривых ОФП, поскольку при интерпретации результатов фильтрационных

экспериментов используются экспериментально определенные свойства рекомбинированной пробы.

Таким образом, возможно с высокой точностью оценить функции ОФП для нефти и газа в области низких значений газонасыщенности. Полученные ОФП в последующем необходимо использовать в гидродинамических моделях совместно с PVT свойствами пластовой нефти для решения прикладных задач оптимизации режимов эксплуатации скважин.

Выводы

В статье представлена методика подготовки и исследования рекомбинированных проб газированной нефти для проведения фильтрационных экспериментов с большими объемами прокачки флюидов. Важным требованием является полная воспроизводимость параметров для каждой из рекомбинированных проб, используемых в процессе фильтрационных экспериментов. Методика иллюстрируется на примере лабораторных исследований форсированных режимов добычи нефти при забойных давлениях ниже давления насыщения, для которых ключевым фактором является корректное воспроизведение пробой зависимости объемов выделяющегося газа от давления. Проведено сравнение PVT свойств глубинной пробы пластовой нефти и рекомбинированной пробы, подготовленной с помощью четырёхкомпонентной ПГС. Показана целесообразность использования ПГС в качестве модели нефтяного газа.

Результаты лабораторных исследований и PVT расчётов показали возможность использования рекомбинированных проб на основе ПГС в качестве достаточно точных моделей пластовой нефти. При этом в рамках планирования исследований с использованием рекомбинированных проб необходимо учитывать цель экспериментов и влияние свойств пробы на

оцениваемые параметры. В данной работе показано, что использование в качестве моделей пластовой нефти не идентичных, но близких по свойствам к глубинной пробе рекомбинированных проб полностью оправдано для таких задач как определение функций ОФП для нефти и газа в условиях фильтрации при давлениях ниже давления насыщения.

Статья основана на материалах исследований АГТУ ВШН и научно-методических исследований ИПНГ РАН в рамках государственного задания (тема 122022800272-4).

Список литературы

1. ОСТ 39-195-86 «Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях».
2. Габсия Б.К., Никитина И.Н. Особенности моделирования углеводородной фазы в фильтрационных экспериментах // Нефтяное хозяйство. 2016. № 2. С. 44–46.
3. 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.
4. Бондарев Р.В., Сираева И.Р., Сергеев Г.Д., Валеева А.И., Сафиуллина А.И., Лобанов А.А. 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>
5. Лобанов А.А., Мошарев П.А., Петрова Е.Н., Сергеев Г.Д., Коваленко В.А., Федоровский С.А., Промзелев И.О., Золотухин А.Б. Математический анализ поведения PV-изотерм пластовых флюидов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2023. № 8 (380). С. 39-50. DOI: 10.33285/2413-5011-2023-8(380)-39-50
6. Ибрагимов И.И., Индрупский И.М., Гарифуллина Ч.А., Халиуллин Т.Ф., Валиуллин И.В., Афлятунов Р.Р., Кашапов И.Х. Исследование изменения свойств пластовой нефти при взаимодействии с дымовыми газами // Технологии нефти и газа. 2023. №3. С. 33–38. DOI: 10.32935/1815-2600-2023-146-3-33-38.
7. Бриллиант Л.С., Евдошук П.А., Антипин М.А., Плиткина Ю.А., Закиров С.Н., Индрупский И.М., Лобанова О.А. Возможность эффективной доразработки нефтяных месторождений за счет растворения in situ выделившегося из нефти газа. // Нефтяное хозяйство. 2014. №4. С. 54-59.

References

1. Industry Standard 39-195-86 «Oil. Method for determining oil displacement efficiency by water in laboratory conditions» (in Russian)
2. Gabsia B.C., Nikitina I.N. Distinctive features of hydrocarbon phase modeling in flow experiments // Oil Industry. 2016. No. 2. PP. 44–46 (in Russian)

3. 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 // Oil Industry. 2011. No. 9. PP. 100-102 (in Russian)
4. Bondarev R.V., Siraeva I.R., Sergeev G.D., Valeeva A.I., Safiullina A.I., Lobanov A.A. 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. PP. 97–121. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-2.art1> (in Russian)
5. Lobanov A.A., Mosharev P.A., Petrova E.N., Sergeev G.D., Kovalenko V.A., Fedorovskiy S.A., Promzelev I.O., Zolotukhin A.B. Mathematical analysis of the behavior of reservoir fluids PV-isotherms // Geology, geophysics and development of oil and gas fields. 2023. No. 8 (380). PP. 39–50. DOI: 10.33285/2413-5011-2023-8(380)-39-50
6. Ibragimov I.I., Indrupskiy I.M., Garifullina Ch.A., Haliullin T.F., Valiullin I.V., Afljatunov R.R., Kashapov I.H. Study of changes in reservoir oil properties when interacting with flue gases // Oil and Gas Technologies. 2023. No. 3. PP. 33–38. DOI: 10.32935/1815-2600-2023-146-3-33-38.
7. Brilliant L.S., Evdoshchuk P.A., Antipin M.A., Plitkina Yu.A., Zakirov S.N., Indrupskiy I.M., Lobanova O.A. Study of effective brownfield development by means of oil resaturation with evolved gas in situ // Oil Industry. 2014. No.4. PP. 54-59.

***Acknowledgements.** The paper is based on the results of ASTU Petroleum High School research and methodological research of OGRI RAS under State Research Contract (project 122022800272-4).*

Сведения об авторах

Ибрагимов Ильдар Ильясович, кандидат технических наук, заведующий лабораторией, доцент, Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти» (АГТУ ВШН)
Россия, 423450, Альметьевск, ул. Советская, 186а
E-mail: ibragimovii@agni-rt.ru

Индрупский Илья Михайлович, доктор технических наук, главный научный сотрудник, заместитель директора по научной работе, Институт проблем нефти и газа Российской академии наук (ИПНГ РАН)
Россия, 119333, Москва, ул. Губкина, 3
E-mail: i-ind@ipng.ru

Камалов Ильнур Расимович, магистрант, Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти» (АГТУ ВШН)
Россия, 423450, Альметьевск, ул. Советская, 186а
E-mail: i.kamalov@agni-rt.ru

Янайкин Михаил Валерьевич, магистрант, Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти» (АГТУ ВШН)
Россия, 423450, Альметьевск, ул. Советская, 186а
E-mail: m.yanaykin@agni-rt.ru

Гибадуллин Азат Анасович, заведующий сектором исследования пластовых флюидов и сепарированных нефтей лаборатории PVT исследований отдела ИСКиУ, Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина
Россия, 423450, Татарстан, Альметьевск, ул. Советская, 186а
E-mail: oillab@tatnipi.ru

Authors

I.I. Ibragimov, Candidate of Technical Sciences, head of lab, associate professor, Almeteyevsk State University of Technology – Higher School of Petroleum
186a, Sovetskaya Str., Almeteyevsk, 423450, Russian Federation
E-mail: ibragimovii@agni-rt.ru

I.M. Indrupskiy, Doctor of Technical Sciences, chief researcher, deputy director for science, Oil and Gas Research Institute of RAS
3, Gubkina Str., Moscow, 119333, Russian Federation
E-mail: i-ind@ipng.ru

I.R. Kamalov, Master's student, Almeteyevsk State University of Technology – Higher School of Petroleum
186a, Sovetskaya Str., Almeteyevsk, 423450, Russian Federation
E-mail: i.kamalov@agni-rt.ru

M.V. Yanaykin, Master's student, Almeteyevsk State University of Technology – Higher School of Petroleum
186a, Sovetskaya Str., Almeteyevsk, 423450, Russian Federation
E-mail: m.yanaykin@agni-rt.ru

A.A. Gibadullin, Chief of reservoir fluids investigation sector of PVT laboratory, TatNIPIneft Institute - PJSC TATNEFT
186a, Sovetskaya Str., Almeteyevsk, 423450, Russian Federation
E-mail: oillab@tatnipi.ru

Статья поступила в редакцию 04.11.2024
Принята к публикации 17.12.2024
Опубликована 30.12.2024