



ТЕОРИЯ ОТБОРА ГЛУБИННЫХ ПРОБ В МНОГОФАЗНЫХ ПОТОКАХ. ЧАСТЬ 3: ТИПОЛОГИЯ ИСКАЖЕНИЙ ПРОБ ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ

© Коллектив авторов,
2025



А.А. Лобанов^{1,2,*}, Д.Н. Купоросов¹, А.В. Южанинов¹, А.Б. Фукс³

¹Группа компаний «Газпром нефть», РФ, Санкт-Петербург

²Казанский (Приволжский) федеральный университет, РФ, Казань

³ФБУ «Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых», РФ, Москва

Электронный адрес: ProNeft@gazprom-neft.ru

Введение и цель. На данный момент в отрасли отсутствует единый документ, регламентирующий интерпретацию результатов исследований проб, искаженных относительно того или иного состояния пластового флюида. Вследствие этого абсолютно правильное утверждение о том, что каждая проба несет информацию о свойствах исследуемого объекта, зачастую понимается превратно и параметры проб принимаются в осреднение без анализа их истории и свойств. Решение этой проблемы является базовой задачей для создания методологического и технологического основания повышения качественной изученности пластовых флюидов.

Материалы и методы. При разработке использовались методы системного подхода, экспертного опроса и мысленного эксперимента.

Результаты. Представлена терминологическая система для описания процесса интерпретации флюидной информации; классифицированы корреляции, применяемые при этом анализе; предложена типология искажений свойств пластовой нефти и некоторые области ее применения.

Заключение. Рекомендуется использовать предложения при формировании нормативно-методической документации в области экспертизы свойств пластовых флюидов.

Ключевые слова: корреляции свойств пластовых флюидов, искажения проб, экспертиза, PVT

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Финансирование: работа выполнена при поддержке средств субсидии, выделенной Казанскому федеральному университету для выполнения государственного задания в сфере научной деятельности (проект № FZSM-2024-0003).

Благодарности: авторы благодарят Индрупского Илью Михайловича, главного научного сотрудника Института проблем нефти и газа Российской академии наук (ИПНГ РАН), за поддержку и консультации.

Для цитирования: Лобанов А.А., Купоросов Д.Н., Южанинов А.В., Фукс А.Б. Теория отбора глубинных проб в многофазных потоках. Часть 3: типология искажений проб пластовых флюидов. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2025;10(2):14–28. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-2-14-28>

Статья поступила в редакцию 25.02.2025

Принята к публикации 17.03.2025

Опубликована 30.06.2025

THEORY OF DOWNHOLE SAMPLING IN MULTIPHASE FLOWS. PART 3: TYPOLOGY OF DISTORTION OF RESERVOIR FLUID SAMPLES

Alexey A. Lobanov^{1,2,*}, Dmitry N. Kuporosov¹, Andrey V. Yuzhaninov¹, Alexander B. Fuks³

¹Gazprom neft company group, RF, Saint Petersburg

²Kazan Federal University, RF, Kazan

³State Commission on Mineral Resources, RF, Moscow

E-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Introduction and aim. At the moment, there is no single document in the industry regulating the interpretation of the results of studies of samples distorted with respect to a particular state of the reservoir fluid. As a result, the absolutely correct statement that each sample carries information about the properties of the object under study is often misunderstood and the parameters of the samples are taken into averaging without analyzing their history and properties. Solving this problem is a basic task for creating a methodological and technological basis for improving the qualitative knowledge of reservoir fluids.

Materials and methods. The methods of a systematic approach, expert survey and thought experiment were used in the development.

Results. A terminological system is presented to describe the process of interpreting fluid information; correlations used in this analysis are classified; a typology of distortions in the properties of reservoir oil and some areas of its application are proposed.

Conclusion. It is recommended to use the proposals in the It is recommended to use the proposals in the Development of normative and methodological documentation in the field of expert examination of the properties of reservoir fluids.

Keywords: correlations of reservoir fluid properties, sample distortions, expertise, PVT

Conflict of interest: the authors declare that there is no conflict of interest.

Financing: this work was funded by the subsidy allocated to Kazan Federal University for state assignment in the sphere of scientific activities (Project no. FZSM-2024-0003).

Acknowledgment: the authors would like to thank Ilya Indrupsky, Chief Researcher at the Institute of Oil and Gas Problems of the Russian Academy of Sciences, for his support and advices.

For citation: Lobanov A.A., Kuporoso 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;10(2):14–28. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-2-14-28>

Manuscript received 25.02.2025

Accepted 17.03.2025

Published 30.06.2025

ВВЕДЕНИЕ

По мере усложнения условий геолого-разведочных работ исследователи все чаще и чаще встречаются с необходимостью отбирать глубинные пробы в многофазных потоках и, закономерно, с ситуациями очевидного несоответствия отобранной пробы начальному состоянию пластового флюида. На данный момент в отрасли отсутствует единый документ, регламентирующий интерпретацию результатов исследований подобных проб. Вследствие этого абсолютно правильное утверждение о том, что каждая проба несет информацию о свойствах исследуемого объекта, зачастую понимается превратно и параметры проб принимаются в осреднение без анализа их истории и свойств.

В целом интерпретация результатов исследований проб и принятие решений о свойствах пластовых флюидов является глубоко нестандартным анализом, выполняется экспертным методом и требует высокой квалификации исполнителя. Результаты оценки подтверждаются заключением иных экспертов при прохождении мероприятий различного уровня (внутрикорпоративные геологические обзоры; кросс-корпоративные советы; экспертно-технические советы ГКЗ и т.д.).

К основным методам анализа относятся:

- 1) Сопоставление результатов испытаний и эксплуатации исследуемого объекта с результатами исследования пробы.
- 2) Построение PVT-моделей исследуемого флюида и специальные операции с моделями.
- 3) Применение специальных (не связанных с фазовыми переходами и PVT-характеристикой) методов анализа свойств пробы: гидрогеологических, геохимических, петролеомических,

петроинформационных (к таким методам анализа свойств относятся создание и использование баз данных и многомерного анализа данных, полученных по результатам исследований проб) и т.д.

- 4) Построение корреляций свойств исследуемого флюида.

В настоящей работе авторами предлагается свод терминов, понятий и правил, системно описывающий это направление работ, а также приводятся некоторые соображения по тому, как правильно извлекать информацию из искаженных проб на основании ключевого инструмента анализа — построения корреляций свойств пластовых флюидов.

ТЕРМИНОЛОГИЯ ДЛЯ НАИБОЛЕЕ ОБЩЕГО ОПИСАНИЯ ПРОЦЕССА ИНТЕРПРЕТАЦИИ ФЛЮИДАЛЬНОЙ ИНФОРМАЦИИ

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ИЛИ ПРОГНОЗ ИНТЕНСИВНЫХ ПАРАМЕТРОВ ПЛАСТОВОГО ФЛЮИДА

Определение или прогноз интенсивных параметров пластового флюида предлагается описывать следующей группой основных терминов и выражений:

- **Разряд пробы** — характеристика пробы по ее способности выступать источником информации о свойствах исследуемого пластового флюида. Авторы выделяют усредняемый, опорный, прогнозный, отбракованный и неинтерпретируемый разряд.
- **Осредняемая проба** — проба, интенсивные¹ параметры которой принимаются

¹ Интенсивные параметры — параметры, не зависящие от количества вещества (плотность, снимаемость, концентрация жира в молоке и т.д.).

в расчет среднеарифметических значений интенсивных параметров пластового флюида. Интенсивные параметры такой пробы являются **осредняемыми**. Параметры пластового флюида, полученные путем усреднения, называются **усредненными**. Усреднение параметров проводится

НА ОСНОВЕ МЕТОДОВ СИСТЕМНОГО ПОДХОДА, ЭКСПЕРТНОГО ОПРОСА И МЫСЛЕННОГО ЭКСПЕРИМЕНТА РАЗРАБОТАНЫ МЕТОДОЛОГИЯ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ПОВЫШЕНИЯ ИЗУЧЕННОСТИ ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ В МНОГОФАЗНЫХ ПОТОКАХ, ВКЛЮЧАЮЩИЕ ТЕРМИНОЛОГИЧЕСКУЮ БАЗУ ОПИСАНИЯ ПРОЦЕССА ИНТЕРПРЕТАЦИИ ФЛЮИДНОЙ ИНФОРМАЦИИ И ТИПОЛОГИЮ ИСКАЖЕНИЯ СВОЙСТВ ПЛАСТОВОЙ НЕФТИ.

по результатам исследований комплектов проб пластовых нефтей, пластовых газов без ретроградной конденсации, пластовых вод и поверхностных проб при атмосферном давлении; пробы пластовых газоконденсатных систем, как правило, не усредняются. Осреднение производится в случае близости всех усредняемых параметров; в качестве критериев идентичности можно принять допустимые расхождения параметров согласно [1]. Расчет среднеарифметического производится с целью нивелирования погрешностей измерения параметров и проверки гипотез о единстве и постоянстве свойств пластового флюида (см. раздел «Методологические основания») по следующей формуле:

$$P = \frac{\sum_{w=1}^W \left(\frac{\sum_{k=1}^K \left(\frac{\sum_{s=1}^S p_s}{S} \right)}{K} \right)}{W}, \quad (1)$$

где:

P — значение принятого усредненного параметра;

p_s — значение осредняемого параметра по комплекту представительных и согласованных проб одного вида, отобранных со скважины **w** в заданный период времени;
s = 1...S — количество представительных проб одного вида в комплекте проб со скважины **w**, отобранных в заданный период времени;

k = 1...K — общее количество комплектов проб одного вида, отобранных в различные периоды времени.

w = 1...W — количество скважин, в которых отобраны представительные пробы единого интервала в абсолютных отметках.

- **Опорная / базовая проба** — проба, интенсивные параметры которой признаются соответствующими интенсивным параметрам пластового флюида при отсутствии возможности провести их усреднение. Интенсивные параметры такой пробы называются **опорными**. Опорными могут являться пробы пластовых газоконденсатных систем и наиболее представительные или единичные пробы объекта.
- **Отбракованный параметр** — интенсивный параметр пробы, не удовлетворяющим закономерным связям параметров углеводородных систем и не характеризующий аналогичный параметр пластового флюида. Параметр может быть отбракован по следующим причинам:
 - проба имеет необратимо искаженное значение интенсивного параметра;
 - при измерении параметра были допущены критические ошибки;
 - имеются признаки фальсификации исследований.
- **Отбракованная проба** — проба, все интенсивные параметры которой являются отбракованными.
- **Прогнозная проба** — проба, интенсивные параметры которой выступают в качестве исходных данных для прогноза свойств пластового флюида. Интенсивные параметры такой пробы являются **прогнозирующими**. Параметры пластового флюида, полученные по результатам прогноза, являются **прогнозируемыми**. Усреднять значения прогнозирующих параметров в пределах зоны или интервала пласта по формуле (1) нельзя, поскольку каждая прогнозная проба несет уникальную информацию о свойствах исходного флюида; однако прогнозируемые параметры возможно использовать при обосновании средневзвешенных параметров (см. раздел «Применение предлагаемой классификации»).
- **Неинтерпретируемая проба** — проба, интенсивные параметры которой противоречат принятым представлениям о свойствах пластового флюида при отсутствии доказательств некондиционности и непредставительности пробы. Противоречие между результатами исследований конкретной пробы и прогнозируемыми параметрами пластового флюида не может служить единственным обоснованием для признания пробы непредставительной. При наличии объективных доказательств (первичных данных с оборудования; фото- и видеофиксации процессов и т.д.) некондиционности, представительности пробы и качества промысловых и лабораторных

данных результаты ее исследований должны учитываться при анализе свойств объекта (месторождения, пласта, района скважины, зоны пласта и т.д.), однако могут не включаться в усреднение и не приниматься в качестве опорных.

Связи между разрядами проб и их параметрами весьма многообразны и в наиболее общем виде представлены на **рис. 1**. Отметим, что по мере накопления изученности или в результате переинтерпретации пробы и их параметры могут менять свой разряд.

Примеры:

- 1) При исследовании пробы пластовой нефти было обнаружено ее загрязнение РУО. Состав исходного пластового флюида восстановлен методом обратной рекомбинации. Содержание компонентов пластовой нефти может являться усредняемыми или опорными параметрами; все остальные параметры пробы являются отбракованными.
- 2) При исследовании комплекта представительных проб получена достаточная PVT-характеристика всех проб; по одной пробе дополнительно получено значение температуры насыщения нефти парафином. PVT-характеристики могут быть усреднены, а температура насыщения нефти парафином принята в качестве опорной по объекту.
- 3) При анализе результатов исследований проб пластового флюида было обнаружено критическое отклонение — используемый вискозиметр не был откалиброван, что исказило значение динамической

вязкости, но не повлияло на остальные PVT-характеристики пластового флюида. Динамическая вязкость пластового флюида является отбракованным параметром; все остальные PVT-характеристики могут быть приняты в качестве усредняемых или опорных.

- 4) Поступил отчет по исследованию пластового флюида с пластовым давлением 50 МПа. Лаборатория, выполнившая исследование, оснащена оборудованием с рабочим давлением 30 МПа. В случае отсутствия доказательств, что исследования были проведены в другой лаборатории, имеются основания для признания результатов исследований, полученных при пластовом давлении, сфальсифицированными (с учетом повсеместного распространения PVT-симуляторов возможности комплексной фальсификации результатов исследований значительно возросли).

КОРРЕЛЯЦИИ СВОЙСТВ ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ

В практике анализа флюидальной информации **корреляцией свойств пластовых флюидов** называется совокупность математических выражений, характеризующих взаимосвязь параметров пластовых флюидов. В зависимости от масштаба применения авторы предлагают выделить обобщенные, единичные, точечные, локальные, зональные, региональные и межрегиональные (глобальные) корреляции.

- **Обобщенная корреляция свойств пластовых флюидов** — корреляция свойств пластовых флюидов, применяемая

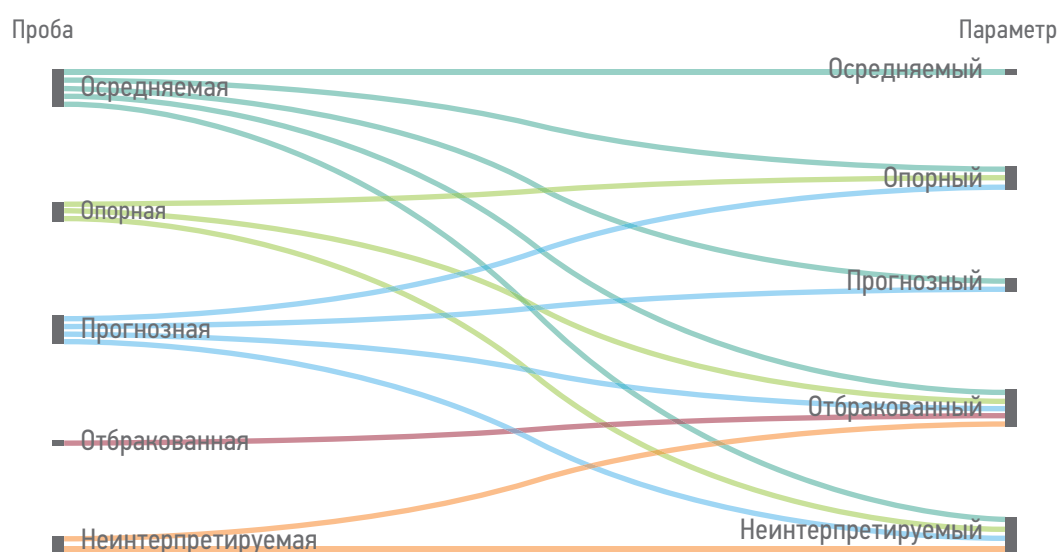


Рис. 1. Связи между пробами различных разрядов и их параметрами. Составлено авторами
Fig. 1. Connections between samples of different discharges and their parameters. Prepared by the authors

для прогноза параметров пластовых флюидов заданных диапазонов свойств вне зависимости от региона или стратиграфической единицы их происхождения. Как правило, вне заданных диапазонов свойств обобщенные корреляции являются неадекватными. Обобщенные корреляции могут признаваться адекватными как в периметре отдельной взятой компании, так и в целом по отрасли. Как правило, источником сведений по обобщенным корреляциям являются отраслевые стандарты, внутренние документы компании или публикации авторитетных специалистов (к примеру, [2]).

- **Единичная корреляция свойств пластовых флюидов** — корреляция свойств конкретной пробы, определенная методом аппроксимации результатов ее исследований. Единичная корреляция описывает взаимозависимость отдельных параметров пробы.
- **Точечная корреляция свойств пластовых флюидов** — корреляция свойств пластовых флюидов, разработанная по результатам аппроксимации экспериментальных исследований проб участков и интервалов геологического объекта, а также его аналогов, характеризующихся единством

и постоянством свойств пластового флюида. Пример точечной корреляции представлен на рис. 2.

- **Локальная корреляция свойств пластовых флюидов / локальный тренд** — корреляция свойств пластовых флюидов, разработанная по результатам аппроксимации экспериментальных исследований проб различных участков и интервалов одного геологического объекта или группы геологических объектов, характеризующихся разностью и непостоянством свойств пластового флюида и находящихся в пределах одного месторождения / ЛУ, а также их аналогов. Примерами локальных корреляций являются карты изобар давления насыщения, карты изолиний газосодержания, композиционные градиенты по разрезу скважины и т.д.
- **Зональная корреляция свойств пластовых флюидов / зональный тренд** — корреляция свойств пластовых флюидов, разработанная по результатам аппроксимации экспериментальных исследований проб, отобранных в объектах-аналогах единого нефтегазоносного района или нефтегазоносной области. Пример зональной корреляции представлен в работе [3].
- **Региональная корреляция свойств пластовых флюидов / региональный тренд** — корреляция свойств пластовых флюидов, разработанная по результатам аппроксимации экспериментальных исследований проб, отобранных в едином нефтегазоносном бассейне или провинции.
- **Межрегиональная (глобальная) корреляция свойств пластовых флюидов / межрегиональный (глобальный) тренд** — корреляция свойств пластовых флюидов, разработанная по результатам аппроксимации экспериментальных исследований проб, отобранных в различных нефтегазоносных бассейнах или провинциях. Пример глобальной корреляции представлен в работе [4].

Группа проб — совокупность проб, параметры которых описываются единой корреляцией.

Объект-аналог — геологический объект, параметры пластового флюида которого фактически или предположительно соответствуют параметрам пластового флюида исследуемого объекта либо могут быть выражены с ними единой корреляцией.

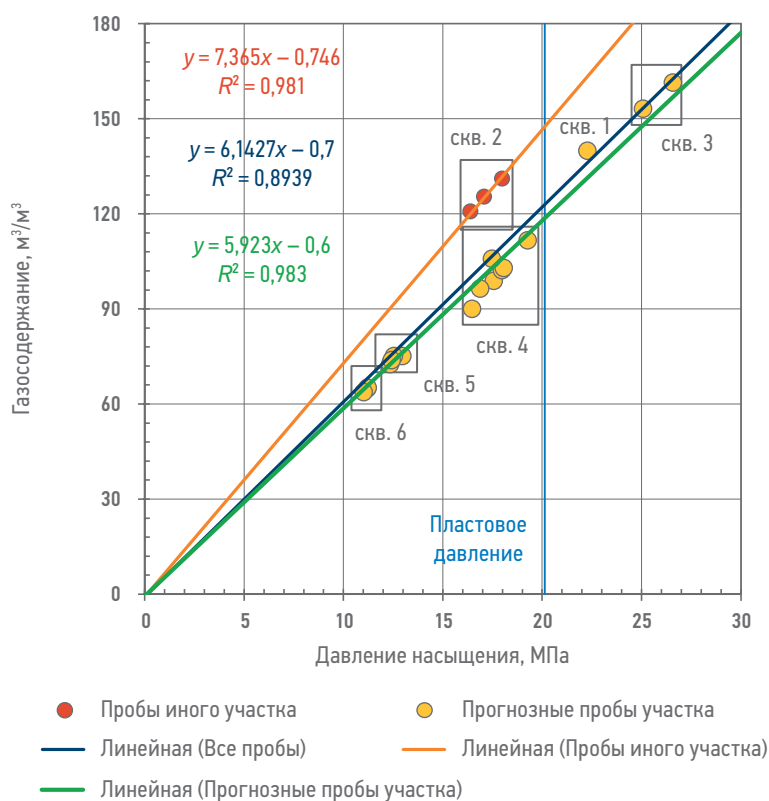


Рис. 2. Пример использования точечной корреляции при обосновании свойств пластового флюида. Составлено авторами

Fig. 2. An example of the use of point correlation in substantiating the properties of a reservoir fluid. Prepared by the authors

МЕТОДОЛОГИЯ ПОСТРОЕНИЯ КОРРЕЛЯЦИЙ

В данном разделе авторы рассмотрят наиболее общие вопросы методологии построения корреляций в разрезе трех категорий:

1. Методологические (отчасти даже философские) основания использования этого инструмента;
2. Требования и рекомендации к построению корреляций;
3. Признаки физической согласованности построенной корреляции.

По наблюдениям авторов, убедительная интерпретация результатов исследований проб пластовых флюидов всегда основывается на искусном применении описанных идей вне зависимости от знания интерпретатора о них. Иными словами, описанные предложения являются попыткой авторов формализовать уже известные в профессиональном сообществе принципы и правила.

МЕТОДОЛОГИЧЕСКИЕ ОСНОВАНИЯ

Тот факт, что свойства пластового флюида даже внутри одной гидродинамически связанной области пласта могут меняться в пространстве и времени, неизбежно ставит вопрос о методологических основаниях выделения какой-либо корреляции. Особенно остро данный вопрос встает при обосновании точечных и локальных корреляций — основных объектов анализа при обосновании свойств пластового флюида конкретного объекта. Авторы выделяют две основные гипотезы, применяемые при такого рода анализе: гипотезу о единстве и гипотезу о постоянстве свойств пластового флюида.

Гипотеза о единстве свойств флюида

подразумевает, что свойства начального пластового флюида равны в любой точке выделенной области пласта. **Гипотеза о постоянстве свойств флюида** подразумевает, что свойства текущего пластового флюида полностью определяются известными свойствами начального пластового флюида и могут быть спрогнозированы исходя из техногенного воздействия на пласт. Если первая гипотеза не требует отдельных комментариев, то вторая менее очевидна. Обсудим ее. На первый взгляд формулировка гипотезы может показаться избыточной — казалось бы, можно просто сказать, что согласно этой гипотезе не должно происходить изменения свойств добываемого флюида во времени. Однако это, как правило, невозможно — сама система разработки залежи и подготовки скважинной продукции неизбежно влияет на свойства добываемого флюида, особенно при реализации различных методов

увеличения нефтеотдачи пласта. К примеру, снижение плотности дегазированной нефти скважинной продукции по мере истощения залежи летучей нефти может быть обусловлено массообменными процессами между газовой и жидкой фазой [5] и спрогнозировано на самом раннем этапе разработки, таким образом, не нарушая гипотезу о постоянстве. В то же время увеличение содержания асфальто-смолистых веществ в скважинной продукции вследствие образования асфальтенового конуса из необнаруженных битуминозных слоев ее однозначно нарушают, что требует дополнительных исследований при выявлении такого рода аномалий [6, 7]. Именно эти соображения привели к постулированию гипотезы именно в такой ее формулировке².

Причины нарушения единства и постоянства свойств пластовых флюидов на первый взгляд можно разделить на три крупные категории: геологические, техногенные и комбинированные, однако это требует отдельного исследования.

ТРЕБОВАНИЯ И РЕКОМЕНДАЦИИ К ПОСТРОЕНИЮ КОРРЕЛЯЦИЙ

Авторы выделяют следующие основные требования к построению корреляций (к сожалению, ограничения по объему текста не позволяют давать расширенные комментарии и примеры нарушений этих требований).

- Линейная аппроксимация зависимостей $ГC_o = f(P_{нас})$ и $b_H = f(P_{нас})$ может быть адекватной только для нелетучих нефтей в области давлений, при которых не происходит кипение средних фракций при пластовой температуре (как правило, это давление выше 2–5 МПа, см. раздел «Искажения, приводящие к существенному снижению коэффициента растворимости газа вследствие взаимодействия нефти с газом»).
- Корреляция зависимости $ГC_o = f(P_{нас})$ должна проходить через точку ($0 \text{ м}^3/\text{м}^3$; 0,101325 МПа). Это связано с тем, что, как правило, давление насыщенных паров нефти последней ступени дифференциального разгазирования ниже атмосферного.
- Корреляция зависимости $b_H = f(P_{нас})$ должна проходить через точку ($b_{атм}$; 0,101325 МПа). Объемный коэффициент при пластовой температуре и атмосферном давлении $b_{атм}$ можно принять непосредственно из лабораторного отчета либо рассчитать, к примеру, через температурные поправки принятой плотности

² Отметим, что сама структура формулы (1) содержит проверку на критерий постоянства (параметр k).

дегазированной нефти [8]. Для оперативных задач допускается пренебрегать температурным расширением нефти и проводить зависимость через точку (1, 0,101325 МПа).

- Корреляции зависимостей параметров флюидов от глубины строятся в координатах абсолютных отметок:
 - для проб, отобранных в открытом стволе скважины: на фактические глубины точек отбора или на расстояние от точек отбора до заданной поверхности (например, поверхности контакта);
 - для всех остальных проб: на абсолютную отметку кровли продуктивного пласта либо на абсолютную отметку середины интервала перфорации.

Пример

Выполняется прогноз свойств пластовой нефти нефтяной оторочки на основании данных о газосодержании и давлении насыщения глубинных проб (рис. 2). Изученность по залежи составляет 20 проб из 6 скважин. На диаграмме зависимости параметров выделяются две группы: (1) пробы скважин 1, 3–6 и (2) пробы скважины 2. Линейная корреляция по первой группе имеет $R^2=0,987$. Включение проб второй группы в единую корреляцию приводит к незначительному снижению R^2 до значения 0,895,

что объясняется их малым количеством и закономерным незначительным влиянием на корреляцию. Однако линейная корреляция по данной группе, проведенная через точку (0 м³/м³; 0,101325 МПа), имеет $R^2=1,000$, что указывает на физическую согласованность результатов их исследований. Таким образом:

- по данным проведенного анализа не соблюдается критерий единства свойств флюида; имеет смысл выделить скв. 2 в отдельный участок. Требуется дополнительный анализ и обоснование для включения скв. 2 в единую точечную корреляцию.
- по скв. 1, 3–6 возможно принять единую корреляцию $ГC_o = 5,923 \times P_{нас} - 0,600$. По условию предельного насыщения пластовой нефти залежи (условие равенства давления на ГНК и давления насыщения нефти газом при пластовом давлении 20,14 МПа) возможно рассчитать газосодержание пластовой нефти в участке скважин 1, 3–6: $ГC_o = 5,923 \times 20,140 - 0,600 = 118,7 \text{ м}^3/\text{м}^3$;
- все пробы, участвующие в анализе, могут быть признаны прогнозными, однако при отсутствии возможности отбора проб со скв. 2 и достоверных геологических предпосылок к выделению ее в отдельную зону залежи пробы скв. 2 возможно признать неинтерпретируемыми.

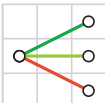
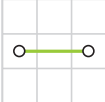
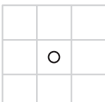
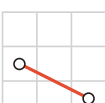
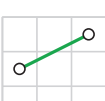
ПРИЗНАКИ ФИЗИЧЕСКОЙ СОГЛАСОВАННОСТИ РЕЗУЛЬТАТОВ ИССЛЕДОВАНИЙ РАЗЛИЧНЫХ ПРОБ

Введем следующее понятие: **физически согласованными** являются такие результаты исследований, которые не противоречат основным термодинамическим и региональным закономерностям поведения пластовых флюидов. Неизбежно встает вопрос: как эффективно формализовать эти необычно разнообразные, зачастую противоречивые закономерности? Авторы предлагают описывать их в формате матриц согласованности (см. Приложение 1). Легенда для чтения матриц представлена в табл. 1.

Пример

Ведется проверка согласованности параметров двух проб по показателям коэффициента сжимаемости (15 и 20 МПа⁻¹) и газосодержания (60 и 40 м³/м³ соответственно). Согласно Приложению 1 рост газосодержания при прочих равных приводит к росту коэффициента сжимаемости; здесь же видна иная зависимость, что является противоречием. По мере привлечения дополнительных параметров в данный кросс-анализ может накопиться критическая масса противоречивых связей, на основании которых возможно забраковать одну из проб как физически несогласованную.

Таблица 1. Признаки физической согласованности результатов исследований проб. Составлено авторами
Table 1. Signs of physical consistency of the results of the sample studies.
Prepared by the authors

Символ	Значение
	Взаимосвязь параметров X и Y уникальна для каждой пластовой системы и региона проведения работ
	При прочих равных значение параметра Y не зависит от параметра X
	Пересечение параметров
	При прочих равных более высокое значение параметра X соответствует более низкому значению параметра Y
	При прочих равных более высокое значение параметра X соответствует более высокому значению параметра Y

ИСКАЖЕНИЯ СВОЙСТВ ПЛАСТОВОЙ НЕФТИ

Среди всего многообразия характеристик пластовых флюидов авторы предлагают выделить в качестве наиболее информативных и полезных три из них.

1. Коэффициент растворимости газа в нефти: параметр, определяемый соотношением:

$$a = \frac{\Gamma}{P_{\text{нас}}}, \quad (2)$$

где:

a — коэффициент растворимости газа в нефти, $\text{м}^3/\text{м}^3/\text{МПа}$;

Γ — газосодержание, $\text{м}^3/\text{м}^3$;

$P_{\text{нас}}$ — давление насыщения нефти газом, МПа.

2. Состав газа первого пузырька (состав газа).
3. Вязкость.

С точки зрения этих трех параметров авторы выделяют 6 типов искажений свойств пластовых флюидов (см. дальнейшие пункты). Необходимо отметить, что предлагаемая классификация носит исключительно эмпирический характер и не претендует на универсальность. Между тем, наблюдения и выводы из предлагаемой классификации могут оказаться полезными для эффективного решения задачи интерпретации флюидной информации.

Отметим, что при сопоставлении коэффициентов растворимости газа в нефти требуется принимать одинаковые значения давления насыщения нефти газом, приведенные к одной температуре. Именно по этой причине (и некоторым другим), по мнению авторов, ССЕ-тест в диапазоне температур требуется включать как безусловную часть программы исследований любой пробы³.

ИСКАЖЕНИЯ, НЕ ПРИВОДЯЩИЕ К СУЩЕСТВЕННОМУ ИЗМЕНЕНИЮ КОЭФФИЦИЕНТА РАСТВОРИМОСТИ ГАЗА В НЕФТИ

Как правило, такие искажения характеризуются следующими особенностями:

- Тип начального пластового флюида: тяжелая или нелетучая нефть.
- Источник загрязнения:
 - газ пластовой нефти, выделившийся при давлениях, близких к давлению насыщения нефти газом (состав первого пузырька газа);
 - газ газовой шапки, в случае если его состав близок по составу к газу первого

пузырька пластовой нефти, попавшей на забой скважины при малой депрессии.

- Структурный режим потока: пузырьковый или расслоенный.
- Объем избыточного газа, попавшего в пробу, не приводит к изменению типа отобранного флюида и выпадению существенной доли асфальто-смолистых веществ (характерно для тяжелых нефтей). Особенно критичным для дальнейшей работы с пробой является сценарий захвата такого объема газа, при котором при гомогенизации пробы произойдет переход флюида в газоконденсатное состояние.
- Дегазированная нефть пробы достаточно точно воспроизводит свойства дегазированной нефти начального пластового флюида.

Пример

На **рис. 3** представлены примеры искажений свойств пластовой нефти, произошедшей в результате ее разгазирования. Отбор проб осуществлялся в горизонтальном участке скважины.

- Точка и линия 1 характеризует отбор исходной пластовой нефти с исходным составом.
- Точка и линия 2 характеризует отбор нефти с избыточным объемом газа, близком к составу газа первого пузырька пластовой нефти. Поскольку свободный газ имеет меньшую вязкость, он преимущественно попадает в приемную камеру, завышая свое содержание относительно отобранной жидкости; однако коэффициент растворимости газа в нефти при этом изменяется незначительно. При наличии достоверной информации о давлении насыщения нефти газом в лабораторных условиях возможно выполнить процедуру удаления свободного газа при данном давлении и достаточно точно воспроизвести состав исходной пластовой нефти либо воссоздать данный состав при помощи PVT-моделирования.
- Точка и линия 3 характеризует отбор частично дегазированной нефти. Данное искажение позволяет воссоздать состав исходной пластовой нефти с помощью моделированной рекомбинации, выполненной с использованием PVT-симулятора.

ИСКАЖЕНИЯ, ПРИВОДЯЩИЕ К СУЩЕСТВЕННОМУ СНИЖЕНИЮ КОЭФФИЦИЕНТА РАСТВОРИМОСТИ ГАЗА В СЛЕДСТВИЕ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ НЕФТИ С ГАЗОМ

Как правило, но необязательно, характеризуются следующими особенностями:

³ На текущий момент согласно [1] ССЕ-тест в диапазоне температур в обязательном порядке включен только в комплексы исследований Б и В.

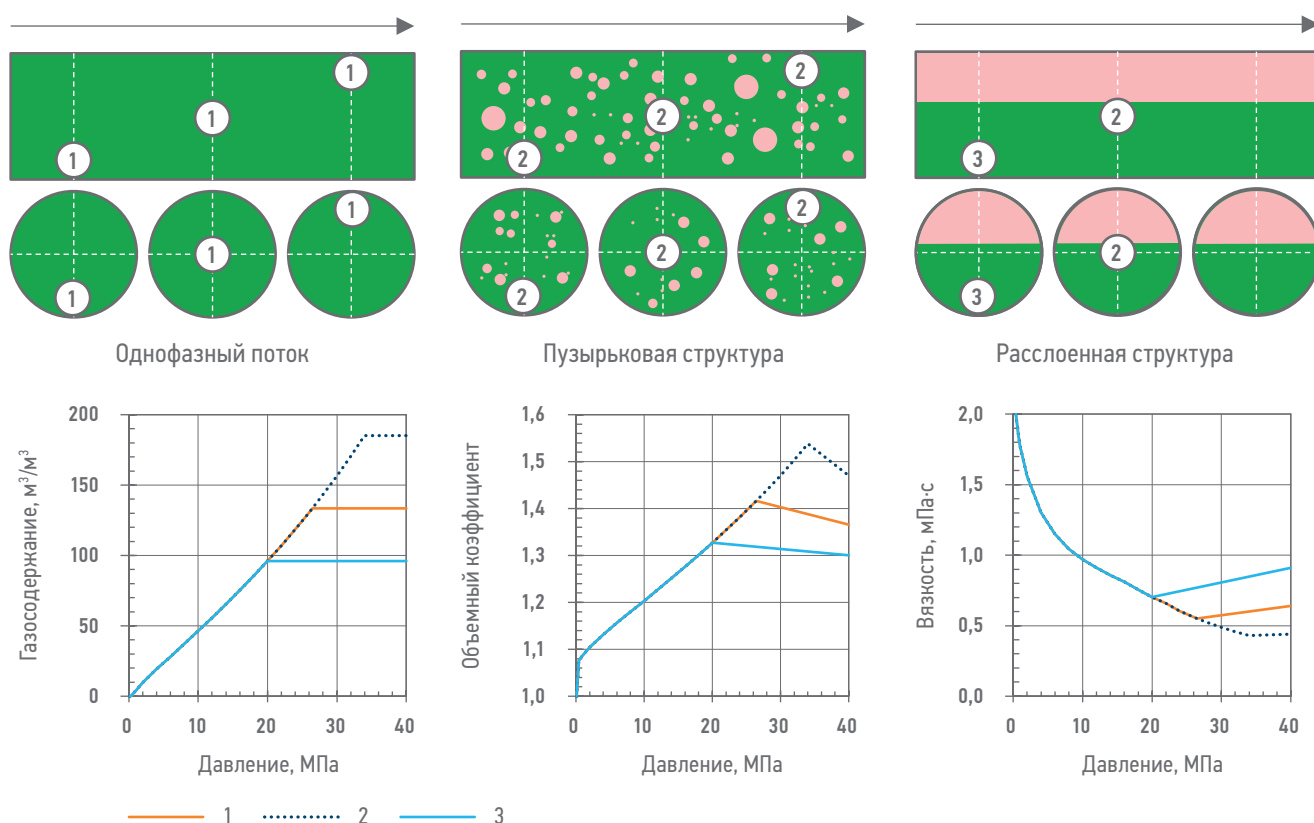


Рис. 3. Пример искажений свойств пластовой нефти, не приводящих к изменению коэффициента растворимости газа. Составлено авторами
 1 — исходная пластовая нефть; 2 — проба с завышенным содержанием газа; 3 — проба с заниженным содержанием газа
Fig. 3. An example of distortions in the properties of reservoir oil that do not lead to a change in the gas solubility coefficient. Prepared by the authors
 1 — initial reservoir oil; 2 — sample with an overestimated gas content; 3 — sample with a low gas content

- состав газа-загрязнителя значительно:
 - обеднен компонентами C_{2+} относительно состава газа первого пузырька (рис. 4D);
 - обогащен легкими неуглеводородными газами (в теории это могут быть водород, гелий; на практике таким загрязнителем, как правило, выступает азот);
- источник загрязнения и структура потока:
 - газ пластовой нефти, выделившийся при давлениях, много ниже начального давления насыщения нефти газом, но не ниже 2–5 МПа в зависимости от типа флюида; структура двухфазного потока — любая, кроме пузырьковой;
 - газ газовой шапки; структура двухфазного потока — любая;
 - газ, перетекающий из соседних газовых пластов; структура двухфазного потока — любая;
 - технологические закачиваемые газы; структура потока — любая, включая однофазный поток (контактирующий газ растворился в нефти);
- дегазированная нефть пробы может быть достаточно сильно искажена относительно дегазированной нефти начального пластового флюида.

ИСКАЖЕНИЯ, ПРИВОДЯЩИЕ К СУЩЕСТВЕННОМУ УВЕЛИЧЕНИЮ КОЭФФИЦИЕНТА РАСТВОРИМОСТИ ГАЗА ВСЛЕДСТВИЕ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ НЕФТИ С ГАЗОМ

Характеризуются следующими особенностями:

- состав газа-загрязнителя значительно:
 - обогащен компонентами C_{2+} относительно состава газа первого пузырька;
 - обогащен сероводородом или углекислым газом;
- источник загрязнения и структура потока:
 - газ пластовой нефти, выделившийся при низких давлениях (в районе 0,101–5 МПа); структура двухфазного потока — любая, кроме пузырькового;
 - газ газовой шапки; структура двухфазного потока — любая;
 - газ, перетекающий из соседних газовых пластов; структура двухфазного потока — любая;
 - технологические закачиваемые газы; структура потока — любая, включая однофазный поток (контактирующий газ растворился в нефти);
 - газы, образовавшиеся в результате химических реакций при проведении

перфорации, СКО и иных мероприятий;
структура потока — любая, включая од-
нофазный поток (контактирующий газ
растворился в нефти);

- дегазированная нефть пробы может быть достаточно сильно искажена относительно дегазированной нефти начального пластового флюида.

ИСКАЖЕНИЯ, ОБУСЛОВЛЕННЫЕ ВЗАИМОДЕЙСТВИЕМ НЕФТИ С УГЛЕВОДОРОДНОЙ ЖИДКОСТЬЮ

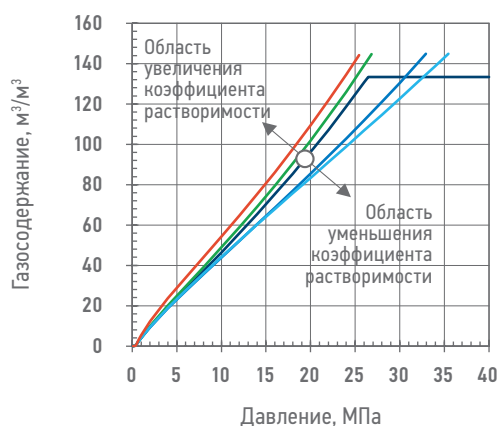
Характеризуются следующими особенностями:

- характер загрязнения — смешивающийся;
- структура потока: любая;
- источник загрязнения:

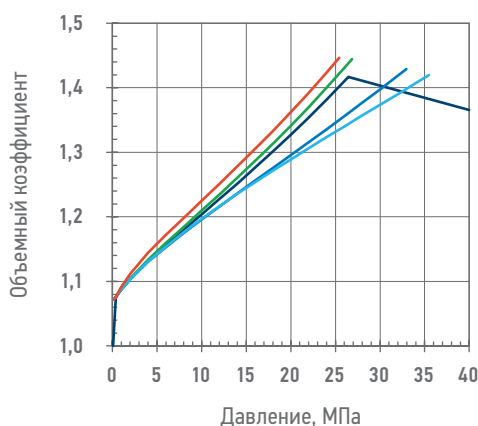
- технологические жидкости и фильтраты (реагенты, буровой раствор на УВ основе);
- перетоки соседних пластов;
- одновременная эксплуатация нескольких пластов;
- асфальтеновые конусы;
- все PVT-характеристики (включая физико-химические характеристики дегазированной нефти) искажаются в соответствии со степенью загрязнения.

ИСКАЖЕНИЯ, ПРИВОДЯЩИЕ К СУЩЕСТВЕННОМУ ИЗМЕНЕНИЮ ВЯЗКОСТИ НЕФТИ ПРИ МАЛОМ ИЗМЕНЕНИИ ИНЫХ PVT-ХАРАКТЕРИСТИК

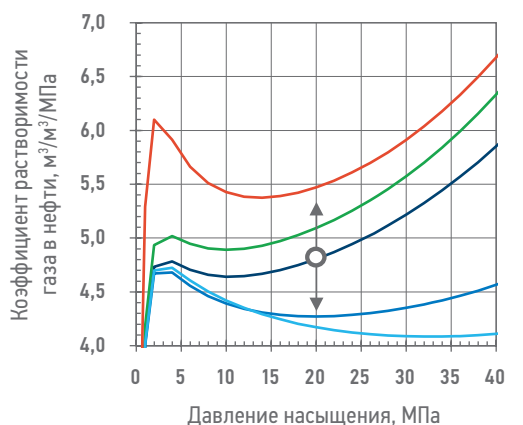
Как правило, характеризуются следующими особенностями:



А. Зависимость газосодержания от давления

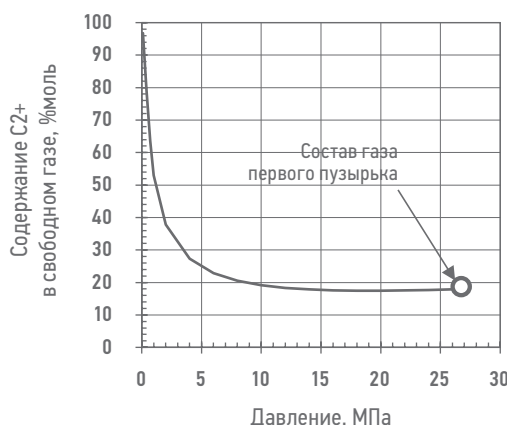


В. Зависимость объемного коэффициента от давления



— 0% — 5% N₂ — 5% CO₂ — 5% H₂ — 5% H₂S

С. Зависимость коэффициента растворимости газа в нефти от давления



Д. Зависимость содержания компонентов C2+ в свободном газе исходной пластовой нефти от давления

Рис. 4. Влияние загрязнения пластовой нефти неуглеводородным газом на PVT-характеристики пробы.

Составлено авторами

0% — исходная пластовая нефть; 5% N₂ — загрязнение 5% моль азота; 5% CO₂ — загрязнение 5% моль углекислого газа; 5% H₂ — загрязнение 5% моль водорода; 5% H₂S — загрязнение 5% моль сероводорода

Fig. 4. The effect of contamination of reservoir oil by non hydrocarbon gas on the PVT characteristics of the sample.

Prepared by the authors

0% — initial reservoir oil; 5% N₂ — contamination of 5% mol. nitrogen; 5% CO₂ — contamination of 5% mol. carbon dioxide; 5% H₂ — contamination of 5% mol. of hydrogen; 5% H₂S — contamination of 5% mol. hydrogen sulfide

- характер загрязнения — смешивающийся или дисперсный, количество загрязняющей фазы незначительное;
- источник загрязнения:
 - эмульгированная пластовая или техническая вода;
 - компоненты асфальто-смоло-парафиновых отложений;
 - продукты выноса (механические примеси, частицы коррозии, металлическая стружка).

КОМБИНИРОВАННЫЕ ИСКАЖЕНИЯ

Заключаются в противоречивом и сложноинтерпретируемом характере искажения каждого отдельного параметра пробы.

ПРИМЕНЕНИЕ ПРЕДЛАГАЕМОЙ КЛАССИФИКАЦИИ

Авторы выделяют следующие области применения предлагаемой классификации:

1. Обоснование выборочной отбраковки параметров проб.
2. Оценка граничных условий и проверка гипотез о постоянстве и единстве свойств флюидов.
3. Обоснование дизайна комбинированных методов восстановления начального пластового флюида.

Рассмотрим два последних пункта отдельно.

ПРОВЕРКА ГИПОТЕЗ ПОСТОЯНСТВА И ЕДИНСТВА СВОЙСТВ ФЛЮИДОВ. ОЦЕНКА СВОЙСТВ ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ В УСЛОВИЯХ НЕПОДТВЕРЖДЕНИЯ ГИПОТЕЗ

Гипотезы единства и постоянства позволяют строить корреляции и применять их результаты в 2 случаях:

1. Объективное отсутствие достоверной изученности объекта пробами (к примеру, на этапе исследований первой поисково-оценочной скважины).
2. Отсутствие устойчивых противоречий между результатами исследований находящихся проб; выявленной зависимости изменения свойств по площади или глубине залежи, а также исторических и эмпирических предпосылок к наличию такой зависимости.

На рис. 4 все пробы, участвующие в анализе, могут быть признаны прогнозными, однако при отсутствии возможности отбора проб со скв. 2 и достоверных геологических предпосылок к выделению ее в отдельную зону залежи пробы скв. 2 возможно признать неинтерпретируемыми [9]). Физическая

согласованность результатов исследований проб обеих групп позволяет идентифицировать данные пробы как пробы с искажениями, характеризующимися постоянством коэффициента растворимости газа в нефти, и достаточно точно очертить пределы изменчивости флюида по имеющимся данным. К такой же относительно легко диагностируемой зависимости можно отнести композиционный градиент залежи. Однако часто встречаются случаи менее очевидные, когда выделение групп затруднено. Авторы выдвигают предположение, что наличие на диаграмме изученности проб с достоверно диагностированным типом искажения позволяет оценить адекватность гипотез единства и постоянства по следующему правилу: гипотезы нарушаются, если в группе проб присутствует проба с существенно искаженным индикатором (таким, как коэффициент растворимости газа в нефти и др.), однако исследования этого вопроса еще продолжаются.

Отметим, что дополнительную сложность создает то обстоятельство, что проверка гипотез единства и постоянства, как правило, производится (1) по всей залежи в целом в динамике ее неравномерной разработки и (2) в условиях неполной изученности залежи пробами. Вполне возможны ситуации, когда нарушения гипотез единства и постоянства могут быть просто перепутаны друг с другом или с другими неизвестными факторами, так же как могут быть перепутаны причина и следствие.

Авторы обобщили практики по оценке свойств пластового флюида в условиях нарушения гипотез с учетом исторически сложившихся различных подходов в рамках подсчета запасов и формирования ГДМ (табл. 2).

ОБОСНОВАНИЕ ДИЗАЙНА КОМБИНИРОВАННЫХ МЕТОДОВ ВОССТАНОВЛЕНИЯ НАЧАЛЬНОГО ПЛАСТОВОГО ФЛЮИДА

Напомним читателям, что авторы выделяют экспериментальные, расчетные и комбинированные методы восстановления начального пластового флюида (см. часть 2 данной статьи). К примеру, в случае избыточного объема газа в емкости с пробой нефти:

- экспериментальный метод восстановления начального флюида заключается в отведении свободного газа под заданные условия насыщения нефти;
- расчетный метод восстановления заключается, к примеру, в таком же отведении свободного газа, но внутри настроенной PVT-модели пластового флюида перенасыщенной пробой.

Таблица 2. Сценарии подсчета / пересчета запасов и актуализации ГДМ. Составлено авторами
Table 2. Scenarios for reserves assessment and updating geological-hydrodynamic model. Prepared by the authors

№ п/п	Сценарий	Подсчет / пересчет запасов	Актуализация ГДМ
1	Гипотезы соблюдаются на текущий момент разработки залежи	Осреднение по формуле (1)	Насыщение ячеек одинаковым флюидом
2	Существенное увеличение изученности залежи с уточнением свойств без предпосылок к нарушению гипотез	Осреднение по формуле (1) с привлечением нового материала. При необходимости — выделение новых залежей	Аналогично п. 1
3	Экспериментально определенный композиционный градиент на начало разработки	Расчет или моделирование средневзвешенных параметров на среднюю глубину залежи	Насыщение ячеек с моделированием композиционного градиента; параметры на среднюю глубину залежи соответствует ПЗ
4	Нарушение гипотез в масштабе единичных зон	Выделение новых залежей в зоне нарушений гипотез	Обновление ГМД залежей в соответствии с ПЗ
5	Нарушение гипотез на масштабах всей залежи	Уточнение флюидалной модели залежи*	Аналогично п. 4

* — При возможности сохранения физической согласованности рекомендуется сохранять начальные подсчетные свойства флюида, изменяя динамику его поведения на истощение. При невозможности соблюдения данного условия требуется полное обновление начальных свойств.

В случае достоверной идентификации типа искажения пробы возможно применение комбинированных методов восстановления.

Пример

Проводится исследование глубинных проб, отобранных на скважине, осваиваемой с помощью азотной установки. Пробы не представительны (давление насыщения выше давления в точке отбора); кроме того, они характеризуются аномальным для данного региона содержанием азота. Ситуация очевидна, и есть все основания отбраковать данные пробы. Однако в случае необходимости адекватной оценки свойств пластового флюида возможна достаточно неочевидная последовательность действий: ступенчато (к примеру, в 3-й степени) закачать в исследуемый флюид некоторое известное количество азота и снять PVT-характеристику данных смесей для дальнейшей экстраполяции полученных экспериментальных зависимостей на фиксированное (к примеру, региональное) содержание азота. Экстраполяция возможна как для непосредственно экспериментально замеренных результатов (к примеру, строится зависимость давления насыщения от концентрации азота и по линии тренда рассчитывается исходное давление насыщения), так и внутри настроенной PVT-модели (регрессия на экспериментальные данные с последующим моделированием смеси с искомым содержанием азота).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В заключение отметим следующее.

1. Применение предложенной классификации может иметь максимальную ценность в случае, если интерпретатор обладает полной информацией о процессах, происходивших в скважине в период отбора проб. Это обуславливает необходимость повсеместного внедрения новой единицы отчетности в делах скважин — технического отчета по отбору проб пластовых флюидов. Для глубинных проб пластовых флюидов некоторые методологические основы данного отчета представлены авторами в работах [10, 11].
2. Применение инструментов анализа больших данных является достаточно модным направлением научно-исследовательских работ, в том числе в обоснование свойств пластовых флюидов. Однако отмечается [12], что зачастую аналитические модели не учитывают реальную «физику» поведения флюидов. Авторы надеются, что соображения, представленные в данной статье, помогут в решении данных проблем.

СОКРАЩЕНИЯ И ОБОЗНАЧЕНИЯ

ГДМ — гидродинамическая модель;
ГКЗ — Государственная комиссия по запасам;
ПЗ — подсчет запасов;
РУО — буровой раствор на углеводородной основе;
СКО — соляно-кислотная обработка;
CCE — constant composition expansion — расширение при постоянном составе;
УВ — углеводороды.

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

Таблица 3. Рекомендации и требования к построению корреляций свойств пластовых флюидов. Составлено авторами
Table 3. Recommendations and requirements for the construction of correlations of the properties of reservoir fluids. Prepared by the authors

Категория требований	Фактор	Рекомендации и требования		
		Точечная	Локальная	Зональная и региональная
Требования к объекту исследования	Локальные аномалии свойств пластового флюида в исследуемых участках и интервалах (битуминозные слои, твердые отложения, зоны аномальных пластовых условий и т.д.)	Локальные аномалии отсутствуют	Наличие локальных аномалий допускается	Объекты-аналоги группируются согласно наличию аномалий
	Непроницаемые разломы и пропластки между участками и интервалами	Отсутствие влияния непроницаемых разломов и пропластков на состав флюида объекта	Допускаются	Не учитывается
Требования к целевому флюиду объекта исследований	Источник генерации УВ	Единство источника генерации УВ	Единство источника генерации УВ	Единство или схожесть (стратиграфический аналог нефтегазоматеринской породы) источника генерации УВ
	Тип пластового флюида	Единый тип пластового флюида	Рекомендуется для единого фазового состояния	Требования отсутствуют
Требования к подготовке данных	Типы данных для учета в прогнозе	Параметры отдельных проб (не требуется проводить усреднение по скважине и периоду отбора)	Рекомендуется принимать усредненные и опорные параметры и адекватные точечные корреляции	Рекомендуется принимать усредненные и опорные параметры и адекватные точечные и локальные корреляции
	Источник данных для прогноза параметров сепарации фаз пластового флюида	Эксперимент «Стандартная сепарация» с учетом экспериментов «Дифференциальное разгазирование» / CVD, ГДИ/ГКИ	Эксперимент «Стандартная сепарация» с учетом экспериментов «Дифференциальное разгазирование» / CVD, ГДИ/ГКИ	Рекомендуется принимать эксперимент «Стандартная сепарация» с учетом экспериментов «Дифференциальное разгазирование» / CVD, ГДИ/ГКИ
	Параметры фазовых переходов, объемного и упругого поведения в пластовых условиях, реологическая характеристика	Принимаются при начальных и текущих пластовых условиях	Принимаются при начальных и текущих пластовых условиях	Принимаются при начальных пластовых условиях

Таблица 4. Матрица согласованности PVT-характеристик пластовой нефти нефтяных залежей в зависимости вида $y=f(x)$. Составлено авторами
Table 4. The matrix of consistency of PVT characteristics of reservoir oil of oil deposits depending on the type $y=f(x)$. Prepared by the authors

Параметр Y \ Параметр X	Давление насыщения нефти газом	Коэффициент сжимаемости	Газо-содержание	Объемный коэффициент	Вязкость в пластовых условиях	Плотность в пластовых условиях	Плотность газа в стандартных условиях	Плотность УВ жидкости в стандартных условиях
Пластовая температура								
Пластовое давление								
Давление насыщения нефти газом								
Коэффициент сжимаемости								

Продолжение таблицы 4

Параметр Y Параметр X	Давление насыщения нефти газом	Коэффициент сжимаемости	Газо-содержание	Объемный коэффициент	Вязкость в пластовых условиях	Плотность в пластовых условиях	Плотность газа в стандартных условиях	Плотность УВ жидкости в стандартных условиях
Газосодержание								
Объемный коэффициент								
Вязкость в пластовых условиях								
Плотность в пластовых условиях								
Плотность газа в стандартных условиях								
Плотность УВ жидкости в стандартных условиях								

Список литературы

1. Ашмян К.Д. [и др.]. ОСТ 153-39.2-048-2003 Нефть. Типовое исследование пластовых флюидов и сепарированных нефтей / К. Д. Ашмян, Ш. А. Абайдуллин, Н. В. Галактионова, В. В. Гетманенко, А. С. Емельянова [и др.], М.: 2003. 95 с.
2. McCain W.D., Spivey J.P., Lenn C.P. Petroleum Reservoir Fluid Property Correlations / W.D. McCain, J.P. Spivey, C.P. Lenn, Tulsa: PennWell Corporation, 2011. 232 с.
3. Новиков Д.А. [и др.]. Особенности состава газов залежей углеводородов арктического сектора Западной Сибири. Деловой журнал NEFTEGAZ.RU. 2020;10(106):84–88.
4. Былинкин Г.П. Оценка фазового перехода глубокопогруженных пластовых флюидов. Геология нефти и газа. 6 н. э.;02:55.
5. McCain W.D. Revised gas-oil ratio criteria key indicators of reservoir fluid type; part 5. Petroleum Engineer International. 1994;4(66).
6. Wilhelms A., Larter S.R. Origin of tar mats in petroleum reservoirs. Part I: introduction and case studies. Marine and Petroleum Geology. 1994;4(11):418–441.
7. Wilhelms A., Larter S.R. Origin of tar mats in petroleum reservoirs. Part II: formation mechanisms for tar mats. Marine and Petroleum Geology. 1994;4(11):442–456.
8. Григорьев Б.А., Богатов Г.Ф., Герасимов А.А. Теплофизические свойства нефти, нефтепродуктов, газовых конденсатов и их фракций / Б. А. Григорьев, Г. Ф. Богатов, А. А. Герасимов, Москва: Издательство МЭИ, 1999. 373 с.
9. Гужиков П.А., Кунжаринова К.М., Утеубаева Е.Е. Методические подходы к обоснованию свойств пластовой нефти при подсчете запасов. Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2020;2(2):71–79.
10. Лобанов А.А., Федоровский С.А., Промзев И.О., Тихомиров Е.В., Звонков М.А., Коваленко В.А., Купоросов Д.Н., Бастрakov А.А., Нартымов В.С., Харисов А.У., Стручков И.А., Плешанов Н.Н., Макаров С.Е., Фролов А.С. Сквозной контроль качества глубинных проб от точки отбора до лабораторной установки: это возможно и необходимо. Российская нефтегазовая техническая конференция SPE 12 — 15 октября 2021. Москва: SPE, 2021. С. 37.
11. Lobanov A.A., Fedorovskiy S.A., Promzelev I.O., Tikhomirov Ye.V., Zvonkov M.A., Kovalenko V.A., Kuporosov D.N., Bastrakov A.A., Nartymov V.S., Harisov A.U., Struchkov I.A., Pleshonov N.N., Makarov S.E., Frolov A.S. End-to-End Quality Control of Downhole Samples from the Sampling Point to the Laboratory Unit: This is Possible and Necessary. SPE Russ. Pet. Technol. Conf. 12–15 October, Moscow, Russ. OnePetro, 2021.
12. Dindoruk B., Ratnakar R.R., He J. Review of recent advances in petroleum fluid properties and their representation. Journal of Natural Gas Science and Engineering. 2020;June (83):103541.

References

1. OST 153-39.2-048-2003 Oil. A typical study of reservoir fluids and separated oils
2. McCain W. D., Spivey J. P., Lenn C. P. Petroleum Reservoir Fluid Property Correlations / W.D. McCain, J.P. Spivey, C.P. Lenn, Tulsa: PennWell Corporation, 2011. 232 p.
3. Novikov D.A. [et al]. Features of the composition of gases from hydrocarbon deposits in the Arctic sector of Western Siberia. Business Magazine NEFTEGAZ.RU. 2020;10(106):84–88.
4. Bylinkin G.P. Assessment of the phase transition of deep-submerged reservoir fluids. Geology of oil and gas. 6;(02):55.
5. McCain W.D. Revised gas-oil ratio criteria key indicators of reservoir fluid type; part 5. Petroleum Engineer International. 1994;4(66).

6. Wilhelms A., Larter S.R. Origin of tar mats in petroleum reservoirs. Part I: introduction and case studies. *Marine and Petroleum Geology*. 1994;4(11):418–441.
7. Wilhelms A., Larter S.R. Origin of tar mats in petroleum reservoirs. Part II: formation mechanisms for tar mats. *Marine and Petroleum Geology*. 1994;4(11):442–456.
8. Grigoriev B.A., Bogatov G.F., Gerasimov A.A. Thermophysical properties of oil, petroleum products, gas condensates and their fractions / B. A. Grigoriev, G. F. Bogatov, A. A. Gerasimov, Moscow: Publishing House of MEI, 1999. 373 p.
9. Guzhikov P.A., Kunzharikova K.M., Uteubayeva Y.Y. Methodological approaches to justification of reservoir oil properties for estimation of reserves. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2020;3(2):71–79.
10. Lobanov A.A., Fedorovskiy S.A., Promzelev I.O., Tikhomirov Ye.V., Zvonkov M.A., Kovalenko V.A., Kuporosov D.N., Bastrakov A.A., Nartymov V.S., Harisov A.U., Struchkov I.A., Pleshanov N.N., Makarov S.E., Frolov A.S. *End-to-End Quality Control of Downhole Samples from the Sampling Point to the Laboratory Unit: This is Possible and Necessary*. SPE Russ. Pet. Technol. Conf. 12–15 October, Moscow: SPE, 2021. P. 37
11. Lobanov A.A., Fedorovskiy S.A., Promzelev I.O., Tikhomirov Ye.V., Zvonkov M.A., Kovalenko V.A., Kuporosov D.N., Bastrakov A.A., Nartymov V.S., Harisov A.U., Struchkov I.A., Pleshanov N.N., Makarov S.E., Frolov A.S. *End-to-End Quality Control of Downhole Samples from the Sampling Point to the Laboratory Unit: This is Possible and Necessary*. SPE Russ. Pet. Technol. Conf. 12–15 October, Moscow, Russ. OnePetro, 2021.
12. Dindoruk B., Ratnakar R. R., He J. Review of recent advances in petroleum fluid properties and their representation. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. 2020;June (83):103541.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

А.А. Лобанов — разработал общую концепцию статьи, подготовил текст статьи, подготовил рисунки к статье, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Д.Н. Купоросов — принял участие в редактировании разделов и заключения, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

А.В. Южанинов — принял участие в редактировании разделов и заключения, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

А.Б. Фуks — принял участие в редактировании разделов и заключения, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Alexey A. Lobanov — developed the article general concept, prepared the text of the article, prepared the figures for the article, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

Dmitry N. Kuporosov — took part in editing of the article main parts and conclusion, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

Andrey V. Yuzhaninov — took part in editing of the article main parts and conclusion, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

Alexander B. Fuks — took part in editing of the article main parts and conclusion, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Алексей Александрович Лобанов* — кандидат технических наук, эксперт, Группа компаний «Газпром нефть»; доцент, Казанский федеральный университет
190000, Россия, г. Санкт-Петербург,
ул. Почтамтская, д. 3–5.
420008, Россия, Респ. Татарстан, г. Казань,
ул. Кремлевская, д. 18.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru
SPIN-код: 4342-5177
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-6085-4636>
Scopus Author ID: 57204039678

Дмитрий Николаевич Купоросов — эксперт, Группа компаний «Газпром нефть»

Андрей Васильевич Южанинов — эксперт, Группа компаний «Газпром нефть»

Александр Борисович Фуks — доктор геолого-минералогических наук, главный научный сотрудник, ФБУ «ГКЗ»

Alexey A. Lobanov* — Cand. Sci. (Tech.), Expert, Gazprom нефt company group; Assistant Professor, Kazan Federal University
3–5, Pochtamtamskaya str., 190000,
Saint Petersburg, Russia.
18, Kremlevskaya str., 420008, Rep. Tatarstan, Kazan, Russia.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru
SPIN-code: 4342-5177
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-6085-4636>
Scopus Author ID: 57204039678

Dmitry N. Kuporosov — Expert, Gazprom нефt company group

Andrey V. Yuzhaninov — Expert, Gazprom нефt company group

Alexander B. Fuks — Dr. Sci. (Geol.-Min.), Chief researcher, State Commission on Mineral Resources

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author