

Решение обратной задачи определения начального компонентного состава углеводородов газоконденсатного месторождения по известным промысловым данным

А.А. Гимазов^{1*}, Б.Х. Имомназаров^{2,3}, Б.Н. Старовойтова^{2,3}, А.Н. Байкин^{2,3}, В.М. Бабин¹,

Д.Ф. Хамидуллин¹, Д.Н. Купоросов¹

¹Группа компаний Газпромнефть, Санкт-Петербург, Россия

²Институт гидродинамики им. М.А. Лаврентьева СО РАН, Новосибирск, Россия

³Новосибирский государственный университет, Новосибирск, Россия

Работа посвящена вопросу определения композиционного состава пластового газа для газоконденсатных месторождений. Предложена методика планирования газоконденсатных исследований (ГКИ), которая позволяет оценить возможность получения кондиционных проб пластового флюида. Для случая, когда отбор кондиционных проб невозможен, разработан подход для их интерпретации. На первом шаге предлагается численно создавать набор композиционных составов добавлением к лабораторному составу «обедненного» газа некоторого количества равновесного ему конденсата. Получаемые композиционные составы имеют различные давления начала конденсации выше давления начала конденсации лабораторного газа. На втором шаге для каждого из полученных составов проводится гидродинамическое (ГД) моделирование и выбирается состав, для которого расчетные значения дебитов конденсата, газа и газоконденсатного фактора (ГКФ) близки к данным ГКИ. Анализ численных экспериментов на синтетических данных для характерной скважины показал существенную зависимость ГКФ от компонентного состава и малую чувствительность к изменениям основных параметров ГД-модели. При настройке ГД-модели на фактические замеры предложено сначала из набора восстановленных составов выбрать состав, для которого модельные значения ГКФ будут наиболее близкими к фактическим, затем при фиксированном выбранном составе производить подбор остальных параметров ГД-модели по данным дебитов газа и конденсата. Предложенная методика апробирована для одной реальной скважины для определения компонентного состава и основных параметров пласта по данным ГКИ.

Ключевые слова: восстановление компонентного состава, PVT-модель, обратная задача, газоконденсатный фактор, гидродинамическое моделирование

Для цитирования: Гимазов А.А., Имомназаров Б.Х., Старовойтова Б.Н., Байкин А.Н., Бабин В.М., Хамидуллин Д.Ф., Купоросов Д.Н. (2024). Решение обратной задачи определения начального компонентного состава углеводородов газоконденсатного месторождения по известным промысловым данным. *Георесурсы*, 26(3), с. 73–86. <https://doi.org/10.18599/grs.2024.3.9>

Введение

Получение корректных данных по составу и свойствам пластового газа на газоконденсатных объектах имеет принципиально важное значение. Широкий диапазон неопределенности в этих данных существенно повышает риски неверных инвестиционных решений, ошибочных прогнозных профилей добычи газа и в особенности конденсата. Однако в условиях низкой проницаемости и высокого потенциального содержания тяжелых компонент в пластовом газе отбор кондиционных проб затруднен и часто невозможен по объективным причинам. Отбор лабораторных проб при высоких депрессиях приводит к выпадению (потери) тяжелых компонент (C_{5+} -фракций), которые играют важную роль в определении термодинамических (PVT) свойств газоконденсатной смеси (ГКС).

Например, давление начала конденсации ($P_{нк}$) пластового флюида зависит от мольного содержания и молекулярного веса тяжелых фракций (Elsharkawy, 2002).

В таких случаях можно использовать подход, когда проводится отбор обедненных проб пластового флюида с последующим их «донасыщением» до состояния пластового газа. Подход к решению задачи донасыщения должен быть комплексным и включающим в себя планирование исследований в поле и лабораторных условиях, а также последующую их интерпретацию. Для этого требуется дополнительная информация, которая в стандартных исследованиях не всегда фиксируется, поэтому необходимо проводить планирование исследования, которое будет учитывать типы компоновки и заканчивания скважины, даст оценку возможности отбора кондиционных проб и способно спрогнозировать осложнения, которые могут возникнуть в ходе проведения исследования.

В работе (Osfouri, Azin, 2016) рассмотрены основные проблемы, возникающие при заборе и последующей рекомбинации лабораторных проб. Подчеркнута важность требования, чтобы газ сепарации и конденсат находились

* Ответственный автор: Азат Альбертович Гимазов
e-mail: Gimazov.AA@gazprom-neft.ru

© 2024 Коллектив авторов

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

в состоянии термодинамического равновесия в момент отбора. В (Reffstrup, Olsen, 1994) предложена следующая методика восстановления пластового флюида: газ сепарации и равновесный ему конденсат пошагово рекомбинируются до давления начала конденсации, равного пластовому давлению. В (Fevang, Whitson, 1994) представлены экспериментальные подходы к восстановлению составов исходной газоконденсатной смеси по известным составам газа сепарации и стабильного конденсата для случая, когда давление пласта ниже давления начала конденсации и в пласте имеется выпавший конденсат. Однако эти подходы не апробировались на реальных данных. В работе (Bonyadi et al., 2014) описана численная и экспериментальная методика одновременного донасыщения отобранных на сепараторе проб газа равновесным ему конденсатом и определения газоконденсатного фактора (ГКФ). В работах (Брусиловский, Промзелев, 2013; Брусиловский, Ющенко, 2016; Schebetov et al., 2010; Promzelev et al., 2018) представлены численные методики восстановления композиционных составов, позволяющие поднять давление начала конденсации до пластового давления с использованием только PVT-данных флюида. Следует подчеркнуть, что во всех методиках донасыщения истинным давлением начала конденсации считается пластовое давление, а влияние процессов фильтрации в пласте и данные газоконденсатных исследований (ГКИ) не учитываются. Однако, как показывает практика, газоконденсатные месторождения могут характеризоваться недонасыщенностью (Лапшин и др., 2019), и для таких месторождений $P_{нк}$ пластового флюида не равно пластовому давлению.

Целью настоящей работы является разработка способа подбора начального компонентного состава пластового газа по данным исследования проб, «обедненных» вследствие выпадения конденсата при высоких депрессиях отбора, методом сравнения результатов гидродинамического (ГД) моделирования ГКИ с фактическими данными дебитов газа и конденсата. Аналогичный подход применялся в (Yang et al., 2020), где использовался генетический многокритериальный оптимизационный алгоритм для определения композиционного состава в пласте на примере одного из месторождений Китая. Однако в указанной работе предполагалось, что существуют репрезентативные пробы, отобранные в соответствии с рекомендациями (Osfour, Azin, 2016) в начальный период разработки пласта. Подбор исходного композиционного состава осуществлялся с помощью ГД-моделирования с момента запуска скважины в работу до момента забора пробы по минимизации разницы между модельным и промысловым дебитом газа и минимизации суммарной покомпонентной невязки между искомым составом и составом пробы.

В настоящей работе сначала проведено сравнение двух численных подходов к донасыщению тяжелыми компонентами композиционного состава реального пластового флюида при наличии некондиционной пробы. Далее разработанный способ подбора подходящего состава ГКС на основе решения обратной задачи гидродинамического моделирования проверен на корректность на синтетических данных. Предложенная методика апробирована на данных с реальной скважины.

Материалы и методы

В работе предполагается, что пробы пластового газа отобраны при больших депрессиях и поэтому являются обедненными. Для этих проб проведены лабораторные исследования, создана и настроена PVT-модель флюида. Под настройкой PVT-модели понимается калибровка свойств тяжелых компонент и коэффициентов бинарного взаимодействия таким образом, чтобы результаты численного моделирования с помощью уравнения состояния экспериментов типа дифференциального разгазирования (CVD) и контактного разгазирования (CCE) совпадали с данными лабораторных исследований.

Предлагается определять исходный компонентный состав пластового газа, объединив методику численного донасыщения отобранных проб тяжелыми компонентами и ГД-моделирование ГКИ:

1) на первом шаге для обедненного начального композиционного состава проводится его численное донасыщение тяжелыми компонентами в несколько шагов и создаются N различных составов с разными давлениями начала конденсации от начального до пластового.

2) на втором шаге для каждого из полученных N составов-кандидатов проводится ГД-моделирование, и композиционный состав, при использовании которого ГД-модель дает показатели дебитов, наиболее близкие к данным геологического журнала (ГЖ), считается искомым.

Таким образом, задача определения исходного композиционного состава пластового газа относится к классу обратных задач, когда входные параметры модели определяются по данным наблюдения.

В работе используется PVT-модель реальной скважины с месторождения X, компонентный состав которой и основные свойства компонент представлены в табл. 1.

Гидродинамическая модель пласта считается упрощенной в том смысле, что пласт представляется однородным, однослойным и изолированным, вода присутствует только в виде остаточной насыщенности, а пластовый флюид представлен фазами конденсата и газа. При этом параметры пласта и относительных фазовых проницаемостей (ОФП) выбираются средними, характерными для данного месторождения.

Для решения обратной задачи о нахождении компонентного состава необходимо сформулировать прямую задачу о фильтрации ГКС в пласте и притоке к горизонтальной скважине.

1.1 Постановка прямой задачи о течении многокомпонентного флюида в пласте

Рассмотрим задачу о притоке газоконденсатной смеси к одиночной горизонтальной скважине, на которой проведен множественный гидроразрыв пласта (МГРП). Предположим, что имеется однородный и однослойный продуктивный пласт мощности H , который представляется в виде пористой среды с пористостью ϕ и проницаемостью k . В порах горной породы находится углеводородная смесь из N_c компонент, которые могут находиться в газообразной (газ) или жидкой (конденсат) фазах. Фильтрация данного флюида в пласте моделируется на основе двухфазной композиционной модели (газ и конденсат). Для каждой из компонент выполняется закон

Компонента	Мольные доли, %	Крит. температура, К	Крит. давление, бар	Ацентрический фактор
N ₂	0,236	126,20	33,94	0,04
CO ₂	0,955	304,20	73,76	0,225
C ₁	85,35	190,60	46,00	0,008
C ₂	6,494	305,40	48,84	0,098
C ₃	2,444	369,80	42,46	0,152
IC ₄	0,556	408,10	36,48	0,176
C ₄	0,696	425,20	38,00	0,193
IC ₅	0,266	460,40	33,84	0,227
C ₅	0,244	469,60	33,74	0,251
C ₆	0,262	530,64	32,76	0,295
C ₇	0,430	557,83	34,57	0,465
C ₈	0,628	581,65	31,81	0,501
C ₉	0,301	602,94	29,04	0,538
C ₁₀	0,223	622,42	26,28	0,577
C ₁₁	0,126	640,18	23,89	0,616
C ₁₂	0,103	656,61	22,46	0,652
C ₁₃	0,088	671,52	21,65	0,684
C ₁₄	0,078	685,26	21,58	0,711
C ₁₅	0,075	698,69	20,67	0,743
C ₁₆	0,072	711,82	19,67	0,777
C ₁₇	0,043	724,56	18,72	0,812
C ₁₈	0,053	736,78	17,99	0,844
C ₁₉	0,029	748,42	17,41	0,875
C ₂₀	0,035	759,77	16,91	0,905
C ₂₁	0,031	770,85	16,47	0,934
C ₂₂	0,019	781,65	16,06	0,963
C ₂₃	0,023	792,17	15,69	0,991
C ₂₄	0,019	802,50	15,36	1,018
C ₂₅	0,017	812,63	15,06	1,044
C ₂₆	0,015	822,37	14,81	1,068
C ₂₇	0,013	831,91	14,64	1,091
C ₂₈	0,011	841,09	14,51	1,113
C ₂₉	0,010	849,98	14,39	1,133
C ₃₀ –C ₃₁	0,016	862,89	14,23	1,161
C ₃₂ –C ₃₄	0,016	883,61	14,02	1,204
C ₃₅ –C ₃₇	0,010	907,81	13,83	1,250
C ₃₈ –C ₄₁	0,007	934,34	13,64	1,292
C ₄₂ –C ₅₀	0,006	974,77	13,43	1,339

Табл. 1. Компонентный состав и основные свойства компонент газоконденсатной смеси с реальной скважины месторождения X

сохранения массы, а движение фаз подчиняется закону Дарси. Вода присутствует как неподвижная пассивная фаза с заданной начальной насыщенностью. Кроме того, предполагается, что в любой момент времени система газ – конденсат находится в термодинамическом равновесии. Для замыкания системы уравнений необходимо задать уравнение состояния пластового флюида, например Пенга – Робинсона, и зависимости капиллярного давления и ОФП от насыщенности газом. Рассматриваемый сектор месторождения считается изолированным, поэтому на всех внешних границах задается условие непротекания. Данная система уравнений является общепринятой и описана подробно во многих источниках, например в (Мугоп, 2021).

Закрепленные трещины гидроразрыва пласта (ГРП) ориентированы перпендикулярно скважине и характеризуются полудлиной x_p , эффективной шириной w_f

и проницаемостью проппантной пачки k_f . Течение в каждой трещине подчиняется соответствующим усредненным по трещине законам сохранения массы и закону Дарси.

На скважине давление в фазах полагается равным забойному давлению $P_{заб}$, заданному одинаковым вдоль всей горизонтальной части ствола без учета трения.

В начальный момент времени давление в пласте полагается равным $P_{пл}$ и считается, что изначально в пласте находился только газ с остаточной водной фазой фиксированной насыщенности.

В настоящей работе расчет прямой задачи проводится с использованием академической лицензии симулятора tNavigator (tNavigator 23.1, 2023).

Результаты и обсуждение

2.1 Методика планирования ГКИ

При планировании ГКИ необходимо учитывать промысловые и технологические ограничения. Так, согласно Инструкции Газпрома (Р-Газпром, 2011), при проведении ГКИ создаваемая на пласт депрессия должна быть не более 10% для полностью насыщенных залежей. Существует также ограничение на минимально необходимую скорость восходящего потока на башмаке насосно-компрессорной трубы (НКТ), определенную по критериям сохранения дисперсно-кольцевого потока в вертикальных трубах – не менее 2,5 м/с, согласно Инструкции Газпрома. Минимальную скорость также можно рассчитать по другим методикам (Turner et al., 1969; Коротаев, Ширковский, 1984).

Однако для низкопроницаемых коллекторов не всегда возможно удовлетворить одновременно критерию минимальной скорости выноса с башмака НКТ (требуется высокая депрессия и дебит) и ограничению максимальной депрессии на пласт (требуется не превысить рекомендованную депрессию). На рис. 1. приведен пример характеристик двух скважин: высоко- и низкопродуктивной. Для высокопродуктивной скважины режимы

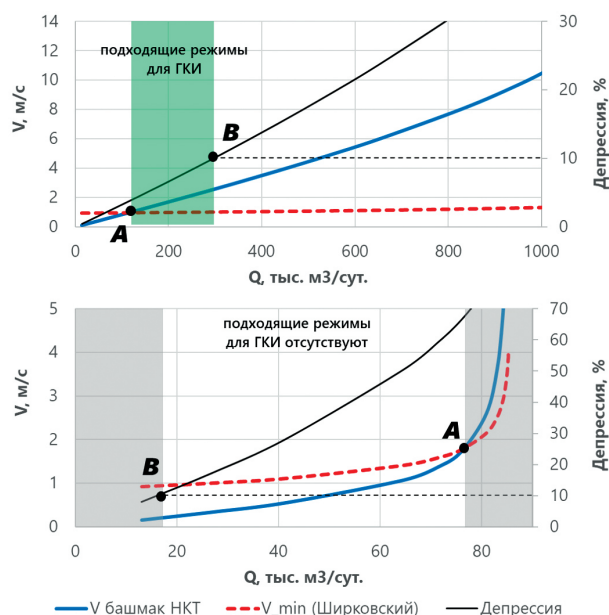


Рис. 1. Пример подбора режимов ГКИ для высокопродуктивной скважины (сверху) и низкопродуктивной скважины (снизу). Зеленым отмечен допустимый диапазон для проведения ГКИ

с достаточной скоростью на башмаке НКТ (Коротаев, Ширковский, 1984) достигаются при дебитах, находящихся правее точки А (рис. 1). Режимы с депрессией менее 10% (от величины пластового давления) – левее точки В. Таким образом, для высокопродуктивной скважины существует некоторый диапазон для проведения ГКИ. Однако для низкопродуктивной скважины минимальная скорость выноса достигается лишь при депрессии более 60%, что приводит к отбору некондиционной пробы.

Таким образом, возникает задача определения истинного композиционного состава пластового флюида по его некондиционным пробам.

При отборе проб существуют также другие ограничения, связанные с работой оборудования на поверхности: унос капель жидкости в газе, гидратообразование в поверхностной обвязке, выпадение парафинов в сепарационной емкости, а также ограничения по скорости течения в трубах. Влияние данных ограничений на планирование ГКИ и выбор режимов будут рассмотрены в отдельной работе.

2.2 Методика восстановления состава пластовой газоконденсатной смеси

Во всех численных и экспериментальных методиках восстановления пластового флюида (Брусиловский, Промзелев, 2013; Брусиловский, Ющенко, 2016; Schebetov et al., 2010) предлагается смешивать состав лабораторного газа с равновесным ему конденсатом, повышая тем самым давление начала конденсации получающейся смеси. Пусть имеется начальный газ ($Газ_0$) с компонентным составом C_0 , пластовой температурой T_0 и давлением начала конденсации $P_{нк0}$ ниже заданного пластового давления $P_{пл}$. Требуется получить набор композиционных составов $\{Газ_1, Газ_2, Газ_3, \dots, Газ_N\}$ с давлениями начала конденсации равными $P_{нк0} < P_{нк1} < P_{нк2} < \dots < P_{нкN} = P_{пл}$ соответственно. Указанное множество давлений начала конденсации считается заданным. Рассматривается изотермический случай, когда температура всех составов равна температуре начального состава T_0 .

В работах (Брусиловский, Промзелев, 2013; Promzelev et al., 2018) предлагается последовательно добавлять на i -м шаге к пластовому газу $Газ_i$ с $P_{нкi}$ такое количество равновесного ему конденсата, чтобы получался новый состав газа $Газ_{i+1}$ с требуемым давлением начала конденсации $P_{нкi+1}$. Такой подход назовем подходом 1 со схемой довосстановления, приведенной на рис. 2. Таким образом, композиционный состав с давлением начала конденсации, равным пластовому давлению, получается последовательным восстановлением составов.

В настоящей работе предлагается альтернативный метод, аналогичный (Schebetov et al., 2010), когда довосстановление производится до требуемого давления $P_{нкi}$ за один шаг. Считается, что начальный состав C_0 может быть получен обеднением некоторых различных составов $C_1, C_2, \dots, C_N$ с разными давлениями начала конденсации, равными соответственно $P_{нк1}, P_{нк2}, \dots, P_{нкN}$. Иными словами, при приведении этих различных составов к давлению $p = P_{нк0}$ они все дают исходный состав C_0 . Таким образом, составы с разными $P_{нк}$ получаются в результате смешивания $Газ_0$ и $Конд_0$ в разных пропорциях. Схема

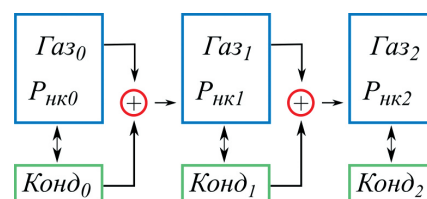


Рис. 2. Схема довосстановления составов для подхода 1. $Конд_i$ обозначает равновесный к $Газ_i$ конденсат. Однонаправленные стрелки обозначают смешивание (+) и получение нового состава. Двунаправленные стрелки обозначают равновесность

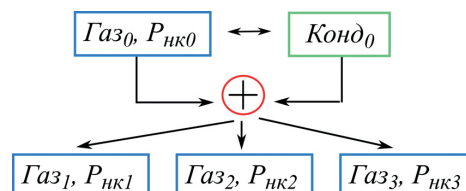


Рис. 3. Схема довосстановления составов для подхода 2. Обозначения см. на рис. 2

довосстановления составов при таком подходе, который назовем подход 2, приведена на рис. 3.

Критерием состоятельности процедуры довосстановления композиционного состава является требование того, чтобы восстановленный состав при его приведении к начальному давлению $p = P_{нк0}$ соответствовал поведению начального состава C_0 . При разработке газоконденсатных месторождений важной характеристикой являются оценка потенциального содержания тяжелых компонент на пластовый газ ($ПС_{5+}$) и кривая потерь конденсата, поэтому при анализе методик довосстановления состава будем опираться на эти кривые.

Предлагается сравнить две методики довосстановления на PVT-модели реального пластового флюида (табл. 1) с пластовой температурой 109 °С и $P_{нк} = 537$ бар. Исходный компонентный состав (табл. 1) в PVT-дизайнере (tNavigator 23.1, 2023) приводится к термодинамическому равновесию при давлении в 250 бар. Получаемый при этом состав газа принимается за обедненный начальный состав C_0 с $P_{нк0} = 250$ бар. Затем проводятся процедуры довосстановления состава C_0 до исходного с $P_{нк} = 537$ бар двумя подходами, так чтобы давления начала конденсации $P_{нкi}$ были равны 284, 349, 405, 442, 470, 493, 512, 527, 537 бар. Восстановленные составы, полученные с помощью подхода 1 и подхода 2, назовем как состав 1 и состав 2 соответственно и проведем их сравнение с исходным.

Кривые потери конденсата и $ПС_{5+}$ рассчитываются по результатам моделирования процесса разгазирования (CVD) в PVT-дизайнере (tNavigator 23.1, 2023) с шагом по давлению в 20 бар, т.е. всего 27 ступеней с давлениями 537, 517, 497, ..., 17 бар. На каждой ступени по определяемому компонентному составу газа рассчитывается $ПС_{5+}$ в соответствии с (ГОСТ Р 57851.4–2017, 2017).

$$(ПС_{5+})_i = \frac{\sum_{n=5} (y_{cn})_i (M_{wcn})_i \cdot 10}{24,04}, \quad (1)$$

где i – номер ступени разгазирования, $i = 0$ соответствует давлению 537 бар, n – карбоновое число, $(y_{cn})_i$ и $(M_{wcn})_i$ – молярная доля (%) компоненты с карбоновым числом n и ее молекулярная масса (г/моль) на i -й ступени

соответственно, 24,04 – молярный объем в стандартных условиях ($\text{дм}^3/\text{моль}$). Потери конденсата рассчитываются как разница между PC_{5+} состава при стартовом давлении в 537 бар и PC_{5+} состава газа на каждой ступени.

На рис. 4 приведены кривые PC_{5+} и потерь конденсата в зависимости от давления для исходного состава и для восстановленных составов по двум подходам. Графики на рис. 4 демонстрируют, что кривые PC_{5+} и потерь конденсата (кривые 1 и 3 соответственно) для исходного и восстановленного по подходу 2 составов совпадают. Довосстановление по подходу 1 дает более «бедный» по PC_{5+} состав (кривая 2), чем по подходу 2, и занижает потери конденсата (кривая 4) по сравнению с исходным составом.

Покомпонентные ошибки в процентах для восстановленных по двум подходам составов по отношению к исходному составу представлены на рис. 5, где величина ошибки по оси Oy откладывается в логарифмическом масштабе. Углеводородные компоненты упорядочены по возрастанию карбонового числа.

Отметим, что ошибки по легким компонентам до $n\text{C}_5$ включительно для обоих подходов малы. Однако с ростом карбонового числа покомпонентная ошибка по подходу 1 растет и в последней псевдокомпоненте $\text{C}_{45}-\text{C}_{50}$ достигает 200%. В свою очередь, подход 2 дает состав практически идентичный исходному, поскольку разброс ошибки по молярным долям не превышает 0,5%. Таким образом, подход 1 хотя и дает состав с $P_{\text{нк}}$ равным исходному, но не воспроизводит показатели PC_{5+} и дает большую погрешность в молярных долях компонент. В дальнейшем будет использоваться только подход 2.

2.3 Решение обратной задачи об определении начального компонентного состава на синтетических данных

Проведем апробацию предлагаемого в работе подхода к определению композиционного состава на синтетических данных. Для такой постановки задачи фактические исторические данные дебитов газа и конденсата генерируются расчетом на ГД-модели при подстановке некоторого компонентного состава в качестве фактического. Пластовое давление принимается равным 600 бар и используется PVT-модель из табл. 1.

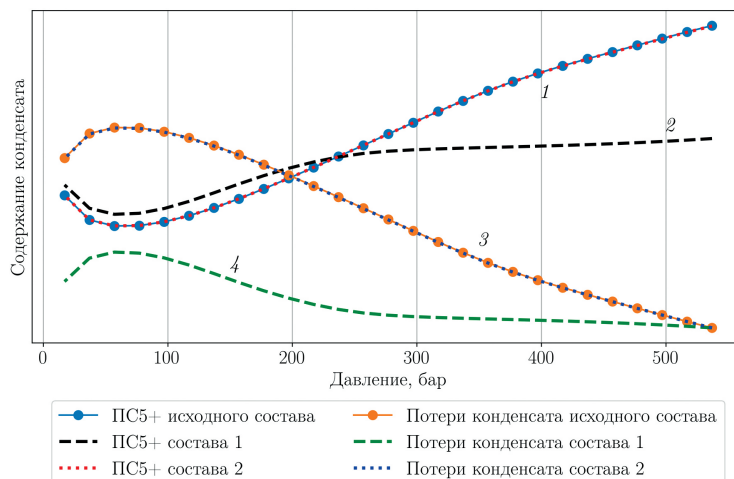


Рис. 4. Кривые PC_{5+} и потерь конденсата для исходного состава и восстановленных по подходу 1 (состав 1) и по подходу 2 (состав 2). Цифрами обозначены линии для удобства описания в тексте

Вначале генерируются 3 обедненных состава приведением исходного (табл. 1) к давлению 250, 300, 350 бар соответственно. Затем проводится довосстановление этих обедненных составов подходом 2, и создается 25 композиционных составов с разными давлениями $P_{\text{нк}}$ от давлений (250, 300, 350 бар) до пластового. В качестве фактического выбирается состав с $P_{\text{нк}} = 506,08$ бар (табл. 2), восстановленный от обедненного состава с $P_{\text{нк}} = 250$ бар и исключенный в дальнейшем из перебора.

2.3.1 Гидродинамическая модель в симуляторе tNavigator

Для решения прямой задачи как элемента решения обратной создается ГД-модель в симуляторе tNavigator. В рамках рассматриваемой постановки задачи о моделировании газоконденсатных исследований будем предполагать, что продуктивный пласт является однородным и представляет собой параллелепипед размером $4000 \times 4000 \times 25$ м по осям X, Y, Z соответственно. Ось Z направлена вниз. Горизонтальная скважина находится в центре пласта. На скважине проведен МГРП с 6 трещинами ГРП, расположенными равноудаленно друг от друга и ориентированными перпендикулярно стволу. Основные параметры пласта и трещин приведены в табл. 3.

Дискретизация области и уравнений модели производится согласно функциональности симулятора tNavigator.

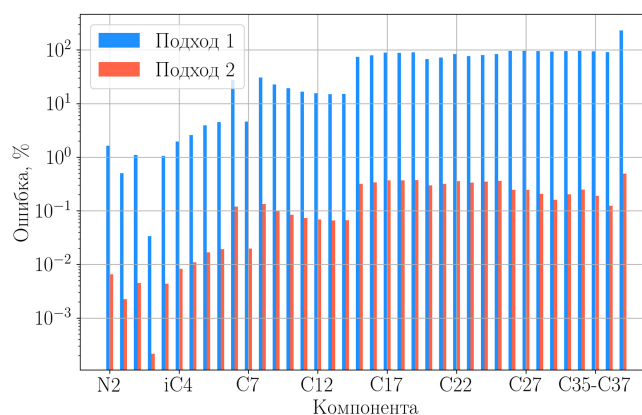


Рис. 5. Относительная ошибка молярного содержания компонент по отношению к исходному составу для восстановленных по двум подходам составов

Компонента	Мольные доли %	Компонента	Мольные доли %	Компонента	Мольные доли %
N ₂	0,237	C ₁₀	0,209	C ₂₃	0,017
CO ₂	0,956	C ₁₁	0,119	C ₂₄	0,014
C ₁	85,656	C ₁₂	0,098	C ₂₅	0,013
C ₂	6,496	C ₁₃	0,083	C ₂₆	0,010
C ₃	2,436	C ₁₄	0,074	C ₂₇	0,009
IC ₄	0,553	C ₁₅	0,058	C ₂₈	0,008
C ₂	0,690	C ₁₆	0,054	C ₂₉	0,007
IC ₅	0,262	C ₁₇	0,031	C ₃₀ –C ₃₁	0,011
C ₅	0,240	C ₁₈	0,038	C ₃₂ –C ₃₄	0,011
C ₆	0,239	C ₁₉	0,021	C ₃₅ –C ₃₇	0,007
C ₇	0,423	C ₂₀	0,028	C ₃₈ –C ₄₁	0,005
C ₈	0,566	C ₂₁	0,024	C ₄₂ –C ₅₀	0,004
C ₉	0,279	C ₂₂	0,014		

Табл. 2. Фактический композиционный состав, используемый при решении обратной задачи на синтетических данных

Параметр	Значение	Размерность
Глубина залегания, h	3600	м
Длина горизонтального ствола, L	1000	м
Мощность пласта, H	25	м
Пористость пласта, ϕ	0,14	—
Проницаемость пласта, k	0,1	мД
Температура пласта, $T_{пл}$	109	°C
Пластовое давление, $P_{пл}$	600	бар
Песчанистость, NTG	0,5	—
Полудлина трещин ГРП, x_f	50	м
Ширина трещин ГРП, w_f	0,3	м
Проницаемость трещин ГРП, k_f	300	мД

Табл. 3. Параметры пласта и трещин, используемые в ГД-модели по умолчанию

Вдоль ствола скважины и в окрестности трещин размер ребра расчетных блоков составляет 10 м. В остальных частях расчетной области размер блока увеличивается по мере удаления от ствола скважины до 200 м на границе области. Схема пласта вблизи скважины и поле давления в плоскости XU в некоторый момент времени t приведены на рис. 6.

Относительные фазовые проницаемости моделируются корреляциями Кори для систем газ – конденсат и вода – конденсат со значениями концевых точек ОФП, представленными в табл. 4. Здесь для системы газ – конденсат введены следующие обозначения: S_{GL} , S_{GU} , S_{GCR} – минимальная, максимальная и критическая насыщенности газом соответственно, S_{OGCR} – критическая насыщенность

Параметр	Значение	Параметр	Значение
S_{GL}	0,1159	S_{WU}	0,8841
S_{GU}	0,4174	S_{WCR}	0,6
S_{GCR}	0,1159	S_{OWCR}	0,063
S_{OGCR}	0,063	k_{rORW}	0,029844
k_{rORG}	0,02984375	k_{rWR}	0,013
k_{rGR}	0,23875	n_{OW}	2
n_{OG}	4,53	n_W	2
n_G	4,88	n_{pW}	4,86
n_{pG}	3,8	p_{cOG}	0,4426
S_{WL}	0,5826	p_{cOW}	0,13933055

Табл. 4. Значения концевых точек ОФП

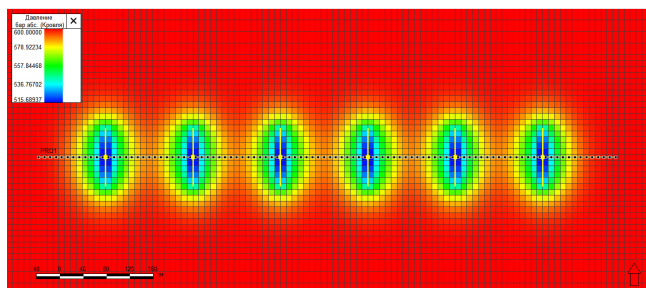
конденсатом, k_{rGR} , k_{rORG} , n_G , n_{OG} – проницаемость по газу при остаточной насыщенности конденсатом, проницаемость по конденсату при остаточной насыщенности газом, степени Кори по газу и конденсату соответственно, p_{cOG} , n_{pG} – значение капиллярного давления и степень для капиллярного давления соответственно. Для системы вода – конденсат параметры S_{WL} , S_{WU} , S_{WCR} , S_{OWCR} , k_{rWR} , k_{rORW} , n_W , n_{OW} , p_{cOW} , n_{pW} имеют аналогичный смысл.

Исследование скважины моделируется четырьмя режимами работы скважины с различными значениями депрессий, равными 72, 108, 153 и 109,5 бар, и продолжительностью 2, 2, 3 и 5 дней соответственно.

2.3.4 Решение обратной задачи по подбору состава в отсутствии неопределенности в остальных параметрах модели

Для решения обратной задачи использован модуль адаптации симулятора tNavigator (tNavigator 23.1, 2023). При этом в качестве составов-кандидатов взяты восстановленные составы, приведенные в табл. 5 с указанием номера состава, давления начала конденсации начального состава (от которого проводилось восстановление), давления начала конденсации восстановленного состава и его ошибка по PS_{st} в процентах по отношению к фактическому составу. В качестве метода адаптации выбирается перебор по сетке составов, а для целевых функций используются невязки по дебитам газа, конденсата и ГКФ.

В результате численных экспериментов замечено, что модуль адаптации в программе tNavigator

Рис. 6. Схема пласта в окрестности скважины с МГРП в сечении плоскостью XU . Картой показан расчет давления в tNavigator в некоторый момент времени

Номер состава	$P_{\text{нк}}$ начального состава, бар	$P_{\text{нк}}$ восстановленного состава, бар	Ошибка PC_{5+} по отношению к фактическому, %
1	250	250	32,36
2	250	267,53	32,17
3	250	284,55	31,9
4	250	320,5	30,84
5	250	336,95	30,08
6	250	355,17	28,96
7	250	372,09	27,63
8	250	389,75	25,88
9	250	404,91	24,05
10	250	420,02	21,88
11	250	437,64	18,85
12	250	469,92	11,52
13	250	487,19	6,59
14	350	492,28	3,66
15	300	499,01	1,6
16	350	502,71	5,81
17	300	513,31	5,84
18	250	516,47	4,21
19	250	525,31	8,23
20	250	537,62	17,22
21	250	542,41	17,22
22	250	562,17	30,43
23	250	579,69	45,47
24	250	600,07	70,51

Табл. 5. Составы в соответствии с их $P_{\text{нк}}$ и порядковым номером при переборе в процессе решения обратной задачи (адаптации)

при минимизации любой из невязок выбирает состав с порядковым номером 15 (табл. 5), соответствующий $P_{\text{нк}} = 499,01$ бар (рис. 7). Отметим, что в данном случае варьируются только компонентные составы, а остальные параметры гидродинамической модели фиксируются.

Если дополнительно вычислить среднюю покомпонентную относительную ошибку по каждому из составов-кандидатов в сравнении с фактическим компонентным составом (рис. 8), то можно заметить, что модуль адаптации выбирает состав со сравнительно меньшим значением $P_{\text{нк}}$ в качестве наиболее близкого к фактическому, у которого $P_{\text{нк}} = 506,08$ бар. Тем не менее с точки зрения метрики близости значения PC_{5+} найденный состав является самым подходящим из приведенных.

Отметим, что для применения методики возникают дополнительные требования к проведению ГКИ: подробная запись датчиков глубинного давления, полная запись показаний расходомеров по газу, замеров конденсата по сепаратору, определение плотностей газа и конденсата и т.д. Требования связаны с необходимостью наличия подробного набора данных для адаптации.

2.4 Анализ чувствительности решения обратной задачи к неопределенности в параметрах модели

Для анализа чувствительности решения обратной задачи к неопределенности в неварьируемых параметрах модели выбран метод «One at time». При таком подходе

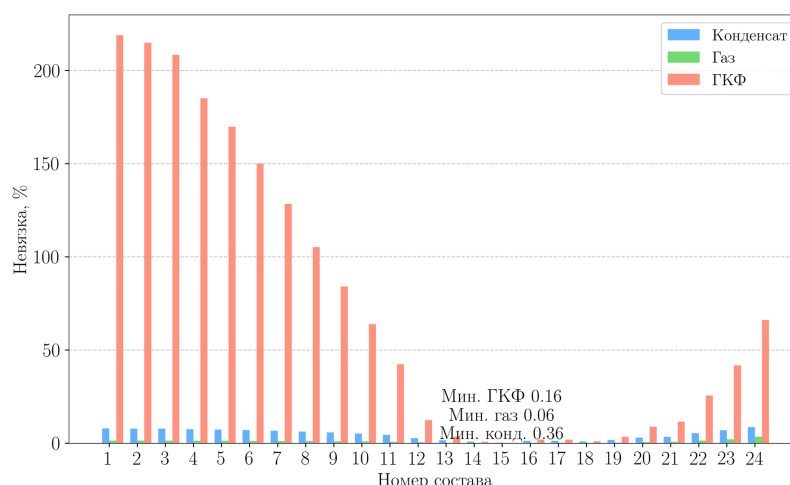


Рис. 7. Относительные невязки по дебиту газа, конденсата и ГКФ для каждого из составов-кандидатов

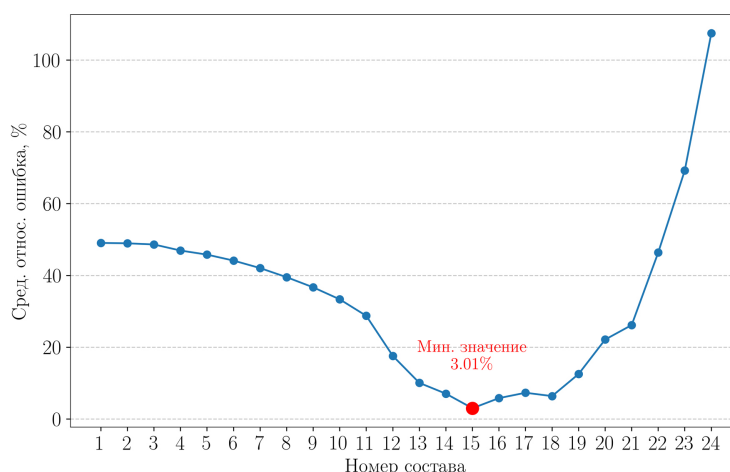


Рис. 8. Средняя покомпонентная относительная ошибка в процентах относительно фактического состава для каждого из 24 составов

фиксируется некоторый срединный набор параметров ГД-модели и находится решение задачи, называемое срединным, а затем параметры варьируются в заданных пределах по одному за раз при фиксированных остальных и отслеживается степень изменения решения задачи относительно срединного решения. В данном случае используемые срединные значения параметров пласта, трещин ГРП и ОФП заданы в табл. 3, 4. Поскольку для этих фиксированных значений параметров решением обратной задачи является состав 15 (табл. 5) с $P_{\text{нк}} = 499,01$ бар, то состав 15 и будет считаться срединным композиционным составом.

В численных экспериментах каждый из параметров (табл. 3, 4) варьируется на 20% в большую и меньшую сторону за исключением проницаемости пласта. В силу особенностей данной неопределенности проницаемость изменяется от 0,05 до 1 мД.

Чувствительность решения обратной задачи к некоторому параметру предлагается определять по составу, который выбирается в качестве решения при изменении значения этого параметра, и численно оценить эту чувствительность можно по изменению величины PC_{5+} . Таким образом, для 14 приведенных параметров (табл. 3, 4) получается 28 численных экспериментов, проведенных в модуле адаптации tNavigator. Для каждого эксперимента запускается решение обратной задачи по нахождению компонентного состава перебором по сетке (24 состава из табл. 5).

Результаты решения обратной задачи при изменении параметров ГД-модели (внесение неопределенности) представлены в табл. 6, где приведены значения варьируемого параметра, невязки по дебиту газа, дебиту конденсата и ГКФ, а также номер выбираемого состава по каждой из невязок. Отсюда следует, что при наличии неопределенностей в параметрах задачи выбор невязки, по минимизации которой проводится выбор композиционного состава, имеет большое значение. Если, например, в качестве значения проницаемости взять 1 мД и целевой функцией задать невязку по дебиту конденсата, то после решения обратной задачи получим 1-й состав, а если целевой функцией взять невязку по дебиту газа, то определяется 24-й состав (рис. 9). Отметим, что оба выбираемые состава, и 1-й, и 24-й состав, имеют большую погрешность по PC_{5+} в сравнении с фактическим составом (табл. 5, последний столбец).

Кроме того, анализ данных табл. 6 показывает, что решение обратной задачи (выбираемый состав) по дебитам газа и конденсата меняется при изменении таких параметров, как полудлина трещины ГРП, песчанность, температура пласта и два параметра ОФП (минимальная насыщенность водой S_{WL} и относительная фазовая проницаемость по газу при остаточной насыщенности конденсатом k_{tGR}). Изменение других параметров в указанных пределах не вносит ошибку в решение обратной задачи в том смысле, что выбирается срединный состав.

Параметр	Значение	Невязка по дебиту конденсата, %	Состав по дебиту конденсата	Невязка по дебиту газа, %	Состав по дебиту газа	Невязка по ГКФ, %	Состав по ГКФ
Полудлина трещины, м	40	0,19	20	1,53	2	0,158	15
Полудлина трещины, м	60	0,4	12	0,27	23	0,158	15
Песчанность	0,4	0,42	22	2,9	2	0,159	15
Песчанность	0,6	0,29	19	0,64	2	0,159	15
Проницаемость, мД	0,05	0,99	24	5,53	1	0,159	15
Проницаемость, мД	1	19,26	1	32,45	24	0,16	15
Температура, °C	87,2	0,02	15	0,04	13	0,159	15
Температура, °C	130,8	0,5	15	0,02	14	0,158	15
k_{tGR}	0,191	0,22	21	1,68	1	0,159	15
k_{tGR}	0,2865	0,38	12	0,29	23	0,159	15
S_{GL}	0,0927	0,4	15	0,03	15	0,159	15
S_{GL}	0,1391	0,31	15	0,11	15	0,159	15
S_{WL}	0,4661	0,25	13	0,25	22	0,159	15
S_{WL}	0,6991	0,51	19	0,78	1	0,159	15
k_{tORG}	0,0239	0,36	15	0,06	15	0,159	15
k_{tORG}	0,0358	0,36	15	0,06	15	0,159	15
p_{cOG}	0,3541	0,36	15	0,06	15	0,159	15
p_{cOG}	0,531	0,36	15	0,06	15	0,159	15
p_{cOW}	0,1115	0,36	15	0,06	15	0,159	15
p_{cOW}	0,1672	0,36	15	0,06	15	0,159	15
S_{OGCR}	0,0504	0,36	15	0,06	15	0,159	15
S_{OGCR}	0,0756	0,36	15	0,06	15	0,159	15
n_{G}	3,904	0,46	15	0,05	15	0,159	15
n_{G}	5,856	0,25	15	0,17	15	0,159	15
n_{OG}	3,624	0,36	15	0,06	15	0,159	15
n_{OG}	5,436	0,36	15	0,06	15	0,159	15
n_{pG}	3,04	0,36	15	0,06	15	0,159	15
n_{pG}	4,56	0,36	15	0,06	15	0,159	15

Табл. 6. Невязки по дебитам газа, конденсата, ГКФ и номера выбранных составов, найденные при решении обратной задачи при изменении параметров ГД-модели в рамках анализа чувствительности

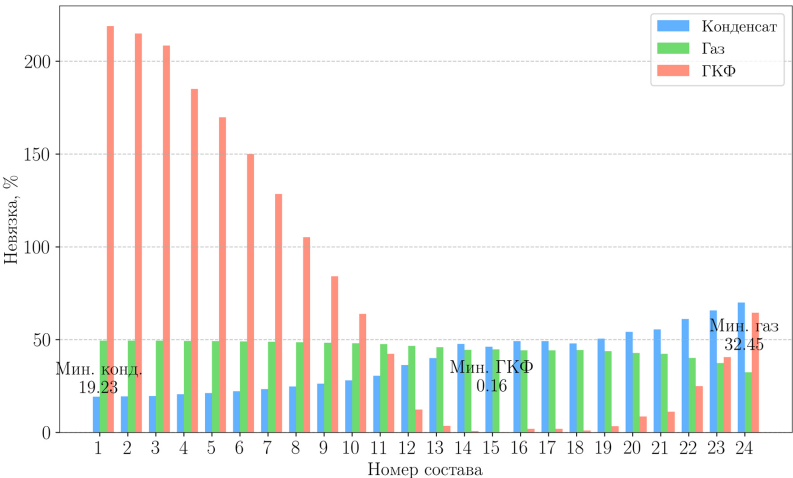


Рис. 9. Относительные невязки по дебиту газа, конденсата и ГКФ для каждого из составов-кандидатов при значении проницаемости 1 мД в ГД-модели

Следует подчеркнуть, что в качестве решения обратной задачи по невязке по ГКФ вне зависимости от значения варьируемого параметра выбирается один и тот же 15-й состав, который и является срединным. Таким образом, решение обратной задачи об определении компонентного состава по невязке по ГКФ является малочувствительным к изменению остальных параметров ГД-модели.

2.5 Влияние неопределенности в ГКФ на решение обратной задачи

Предположим, что в исторических значениях ГКФ есть погрешность в пределах 10%. Такая ситуация моделируется следующим образом. В фактические значения ГКФ искусственно вносится погрешность порядка ±10%, или, иными словами, ГКФ равномерно по всем временным точкам уменьшается или увеличивается на 10%. На основании фактических дебитов конденсата и измененного ГКФ пересчитываются фактические дебиты газа. Для таких измененных дебитов газа, дебитов конденсата и ГКФ при срединных параметрах ГД-модели (табл. 3, 4) запускается процесс подбора наиболее подходящего композиционного состава по минимизации невязки по ГКФ и получаются следующие результаты. Вместо 15-го состава модуль адаптации определяет либо 13-й, либо 19-й состав (табл. 7). При этом ошибка в PC_{5+} по отношению PC_{5+} фактического и срединного (15-го) составов составляет от 6% до 9%.

На рис. 10 приведены относительные покомпонентные ошибки выбираемых 13-го и 19-го составов,

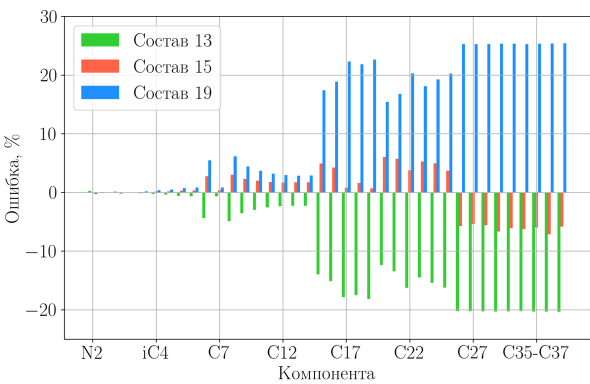


Рис. 10. Относительные ошибки мольного содержания компонент в процентах для 13-го, 15-го и 19-го составов по отношению к фактическому составу

а также срединного 15-го по отношению к фактическому. Углеводородные компоненты упорядочены по возрастанию карбонового числа. Из гистограммы на рис. 10 следует, что ошибка в определении ГКФ приводит либо к завышенной, либо к заниженной оценке содержания тяжелых компонент. Отметим, что для углеводородных компонент с C_1 по C_{14} покомпонентные ошибки обоих составов (13-й и 19-й) не превышают 7%, а ошибка для более тяжелых компонент может превышать 25%. При этом суммарное мольное содержание в процентах углеводородных компонент с iC_5 по C_{14} для фактического, 15-го, 13-го и 19-го составов имеют близкие значения, равные 2,59%, 2,64%, 2,54% и 2,68% соответственно. Суммарные мольные доли оставшихся тяжелых углеводородных компонент (с C_{15} по $C_{42}-C_{50}$) не превышают 0,5% и ошибки в определении содержания этих компонент в составах не приводят к значительным ошибкам в оценке PC_{5+} .

2.6 Применение методики к реальным данным

На основании проведенного анализа чувствительности решения обратной задачи на синтетических данных (п. 2.5) можно сделать вывод, что при наличии существенных неопределенностей в основных параметрах модели уточнение компонентного состава нельзя проводить по невязкам дебитов конденсата или газа. Кроме того, оказывается, что ГКФ малочувствителен к изменениям

Ошибка ГКФ, %	Выбранный состав; $P_{нк}$, бар	Ошибка PC_{5+} по отношению к PC_{5+} срединного состава, %	Ошибка PC_{5+} по отношению к PC_{5+} фактического состава, %
-10 (мин)	19; $P_{нк} = 525$	6,5	8,2
0 (нет ошибки ГКФ)	15; $P_{нк} = 499$	0	1,6
+10 (макс)	13; $P_{нк} = 487$	8,1	6,6

Табл. 7. Результаты решения обратной задачи о нахождении компонентного состава при внесении погрешности фактического ГКФ в интервале ±10%

основных параметров ГД-модели, что позволяет корректно определять компонентный состав вне зависимости от неопределенности в параметрах пласта, трещин и ОФП.

Таким образом, задачу подбора параметров ГД-модели при наличии неопределенности в композиционном составе пластового флюида предлагается разделить на две независимые подзадачи:

1) первоначальный подбор композиционного состава путем минимизации невязки по ГКФ из предварительно созданного набора составов, полученных донасыщением некоторого начального газа тяжелыми компонентами;

2) последующий подбор остальных параметров ГД-модели по дебитам газа и/или конденсата при фиксированном найденном на предыдущем шаге композиционном составе.

Предложенная методика апробирована на промысловых данных, полученных при исследовании скважины Х27 с горизонтальным окончанием месторождения Х. Для рассматриваемой скважины отсутствовала точная информация об основных параметрах пласта, трещин ГРП, ОФП и состава газоконденсатной смеси. На практике в таких случаях используют данные скважин-аналогов и композиционные составы-аналоги. Составом-аналогом для Х27 является состав, приведенный в табл. 1, а параметры скважин-аналогов приведены в табл. 3, 4.

Данные, собранные в ходе ГКИ, включают значения устьевых давлений, дебитов газа, измеренных с помощью расходомера, дебитов стабильного конденсата, замеренных по сепаратору. Пластовое давление для Х27 оценивается в 600 бар, а давление на забое пересчитывается по устьевым давлениям. Из данных по давлению исключены аномальные значения и выбросы и выделены четыре режима работы скважины в ходе ГКИ, которые отражены на рис. 11.

Для расчета прямой задачи используется ГД-модель, аналогичная построенной в п. 2.3.1, в которой число трещин ГРП увеличено до 9 и реализован режим изменения забойного давления в соответствии с графиком на рис. 11. Кроме того, в модели установлены параметры двухступенчатого сепаратора для дальнейшего пересчета дебитов при заданных термобарических условиях. Давление и температура первой ступени сепаратора на каждом из четырех режимов задается согласно ГЖ, вторая ступень сепаратора соответствует стандартным условиям (давление 1,01325 бар, температура 20 °С). В качестве фактического

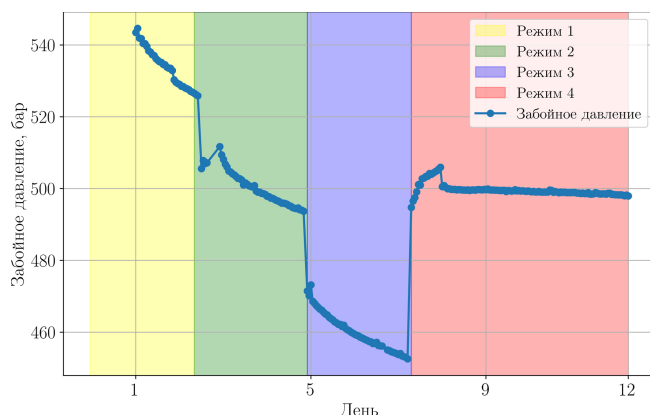


Рис. 11. Зависимость забойного давления от времени для скважины Х27 при проведении ГКИ

исторического ГКФ принимается отношение дебитов газа по расходомеру в м³ и стабильного конденсата по сепаратору в м³, приведенных в стандартные условия.

Такая модель способствует более реалистичному описанию процессов и позволяет учитывать специфику каждого режима отдельно. Однако следует отметить, что рассматривается упрощенная постановка, поскольку моделируется одиночная скважина в однородном пласте и предполагается, что в начальный момент времени в пласте находится однофазный флюид — газ. Давление в пласте начинает падать за счет отбора флюида только после запуска скважины с первого режима.

В силу широкой неопределенности по давлению начала конденсации пластового флюида число составов (табл. 5) расширено до 39 (табл. 8) так, чтобы $P_{нк}$ не только покрывало широкий диапазон значений от 250 бар

Номер состава	$P_{нк}$ начального состава, бар	$P_{нк}$ восстановленного состава, бар	Невязка по ГКФ, %
32	300	562,7	3,5
39	350	589,47	4,22
22	250	562,17	4,47
33	350	600,04	5
21	250	542,41	5,05
38	300	582,63	6,26
20	250	537,62	6,73
31	350	529,32	8,75
34	300	600,06	11,33
23	250	579,69	11,54
19	250	525,31	14,12
35	250	585,43	15,31
16	350	502,71	18,54
17	300	513,31	18,54
36	250	592,16	20,7
18	250	516,47	22,28
37	250	595,17	23,44
14	350	492,28	23,48
24	250	600,07	28,46
15	300	499,01	29,3
30	300	470,52	57,27
29	350	428,88	59,82
13	250	487,19	64,73
27	350	389,73	81,33
12	250	479,19	99,2
28	300	419,91	119,28
26	300	387	158,22
11	250	437,64	180,14
25	300	356,95	187,69
10	250	420,02	228,6
9	250	404,91	270,83
8	250	389,75	312,6
7	250	372,09	356,8
6	250	355,17	396,23
5	250	336,95	431,59
4	250	320,5	458,4
3	250	285,55	498,37
2	250	267,53	509,35
1	250	250	516,13

Табл. 8. Восстановленные составы и результаты работы модуля адаптации при апробации разработанной методики на реальных данных

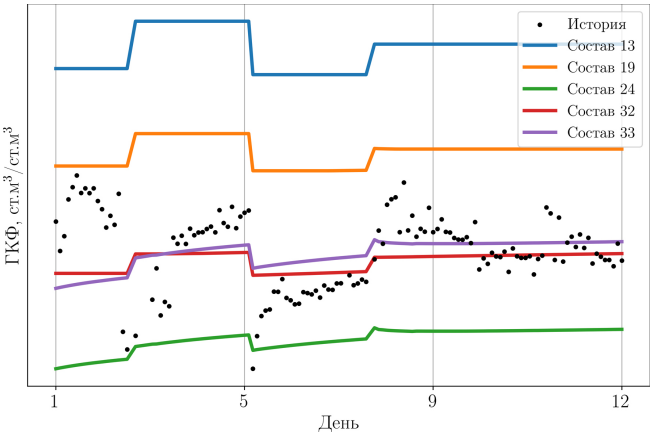


Рис. 12. Реальные данные ГКФ по ГЖ и расчетам по ГД-модели для различных составов

до пластового, равного 600 бар, но и присутствовала вариативность компонентного состава.

На рис. 12 приведены реальные показатели ГКФ по ГЖИ, которые отмечены черными точками, и профили ГКФ по расчету на ГД-модели для некоторых составов из табл. 8. Следует отметить зависимость ГКФ от композиционного состава. Так, например, 24-й и 33-й составы, восстановленные из начальных составов с $P_{нк}$ 250 и 350 бар соответственно, имеют $P_{нк}$, близкое к 600 бар, но при этом у них различное молярное содержание тяжелых компонент, и они дают разные значения ГКФ.

Далее решается обратная задача подбора наиболее подходящего композиционного состава по данным ГКФ с использованием модуля адаптации tNavigator. Результаты работы модуля демонстрируются в табл. 8, где приведены номер состава, давление начала конденсации начального состава, от которого он был восстановлен, $P_{нк}$ состава, невязка по ГКФ. В результате по наименьшей невязке ГКФ выбирается 32-й состав как наилучший. Однако в силу малой величины невязки составы с номерами 39, 22, 33 и 21 также могут считаться подходящими составами. Отклонение по значениям PC_{5+} этих составов от лучшего 32-го состава составляет 5,8%, 3,4%, 9,4% и 6,3% соответственно. Поскольку погрешность не превышает 10%, на практике для реального месторождения это считается приемлемой погрешностью. Для производственных задач, требующих большей точности, необходимо подбирать оборудование и планировать ГЖИ так, чтобы обеспечить высокую точность измерения дебита газа и конденсата.

В дальнейшем 32-й композиционный состав, выбранный в качестве лучшего, фиксируется и проводится подбор основных параметров ГД-модели с помощью минимизации разницы между модельными и реальными данными по дебитам из ГЖ. Начальные значения параметров ГД-модели задаются в соответствии с табл. 3, 4. Подбор параметров ГД-модели проводится с использованием метода поверхности отклика из модуля адаптации симулятора tNavigator, при этом в качестве целевой функции выбирается невязка по дебиту газа. Согласно проведенным расчетам метод поверхности отклика сходится за 1377 вычислений целевой функции с финальными невязками по дебиту газа, дебиту конденсата и ГКФ, равными 0,7%, 1,72% и 3,5% соответственно. Конечные результаты подбора параметров ГД-модели представлены в табл. 9.

На рис. 13–15 в качестве иллюстрации представлена работа оптимизационного алгоритма, где показаны профили дебитов конденсата, газа и ГКФ соответственно, полученные при подборе параметров ГД-модели. Отметим хорошее качественное согласование расчетных профилей добычи конденсата и газа с данными ГЖ. Подчеркнем также, что в процессе адаптации считается средняя невязка по всему массиву временных точек. Поэтому, несмотря на небольшие значения невязок в целом, для первого режима наблюдается самое большое

Параметр	Найденное значение	Параметр	Найденное значение
Проницаемость, мД	0,375	n_G	5,01
Полудлина трещины, м	89	n_{pG}	1,9
Песчанистость	0,76	n_{OG}	3,9
Температура пласта, °C	113,4	n_W	2,78
Пористость	0,19	n_{pW}	5,3
k_{TGR}	0,39	n_{OW}	2,14
k_{TORG}	0,18	p_{cOG}	0,33
k_{TWR}	0,0019	p_{cOW}	0,19
S_{GL}	0,271	n_{pG}	1,9
S_{WL}	0,49	n_{OG}	3,9
S_{OGCR}	0,077		

Табл. 9. Полученные значения параметров ГД-модели при решении обратной задачи адаптации на реальные данные дебитов

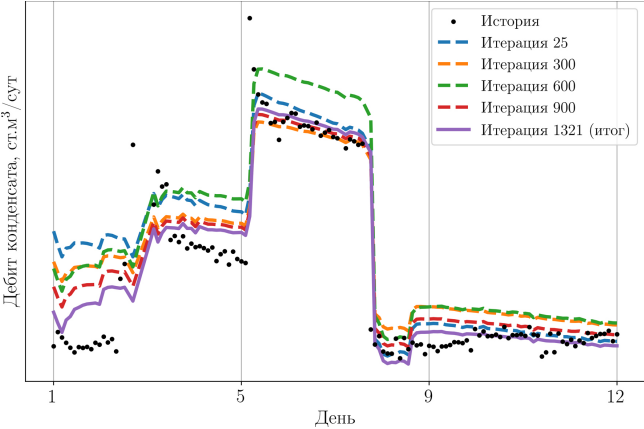


Рис. 13. Сравнение реальных дебитов конденсата по ГЖ (черные точки) и полученных в ходе подбора параметров ГД-модели

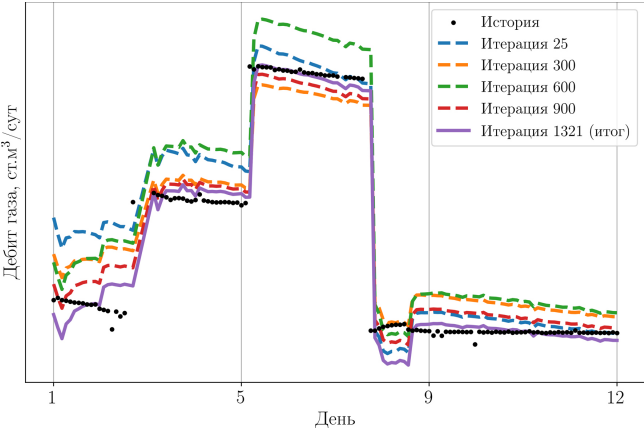


Рис. 14. Сравнение реальных дебитов газа по ГЖ (черные точки) и полученных в ходе подбора параметров ГД-модели

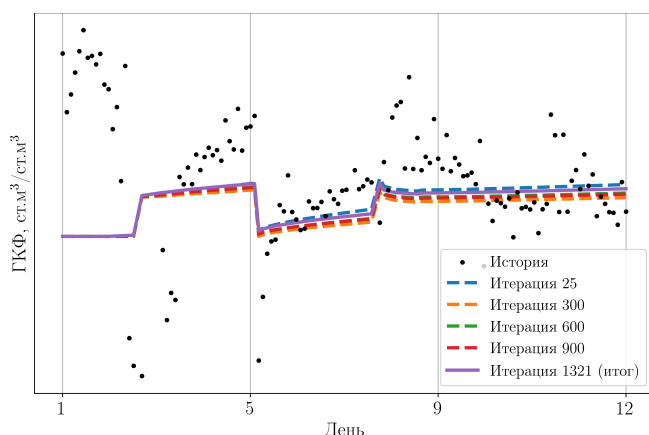


Рис. 15. Сравнение реальных данных по ГКФ из ГЖ (черные точки) и полученных в ходе подбора параметров ГД-модели

расхождение с историческими данными как для дебитов газа и конденсата, так и для ГКФ. Лучше всего согласуется последний, 4-й режим. Такое поведение можно объяснить ограничениями нашей ГД-модели, в которой рассматриваются однородный пласт и однофазный флюид в начальный момент времени, используются достаточно большие размеры ячейки вокруг трещин и скважины (10 м), а также не проводится аккуратное моделирование течения в скважине. Все это, возможно, не позволяет в том числе описать резкие скачки ГКФ при смене режима. Не исключены также погрешности замера дебита конденсата на сепараторе.

Заключение

В работе предложена и проанализирована методика численного донасыщения обедненного газа тяжелыми компонентами, которая позволила на модельных данных воспроизвести исходный состав после его искусственного обеднения.

На основе данного способа донасыщения с использованием симулятора tNavigator для решения прямой задачи многофазной многокомпонентной фильтрации в пласте получено решение обратной задачи об определении компонентного состава ГКС в предположении, что все остальные параметры модели известны. В качестве целевой функции для минимизации при решении обратной задачи рассмотрены отклонения (невязки) модельных значений дебитов газа, дебитов конденсата и их отношения (ГКФ) от фактических полевых данных. При анализе решения на синтетических данных показано, что состав может быть определен путем минимизации любой из целевых функций.

В рамках исследования корректности обратной задачи проанализировано влияние неопределенностей в параметрах гидродинамической модели на решение обратной задачи об определении компонентного состава. Решение обратной задачи оказывается наименее чувствительным к варьированию параметров при использовании невязки по ГКФ как целевой функции. Показано также, что данное решение является устойчивым к неопределенности в значениях ГКФ. Если же проводить минимизацию невязки по дебитам газа или конденсата, то решение обратной

задачи сильно зависит от параметров гидродинамической модели.

На основании проведенного анализа чувствительности предложен способ одновременного определения компонентного состава и основных параметров гидродинамической модели с помощью разделения на две подзадачи. Сначала решается обратная задача для поиска лучшего состава по невязке по ГКФ из набора составов, полученных на основе численных методик восстановления обедненного газа. Далее осуществляется подбор основных параметров пласта в гидродинамической модели на основе невязок конденсата и/или газа при фиксированном наилучшем составе.

Применение этой методики к реальной скважине, для которой предоставлены промысловые данные, позволяет выбрать наиболее подходящий компонентный состав и получить приемлемую невязку по дебитам газа и конденсата.

Таким образом, предложенный комплексный подход позволяет до проведения газоконденсатных исследований оценивать репрезентативность отобранных проб, в том числе для случаев, когда отбор кондиционных проб невозможен, запланировать дополнительные исследования для восстановления свойств и состава начального пластового газа.

Финансирование/Благодарности

Работа выполнена при поддержке Передовой инженерной школы НГУ и Научно-образовательного центра «Газпромнефть-НГУ». Вклад А.Н. Байкина поддержан стипендией Президента РФ (грант № СП-1703.2022.1). Коллектив авторов выражает благодарность компании Рок Флоу Динамикс за предоставление академической лицензии симулятора tNavigator.

Литература

- Брусиловский А., Промзев И. (2013). О методических подходах к уточнению PVT-свойств пластовой нефти двухфазных залежей. *Вестник газовой науки*, 12(1), с. 41–45.
- Брусиловский А., Ющенко Т. (2016). Научно обоснованный инженерный метод определения компонентного состава и PVT свойств пластовых углеводородных смесей при неполной исходной информации. *ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти*, (1), с. 68–74.
- ГОСТ Р 57851.4–2017. (2017). Смесь газоконденсатная. Часть 4. Расчет компонентно-фракционного состава. М.: Стандартинформ, 46 с.
- Коротаев Ю.П., Ширковский А.И. (1984). Добыча, транспорт и подземное хранение газа. М.: Недра, 486 с.
- Лапшин В.И., Посевич А.Г., Константинов А.А., Волков А.Н. (2019). Особенности определения газоконденсатных характеристик при освоении глубокозалегающих месторождений с большой продуктивной толщей. *Вестник газовой науки*, 38(1), с. 29–40.
- Р-Газпром 086-2010. (2011). Инструкция по комплексным исследованиям газовых и газоконденсатных скважин: в 2 ч. М.: ООО «Газпром экспло».
- Bonyadi M., Esmailzadeh F., Mowla D., Nematollahi M. (2014). Theoretical and experimental determination of initial reservoir fluid in a lean gas condensate reservoir. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 114, pp. 74–81. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2014.01.003>
- Elsharkawy A.M. (2002). Predicting the dew point pressure for gas condensate reservoirs: empirical models and equations of state. *Fluid Phase Equilibria*, 193(1–2), pp. 147–165. [https://doi.org/10.1016/S0378-3812\(01\)00724-5](https://doi.org/10.1016/S0378-3812(01)00724-5)
- Fevang Ø., Whitson C.H. (1994). Accurate insitu compositions in petroleum reservoirs. *European Petroleum Conference*, SPE-28829-MS. <https://doi.org/10.2118/28829-MS>

Myron B.A. (2021). The Mathematics of Fluid Flow Through Porous Media. Wiley, 224 p. <https://doi.org/10.1002/9781119663881>

Osfouri S., Azin R. (2016). An overview of challenges and errors in sampling and recombination of gas condensate fluids. *Journal of Oil, Gas and Petrochemical Technology*, 3(1), pp. 1–14. <https://doi.org/10.22034/jogpt.2016.43155>

Promzelev I., Brusilovsky A., Kuporosov D., Yushchenko T. (2018). Peculiarities of Identification of Reservoir Fluids Properties of Two-Phase With Oil Rim and Gas Cap Deposits: From Sampling to Justification of the Parameters for Calculating Reserves and PVT Data for Hydrodynamic Simulation of Field Development. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*, SPE-191566-18RPTC-MS. <https://doi.org/10.2118/191566-18RPTC-MS>

Reffstrup J., Olsen H. (1994) Evaluation of PVT data from low permeability gas condensate reservoirs. *North Sea Oil and Gas Reservoirs – III*. Ed. by J.O. Aasen, E. Berg, A.T. Buller, O. Hjelmeland, R.M. Holt, J. Kleppe, O. Torsæter. Dordrecht: Springer, pp. 289–296. https://doi.org/10.1007/978-94-011-0896-6_25

Schebetov A., Rimoldi A., Piana M. (2010). Quality check of gas-condensate PVT studies and EOS modelling under input data uncertainty. *SPE Russian Oil and Gas Conference and Exhibition*, SPE-133258-MS. <https://doi.org/10.2118/133258-MS>

tNavigator 23.1. (2023). Симулятор. Техническое руководство, RFD: Rock Flow Dynamics, 3855 с.

Turner R.G., Hubbard M.G., Dukler A.E. (1969). Analysis and Prediction of Minimum Flow Rate for the Continuous Removal of Liquids from Gas Wells. *Journal of Petrol Technology*, 21(11), pp. 1475–1482. <https://doi.org/10.2118/2198-PA>

Yang Y., Wang H., Lun Z., Hu W. (2020). A new method to calculate the in-situ compositions of gas condensate reservoirs. *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects*, pp. 1–13. <https://doi.org/10.1080/15567036.2020.1827093>

Сведения об авторах

Азам Альбертович Гимазов – кандидат физ.-мат. наук, руководитель программ, Центр компетенций по газовым проектам, Группа компаний Газпромнефть

Россия, 190000, Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79

e-mail: Gimazov.AA@gazprom-neft.ru

Бунед Холматжонович Имомназаров – младший научный сотрудник, Институт гидродинамики им. М.А. Лаврентьева СО РАН

Россия, 630090, Новосибирск, пр. Ак. Лаврентьева, д. 15
e-mail: b.imomnazarov@g.nsu.ru

Ботагоз Николаевна Старовойтова – кандидат физ.-мат. наук, научный сотрудник, Институт гидродинамики им. М.А. Лаврентьева СО РАН

Россия, 630090, Новосибирск, пр. Ак. Лаврентьева, д. 15
e-mail: b.starovoytova@nsu.ru

Алексей Николаевич Байкин – кандидат физ.-мат. наук, старший научный сотрудник, Институт гидродинамики им. М. А. Лаврентьева СО РАН

Россия, 630090, Новосибирск, пр. Ак. Лаврентьева, д. 15
e-mail: alexey.baykin@gmail.com

Владимир Маркович Бабин – эксперт, Группа компаний Газпромнефть

Россия, 190000, Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79

e-mail: Babin.VM@gazprom-neft.ru

Денис Фанилевич Хамидуллин – ведущий специалист, Центр компетенций по газовым проектам, Группа компаний Газпромнефть

Россия, 190000, Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79

e-mail: khamidullin.df@gazpromneft-ntc.ru

Дмитрий Николаевич Купоросов – начальник отдела, Группа компаний Газпромнефть

Россия, 190000, Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79

e-mail: Kuporosov.DN@gazprom-neft.ru

Статья поступила в редакцию 28.06.2024;

Принята к публикации 06.09.2024; Опубликована 30.09.2024

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Solution of the Inverse Problem of Determining the Initial Hydrocarbons Composition in a Gas-Condensate Reservoir Using Field Data

A.A. Gimazov^{1*}, B.Kh. Imomnazarov^{2,3}, B.N. Starovoytova^{2,3}, A.N. Baykin^{2,3}, V.M. Babin¹, D.F. Khamidullin¹, D.N. Kuporosov¹

¹Gazpromneft Group of Companies, Saint Petersburg, Russian Federation

²Lavrentyev Institute of Hydrodynamics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Novosibirsk, Russian Federation

³Novosibirsk State University, Novosibirsk, Russian Federation

*Corresponding author: Azat A. Gimazov, e-mail: Gimazov.AA@gazprom-neft.ru

Abstract. The paper is devoted to the problem of determining the composition of reservoir gas for gas condensate fields. A methodology for planning gas condensate tests (GCT) is proposed, which allows to assess the possibility of obtaining conditioned samples of reservoir fluid. For the case when it is impossible to take conditioned samples, an approach for their interpretation is developed.

At the first step it is proposed to numerically create a set of compositions by adding to the gas of the laboratory “depleted” composition a certain amount of condensate equilibrated to

it. The resulting compositions have different condensation onset pressures above the laboratory pressure. Subsequently, for each of the obtained compositions hydrodynamic (HD) modeling should be carried out and the composition for which the obtained values of condensate and gas flow rates and gas oil ratio (GOR) are close to the GCT data should be selected.

The analysis of numerical experiments on synthetic flow rate data for a typical well shows a significant dependence of GOR on the component composition and low sensitivity to changes in the main parameters of the HD model. When

adjusting the HD model according to the actual data, it is proposed to first select from the set of reconstructed compositions the one for which the model GOR values will be closest to the actual data. The next step, when the selected composition is fixed, is the selection of other parameters of the HD model based on the data of gas and condensate flow rates. This methodology was demonstrated to determine the component composition and main reservoir parameters from GOR data for one real well.

Keywords: composition recovery, PVT model, inverse problem, gas oil ratio, hydrodynamic modeling

Acknowledgements

The work was supported by the NSU Advanced Engineering School and the Scientific and Educational Center "Gazpromneft-NGU". The contribution of Baykin A. N. was supported by the Stipend of the President of the Russian Federation for young scientists (grant № SP-1703.2022.1). The team of authors expresses gratitude to Rock Flow Dynamics for providing the academic license of the tNavigator simulator.

Recommended citation: Gimazov A.A., Imomnazarov B.Kh., Starovoytova B.N., Baykin A.N., Babin V.M., Khamidullin D.F., Kuporosov D.N. (2024). Solution of the Inverse Problem of Determining the Initial Hydrocarbons Composition in a Gas-Condensate Reservoir Using Field Data. *Georesursy = Georesources*, 26(3), pp. 73–86. <https://doi.org/10.18599/grs.2024.3.9>

References

- Bonyadi M., Esmailzadeh F., Mowla D., Nematollahi M. (2014). Theoretical and experimental determination of initial reservoir fluid in a lean gas condensate reservoir. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 114, pp. 74–81. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2014.01.003>
- Brusilovskiy A.I., Promzelev I. (2013). About methodological approaches to identification reservoir oil PVT-properties in gas-oil deposits. *Vesti gazovoy nauki*, 12(1), pp. 41–45. (In Russ.)
- Brusilovskiy A.I., Yushchenko T.S. (2016). Two-phase deposits: Methodology approach to the identification of composition and PVT properties of reservoir hydrocarbon fluids using limited initial information. *PROneft*, (1), pp. 68–74. (In Russ.)
- Elsharkawy A.M. (2002). Predicting the dew point pressure for gas condensate reservoirs: empirical models and equations of state. *Fluid Phase Equilibria*, 193(1–2), pp. 147–165. [https://doi.org/10.1016/S0378-3812\(01\)00724-5](https://doi.org/10.1016/S0378-3812(01)00724-5)
- Fevang Ø., Whitson C.H. (1994). Accurate insitu compositions in petroleum reservoirs. *European Petroleum Conference*, SPE-28829-MS. <https://doi.org/10.2118/28829-MS>
- Korotaev Iu.P., Shirkovskii A.I. (1984). Gas production, transportation and underground storage. Moscow: Nedra, 487 p. (In Russ.)
- Lapshin V.I., Posevich A.G., Konstantinov A.A., Volkov A.N. (2019). Special features in determination of gas-condensate characteristics during development of deep-seated fields with huge productive strata. *Vesti Gazovoy Nauki: collected scientific technical papers*, 38(1), pp. 29–40. (In Russ.)
- Myron B.A. (2021). The Mathematics of Fluid Flow Through Porous Media. Wiley, 224 p. <https://doi.org/10.1002/9781119663881>
- Osfouri S., Azin R. (2016). An overview of challenges and errors in sampling and recombination of gas condensate fluids. *Journal of Oil, Gas and Petrochemical Technology*, 3(1), pp. 1–14. <https://doi.org/10.22034/jogpt.2016.43155>
- Promzelev I., Brusilovsky A., Kuporosov D., Yushchenko T. (2018). Peculiarities of Identification of Reservoir Fluids Properties of Two-Phase With Oil Rim and Gas Cap Deposits: From Sampling to Justification of the Parameters for Calculating Reserves and PVT Data for Hydrodynamic Simulation of Field Development. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*, SPE-191566-18RPTC-MS. <https://doi.org/10.2118/191566-18RPTC-MS>
- R Gazprom 086–2010. (2011). Instruction for comprehensive gas and gas condensate well studies. In 2 Parts. Moscow: Gazprom. (In Russ.)
- Reffstrup J., Olsen H. (1994). Evaluation of PVT data from low permeability gas condensate reservoirs. *North Sea Oil and Gas Reservoirs – III*. Ed. by J.O. Aasen, E. Berg, A.T. Buller, O. Hjelmeland, R.M. Holt, J. Kleppe, O. Torsæter. Dordrecht: Springer, pp. 289–296. https://doi.org/10.1007/978-94-011-0896-6_25
- Schebetov A., Rimoldi A., Piana M. (2010). Quality check of gas-condensate PVT studies and EOS modelling under input data uncertainty. *SPE Russian Oil and Gas Conference and Exhibition*, SPE-133258-MS. <https://doi.org/10.2118/133258-MS>
- State Standard 57851.4–2017. (2017). Gas condensate mixture. Part 4. Calculation of the component and fraction composition, Moscow: Standartinform. (In Russ.)
- tNavigator 23.1. (2023). Симулятор. Техническое руководство, RFD: Rock Flow Dynamics, 3855 с.
- Turner R.G., Hubbard M.G., Dukler A.E. (1969). Analysis and Prediction of Minimum Flow Rate for the Continuous Removal of Liquids from Gas Wells. *Journal of Petrol Technology*, 21(11), pp. 1475–1482. <https://doi.org/10.2118/2198-PA>
- Yang Y., Wang H., Lun Z., Hu W. (2020). A new method to calculate the in-situ compositions of gas condensate reservoirs. *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects*, pp. 1–13. <https://doi.org/10.1080/15567036.2020.1827093>

About the Authors

Azat A. Gimazov – Cand. Sci. (Physics and Mathematics), Programm Leader, Gazpromneft Group of Companies
75–79 liter D, Moika River emb., 190000, Saint Petersburg, Russian Federation
e-mail: Gimazov.AA@gazpromneft-ntc.ru

Buned Kh. Imomnazarov – Junior Researcher, Lavrentyev Institute of Hydrodynamics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences
15, Ac. Lavrentyev ave., 630090, Novosibirsk, Russian Federation
e-mail: b.imomnazarov@g.nsu.ru

Botagoz N. Starovoytova – Cand. Sci. (Physics and Mathematics), Researcher, Lavrentyev Institute of Hydrodynamics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences
15, Ac. Lavrentyev ave., 630090, Novosibirsk, Russian Federation
e-mail: b.starovoytova@nsu.ru

Alexey N. Baykin – Cand. Sci. (Physics and Mathematics), Senior Researcher, Lavrentyev Institute of Hydrodynamics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences
15, Ac. Lavrentyev ave., 630090, Novosibirsk, Russian Federation
e-mail: a.baikin@g.nsu.ru

Vladimir M. Babin – Expert, Gazpromneft Group of Companies
75–79 liter D, Moika River emb., 190000, Saint Petersburg, Russian Federation
e-mail: Babin.VM@gazprom-neft.ru

Denis F. Khamidullin – Lead Specialist, Gazpromneft Group of Companies
75–79 liter D, Moika River emb., 190000, Saint Petersburg, Russian Federation
e-mail: khamidullin.df@gazpromneft-ntc.ru

Dmitriy N. Kuporosov – Head of Department, Gazpromneft Group of Companies
75–79 liter D, Moika River emb., 190000, Saint Petersburg, Russian Federation
e-mail: Kuporosov.DN@gazprom-neft.ru

Manuscript received 28 June 2024;

Accepted 6 September 2024;

Published 30 September 2024