

# Идентификация компонентного состава твердой углеводородной фазы в пласте и оценка ее влияния на поведение подвижного флюида баженовской свиты в процессе разработки залежи

Т.С. Ющенко<sup>1\*</sup>, И.А. Санникова<sup>1</sup>, М.Г. Кульков<sup>2</sup>, А.И. Брусиловский<sup>1,3</sup>, Г.Т. Салахидинова<sup>2</sup>,  
А.Э. Алиев<sup>2</sup>, А.Е. Гаврилов<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Газпром нефть, Санкт-Петербург, Россия

<sup>2</sup>НАЦ РН им. В.И. Шпилемана, Ханты-Мансийск, Россия

<sup>3</sup>Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия

В работе проведена идентификация компонентного состава исходной пластовой углеводородной (УВ) системы баженовской свиты, а также оценка влияния наличия тяжелой твердой УВ-фазы (битума) в пласте на добычу подвижных флюидов с применением методов PVT-моделирования. Описаны необходимые эксперименты для определения компонентного состава до фракции  $C_{81+}$  и PVT-свойств пластового подвижного флюида, отобранного из скважины, и экстракта битумоидов из породы, представлены их результаты. Кроме того, установлены свойства УВ-фракций до  $C_{81+}$  в зависимости от молекулярной массы для PVT-моделирования (выполнено расширение таблицы Катца – Фирузабади). Получена оценка соотношения связанной и свободной нефти в составе исходной пластовой системы. На основе данных геохимических исследований пластового флюида и битумоида изучен компонентный состав исходной системы (на примере баженовской свиты) с помощью пиролиза горной породы.

На базе результатов исследований проб пластового подвижного флюида построена и адаптирована PVT-модель для оценки свойств исходной пластовой УВ-системы с настройкой на долю твердой фазы в пласте при начальных пластовых условиях. На основе PVT-модели изучено влияние наличия твердой фазы в составе пластовой системы на поведение подвижного УВ-флюида при разработке залежи на истощение, а также на применение методов увеличения нефтеотдачи (закачки попутного нефтяного газа и тепловых методов воздействия на пласт).

**Ключевые слова:** баженовская свита, PVT-модель, битумоид, пластовая углеводородная система, лабораторные исследования, геохимические исследования

**Для цитирования:** Ющенко Т.С., Санникова И.А., Кульков М.Г., Брусиловский А.И., Салахидинова Г.Т., Алиев А.Э., Гаврилов А.Е. (2024). Идентификация компонентного состава твердой углеводородной фазы в пласте и оценка ее влияния на поведение подвижного флюида баженовской свиты в процессе разработки залежи. *Георесурсы*, 26(1), с. 78–99. <https://doi.org/10.18599/grs.2024.1.7>

## Введение

В рамках проводимых нами работ по идентификации компонентного состава исходной пластовой системы баженовской свиты тяжелую углеводородную (УВ) часть, которая остается неподвижной в пласте, но при этом находится в термодинамическом равновесии с подвижным флюидом, условно называем битумом. В практическом плане под термином «битум» в настоящей работе мы будем иметь в виду остаточные нефтяные углеводороды, которые можно будет извлечь при эксплуатации скважин термическими методами увеличения нефтеотдачи (ТМУН), методами гидроразрыва пласта (ГРП) они не извлекаются. Углеводороды в составе битума представлены преимущественно смолисто-асфальтеновыми компонентами и высокомолекулярными парафинами, находящимися в закрытых порах либо удерживаемыми сорбционными

силами на поверхности керогена баженовской свиты или капиллярными силами в порах и трещинах ГРП баженовской свиты.

Хлороформенный экстракт из пород баженовской свиты (ХБА – хлороформенный битумоид, далее битумоид) содержит углеводороды, которые могут быть извлечены методами ГРП (наиболее легкие компоненты) и ТМУН (преимущественно описанный выше битум). Для 10 образцов экстрактов баженовской свиты исследуемой скважины был проведен групповой и биомаркерный анализ, по результатам которого установлено, что сингенетичные и эпигенетичные УВ (битумоидный коэффициент  $\beta$  от 13 до 50) были сгенерированы органическим веществом морского генезиса, накапливающегося в морских/озерных обстановках с повышенным содержанием серы (рис. 1А). Зрелость органического вещества (ОВ) соответствует начальной стадии главной фазы нефтеобразования (рис. 1Б).

При разработке залежей высокоуглеродистых материнских пород («нефтяных сланцев») в пласте, кроме подвижного флюида, в термодинамическом равновесии может находиться битум (Мурадов и др., 2018). Наличие битума будет влиять на фазовое поведение и PVT-свойства

\* Ответственный автор: Тарас Сергеевич Ющенко  
e-mail: [Yuschenko.TS@gazprom-neft.ru](mailto:Yuschenko.TS@gazprom-neft.ru)

© 2024 Коллектив авторов

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

пластового подвижного флюида в процессе разработки залежи как на истощение, так и с использованием различных методов увеличения нефтеотдачи (МУН) (Черемисин и др., 2022). Степень влияния будет зависеть и от количества битума в пласте, и от его PVT-свойств. Изучение влияния битума на поведение пластового флюида и его оценка проводились в работах (Chen et al., 2010; Al Solial et al., 2023). Отметим, что совместный учет результатов термодинамических и геохимических исследований пластовых флюидов с применением PVT-моделирования ранее не проводился, несмотря на актуальность для нефтегазовой отрасли в связи с активной разработкой месторождений сланцевой нефти.

Для идентификации компонентного состава и PVT-свойств исходного пластового УВ-флюида с учетом битума требуется проведение ряда лабораторных термодинамических, физико-химических и геохимических исследований проб пластового подвижного флюида и породы из одной скважины, т.к. их составы по площади могут сильно различаться (Ugruyunov et al., 2022; Соболева, 2017; Козлова и др., 2015). Это:

- исследование компонентно-фракционного УВ-состава до  $C_{81+}$  и термодинамические исследования в PVT-бомбе глубинных или рекомбинированных проб пластового подвижного флюида;
- экстракция битумоида из образцов горных пород, исследование компонентно-фракционного УВ-состава до  $C_{81+}$  и общих физико-химических свойств битумоидов;
- пиролиз образцов пород с увеличенным числом ступеней нагрева.

Кроме того, сюда входят построение PVT-модели и ее адаптация.

Таким образом, целью настоящей работы является идентификация начального компонентного состава пластовой углеводородной системы баженовской свиты с учетом твердой фазы, а также оценка влияния твердой фазы на поведение подвижного флюида при разработке месторождения с помощью методов PVT-моделирования.

Основными задачами являлись:

- разработка методики идентификации доли битума в составе исходной пластовой УВ-системы

на основе анализа геохимических исследований ОБ горных пород и флюидов;

- определение компонентного состава исходного пластового УВ-флюида до  $C_{81+}$  с учетом битума и расчет свойств всех фракций;
- создание и адаптация PVT-модели исходной пластовой УВ-системы с использованием трехпараметрического кубического уравнения состояния Пенга – Робинсона (Peng, Robinson, 1976; Pénéloux et al., 1982);
- расчет влияния наличия битума на свойства подвижного флюида в процессе разработки на истощение и при использовании МУН по закачке попутного нефтяного газа (ПНГ) и теплового воздействия.

### Аналитические исследования органического вещества образцов породы и нефти

При бурении пилотного ствола скважины был проведен полный отбор керна из интервала баженовской свиты и выполнены пиролитические исследования по методу Rock-Eval с шагом три образца на метр. Для настоящего исследования из того же интервала была отобрана проба устьевой нефти (далее нефть), а также дополнительно отобраны еще два образца породы (далее образец № 1 и образец № 2) с целью выделения из них органических экстрактов (битумоидов). Для образца нефти и экстрактов, выделенных из породы, проведен комплекс исследований – измерение плотности и молекулярной массы, SARA-анализ группового состава, а также определение компонентно-фракционного состава УВ до  $C_{81+}$ .

Образцы породы для выполнения пиролитического анализа и экстракции предварительно измельчали до размера частиц менее 500 мкм. Образец нефти перед исследованием обезвоживали.

#### Пиролитический анализ образцов горных пород

Исследование выполнено с помощью пиролизатора HAWK Resource Workstation (Wildcat Technologies, США), при этом для образцов пород до экстракции применялся метод программируемого нагрева с увеличенным количеством температурных ступеней ПАМ (Petroleum

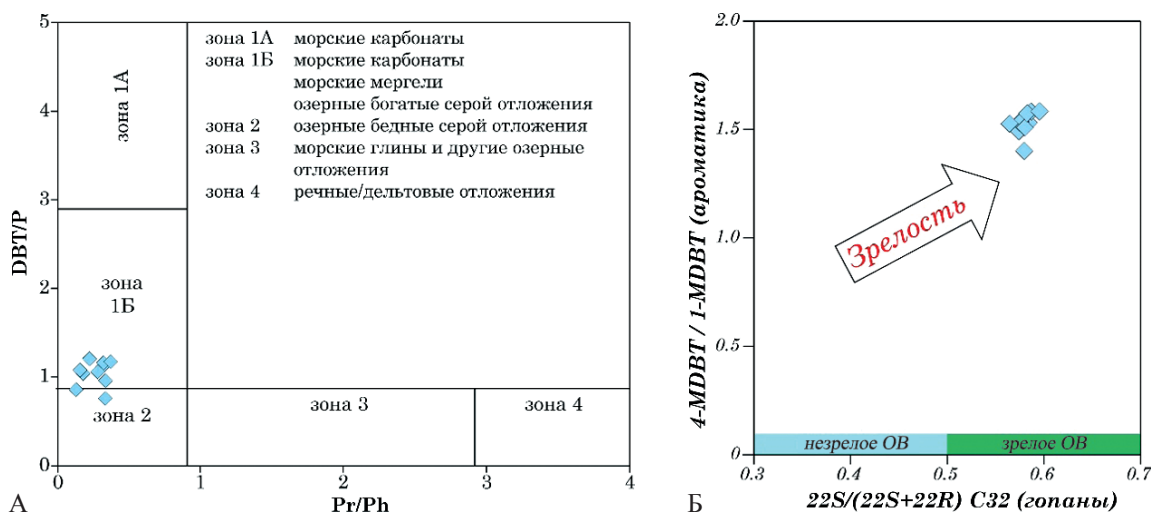


Рис. 1. Соотношение биомаркерных коэффициентов, характеризующих генезис углеводородов в интервале баженовской свиты: А – распределение коэффициентов DBT/PHEN и Pr/Ph, Б – распределение ароматических и гопановых показателей зрелости

Assessment Method (Maende et al., 2017)): I) нагрев от 50 °C до 100 °C (изотерма 5 мин); II) изотерма при 100 °C 5 мин; III) нагрев от 100 °C до 180 °C (изотерма 5 мин); IV) нагрев от 180 °C до 350 °C (изотерма 5 мин); V) нагрев от 350 °C до 650 °C (изотерма 5 мин), в процессе которых, согласно данным разработчика метода, происходит последовательная термодесорбция групп УВ C<sub>4</sub>–C<sub>5</sub> (параметр Oil-1), C<sub>6</sub>–C<sub>10</sub> (параметр Oil-2), C<sub>11</sub>–C<sub>19</sub> (параметр Oil-3), C<sub>20</sub>–C<sub>36</sub> (параметр Oil-4), а на последней ступени образование УВ-продуктов крекинга керогена и более высокомолекулярных C<sub>37+</sub> компонентов (параметр K-1). В классическом методе BULK при реализации температурной программы всего в три ступени считается, что в величины интенсивности пика S<sub>2</sub> и его температуры на максимуме основной вклад вносят продукты пиролиза керогена, но для нефтяных сланцев также может быть значительной доля тяжелых УВ и смолисто-асфальтеновых компонентов, имеющих близкие к керогену пиролитические характеристики (Калмыков, 2016). Поэтому предлагаемое разработчиками метода РАМ увеличение количества температурных ступеней до 5, особенно в области десорбции и крекинга высокомолекулярных соединений, позволяет добиться более четкого разделения новообразованных углеводородов от продуктов крекинга керогена (Maende et al., 2017; Beti, Ring, 2019).

Для образцов после экстракции выполнен дополнительный пиролитический анализ в режиме BULK для контроля полноты извлечения битумоида, а также для оценки количества наиболее тяжелой части битумоида для дальнейшего определения состава пластовой смеси.

По данным пиролиза образцов после экстракции по выборке, охватывающей весь разрез баженовской свиты в исследованной скважине, содержание общего органического углерода (параметр TOC) и величина остаточного генерационного потенциала (параметр HI, или водородный индекс) варьируют в широких диапазонах от 1,5% до 19,7% (среднее 8,6%) и от 277 до 915 мг УВ/г ТОС (среднее 629 мг УВ/г ТОС). Температура, при которой регистрируется концентрационный максимум

продуктов пиролиза керогена (параметр T<sub>max</sub>), меняется в пределах 433–446 °C (среднее значение 438 °C).

При характеристике ОВ пород исследованной выборки по водородному индексу с использованием традиционных границ выделения ОВ I и II типа (более 600 и 300–600 мг УВ/г ТОС соответственно) (Peters, Cassa, 1994) установлено, что только треть образцов относится ко II типу, а остальные характеризуются повышенными значениями HI (от 601 до 915 при среднем 691 мг УВ/г ТОС), что, на первый взгляд, является не совсем характерным для пород БС (рис. 2А) (Конторович и др., 1998; Лопатин, Емец, 1999). В то же время известны работы (Самойленко, 2011; Волков и др., 2016), в которых на основе анализа большого массива пиролитических и минералогических исследований кернового материала показано, что ОВ баженовской свиты может быть представлено также I и I–II типами с характерными высокими значениями HI, как и для большей части, рассматриваемой в настоящей работе выборки образцов. Кроме того, обработка пиролитических данных показала, что образцы основной части выборки (HI > 600 мг УВ/г ТОС) в значительно большей мере обогащены ОВ – средняя величина ТОС составляет 10,6 мас. % против 4,6 мас. % в образцах с HI до 600 мг УВ/г ТОС. Подобная дифференциация образцов прослеживается и по средним значениям кислородного индекса (параметр OI), который наряду с водородным индексом характеризует фациально-генетический тип ОВ – у основной части выборки значения параметра существенно ниже (2,4 мг CO<sub>2</sub>/г ТОС) в сравнении с 7,1 мг CO<sub>2</sub>/г ТОС для оставшейся части образцов. Точное определение типа ОВ для образцов с повышенными значениями HI в рассматриваемой скважине не проводилось из-за отсутствия необходимой дополнительной информации и не входило в задачи настоящего исследования.

В целом по исследованному разрезу повышенная средняя величина остаточного генерационного потенциала при невысоком среднем значении параметра T<sub>max</sub> свидетельствует о низкой степени преобразования ОВ пород и, как следствие, о повышенном содержании

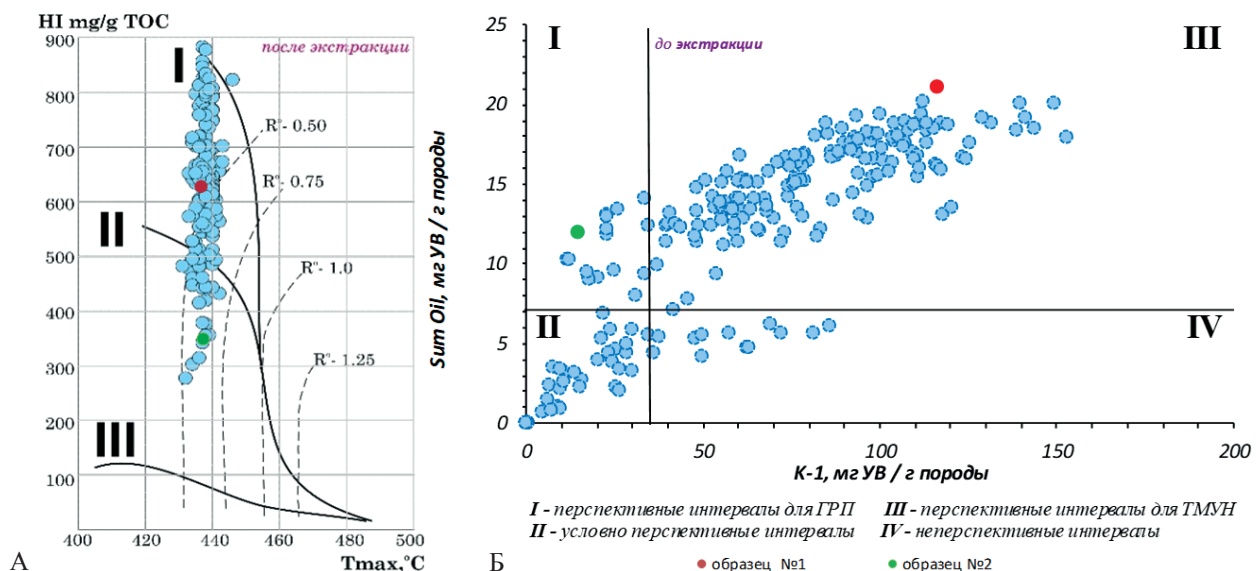


Рис. 2. Модифицированная диаграмма Ван Кревелена (А) и типы перспективных интервалов для исследованных образцов баженовской свиты (Б)

смолисто-асфальтеновых веществ в пласте, соответственно, данные породы будут наиболее перспективными для применения ТМУН, чем для проведения ГРП (рис. 2Б) (Spasennykh et al., 2021).

Детализированные результаты пиролиза по образцам породы № 1 и № 2 представлены в табл. 1 и выделены на общей выборке по исследованному разрезу на рис. 2, откуда видно, что первый из них является представительным для основной группы образцов с повышенными значениями НИ, ОВ которых представлено I и I-II типами, а второй образец соответствует меньшей части выборки с ОВ II типа. Значимо и отличие данных образцов по соотношению термодесорбируемых до 350 °С групп УВ (параметр SumOil) и продуктов термокрекинга керогена при нагреве на ступени 350–600 °С (параметр K-1).

Образец № 1 в значительно большей степени обогащен ОВ, что прослеживается по высоким значениям параметров SumOil, K-1, ТОС. Параметр  $T_{max}$  после экстракции у обоих образцов низкий (437–438 °С), что в первом приближении одинаково характеризует их как находящиеся на начальном этапе главной фазы нефтеобразования, но при оценке по комплексу пиролитических параметров ( $T_{max}$  – НИ – GOC/ТОС×100%), предлагаемых в работах (Вторушина и др., 2022; Гутман и др., 2019), степень катагенеза образца № 1 определяется как ПК<sub>3</sub> или МК<sub>1P</sub>, а образца № 2 – МК<sub>2</sub> или МК<sub>1-2</sub>.

#### Экстракция образцов горных пород

Для определения физико-химических свойств и хроматографических исследований битумоидов из образцов породы № 1 и № 2 выделяли 4–5 г экстракта каждого образца. Необходимую для экстракции такого количества битумоида массу породы определяли на основе полученных ранее данных (применялся метод ускоренной экстракции ASE в условиях, приведенных в работе (Кульков, Вторушина, 2019)) о содержании ХБА в ближайших по разрезу данной скважины образцах.

Для целей настоящего исследования экстракцию образцов породы выполняли в аппаратах Сокслета (объем экстракционной насадки 1000 мл) с использованием хлороформа в качестве экстрагента. Подготовленные навески образцов помещали в экстракционные гильзы из фильтровальной бумаги. Экстракцию выполняли в течение 138 сут для образца № 1 и 87 сут для образца № 2 с периодической заменой растворителя на свежий. Для выполнения запланированных исследований экстрактов и получения достоверных результатов, с учетом имевшегося в распоряжении приборного оснащения и методик его применения, требовалось максимально полно освободить выделенные экстракты от растворителя. Для этого из полученных при смене растворителя порций экстрактов растворитель отгоняли с помощью роторного вакуумного упаривателя Heidolph (Heidolph Instruments GmbH & Co. KG, Германия), объединяли экстракты соответствующих образцов и по итоговой массе рассчитывали содержание ХБА в породе.

Полноту извлечения ХБА определяли по следующим критериям (Конторович и др., 2018; Тихонова и др., 2019): отсутствие изменения интенсивности люминесценции раствора (в УФ-свете) в экстракционной насадке аппарата после отстаивания за ночь; концентрация экстракта

Параметр	Образец № 1	Образец № 2
До экстракции		
Oil-1, мг/г	0,03	0,19
Oil-2, мг/г	0,44	1,04
Oil-3, мг/г	4,53	4,43
Oil-4, мг/г	10,61	6,33
K-1, мг/г	99,48	14,46
$T_{max}$ , °С	438	440
SumOil, мг/г	15,61	11,99
ТОС, % мас.	12,44	4,09
После экстракции		
S <sub>0</sub> , мг/г	0,13	0,02
S <sub>1</sub> , мг/г	0,37	0,11
S <sub>2</sub> , мг/г	81,67	8,98
$T_{max}$ , °С	437	438
НИ, мг УВ/г ТОС	625	348
ОИ, мг CO <sub>2</sub> /г ТОС	3,00	14,67
GOC, мас. %	7,04	0,82
ТОС, мас. %	13,05	2,58
GOC/ТОС×100%	53,9	31,7
Оценочное содержание битумоида по данным до и после экстракции (SumOil + (K-1 – S <sub>2</sub> ))	33,4	17,5

Табл. 1. Результаты пиролиза и экстракции битумоида из образцов горных пород. Примечание: SumOil = Oil-1 + Oil-2 + Oil-3 + Oil-4; GOC – содержание пиролизуемого органического углерода в породе, мас. %; S<sub>0</sub> и S<sub>1</sub> – количество термодесорбируемых УВ (продуктов термического испарения) на ступенях нагрева 25–150 °С и 150–300 °С, соответственно (метод BULK); S<sub>2</sub> – количество УВ-продуктов крекинга керогена на ступени нагрева 350–650 °С (метод BULK)

в двух последних порциях раствора менее 0,001 мас. %; для экстрагированных образцов породы сумма параметров  $S_0 + S_1 \leq 0,5$  мг/г породы. Выделенные из образцов № 1 и № 2 экстракты ОВ будем обозначать как битумоид № 1 и битумоид № 2.

Параметры для проведения экстракции и полученные результаты представлены в табл. 2.

Известно, что при упаривании экстрактов с использованием вакуумных испарителей происходит частичная потеря УВ до C<sub>18</sub>–C<sub>19</sub> (Abrams et al., 2017), т.е. бензиновой и керосиновой фракций, которые, в свою очередь, соответствуют сумме пиролитических параметров Oil-1, Oil-2 и Oil-3 (Maende et al., 2017). С учетом доли этих групп от общего количества термодесорбируемых УВ и смолисто-асфальтеновых компонентов, выделяющихся из породы при пиролизе (SumOil + (K-1 – S<sub>2</sub>)), максимально возможные потери могли составить 15,0% для образца № 1 и 32,4% для образца № 2. Однако, как будет показано далее, в компонентном составе выделенных ХБА газохроматографическим (ГХ) методом регистрировались УВ от C<sub>15</sub> и выше, часть которых до C<sub>19</sub> включительно относится к составляющим параметра Oil-3. Так как сумма компонентов до C<sub>19</sub>, по результатам ГХ, составила 6,12 мас. % для образца № 1 и 17,02 мас. % для образца № 2, по разности данных значений от максимально возможных потерь фактические потери для образцов № 1 и № 2 оцениваются соответственно в 8,8% и 15,4%.

Согласно данным экстракции содержание битумоида (с учетом потерь) оказалось довольно близко (разница

Параметры	Образец № 1	Образец № 2
Фактическая масса породы, взятая для экстракции, г	145,3	323,6
Фактическая масса выделенного экстракта, мг	4032,9	4400,6
Фактическое содержание ХБА, мг/г породы	27,8	13,6
Фактическое содержание ХБА + фактические потери, мг/г породы	30,2	15,7
Битумоидный коэффициент ( $\beta$ ) с учетом фактических потерь, %	24,3	38,4

Табл. 2. Параметры для экстракции и результаты выделения ХБА. Примечание: ХБА – содержание хлороформенного битумоида в породе, мг/г породы;  $\beta = (ХБА \times 0,1 / ТОС) \times 100\%$ , где значение ХБА в мг/г переводится в % пересчетным коэффициентом 0,1, а значение ТОС в % используется из данных пиролиза породы до экстракции по методу РАМ (табл. 1)

не более 10%) к оценочному содержанию битумоида по пиролитическим параметрам до и после экстракции (параметр SumOil + (K-1 - S<sub>2</sub>)) в табл. 1).

Величина битумоидного коэффициента, рассчитанная по данным пиролиза и экстракции (с учетом потерь), согласно классификации В.А. Успенского (Успенский и др., 1966; Справочник по геологии нефти и газа, 1984), характеризует оба битумоида как параавтохтонные (испытывавшие перемещение в пределах нефтематеринской породы), в то же время значения существенно различаются, что, вероятно, отражает присутствие в составе образца № 2 большей доли миграционно способных компонент, в частности масляной фракции, и, следовательно, возможность к большему перемещению битумоида от места генерации.

В разд. «Восстановление компонентов исходной пластовой системы» отмеченные потери учитываются вместе с потерями наиболее легких компонентов при подъеме керна из скважины, хранении и подготовке к лабораторным исследованиям.

#### Анализ физико-химических параметров (ФХП), группового и компонентно-фракционного состава битумоидов

**Определение ФХП.** Молекулярная масса определяли методом криоскопии в бензоле на аппарате КРИОН-1 (Термэкс, Россия) по методике ТКЛШ 2.843.002 РИ<sup>1</sup>.

Измерение плотности полученных битумоидов из-за высокой вязкости при 20 °С проводили для их растворов в толуоле с последующим пересчетом на исходное состояние. Растворы готовили с точными массовыми концентрациями битумоидов и растворителя. Далее выполняли измерение их плотности автоматическим плотномером DMA 4500M (Anton Paar, Австрия). С учетом допущения об аддитивности плотностей отдельных составляющих смеси (раствора) плотность битумоидов находили по следующей формуле:

$$\rho_{\text{образца}} = \frac{(\rho_{\text{раствора}} - (\rho_{\text{толуола}} \cdot m_{\text{толуола}} \cdot 0,01)) \cdot 100}{m_{\text{образца}}}, \quad (1)$$

где  $\rho_{\text{образца}}$ ,  $\rho_{\text{толуола}}$  и  $m_{\text{образца}}$ ,  $m_{\text{толуола}}$  – плотность (г/см<sup>3</sup>) и массовая доля (мас. %) толуола и образца соответственно.

**Определение группового состава (SARA-анализ).** Асфальтены выделяли осаждением в 40-кратном избытке n-гексана с последующим отстаиванием в герметично

закрытой колбе в течение 24 ч при комнатной температуре без доступа света. Остаток после деасфальтизации (мальтены) фракционировали на три отдельные группы (насыщенные УВ, ароматические соединения, смолы) методом колоночной жидкостно-адсорбционной хроматографии на силикагеле последовательным элюированием групп растворителями различной полярности (Салахидинова и др., 2022). Границы элюирования групп определяли под УФ-светом ( $\lambda$  365 нм).

**Определение компонентно-фракционного состава УВ C<sub>10</sub>–C<sub>80</sub> и неиспарившегося остатка C<sub>81+</sub>.** Анализ выполняли с помощью метода газовой хроматографии с пламенно-ионизационным детектированием. Использовали методику высокотемпературной имитированной дистилляции (High-Temperature Simulated Distillation, HT SimDis) при пониженном давлении (в потоке инертного газа – гелия) согласно рекомендациям ASTM D7169<sup>2</sup> и ASTM D6352<sup>3</sup> с применением комплекса оборудования «Кристалл 5000.2» (ЗАО СКБ «Хроматек», Россия). На основе этого анализа можно получить показатели массового выхода УВ-фракций C<sub>10</sub>–C<sub>80</sub> при диапазоне температур кипения 174–675 °С и неиспарившегося остатка C<sub>81+</sub>.

Результаты исследования, полученные в массовых долях, дополнительно пересчитывали в мольные доли, используя корреляцию молекулярных масс нефтяных фракций и их температур кипения, предложенную в (Goma, El-Hosboudy, 2019), следующим образом:

1) рассчитывали количество вещества каждого УВ-компонента и фракции в составе нефти и битумоида  $v_{i(C1-C80)}$ , а также количество вещества самой нефти и битумоида  $v_H$

$$v_{i(C1-C80)} = \frac{\omega_{i(C1-C80)}}{Mr_{i(C1-C80)}}, \quad v_H = \frac{100}{Mr_H}, \quad (2)$$

где  $\omega_{i(C1-C80)}$  и  $Mr_{i(C1-C80)}$  – соответственно массовые доли (мас. %) и молярные массы (г/моль)  $i$ -х УВ-компонентов или фракций нефти и битумоида до C<sub>80</sub>;  $Mr_H$  – молярная масса сепарированной нефти, г/моль;

2) рассчитывали количество вещества неиспарившегося остатка C<sub>81+</sub>  $v_{C81+}$  по разности количества вещества нефти и суммы количеств вещества УВ компонентов и фракций до C<sub>80</sub>

$$v_{C81+} = v_H - \sum v_{i(C1-C80)}; \quad (3)$$

<sup>2</sup>ASTM D7169-11. Standard Test Method for Boiling Point Distribution of Samples with Residues Such as Crude Oils and Atmospheric and Vacuum Residues by High Temperature Gas Chromatography. <https://www.astm.org/d7169-11.html>

<sup>3</sup>ASTM D6352-19e1. Standard Test Method for Boiling Range Distribution of Petroleum Distillates in Boiling Range from 174 °C to 700 °C by Gas Chromatography. <https://www.astm.org/d6352-19e01.html>

<sup>1</sup>ТКЛШ 2.843.002 РИ. Рекомендации по измерению молекулярной массы нефти методом Криоскопии в бензоле на установке КРИОН-1. <https://cdn.termexlab.ru/files/c9a56e94/50bd/4281/8d68/b35f5373ac09.pdf>

3) рассчитывали содержание мольных долей УВ-компонентов и фракций до  $C_{81+}$  включительно  $\varphi_{i(C1-C81+)}$  нормированием количества вещества каждой составляющей к количеству вещества нефти или битумоида

$$\varphi_{i(C1-C80+)} = \frac{v_{i(C1-C80+)}}{v_n} \cdot 100\% ; \quad (4)$$

4) рассчитывали молярную массу неиспарившегося остатка  $C_{81+}$   $Mr_{C81+}$

$$Mr_{C80+} = \frac{\omega_{C81+} \cdot Mr_n}{\varphi_{C81+}} , \quad (5)$$

где  $\omega_{C81+}$  – массовая доля неиспарившегося остатка, мас. %.

Результаты выполненных исследований (табл. 3) показали, что битумоид № 1 характеризуется более высокими значениями плотности и молекулярной массы, что обусловлено значительно большей долей в его составе асфальтенов и пониженным содержанием фракции насыщенных УВ по данным SARA-анализа. При этом битумоиды № 1 и № 2 близки по содержанию смол и ароматических соединений. Известно также, что данные о групповом составе битумоидов могут быть полезны для характеристики их подвижности в пластовых условиях на основе соотношения долей более миграционно способных насыщенных и ароматических групп и менее подвижных смолисто-асфальтеновых веществ (Abrams et al., 2017) и, применительно к исследованным образцам (табл. 3, параметр Масла/САВ), видно, что битумоид из породы образца № 1 менее подвижный, что согласуется с меньшим значением его битумоидного коэффициента ( $\beta$ ), и наоборот, битумоид образца № 2 с более высоким значением  $\beta$  по параметру Масла/САВ более подвижный.

Зависимости массовой доли фракций от истинных температур кипения значительно различаются для битумоидов (рис. 3) по результатам имитированной дистилляции. Близость температур начала кипения 266 °С и 281 °С для битумоидов № 1 и № 2 соответственно связана с использованной методикой их выделения из образцов породы. В составе битумоида № 1 содержится почти в 2 раза больше тяжелой топливной фракции 500+ °С (65,3 мас. %), что согласуется со значениями ФХП и распределением SARA-групп, а в битумоиде № 2 65,8 мас. % приходится на топливные фракции, выкипающие до 500 °С (табл. 3).

Диаграммы распределения УВ-фракций битумоидов образцов № 1 и № 2 по массовым и мольным долям от молекулярной массы и числа атомов углерода приведены на рис. 4, где видно, что максимум концентрационного распределения УВ приходится на фракции  $C_{19}-C_{20}$  с диапазоном молярных масс 265–279 г/моль. Наибольшее различие концентрационных профилей наблюдается в области УВ-фракций до  $C_{33}-C_{37}$ , что соответствует компонентам с молекулярной массой до 430–468 г/моль.

Данные по отдельным  $C_{n+}$ -фракциям, т.е. по фракциям с числом атомов углерода от указанного значения  $n$  и выше, в составе битумоидов приведены в табл. 4., из которой видно наиболее резкое отличие по концентрациям высококипящих  $C_{n+}$ -фракций ( $C_{36+}$ ,  $C_{81+}$ ). Битумоид № 1 характеризуется более высокой молярной массой всех  $C_{n+}$ -фракций.

#### Аналитические исследования пробы нефти

Для пробы нефти определение молекулярной массы, группового и компонентно-фракционного состава выполнено согласно перечисленным выше методикам

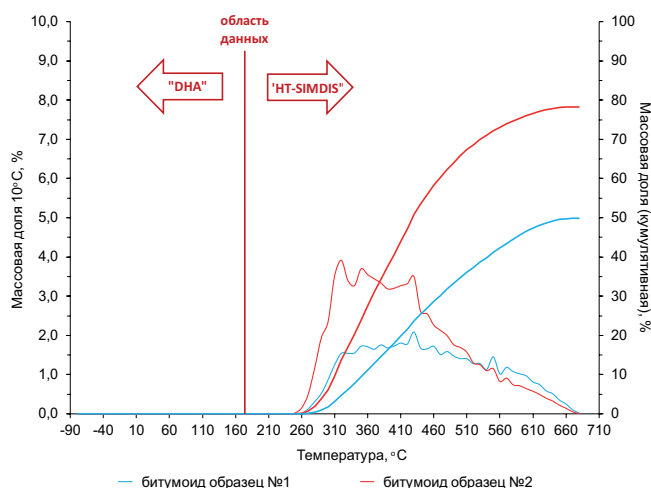


Рис. 3. Диаграммы концентрационного распределения УВ-фракций битумоидов по 10-градусным интервалам выкипания (сплошная кривая – ось ординат слева; пунктирная кривая – ось ординат справа)

Параметр	Битумоид № 1	Битумоид № 2
<b>ФХП</b>		
Молярная масса (г/моль)	540,9	388,9
Плотность при 20 °С, г/см <sup>3</sup>	1,0310	0,9275
<b>Групповой состав</b>		
Насыщенные УВ, мас. %	11,5	36,0
Ароматические соединения, мас. %	25,3	31,1
Смолы, мас. %	26,3	24,9
Асфальтены, мас. %	36,9	8,0
Масла/САВ**	0,6	2,0
<b>Фракционный состав</b>		
Бензиновая до 200 °С (УВ до $C_{11-12}$ ), мас. %	0,0	0,0
Керосиновая 200–300 °С (УВ $C_{11-12} - C_{17-18}$ ), мас. %	1,9	6,2
Масляная и газойлевая 300–500 °С ( $C_{17-18} - C_{36-37}$ ), мас. %	32,8	59,6
Фракция 500+ °С ( $C_{36-37+}$ ), мас. %	65,3	34,2
Температура начала кипения, °С	266	281

Табл. 3. ФХП, групповой и фракционный состав битумоидов\*. \* Представлены данные для стабилизированных битумоидов (без летучих фракций). \*\* Масла = насыщенные УВ + ароматические соединения; САВ (смолисто-асфальтеновые вещества) = смолы + асфальтены

Фракция $C_{n+}$	Битумоид № 1	Битумоид № 2
Массовая доля фракции, %		
$C_{7+}$	100,0	100,0
$C_{13+}$	100,0	100,0
$C_{20+}$	93,9	83,0
$C_{36+}$	67,2	36,1
$C_{81+}$	50,4	21,8
Мольная доля фракции, %		
$C_{7+}$	100,0	100,0
$C_{13+}$	100,0	100,0
$C_{20+}$	86,7	73,1
$C_{36+}$	45,5	19,8
$C_{81+}$	28,8	9,3
Молярная масса фракции, г/моль		
$C_{7+}$	540,9	389,0
$C_{13+}$	540,9	389,0
$C_{20+}$	585,7	441,4
$C_{36+}$	798,5	708,1
$C_{81+}$	947,1	909,7

Табл. 4. Свойства отдельных  $C_{n+}$ -фракций битумоидов

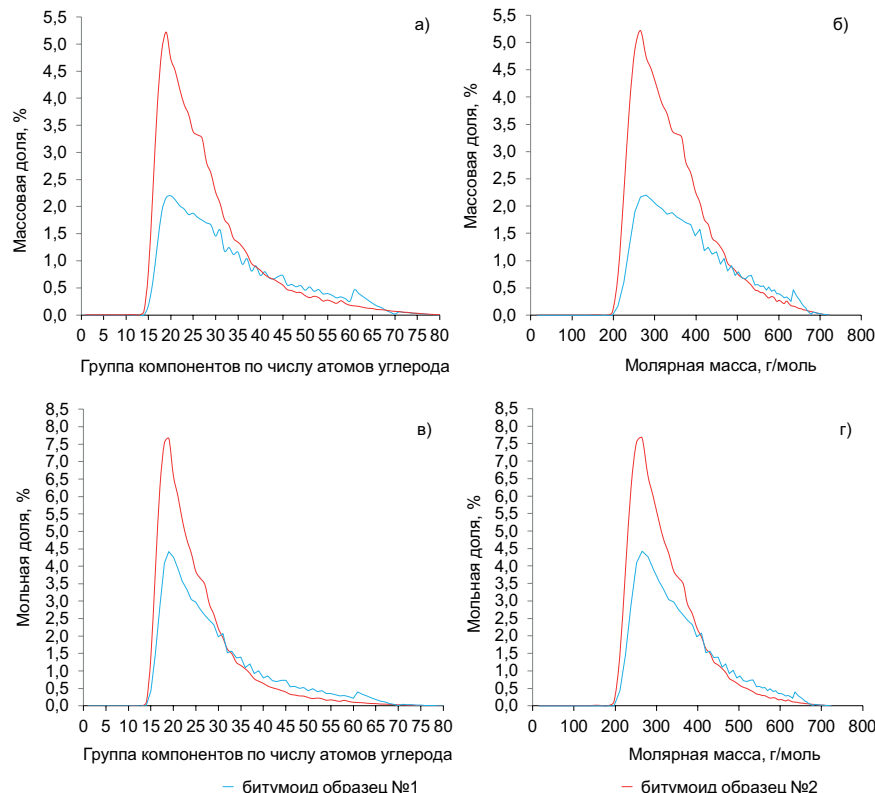
исследования битумоидов. В дополнение к газохроматографическому анализу методом HT SimDis выполнен анализ легких УВ  $C_1$ – $C_9$  (Detailed Hydrocarbon Analysis, DHA) согласно ASTM D7900<sup>4</sup> и ASTM D6730<sup>5</sup> с использованием газового хроматографа с пламенно-ионизационным детектором и системой захлаживания термостата хроматографа «Кристалл 5000.2» (ЗАО СКБ «Хроматек», Россия). Результаты анализа нефти, проведенного методами DHA и HT SimDis, объединены с помощью программного комплекса «Хроматэк Дистилляция» для получения

итогового компонентно-фракционного состава УВ  $C_1$ – $C_{80}$  и неиспарившегося остатка  $C_{81+}$ . В качестве пограничного компонента при комбинировании данных DHA и HT SimDis брали  $n$ -нонан. Как и для битумоидов, полученные в массовых долях данные дополнительно пересчитывались в мольные доли.

Результаты исследований пробы нефти приведены в табл. 5 и на рис. 5.

Согласно лабораторным исследованиям битумоид № 1 характеризуется значительно большим содержанием тяжелой фракции  $C_{81+}$ , основная доля которой, вероятно, представлена асфальтенами, в отличие от битумоида № 2, у которого в составе САВ преобладают смолы. Кроме того, большую часть масляной фракции битумоида № 1 образуют ароматические соединения. Более высокие значения плотности и молекулярной массы битумоида № 1 говорят о большой доле в его вещественном составе высокомолекулярных соединений, соответственно, образец породы № 1 содержит значительно больше битума. Для оценки влияния наличия битума на свойства и поведение пластовой подвижной нефти в процессе разработки залежи был выбран битумоид № 1.

На основе данных о расчете молекулярной массы фракций до  $C_{80}$  была расширена таблица Катца – Фирузабади (Katz, Firoozabadi, 1978; Whitson, Brulé, 2000) (Приложение Б). Плотность фракций рассчитана по методике Hassan (Naji, 2010), средняя температура кипения взята по справочным данным ASTM D7169. Критические параметры фракций рассчитаны по методике, описанной в (Ющенко, Брусиловский, 2022), при которой критическая

Рис. 4. Диаграммы молекулярно-массового распределения УВ-фракций до  $C_{80}$ 

<sup>4</sup>ASTM D7900-17. Standard Test Method for Determination of Light Hydrocarbons in Stabilized Crude Oils by Gas Chromatography. <https://www.astm.org/d7900-17.html>

<sup>5</sup>ASTM D6730-19. Standard Test Method for Determination of Individual Components in Spark Ignition Engine Fuels by 100-Metre Capillary (with Precolumn) High-Resolution Gas Chromatography. <https://www.astm.org/d6730-19.html>

Параметр		Нефть	
<b>Физико-химические параметры</b>			
Молярная масса, г/моль		234,5	
Плотность при 20 °С, г/см <sup>3</sup>		0,8701	
<b>Групповой состав</b>			
Насыщенные УВ, мас. %		31,6	
Ароматические соединения, мас. %		43,1	
Смолы, мас. %		23,5	
Асфальтены, мас. %		1,9	
Масла/САВ		2,9	
<b>Фракционный состав</b>			
Бензиновая до 200 °С (УВ до C <sub>11-12</sub> ), мас. %		21,8	
Керосиновая 200–300 °С (УВ C <sub>11-12</sub> – C <sub>17-18</sub> ), мас. %		16,7	
Масляная и газойлевая 300–500 °С (C <sub>17-18</sub> – C <sub>36-37</sub> ), мас. %		31,7	
Фракция 500+ °С (C <sub>36-37+</sub> ), мас. %		29,9	
Температура начала кипения, °С		-0,5	
<b>Свойства отдельных C<sub>n</sub>-фракций</b>			
Фракция	Массовая доля, %	Молярная доля, %	Молярная масса, г/моль
C <sub>7+</sub>	94,5	82,4	269,1
C <sub>13+</sub>	75,9	48,7	365,2
C <sub>20+</sub>	55,7	27,1	482,4
C <sub>36+</sub>	31,2	10,5	695,6
C <sub>81+</sub>	19,3	5,3	851,1

Табл. 5. Физико-химические параметры, групповой и фракционный состав, свойства отдельных C<sub>n</sub>-фракций нефти. Примечание: групповой состав приведен в пересчете на стабилизированную часть нефти (без летучих фракций)

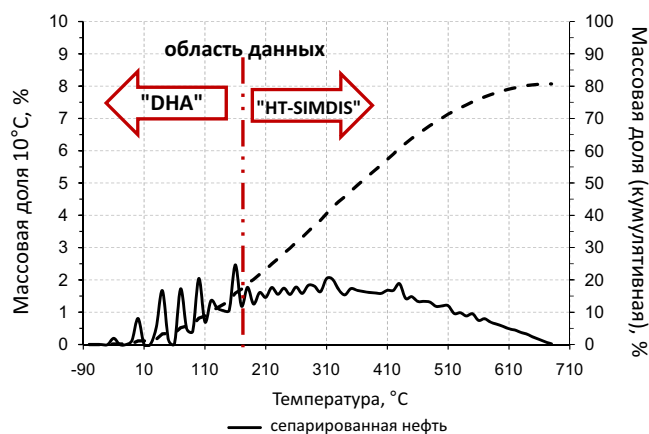


Рис. 5. Диаграммы концентрационного распределения УВ-фракций нефти по 10-градусным интервалам выкипания (сплошная кривая – ось ординат слева; пунктирная кривая – ось ординат справа)

температура определяется по корреляционной зависимости Ли – Кеслера (Lee, Kesler, 1975), ацентрический фактор – по корреляции Риизи – Аль-Саххафа (Riazi, Al-Sahhaf, 1996), а критическое давление – с использованием кубического трехпараметрического уравнения состояния Пенга – Робинсона при стандартных условиях для каждой из фракций.

#### PVT-исследование пластовой нефти

Пластовая нефть была получена на основе отбора устьевых проб газа и нефти и рекомбинации пластовой системы по трем значениям газового фактора: 23, 53, 125 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Это было сделано из-за отсутствия достоверных замеров газового фактора (ГФ) на промысле, а также для оценки влияния битума на PVT-свойства и фазовое поведение пластовой подвижной нефти с различным содержанием растворенного газа при разработке залежи.

Для рекомбинированных проб пластовой нефти баженовской свиты был проведен стандартный набор лабораторных исследований в PVT-бомбе: контактное разгазирование при пластовой температуре, однократное разгазирование и определение зависимости динамической вязкости пластовой нефти от давления при пластовой температуре. В результате проведенных исследований определены компонентный состав пластовой нефти до C<sub>81+</sub>, давление насыщения при пластовой температуре, изотермический коэффициент сжимаемости от начального пластового давления до давления насыщения при пластовой температуре, изменение динамической вязкости пластовой нефти при пластовой температуре от пластового давления до давления насыщения. Результаты лабораторных исследований представлены в табл. 6, компонентный состав сепарированной нефти, растворенного газа и пластовой нефти – в приложении А.

На основе данных о компонентном составе пластовых нефтей до C<sub>81+</sub> была создана PVT-модель с использованием кубического трехпараметрического уравнения состояния Пенга – Робинсона (Peng, Robinson, 1976; Pénéloux et al., 1982) и математических алгоритмов расчета парожидкостного равновесия (Брусиловский, 2002; Michelsen, Mollerup, 2007). В PVT-модели для увеличения скорости и качества расчета фракции были сгруппированы в следующие псевдофракции: C<sub>6-7</sub>, C<sub>8-9</sub>, C<sub>10-11</sub>, C<sub>12-13</sub>, C<sub>14-16</sub>, C<sub>17-19</sub>, C<sub>20-23</sub>, C<sub>24-27</sub>, C<sub>28-31</sub>, C<sub>32-37</sub>, C<sub>38-42</sub>, C<sub>43-49</sub>, C<sub>50-56</sub>, C<sub>57-63</sub>, C<sub>64-71</sub>, C<sub>72-80</sub>, C<sub>81+</sub>. Чистые компоненты не группировались друг с другом. PVT-модель пластовой нефти адаптировалась на результаты лабораторных исследований с помощью поэтапного метода настройки, подробно описанного в (Ющенко, Брусиловский, 2022). Результаты адаптации приведены в табл. 6 и на рис. 6.

Далее эти PVT-модели использовались для оценки влияния наличия битума на фазовое поведение и PVT-свойства пластовой подвижной нефти в исходной пластовой УВ системе баженовской свиты.



Параметры	Газосодержание					
	23 м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>		53 м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>		125 м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	
	Факт	PVT-модель	Факт	PVT-модель	Факт	PVT-модель
Пластовое давление $P_{пл}$ , бар	295					
Пластовая температура $T_{пл}$ , °C	100					
Давление насыщения, бар	56,8	56,5	109	109	191,8	190,3
Плотность пластовой нефти при $P_{пл}$ и $T_{пл}$ , кг/м <sup>3</sup>	827	828	821	817	818	818
Вязкость пластовой нефти при $P_{пл}$ и $T_{пл}$ , сП	4,16	4,19	1,8	1,9	0,7	0,7
Коэффициент сжимаемости пластовой нефти, $\times 10^{-5}$ 1/бар	10,4	9,9	18,6	18,4	23,7	23,8
Стандартная сепарация						
Объемный коэффициент пластовой нефти при $P_{пл}$ и $T_{пл}$ , дл. ед.	1,077	1,075	1,128	1,129	1,240	1,242
Газосодержание, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup> (м <sup>3</sup> /т)	23,1 (27)	22,4 (27)	53,1	52,2	125	124
Плотность сепарированной нефти, кг/м <sup>3</sup>	863	862	863	862	863	864
Плотность растворенного газа, кг/м <sup>3</sup> (относительная плотность)	1,23 (1,02)	1,24 (1,03)	1,21 (1,01)	1,22 (1,02)	1,21 (1,01)	1,22 (1,02)

Табл. 6. Свойства пластовых нефтей с различным газосодержанием, установленные при лабораторных исследованиях и PVT-моделировании

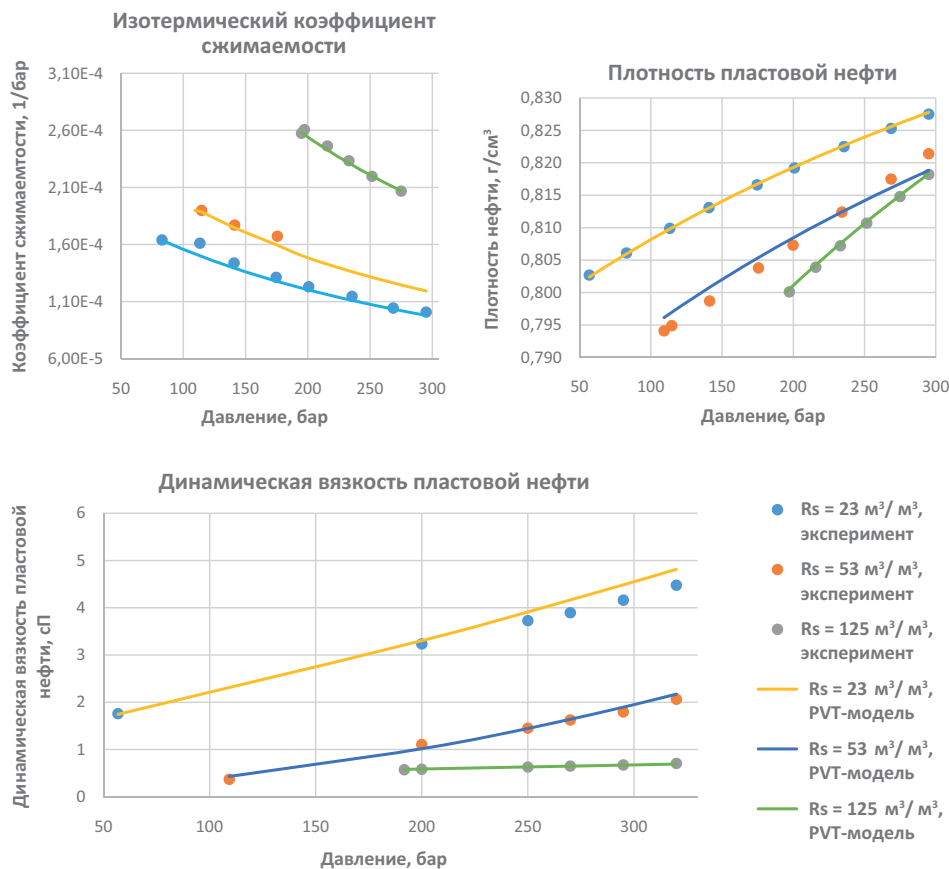


Рис. 6. Зависимость плотности, вязкости и изотермического коэффициента сжимаемости пластовой нефти от давления при пластовой температуре

### Восстановление компонентов исходной пластовой системы

Расчет массового соотношения подвижного флюида и битума в породе (при начальных пластовых условиях) для двух исследованных образцов (образцы № 1 и № 2) был выполнен на основе данных пиролиза HAWK-PAM до экстракции и пиролиза после экстракции, а также с использованием компонентно-группового состава экстрактов этих образцов, дегазированной и рекомбинированных проб нефтей до  $C_{81+}$ . Поскольку известен компонентный состав рекомбинированной пробы пластовой нефти, то, чтобы определить долю этих подвижных

компонентов, нужно знать сумму всех компонентов в пласте (нефть + битум). Эту сумму возможно получить, опираясь на компонентный состав битумоида (ХБА), т.к., проводя экстракцию порошка породы, мы извлекаем и свободные УВ, и сорбированные, а также тяжелые УВ ранних стадий генерации и УВ закрытых пор. Однако известно, что при подъеме керна испаряются легкие УВ, и мы не обнаружим их в экстракте, поэтому справедливо условное уравнение:

$$\text{Нефть} + \text{Битум} = \text{Битумоид (ХБА)} + \text{Потери УВ.}$$

Схематичное распределение УВ-состава пластовой системы показано на рис. 7, где черным выделены тяжелые

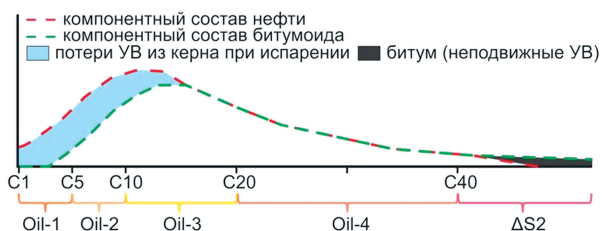


Рис. 7. Схематическое распределение компонентов исходной пластовой системы, в т.ч. нефти, битумоида, с учетом пиролитических пиков

фракции, имеющиеся только в битуме. В действительности, в фазах битума и нефти, находящихся в пласте в термодинамическом равновесии, будут встречаться все углеводороды от  $C_1$  до  $C_{81+}$ , при этом подавляющую долю битума составляют фракции от  $C_{40+}$  и тяжелее, а преобладающую часть потерь УВ при испарении – компоненты до  $C_{15+}$ .

Подобное распределение видно и на гистограмме компонентного состава пластовой нефти для газовых УВ, начиная с метана до компонента  $C_{81+}$ , и на гистограмме компонентного состава битумоида №1 для  $C_{15}-C_{81+}$ . Видно, что исследуемый образец битумоида, скорее всего, полностью утратил компоненты  $C_1-C_{14}$  при подъеме и хранении, а также при пробоподготовке к пиролитическому анализу (при дроблении породы). Частично также потеряны компоненты  $C_{14}-C_{19}$  в процессе выделения (упаривание от растворителя – технологические потери, т.к. со следами растворителя анализа недостоверны). Отмеченные потери наглядно видны на рис. 8.

Восстановление потерь УВ проводилось через пиролитические пики образцов еще неэкстрагированных пород, поскольку известно, что в пиках Oil-1 на пирограмме регистрируются выходы компонентов  $C_1-C_{55}$ , Oil-2 –  $C_6-C_{10}$ , Oil-3 –  $C_{11}-C_{19}$ , Oil-4 –  $C_{20}-C_{40}$ , а разница пиков K-1 до и  $S_2$  после экстракции ( $\Delta S_2$ ) соответствует соединениям  $C_{41+}$ . Сравнив распределения компонентов рекомбинированной нефти и битумоидов визуально (рис. 6), можно отметить, что на графиках распределения УВ-части с  $C_{20}$  до  $C_{40}$  и в нефти, и в битумоиде имеют схожий вид, отсюда можно сделать вывод, что эти соединения, по всей видимости,

не претерпели существенных изменений из-за испарения. Основные потери УВ из породы связаны с компонентами  $C_1-C_{20}$  (т.е. с пиками Oil-1, Oil-2, Oil-3).

Путем сложения массовых долей компонентов рекомбинированных проб нефти (Приложение А) найдены массовые доли компонентов по группам:  $C_1-C_5$ ,  $C_6-C_{10}$ ,  $C_{11}-C_{19}$ ,  $C_{20}-C_{40}$ ,  $C_{41+}$ . Массовые доли данных групп были приняты за соотношения Oil-1, Oil-2, Oil-3, Oil-4 и Oil-5 при отсутствии битума и их сумма равнялась 100%. Затем данная сумма группового состава была пересчитана на 100% лишь для 4 групп (Oil-1, Oil-2, Oil-3, Oil-4), в результате были получены групповые доли УВ без учета потерь, которые для Oil-1 составляли 8,44 мас. %, для Oil-2 – 20,79 мас. %, для Oil-3 – 35,34 мас. %, для Oil-4 – 35,43 мас. % для рекомбинированной пробы нефти с газосодержанием  $23 \text{ м}^3/\text{м}^3$ . Расчет значения Oil-1, Oil-2, Oil-3 для образцов битумоидов проводился по формулам

$$\text{Oil-1 (с учетом потерь)} = \frac{8,44 \cdot \text{Oil-4 (без учета потерь)}}{35,43}, \quad (6)$$

$$\text{Oil-2 (с учетом потерь)} = \frac{20,79 \cdot \text{Oil-4 (без учета потерь)}}{35,43}, \quad (7)$$

$$\text{Oil-3 (с учетом потерь)} = \frac{35,34 \cdot \text{Oil-4 (без учета потерь)}}{35,43}. \quad (8)$$

Расчет значений Oil-1, Oil-2, Oil-3 с учетом потерь выполнялся от величины пика Oil-4, т.к. компоненты данной группы не испытали потерь, как если бы образец керна был герметичен. На рис. 9 представлены графики соотношения пиков Oil-1, Oil-2, Oil-3, Oil-4 по результатам пиролитических исследований для образцов баженовской свиты (синие точки). Отдельно отображены образцы, используемые в расчетах долей компонентов исходной пластовой системы (точки красного и светло-зеленого цветов). Точками болотного цвета показаны рассчитанные по формулам (6)–(8) значения соответствующих пиков Oil-1, Oil-2, Oil-3 на графиках с учетом потерь при принятых допущениях. Стрелками на графиках рис. 9 отмечен тренд восстановления потерь.

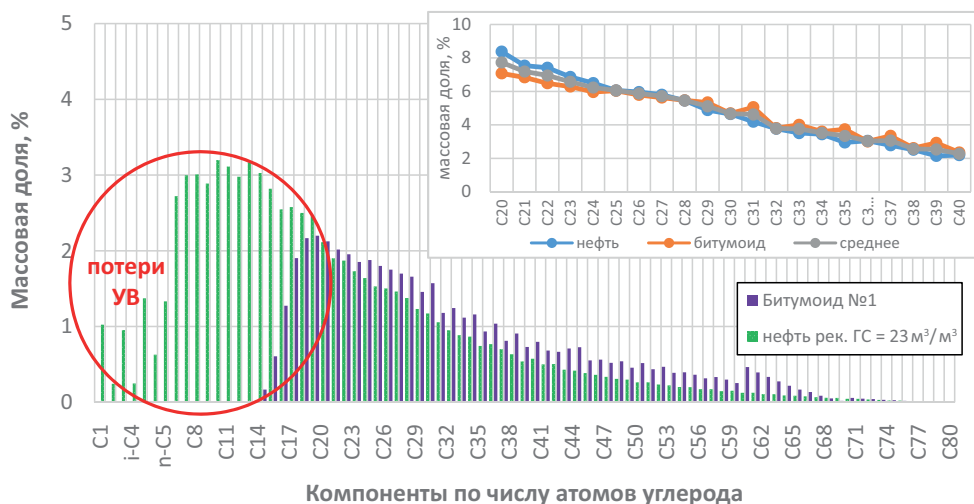


Рис. 8. Сравнение массовых долей компонентного состава битумоида №1 и рекомбинированной пробы нефти с газосодержанием, равным  $23 \text{ м}^3/\text{м}^3$

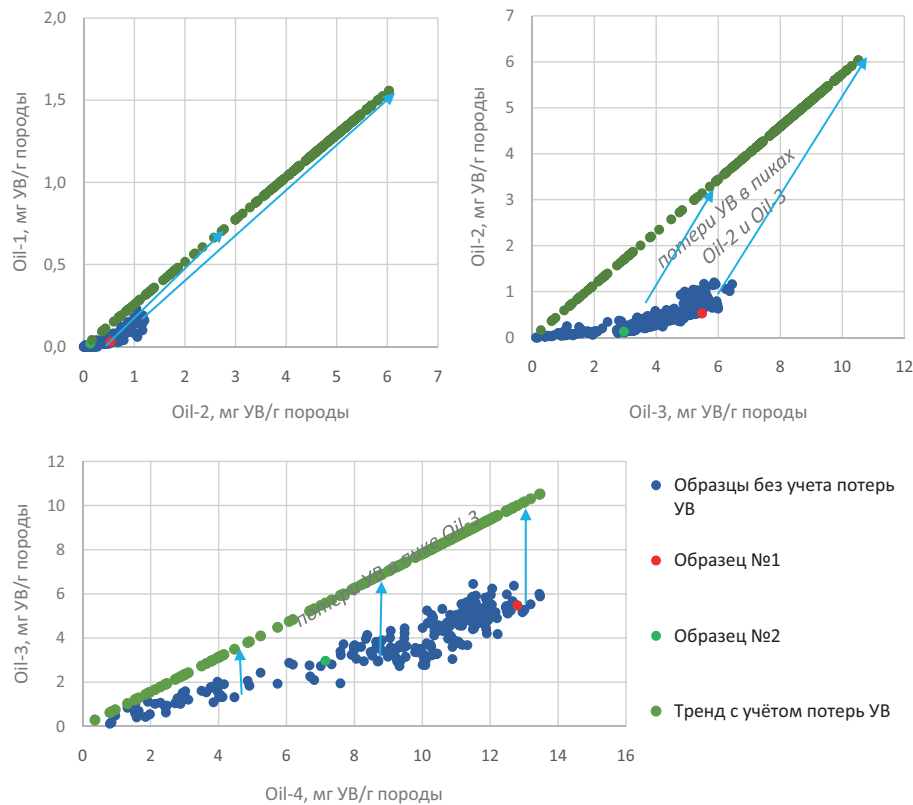


Рис. 9. Тренд восстановления потерь УВ по данным пересчета пиролитических параметров

Значения УВ-потенциала пород и восстановленная величина битумоида с учетом потерь в каждом образце и в каждом пике представлены в табл. 7. Стоит подчеркнуть, что величина Oil-5 для битумоида включает как компоненты  $C_{41+}$  в нефти, так и компоненты  $C_{41+}$  в битуме (неподвижной части исходной пластовой системы). Для разделения группы компонентов Oil-5 на подвижную и неподвижную части были построены зависимости массовой доли рекомбинированной нефти (%) от величины потенциала породы (мг УВ/г породы) для групп Oil-1, Oil-2, Oil-3, Oil-4 по данным табл. 7. Для обоих исследованных образцов зависимость была описана линейными уравнениями

$$\text{Oil-5 подвижной части} = 0,4558x - 0,0039, \quad (9)$$

мг УВ/г породы (образец 1),

$$\text{Oil-5 подвижной части} = 0,2504x - 0,0011, \quad (10)$$

мг УВ/г породы (образец 2),

где  $x$  – доля рекомбинированной нефти в группе Oil-5, мас. %.

Из соотношений (9)–(10) найдена величина Oil-5 (в мг УВ/г породы) в части подвижных УВ. Величина компонентов Oil-5 в области битума определялась как разница величины Oil-5 в битумоиде и величины Oil-5 в части подвижных УВ. Отметим, что для образца № 2 величина подвижных УВ в группе Oil-5 превышает значение данной величины, замеренной в ходе пиролиза, что интерпретируется как отсутствие битума в составе исходной пластовой системы. Затем пересчитали размерные значения (мг УВ/г породы) в процентные доли подвижных и неподвижных УВ (битума) в части  $C_{41+}$  для двух образцов (табл. 8).

Так, для образца № 1 доля подвижной пластовой нефти составляет 87,9%, а битума – 12,1%, а для образца № 2 доля подвижной пластовой нефти равна 100%, что говорит об отсутствии тяжелого битума в данном интервале. Такая разница в соотношении кажется допустимой, поскольку

Образцы/пробы	Битумоид с учетом потерь					Битумоид без учета потерь				
	$C_{1-5}$	$C_{6-10}$	$C_{11-19}$	$C_{20-40}$	$C_{41+}$	$C_{1-5}$	$C_{6-10}$	$C_{11-19}$	$C_{20-40}$	$C_{41+}$
	Oil-1	Oil-2	Oil-3	Oil-4	Oil-5	Oil-1	Oil-2	Oil-3	Oil-4	Oil-5
	мг УВ/г породы					мг УВ/г породы				
Образец № 1	2,53	6,22	10,58	10,61	17,81	0,03	0,44	4,53	10,61	17,81
Образец № 2	1,51	3,71	6,31	6,33	5,48	0,19	1,04	4,43	6,33	5,48
	мас. % (для ГС 23 м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup> )					мас. %				
Образец № 1	5,29	13,03	22,16	22,22	37,29	0	0	6,12	31,1	62,78
Образец № 2	6,46	15,90	27,05	27,11	23,47	0	0	17,02	51,92	31,06
	Пластовая нефть					Пластовая система с учетом битума образца № 1				
ГС	мас. %					мас. %				
23 м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	6,02	14,82	25,20	25,26	28,69	5,29	13,03	22,16	22,22	37,29
53 м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	9,58	14,39	24,21	24,26	27,56	8,47	12,72	21,39	21,44	35,99
125 м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	17,02	13,51	22,12	22,17	25,18	15,19	12,06	19,74	19,79	33,22

Табл. 7. Состав исходной пластовой системы и доли подвижной и неподвижной частей исходной пластовой системы

	Oil-1	Oil-2	Oil-3	Oil-4	Oil-5	Массовая доля %	Молекулярная Масса, дл. ед.	$\rho$ (при 20 °C), г/см <sup>3</sup>	$\beta$	OSI
	мас. %									
Образец № 1 нефть	5,29	13,03	22,16	22,22	25,23	87,9				
Образец № 1 битум	0	0	0	0	12,06	12,1	540,94	1,031	14,27	109
Образец № 2 нефть	6,47	15,9	27,04	27,12	23,47	<b>100,0</b>				
Образец № 2 битум	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	<b>0,0</b>	388,96	0,932	33,25	293

Табл. 8. Процентные доли битума в составе исходной пластовой системы при газосодержании подвижной нефти 23 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> и свойства битумоида

в образце № 1 доля компонентов  $C_{81+}$  составляет 50,35%, а в образце № 2 лишь 21,75%. В первом образце  $C_{орг}$  составляет около 13%, а во втором всего 2,6%, параметр OSI (Oil Saturation Index) равен 109 и 293 соответственно, что также говорит о том, что УВ образца № 2 более подвижны. Отсутствие битума в составе исходной пластовой системы в образце № 2 объясняется тем, что битумоид, на котором проводились исследования, является параавтохтонным, т.е. перенесенным внутри нефтематеринской толщи и не связанным с местом образования напрямую ( $\beta = 33,25$ ). Битумоид образца № 1 содержит битум ранней генерации в составе исходной пластовой системы, поскольку является сингенетичным (автохтонным,  $\beta = 14,27$ ).

Зная доли Oil-1 ( $C_1-C_5$ ), oil-2 ( $C_6-C_{10}$ ) и Oil-3 ( $C_{11}-C_{19}$ ) в составе исходной пластовой системы, покомпонентный состав был рассчитан с использованием состава пластовой подвижной нефти по результатам исследования рекомбинированных проб. Состав по Oil-4 ( $C_{20}-C_{40}$ ) определялся на основе осреднения компонентных составов битумоида № 1 и пластовой подвижной нефти по каждой из фракций, компонентный состав по Oil-5 ( $C_{41}-C_{81+}$ ) – на основе компонентного состава битумоида № 1. Доли Oil-1–Oil-5 в составе исходной пластовой УВ-системы приведены в табл. 7.

Стоит отметить, что в данном подходе сделано допущение о том, что в составе пластового битума не будет компонент легче  $C_{41+}$ , хотя по расчету адаптированной PVT-модели в составе пластового битума (при начальных пластовых условиях), находящегося в термодинамическом равновесии с пластовой подвижной нефтью, доля компонента легче  $C_{40}$  будет около 14–15 мас. %. Для оценки компонентного состава исходной пластовой системы с учетом наличия в составе битума легких компонент и фракций была использована адаптированная PVT-модель пластовой нефти. В PVT-модель задавался компонентный

состав исходной пластовой системы, рассчитанный по вышеописанному методу, далее проводилось моделирование парожидкостного равновесия при начальных пластовых условиях и рассчитывались составы битума и жидкой фазы. Далее, согласно данным о рассчитанных константах равновесия между пластовой нефтью и битумом, мольных долей фаз битума и нефти, а также составом пластовой нефти по результатам исследования рекомбинированных проб рассчитывался компонентный состав исходной пластовой системы по формуле (11), которая записывается для начальных пластовых условий, при этом PVT-модель адаптирована на массовую долю битума в составе пластовой нефти согласно вышеприведенному анализу:

$$F_b b_i + F_o x_i = z_i, \quad b_i = K_i x_i, \quad (11)$$

где  $F_b$  – доля фазы битума по результатам расчета PVT-модели, мол. %;  $F_o$  – доля фазы подвижной жидкости (нефти) по результатам расчета PVT-модели, мол. %;  $b_i$  – компонентный состав фазы битума, мол. %;  $x_i$  – компонентный состав пластовой нефти по результатам лабораторных исследований,  $K_i$  – рассчитанные с использованием PVT-модели константы равновесия;  $z_i$  – компонентный состав исходной пластовой системы.

Компонентные составы, определенные с помощью PVT-модели по формуле (11), а также с помощью анализа данных табл. 7–8, представлены в Приложении А и на рис.10.

Для получения точного состава исходной пластовой системы с учетом битума необходимо проводить отбор керна в скважине под давлением с блокировкой в керне пластового флюида при его подъеме.

Оценка влияния наличия битума на PVT-свойства пластовой подвижной нефти в процессе разработки залежи

На основе идентифицированных компонентных составов исходной пластовой УВ-системы баженовской свиты с учетом битумов образца № 1 и рекомбинированной

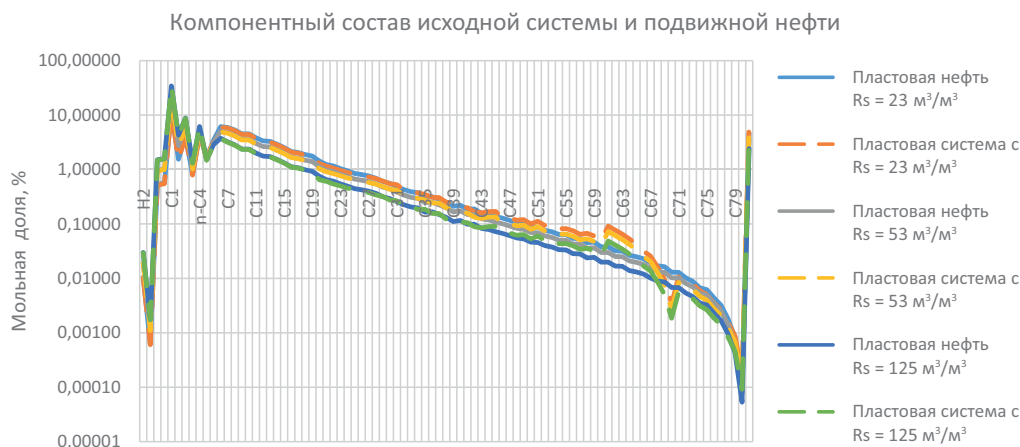


Рис. 10. Компонентный состав пластовой нефти и исходной пластовой УВ-системы

пластовой нефти с различным газосодержанием были созданы их PVT-модели. Все параметры PVT-моделей аналогичны PVT-моделям пластовых нефтей с различным газосодержанием, соответственно, поменялся только компонентный состав.

Далее, в PVT-моделях была проведена адаптация доли твердой фазы при начальных пластовых условиях. Согласно проведенному анализу, доля битума для образца № 1 и пластовой подвижной нефти составляет 12.1 мас. %. Моделирование фазового равновесия с учетом наличия твердой фазы проводилось с использованием кубического трехпараметрического уравнения состояния Пенга – Робинсона по методикам, описанным в (Rydahl et al., 1997; Pedersen, Christensen, 2006). При этом многофазное равновесие рассчитывалось согласно алгоритмам, предложенным в (Michelsen, Mollerup, 2007, Yushchenko, Brusilovsky, 2016). Для PVT-моделей пластовой нефти и PVT-моделей исходной пластовой УВ-системы (с составом, представленным в табл. 7–8) построена фазовая диаграмма парожидкостного равновесия (рис. 11) и оценено изменение давления насыщения жидкой фазы газом. Как видно из рис. 11, при учете наличия битума в пласте давление насыщения пластовой нефти повышается. С ростом газосодержания давление насыщения увеличивается от 1 до 20 бар.

Считаем данную оценку изменения давления насыщения максимально возможной, поскольку не учитывалось наличие в битуме фракций легче  $C_{40}$  при идентификации компонентного состава начальной пластовой системы. При расчете состава исходной пластовой системы по формуле (11) фазовые диаграммы значительно не изменяются.

При наличии битума в пласте пластовая подвижная нефть является предельно насыщенной асфальтенами. При снижении давления часть тяжелых фракций будет переходить из жидкой фазы (пластовой подвижной нефти) в твердую (битум), при этом часть легких фракций – из твердой фазы в подвижную нефть. В PVT-симуляторе проводилась оценка изменения объемной доли асфальтенов (твердой фазы) в пласте при снижении пластового давления, т.е. имитировался процесс разработки залежи на истощение. Результаты расчета представлены на рис. 12.

Согласно проведенным расчетам, объем фазы асфальтенов растет быстрее при снижении давления для систем с большим газосодержанием. При этом твердая фаза становится более тяжелой (с большим содержанием доли  $C_{81+}$ ), количество легких фракций в ней снижается. Давление насыщения нефти газом в процессе снижения давления изменяется незначительно (менее 1% для всех трех систем с различным газосодержанием). Снижение давления приводит к уменьшению объема подвижной фазы и объема пор за счет фазовых превращений и, таким

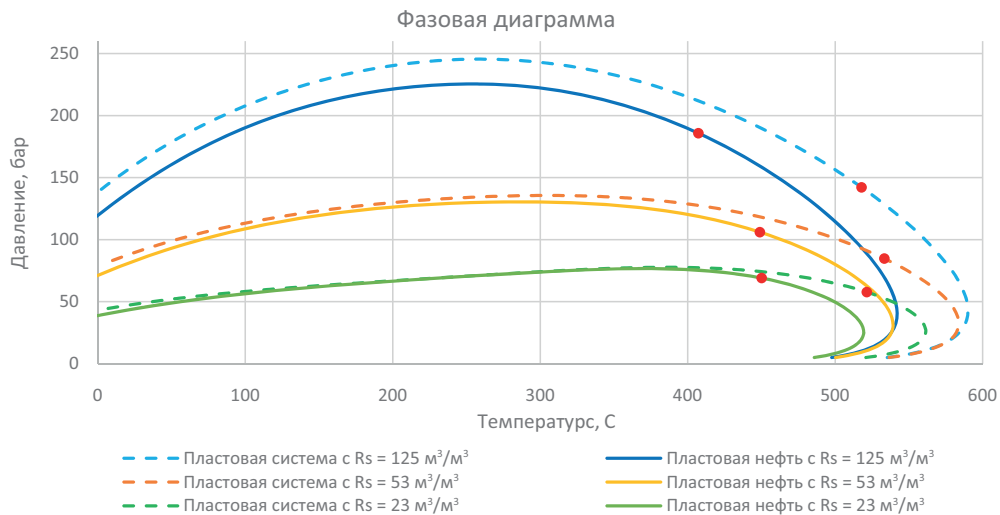


Рис. 11 Фазовая парожидкостная диаграмма пластовой нефти и исходной пластовой системы, построенная с помощью PVT-модели

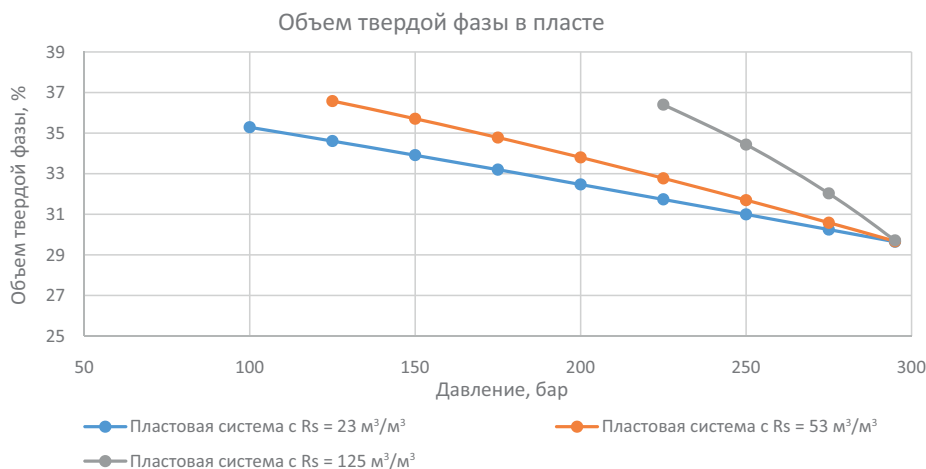


Рис. 12. Изменение доли асфальтенов (отдельной твердой фазы) в PVT-модели при снижении пластового давления

образом, негативно влияет на накопленную добычу УВ в процессе разработки залежи на истощение.

Кроме оценки изменения PVT-свойств жидкой УВ-фазы в пласте в системах при наличии битума и без также проводилось PVT-моделирование влияния наличия битума на интенсификацию добычи с помощью МУН.

В первом случае проводилось сравнение закачки ПНГ для PVT-моделей пластовой нефти с учетом битума и без. С помощью PVT-моделирования проводились эксперименты по набуханию и типа «тонкая трубка» для пластовой нефти и исходной пластовой системы с учетом битума. Результаты моделирования показаны на рис. 13.

По результатам проведенного моделирования эксперимента по набуханию можно сделать выводы, что учет

наличия битума будет влиять на изменение объема жидкой фазы при растворении в ней закачиваемого газа (для нефти без учета битума расширение объема идет быстрее), но при этом давление насыщения жидкой фазы при наличии битума выше. Соответственно, количество растворенного газа при наличии битума и без в предельном случае будет практически одинаковым. Минимальное давление смесимости для пластовой нефти при закачке ПНГ не достигается при давлениях, не превышающих пластовое как для пластовой нефти, так и для пластовой системы с учетом битума.

Во втором случае были проведены расчеты влияния тепловых МУН на поведение пластового флюида как при наличии битума, так и без него в пласте. Проведена оценка

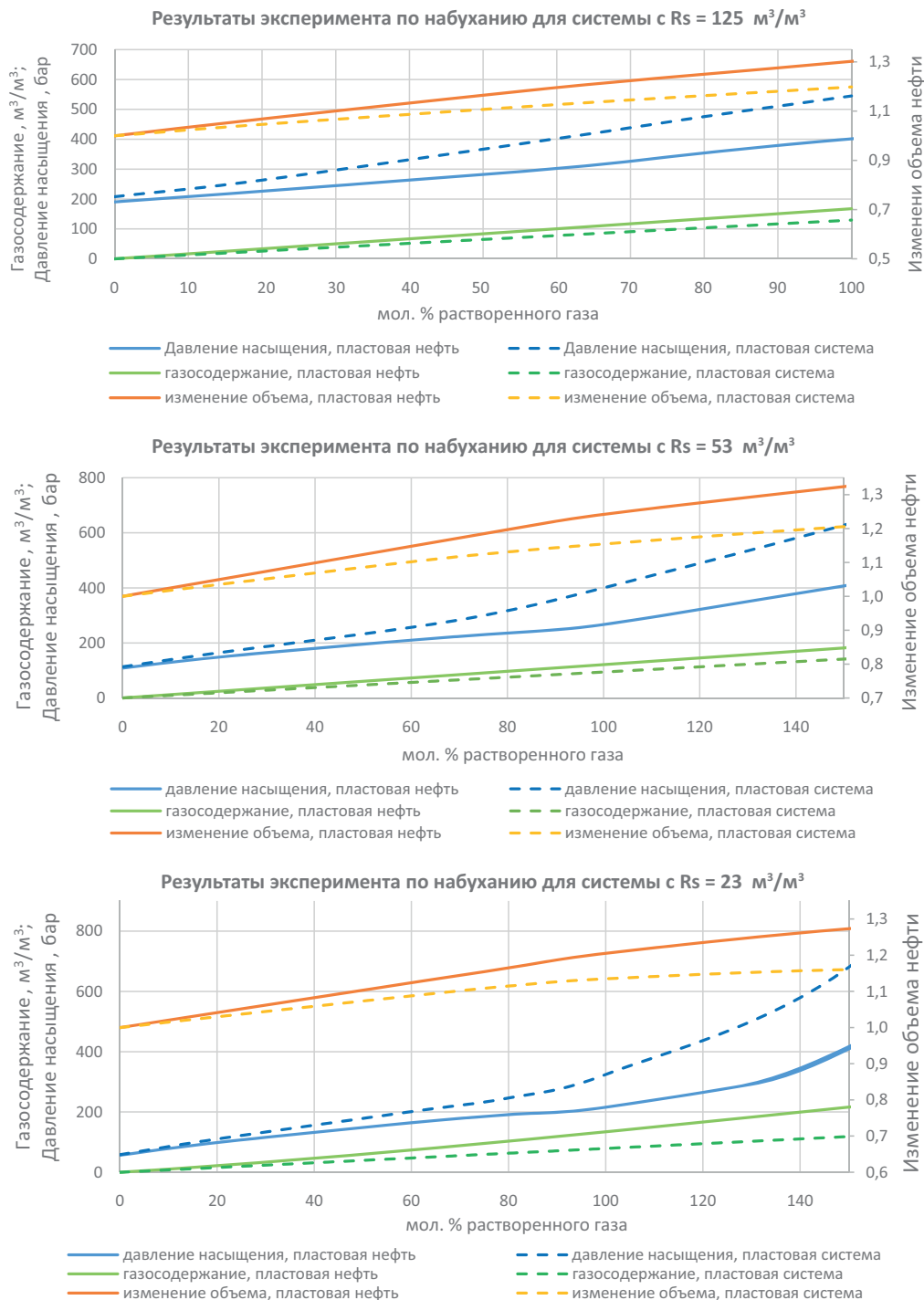
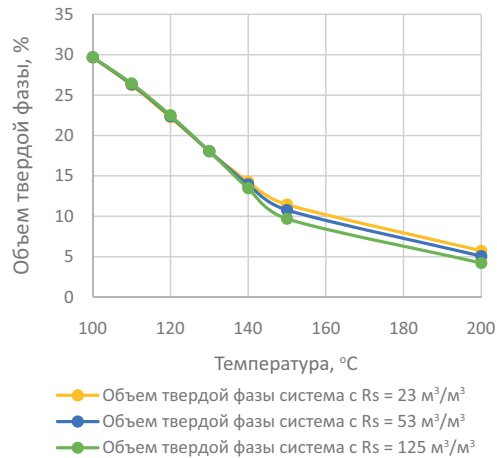


Рис. 13. Моделирование в PVT-модели эксперимента по набуханию для пластовой нефти с учетом и без учета битума

Изменение объема твердой фазы при нагреве системы



Изменение вязкости жидкой при нагреве системы

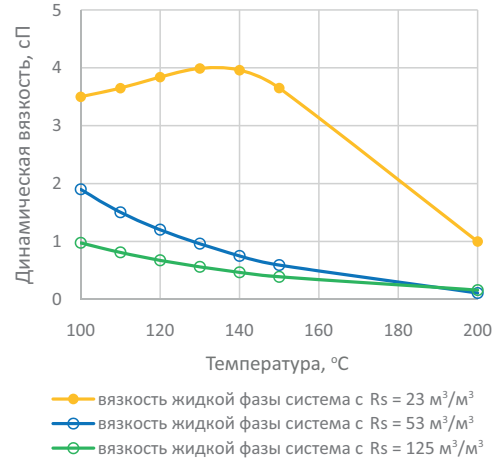


Рис. 14. Изменение объема твердой фазы и вязкости подвижной фазы при нагреве системы

изменения компонентного состава и свойств жидкой фазы (пластовой нефти) при нагреве пластовой системы с битумом с помощью PVT-моделирования. Необходимо отметить, что процессы окисления и сорбции не учитывались при расчетах, учитывались только фазовое поведение и изменение термодинамических свойств флюидов. Результаты моделирования представлены на рис. 14.

При нагреве пластовой УВ-системы доля асфальтенов (твердой фазы) значительно снижается, т.к. часть тяжелых компонент переходит в жидкую фазу. Отметим, что поведение пластовой системы с газосодержанием 23 м³/м³ отличается от пластовых систем с большим газосодержанием: вязкость фазы пластовой нефти при нагреве от 100 °C до 150 °C незначительно растет, а потом только начинает снижаться. Для пластовых систем с большим газосодержанием вязкость фазы пластовой нефти снижается по мере нагревания, при этом объем битумной фазы уменьшается не так значительно.

На основе результатов проведенных расчетов по нагреву пластовых систем с учетом битумов можно сделать предположение на основе PVT-моделирования, что тепловые МУН наиболее эффективны для систем с низким газосодержанием. При этом значительный положительный эффект от МУН на добычу нефти заметен для всех рассматриваемых пластовых систем. Для подтверждения данного эффекта требуется проведение гидродинамических исследований.

Отметим отсутствие адаптации PVT-модели на свойства битума при начальных пластовых условиях. Для более корректного расчета необходимы лабораторные исследования для получения экспериментальных данных по фазовым равновесиям битумов и подвижной нефти.

## Заключение

В работе подробно описана методика идентификации компонентного состава пластовой УВ-системы баженовской свиты с учетом наличия тяжелых неподвижных УВ (битумов) в пласте. На основе проведенных лабораторных исследований, анализа их результатов и PVT-моделирования разработан новый подход к оценке изменения компонентного состава и PVT-свойств пластового подвижного флюида при наличии битума в пласте в процессе разработки залежи. Предложенный подход апробирован

на примере пластовой системы одной из скважин баженовской свиты. Этот подход является объединением методов геохимических исследований и PVT-моделирования, позволяет более комплексно подойти к решению проблемы идентификации высокомолекулярных УВ-соединений в сланцевых залежах и оценить их влияние на разработку.

В результате проведенного PVT-моделирования показано, что наличие битума в пласте практически не влияет на PVT-свойства подвижной фазы. Снижение давления приводит к увеличению объема битума в пласте, а увеличение температуры, наоборот, — к значительному уменьшению его объема.

Для более точного определения влияния битума на поведение пластовой нефти требуется проведение лабораторных исследований в PVT-бомбе исходной пластовой УВ системы.

## Допущения

В настоящей работе не учитывались процессы десорбции в пласте при снижении давления. Учет данного эффекта планируется в будущих работах. При оценке влияния битума на PVT-свойства пластовой системы расчет доли и свойств асфальтеновой (твердой фазы) проводился на основе уравнения состояния Пенга – Робинсона с применением методов моделирования твердой фазы. Не проводились также лабораторные PVT-исследования свойств пластовой системы с учетом наличия битумов в PVT-бомбе.

## Литература

- Брусиловский А.И. (2002). Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа. М.: Грааль, 575 с.
- Волков В.А., Олейник Е.В., Оксеноид Е.Е., Сидоров А.А. (2016). Строение и генерационный потенциал баженовской свиты на территории центральной части Западной Сибири. *Геология и минерально-сырьевые ресурсы*, (3), с. 79–98.
- Вторушина Э.А., Булатов Т.Д., Козлова Е.В., Кульков М.Г. (2022). Пиролитические критерии оценки степени термической зрелости органического вещества баженовской свиты. *Геология нефти и газа*, (4), с. 53–63. <https://doi.org/10.31087/0016-7894-2022-4-53-63>
- Гутман И.С., Потемкин Г.Н., Батурина А.Ю., Маслянюк М.Ю., Козлова Е.В., Спасенных М.Ю., Булатов Т.Д. (2019). Изучение баженовской свиты Западной Сибири на различных уровнях по данным пиролитических исследований как основа объективной оценки углеводородного потенциала. *Недропользование XXI век*, 79(3), с. 102–115.

- Калмыков Г.А. (2016). Строение баженовского нефтегазосносного комплекса как основа прогноза дифференцированной нефтепродуктивности: Дис. ... д-ра геол.-минерал. наук. М., 391 с.
- Козлова Е.В., Фадеева Н.П., Калмыков Г.А., Балущкина Н.С., Пронина Н.В., Полудеткина Е.Н., Костенко О.В., Юрченко А.Ю., Борисов Р.С., Бычков А.Ю., Калмыков А.Г., Хамидуллин Р.А., Стрельцова Е.Д., Борисов М.В. (2015). Технология исследования геохимических параметров органического вещества керогеносыщенных отложений (на примере баженовской свиты, Западная Сибирь). *Вестник Московского университета. Серия 4. Геология*, (5), с. 44–53.
- Конторович А.Э., Костырева Е.А., Родякин С.В., Сотнич И.С., Ян П.А. (2018). Геохимия битумоидов баженовской свиты. *Геология нефти и газа*, (2), с. 79–88.
- Конторович А.Э., Меленевский В.Н., Занин Ю.Н., Замирайлова А.Г., Казаненков В.А., Казарбин В.В., Махнева Е.Н., Ямковая Л.С. (1998). Литология, органическая геохимия и условия формирования основных типов пород баженовской свиты. *Геология и геофизика*, 39(11), с. 1477–1491.
- Кульков М.Г., Вторушина Э.А. (2019). Ускоренная экстракция ASE – как эффективный метод извлечения битумоидов при выполнении пиролитических и хроматографических исследований кернового материала. *Пути реализации нефтегазового потенциала Ханты-Мансийского автономного округа – Югры: Материалы XXII науч.-практ. конф. Ханты-Мансийск: АУ «НАЦ РН им. В.И. Шпилемана», Т. 2, с. 79–90.*
- Лопатин Н.В., Емец Т.П. (1999). Нефтегенерационные свойства баженовской свиты на территории Ханты-Мансийского автономного округа. *Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО. Ханты-Мансийск: ХМПИ, Т. 1, с. 116–123.*
- Мурадов А.В., Диева Н.Н., Кравченко М.Н., Перехожев Ф.А. (2018). ВПГ и ТГХВ на пластах баженовской свиты. *Neftegaz.Ru*, (3), с. 62–69.
- Салахитдинова Г.Т., Кульков М.Г., Вторушина Э.А. (2022). Повышение достоверности оценки степени катагенеза органического вещества баженовской свиты путем комплексирования пиролитических и молекулярных параметров (в пределах северо-западной части территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры). *Геология нефти и газа*, (6), с. 85–98. <https://doi.org/10.31087/0016-7894-2022-6-85-98>
- Самойленко В.В. (2011). Геохимия органического вещества баженовской свиты юго-востока Западной Сибири и генетически связанных с ним флюидов: Автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук. Томск, 22 с.
- Соболева Е.В. (2017). Формирование состава нефтей пласта Ю Баженовской свиты Салымского месторождения. *Георесурсы*, Спецвып. Ч. 2, с. 144–154. <http://doi.org/10.18599/grs.19.15>
- Справочник по геологии нефти и газа. (1984). Под ред. Н.А. Еременко. М.: Недра, 480 с.
- Тихонова М.С., Иванова Д.А., Калмыков А.Г., Борисов Р.С., Калмыков Г.А. (2019). Методика ступенчатой экстракции пород высокоуглеродистых формаций для изучения компонентного распределения битумоидов и изменчивости их основных геохимических параметров. *Георесурсы*, 21(2), с. 172–182. <https://doi.org/10.18599/grs.2019.2.172-182>
- Успенский В.А., Родионова К.Ф., Горская А.И., Шишкова А.П. (1966). Руководство по анализу битумов и рассеянного органического вещества горных пород (для лабораторий геологоразведочных организаций). Л.: Недра, 316 с.
- Черемисин А.Н., Мухина Е.Д., Ушакова А.С., Прочухан К.Ю., Касьяненко А.А. (2022). Химические, газовые и тепловые МУН для баженовской свиты. *Neftegaz.ru*, (5–6), с. 58–64.
- Ющенко Т.С., Брусиловский А.И. (2022). Поэтапный подход к созданию и адаптации PVT-моделей пластовых углеводородных систем на основе уравнения состояния. *Георесурсы*, 24(3), с. 164–181. <https://doi.org/10.18599/grs.2022.3.14>
- Abrams M.A., Gong C., Garnier C., Sephton M.A. (2017). A new thermal extraction protocol to evaluate liquid rich unconventional oil in place and in-situ fluid chemistry. *Marine and Petroleum Geology*, 88, pp. 659–675. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2017.09.014>
- Al Solial A.J., Shaikh A., Idrees A.K. (2023). Identification and Mapping of Gas Reservoir Bitumen. *Middle East Oil, Gas and Geosciences Show*, SPE-213390-MS. <https://doi.org/10.2118/213390-MS>
- Beti D.R., Ring T.A. (2019). Programmed temperature pyrolysis: Alterations to the standard method. *Sorkhabi R. (ed.) Encyclopedia of Petroleum Geoscience. Encyclopedia of Earth Sciences Series*. Springer, Cham., pp. 1–12. [https://doi.org/10.1007/978-3-319-02330-4\\_302-1](https://doi.org/10.1007/978-3-319-02330-4_302-1)
- Chen S., Fan X., Lu J., Wang X., Fei A. (2010). Impact of bitumen on reservoir properties and hydrocarbon accumulation. *Petroleum Exploration and Development*, 37(1), 1793-0, pp. 70–76.
- Gomaa S., El-Hosboudy A.N. (2018). New Correlation Predicting Molecular Weight of Petroleum Fractions. *Petroleum & Petrochemical Engineering Journal*, 2(1), pp. 1–5. <https://doi.org/10.23880/PPEJ-16000139>
- Katz D.L., Firoozabadi A. (1978). Predicting Phase Behavior of Condensate/Crude-Oil Systems Using Methane Interaction Coefficients. *Journal of Petroleum Technology*, 30(11), SPE-6721-PA, pp. 1649–1655. <https://doi.org/10.2118/6721-PA>
- Lee B.I., Kesler M.G. (1975). A Generalized Thermodynamic Correlation Based on Three-Parameter Corresponding States. *AIChE Journal*, 21(3), pp. 510–527. <https://doi.org/10.1002/aic.690210313>
- Maende A., Pepper A., Jarvie D.M., Weldon W.D. (2017). Advanced pyrolysis data and interpretation methods to identify unconventional reservoir sweet spots in fluid phase saturation and fluid properties (API gravity) from drill cuttings and cores. *AAPG 2017 Annual Convention & Exhibition, Houston, Texas*, [https://www.searchanddiscovery.com/pdfz/documents/2017/80596maende/ndx\\_maende.pdf.html](https://www.searchanddiscovery.com/pdfz/documents/2017/80596maende/ndx_maende.pdf.html)
- Michelsen M.L., Mollerup J. (2007). *Thermodynamic Models: Fundamentals and Computational Aspects*. Denmark: Tie-Line Publ., 382 p.
- Naji H.S. (2010). Characterizing Pure and Undefined Petroleum Components. *International Journal of Engineering and Technology IJET-IJENS*, 10(2), pp. 39–68.
- Pedersen K.S., Christensen P.L. (2006). *Phase Behavior of Petroleum Reservoir Fluids*. Boca Raton: CRC Press, 422 p. <https://doi.org/10.1201/9781420018257>
- Péneloux A., Rauzy E., Fréze R. (1982). A consistent volume correction for Redlich-Kwong-Soave volumes. *Fluid Phase Equilibria*, 8(1), pp. 7–23. [https://doi.org/10.1016/0378-3812\(82\)80002-2](https://doi.org/10.1016/0378-3812(82)80002-2)
- Peng D.-Y., Robinson D.B. (1976). A new Two-Constant Equation of state. *Industrial & Engineering Chemistry Fundamentals*, 15(1), pp. 59–64. <https://doi.org/10.1021/i160057a011>
- Peters K.E., Cassa M.R. (1994). Applied source rock geochemistry. *Magoon L.B., Dow W.G. The Petroleum System – From Source to Trap*. AAPG, pp. 93–120. <https://doi.org/10.1306/M60585C5>
- Riazi M.R., Al-Sahhaf T.A. (1996). Physical Properties of Heavy Petroleum Fractions and Crude Oils. *Fluid Phase Equilibria*, 117(1–2), pp. 217–224. [https://doi.org/10.1016/0378-3812\(95\)02956-7](https://doi.org/10.1016/0378-3812(95)02956-7)
- Rydahl A., Pedersen K.S., Hjermstad H.P. (1997). Modelling of Live Oil Asphaltene Precipitation. *AIChE Spring National Meeting*, Houston, TX, USA.
- Spasennykh M., Maglevannaia P., Kozlova E., Bulatov T., Leushina E., Morozov N. (2021). Geochemical Trends Reflecting Hydrocarbon Generation, Migration and Accumulation in Unconventional Reservoirs Based on Pyrolysis Data (on the Example of the Bazhenov Formation). *Geosciences*, 11(8), 307. <https://doi.org/10.3390/geosciences11080307>
- Ugryumov A., Petrova D., Sannikova I., Kasyanenko A., Khachatryan M., Kolomytsev A., Yuschenko T., Plotnikov B., Karimov I. (2022). Prospectivity Assessment of Bazhenov Formation Using Cutting-edge Integrated Static Model. *SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference, URTEC-3723536-MS*. <https://doi.org/10.15530/urtec-2022-3723536>
- Whitson C.H., Brulé M.R. (2000). Phase Behavior. SPE, 239 p. <https://doi.org/10.2118/9781555630874>
- Yushchenko T.S., Brusilovsky A.I. (2016). Mathematical modeling of gas-condensate mixture PVT-properties including presence of brine in reservoir. *Fluid Phase Equilibria*, 409, pp. 37–48. <https://doi.org/10.1016/j.fluid.2015.09.029>

## Сведения об авторах

**Тарас Сергеевич Ющенко** – кандидат физ.-мат. наук, руководитель направления по PVT и работе скважин, Газпром нефть

Россия, 190000, Санкт-Петербург, ул. Почтамтская, д. 3-5, Литера А, ч.пом. 1Н, каб. 2401  
e-mail: Yuschenko.TS@gazprom-neft.ru

**Ирина Алексеевна Санникова** – кандидат геол.-мин. наук, главный специалист, Газпром нефть

Россия, 190000, Санкт-Петербург, ул. Почтамтская, д. 3-5, Литера А, ч.пом. 1Н, каб. 2401  
e-mail: Sannikova.IA@gazprom-neft.ru

**Михаил Григорьевич Кульков** – заведующий лабораторией хроматографических методов исследования, НАЦ РН им. В.И. Шпилемана

Россия, 628011, Ханты-Мансийск, ул. Студенческая, д. 2  
e-mail: KulkovMG@nacrn.hmao.ru



*Александр Иосифович Брусиловский* – доктор тех. наук, профессор, ведущий эксперт, Газпром нефть  
Россия, 190000, Санкт-Петербург, ул. Почтамтская, д. 3-5, Литера А, ч.пом. 1Н, каб. 2401  
e-mail: Brusilovskiy.AI@gazprom-neft.ru

*Гульмира Темирхановна Салахидинова* – кандидат геол.-минерал. наук, старший научный сотрудник лаборатории хроматографических методов исследования, НАЦ РН им. В.И. Шпильмана  
Россия, 628011, Ханты-Мансийск, ул. Студенческая, д. 2  
e-mail: SalakhidinovaGT@nacrn.hmao.ru

*Азим Энверович Алиев* – инженер 1 категории лаборатории хроматографических методов исследования, НАЦ РН им. В.И. Шпильмана  
Россия, 628011, Ханты-Мансийск, ул. Студенческая, д. 2  
e-mail: AlievAE@nacrn.hmao.ru

*Александр Евгеньевич Гаврилов* – руководитель направления, Газпром нефть  
Россия, 190000, Санкт-Петербург, ул. Почтамтская, д. 3-5, Литера А, ч.пом. 1Н, каб. 2401  
e-mail: Gavrilov.AE@gazprom-neft.ru

Статья поступила в редакцию 27.04.2023;  
Принята к публикации 31.01.2024; Опубликовано 30.03.2024

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

## Identification of the Composition and Assessment of the Influence of the Solid Hydrocarbon Phase in the Reservoir on the Behavior of the Mobile Fluid of the Bazhenov Formation During the Reservoir Development

T.S. Yushchenko<sup>1\*</sup>, I.A. Sannikova<sup>1</sup>, M.G. Kulkov<sup>2</sup>, A.I. Brusilovsky<sup>1,3</sup>, G.T. Salakhidinova<sup>2</sup>, A.E. Aliev<sup>2</sup>, A.E. Gavrilov<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Gazprom Neft, St. Petersburg, Russian Federation

<sup>2</sup>V.I. Shpilman Research and Analytical Centre for the Rational Use of the Subsoil, Khanty-Mansiysk, Russian Federation

<sup>3</sup>Oil and Gas Research Institute of Russian Academy of Sciences

\*Corresponding author: Taras S. Yushchenko, e-mail: Yushchenko.TS@gazprom-neft.ru

**Abstract.** The purpose of the work is to identify the composition of the initial reservoir hydrocarbon (HC) system of the Bazhenov formation, as well as to assess the influence of the presence of a heavy solid hydrocarbon phase (bitumen) in the formation on the production of mobile fluids using PVT modeling methods. The article describes the necessary experiments to determine the component composition of the C<sub>81+</sub> fraction and the PVT properties of the formation mobile fluid taken from the well and the bitumen extract from the rock, and also presents their results. In addition, the properties of fractions up to C<sub>81+</sub> were calculated depending on the molecular weight for PVT modeling (extension of the Katz-Firuzabadi table). One of the important parts of the article is the assessment of the ratio of bound and free oil in the original reservoir system. Based on geochemical research data, an analysis was performed to assess the component composition of the original system (using the example of the Bazhenov Formation) using rock pyrolysis and studying formation fluid and bitumen. Using the results of studies of reservoir fluid samples, a PVT model was built and tuned. This PVT model was used to assess the properties of the initial reservoir hydrocarbon system and was adjusted to the fraction of the solid phase in the reservoir at the initial reservoir conditions. After this, based on the PVT model, an assessment was made of the influence of the presence of a solid phase in the composition of the reservoir system on the behavior of a mobile hydrocarbon fluid during reservoir development for depletion, as well as on the use of enhanced oil recovery methods (injection of associated petroleum gas and thermal methods of influencing the reservoir).

**Keywords:** Bazhenov formation, PVT model, bitumen, reservoir hydrocarbon system, laboratory studies, geochemical studies

**Recommended citation:** Yushchenko T.S., Sannikova I.A., Kulkov M.G., Brusilovsky A.I., Salakhidinova G.T., Aliev A.E., Gavrilov A.E. (2024). Identification of the Composition and Assessment of the Influence of the Solid Hydrocarbon Phase in the Reservoir on the Behavior of the Mobile Fluid of the Bazhenov Formation During the Reservoir Development. *Georesursy = Georesources*, 26(1), pp. 78–99. <https://doi.org/10.18599/grs.2024.1.7>

### References

- Abrams M.A., Gong C., Garnier C., Sephton M.A. (2017). A new thermal extraction protocol to evaluate liquid rich unconventional oil in place and in-situ fluid chemistry. *Marine and Petroleum Geology*, 88, pp. 659–675. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2017.09.014>
- Al Solial A.J., Shaikh A., Idrees A.K. (2023). Identification and Mapping of Gas Reservoir Bitumen. *Middle East Oil, Gas and Geosciences Show*, SPE-213390-MS. <https://doi.org/10.2118/213390-MS>
- Beti D.R., Ring T.A. (2019). Programmed temperature pyrolysis: Alterations to the standard method. *Sorkhabi R. (ed.) Encyclopedia of Petroleum Geoscience. Encyclopedia of Earth Sciences Series*. Springer, Cham., pp. 1–12. [https://doi.org/10.1007/978-3-319-02330-4\\_302-1](https://doi.org/10.1007/978-3-319-02330-4_302-1)
- Brusilovsky A.I. (2002). Phase transformations during the development of oil and gas fields. Moscow: Grail, 575 p. (In Russ.)
- Chen S., Fan X., Lu J., Wang X., Fei A. (2010). Impact of bitumen on reservoir properties and hydrocarbon accumulation. *Petroleum Exploration and Development*, 37(1), 1793–0, pp. 70–76.
- Cheremisin A.N., Mukhina E.D., Ushakova A.S., Prochukhan K.Yu., Kasyanenko A.A. (2022). Chemical, gas and thermal EOR for the Bazhenov formation. *Neftegaz.ru*, 5–6, pp. 58–64. (In Russ.)
- Gomaa S., El-Hosboudy A.N. (2018). New Correlation Predicting Molecular Weight of Petroleum Fractions. *Petroleum & Petrochemical Engineering Journal*, 2(1), pp. 1–5. <https://doi.org/10.23880/PPEJ-16000139>
- Gutman I.S., Potemkin G.N., Baturin A.Yu., Maslyanko M.Yu., Kozlova E.V., Spasennykh M.Yu., Bulatov T.D. (2019). Study of the West Siberian Bazhenov Formation at multiple levels according to pyrolysis data as the basis for the unbiased assessment of petroleum potential. *Nedropolzovanie XXI vek*, 79(3), pp. 102–115. (In Russ.)
- Handbook of Oil and Gas Geology (1984). Ed. N.A. Eremenko. Moscow: Nedra, 480 p. (In Russ.)
- Kalmykov G.A. (2016). The structure of the Bazhenov oil and gas complex as the basis for forecasting differentiated oil productivity. Dr. Geol. and Mineral. Sci. Diss. Moscow: MSU. (In Russ.)
- Katz D.L., Firoozabadi A. (1978). Predicting Phase Behavior of Condensate/Crude-Oil Systems Using Methane Interaction Coefficients. *Journal of Petroleum Technology*, 30(11), SPE-6721-PA, pp. 1649–1655. <https://doi.org/10.2118/6721-PA>
- Kontorovich A.E., Kostyreva E.A., Rodyakin S.V., Sotnich I.S. and others (2018). Geochemistry of bitumens of the Bazhenov formation. *Geologiya nefi i gaza = Russian Oil and Gas Geology*, 2, pp. 79–88. (In Russ.)

- Kontorovich A.E., Melenevsky V.N., Zanin Yu.N., Zamirailova A.G., Kazanekov V.A., Kazarbin V.V., Makhneva E.N., Yamkovaya L.S. (1998). Lithology, organic geochemistry and conditions for the formation of the main types of rocks of the Bazhenov Formation. *Geologiya i Geofizika*, 39 (11), pp. 1477–1491. (In Russ.)
- Kozlova E.V., Fadeeva N.P., Kalmykov G.A., Balushkina N.S. and others (2015). Technology for studying the geochemical parameters of organic matter in kerogen-saturated sediments (using the example of the Bazhenov formation, Western Siberia). *Moscow University Bulletin. Series 4. Geology*, 5, pp. 44–53. (In Russ.)
- Kulkov M.G., Vtorushina E.A. (2019). Accelerated extraction ASE - as an effective method for extracting bitumen when performing pyrolytic and chromatographic studies of core material. *Ways to realize the oil and gas potential of the Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug - Ugra: Proc. Sci and Pract. Conf.* Khanty-Mansiysk: V.I. Shpilman Research and Analytical Centre for the Rational Use of the Subsoil, pp. 79–90. (In Russ.)
- Lee B.I., Kesler M.G. (1975). A Generalized Thermodynamic Correlation Based on Three-Parameter Corresponding States. *AIChE Journal*, 21(3), pp. 510–527. <https://doi.org/10.1002/aic.690210313>
- Lopatin N.V., Yemets T.P. (1999). Oil generation properties of the Bazhenov formation on the territory of the Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug. *Ways to realize the oil and gas potential of the Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug - Ugra: Proc. Sci and Pract. Conf.* Khanty-Mansiysk, pp. 116–123. (In Russ.)
- Maende A., Pepper A., Jarvie D.M., Weldon W.D. (2017). Advanced pyrolysis data and interpretation methods to identify unconventional reservoir sweet spots in fluid phase saturation and fluid properties (API gravity) from drill cuttings and cores. *AAPG 2017 Annual Convention & Exhibition, Houston, Texas*, [https://www.searchanddiscovery.com/pdfz/documents/2017/80596maende/ndx\\_maende.pdf.html](https://www.searchanddiscovery.com/pdfz/documents/2017/80596maende/ndx_maende.pdf.html)
- Michelsen M.L., Mollerup J. (2007). *Thermodynamic Models: Fundamentals and Computational Aspects*. Denmark: Tie-Line Publ., 382 p.
- Muradov A.V., Dieva N.N., Kravchenko M.N., Perekhov F.A. (2018). HSV and THCV in the formations of the Bazhenov formation. *Neftegaz.Ru*, 3, pp. 62–69. (In Russ.)
- Naji H.S. (2010). Characterizing Pure and Undefined Petroleum Components. *International Journal of Engineering and Technology IJET-IJENS*, 10(2), pp. 39–68.
- Pedersen K.S., Christensen P.L. (2006). *Phase Behavior of Petroleum Reservoir Fluids*. Boca Raton: CRC Press, 422 p. <https://doi.org/10.1201/9781420018257>
- Péneloux A., Rauzy E., Fréze R. (1982). A consistent volume correction for Redlich–Kwong–Soave volumes. *Fluid Phase Equilibria*, 8(1), pp. 7–23. [https://doi.org/10.1016/0378-3812\(82\)80002-2](https://doi.org/10.1016/0378-3812(82)80002-2)
- Peng D.-Y., Robinson D.B. (1976). A new Two-Constant Equation of state. *Industrial & Engineering Chemistry Fundamentals*, 15(1), pp. 59–64. <https://doi.org/10.1021/i160057a011>
- Peters K.E., Cassa M.R. (1994). Applied source rock geochemistry. *Magoon L.B., Dow W.G. The Petroleum System – From Source to Trap*. AAPG, pp. 93–120. <https://doi.org/10.1306/M60585C5>
- Riazi M.R., Al-Sahhaf T.A. (1996). Physical Properties of Heavy Petroleum Fractions and Crude Oils. *Fluid Phase Equilibria*, 117(1–2), pp. 217–224. [https://doi.org/10.1016/0378-3812\(95\)02956-7](https://doi.org/10.1016/0378-3812(95)02956-7)
- Rydahl A., Pedersen K.S., Hjermstad H.P. (1997). Modelling of Live Oil Asphaltene Precipitation. *AIChE Spring National Meeting*, Houston, TX, USA.
- Salakhidinova G.T., Kulkov M.G., Vtorushina E.A. (2022). Increasing the reliability of assessing the degree of catagenesis of organic matter of the Bazhenov Formation by combining pyrolytic and molecular parameters (within the northwestern part of the territory of the Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug - Ugra). *Geologiya nefi i gaza = Russian Oil and Gas Geology*, 6, pp. 85–99. (In Russ.)
- Samoilenko V.V. (2011). Geochemistry of organic matter of the Bazhenov formation in the southeast of Western Siberia and genetically related fluids. Abstract Cand. Geol. and Mineral. Sci. Diss. Tomsk, 22 p. (In Russ.)
- Soboleva E.V. (2017). Formation of the oil composition of the Yu0 Bazhenov formation, Salym oil field. *Georesursy = Georesources*, Special issue, pp. 144–154. (In Russ.) <http://doi.org/10.18599/grs.19.15>
- Spasennykh M., Maglevannaia P., Kozlova E., Bulatov T., Leushina E., Morozov N. (2021). Geochemical Trends Reflecting Hydrocarbon Generation, Migration and Accumulation in Unconventional Reservoirs Based on Pyrolysis Data (on the Example of the Bazhenov Formation). *Geosciences*, 11(8), 307. <https://doi.org/10.3390/geosciences11080307>
- Tikhonova M.S., Ivanova D.A., Kalmykov A.G., Borisov R.S., Kalmykov G.A. (2019). Methods of step extraction of rocks of high-carbon formations for the study of the component distribution of bitumen and variability of their basic geochemical parameters. *Georesursy = Georesources*, 21(2), pp. 172–182. <https://doi.org/10.18599/grs.2019.2.172-182>
- Ugryumov A., Petrova D., Sannikova I., Kasyanenko A., Khachatryan M., Kolomytsev A., Yuschenko T., Plotnikov B., Karimov I. (2022). Prospectivity Assessment of Bazhenov Formation Using Cutting-edge Integrated Static Model. *SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference, URTEC-3723536-MS*. <https://doi.org/10.15530/urtec-2022-3723536>
- Uspensky V.A., Rodionova K.F., Gorskaya A.I., Shishkova A.P. (1966). Guide to the analysis of bitumen and dispersed organic matter of rocks (for laboratories of geological exploration organizations). Leningrad: Nedra, 316 p. (In Russ.)
- Volkov V.A., Oleinik E.V., Oksenoid E.E., Sidorov A.A. (2016). Structure and generation potential of the Bazhenov Formation in the central part of Western Siberia. *Geologiya i mineral'no-syr'evye resursy*, 3(27), pp. 79–98. (In Russ.)
- Vtorushina E.A., Bulatov T.D., Kozlova E.V., Kulkov M.G. (2022). Pyrolytic criteria for assessing the degree of thermal maturity of organic matter of the Bazhenov Formation. *Geologiya nefi i gaza = Russian Oil and Gas Geology*, 4, pp. 53–63. (In Russ.)
- Whitson C.H., Brulé M.R. (2000). Phase Behavior. SPE, 239 p. <https://doi.org/10.2118/9781555630874>
- Yushchenko T.S., Brusilovsky A.I. (2016). Mathematical modeling of gas-condensate mixture PVT-properties including presence of brine in reservoir. *Fluid Phase Equilibria*, 409, pp. 37–48. <https://doi.org/10.1016/j.fluid.2015.09.029>
- Yushchenko T.S., Brusilovsky A.I. (2022). A step-by-step approach to creating and tuning PVT-models of reservoir hydrocarbon systems based on the state equation. *Georesursy = Georesources*, 24(3), pp. 164–181. (In Russ.) <https://doi.org/10.18599/grs.2022.3.14>

### About the Authors

**Taras S. Yushchenko** – Cand. Sci. (Physics and Mathematics), Head of PVT and Well Operations, Gazprom Neft  
3-5, Litera A, Pochtamskaya st., St. Petersburg, 190000, Russian Federation  
e-mail: Yuschenko.TS@gazprom-neft.ru

**Irina A. Sannikova** – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Chief Specialist, Gazprom Neft  
3-5, Litera A, Pochtamskaya st., St. Petersburg, 190000, Russian Federation  
e-mail: Sannikova.IA@gazprom-neft.ru

**Mikhail G. Kulkov** – Head of the Laboratory of Chromatographic Research Methods, V.I. Shpilman Research and Analytical Centre for the Rational Use of the Subsoil  
2, Studencheskaya st., Khanty-Mansiysk, 628011, Russian Federation  
e-mail: KulkovMG@nacrn.hmao.ru

**Alexander I. Brusilovskiy** – Dr. Sci. (Technical Sciences), Professor, Leading Expert, Gazprom Neft  
3-5, Litera A, Pochtamskaya st., St. Petersburg, 190000, Russian Federation  
e-mail: Brusilovskiy.AI@gazprom-neft.ru

**Gulmira T. Salakhidinova** – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Senior Researcher at the Laboratory of Chromatographic Research Methods, V.I. Shpilman Research and Analytical Centre for the Rational Use of the Subsoil  
2, Studencheskaya st., Khanty-Mansiysk, 628011, Russian Federation  
e-mail: SalakhidinovaGT@nacrn.hmao.ru

**Azim Enverovich Aliev** – Engineer of the Laboratory of Chromatographic Research Methods, V.I. Shpilman Research and Analytical Centre for the Rational Use of the Subsoil  
2, Studencheskaya st., Khanty-Mansiysk, 628011, Russian Federation  
e-mail: AlievAE@nacrn.hmao.ru

**Aleksandr E. Gavrilov** – Head of the Department, Gazprom Neft  
3-5, Litera A, Pochtamskaya st., St. Petersburg, 190000, Russian Federation  
e-mail: Gavrilov.AE@gazprom-neft.ru

Manuscript received 27 April 2023;  
Accepted 31 January 2024; Published 30 March 2024

Приложение А. Компонентный состав сепарированной нефти, битумоидов, рекомбинированных проб пластовой нефти и исходных пластовых систем баженовской свиты (мол. %). Обозначение: ГС – газосодержание.

Компонент/ фракция	Молярная масса, г/моль	Битумоид № 1	Битумоид № 2	Сепарированная нефть	Устьевой газ	Рекомбинирован ная нефть с ГС 23 м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	Рекомбинирован ная нефть с ГС 53 м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	Рекомбинирован ная нефть с ГС 125 м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	Расчет по данным табл. 7 и 8			Согласно PVT-модель (11)		
									Исходная пластовая система с ГС 23 м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	Исходная пластовая система с ГС 53 м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	Исходная пластовая система с ГС 125 м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	Исходная пластовая система с ГС 23 м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	Исходная пластовая система с ГС 53 м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	Исходная пластовая система с ГС 125 м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>
H <sub>2</sub>	2	0	0	0	0,051	0,011	0,019	0,030	0,010	0,019	0,029	0,010	0,018	0,028
He	4	0	0	0	0,003	0,001	0,001	0,002	0,001	0,001	0,002	0,001	0,001	0,002
N <sub>2</sub>	28	0	0	0	2,577	0,534	0,967	1,507	0,519	0,945	1,487	0,503	0,916	1,442
CO <sub>2</sub>	44	0	0	0	2,715	0,563	1,019	1,587	0,547	0,996	1,566	0,545	0,988	1,555
C <sub>1</sub>	16,04	0,000	0,000	0	58,69	12,16	22,02	34,31	11,814	21,524	33,860	11,793	21,368	33,635
C <sub>2</sub>	30,07	0,000	0,000	0,071	7,230	1,554	2,757	4,256	1,510	2,695	4,200	1,497	2,659	4,146
C <sub>3</sub>	44,1	0,000	0,000	1,537	13,95	4,109	6,194	8,792	3,991	6,054	8,676	3,984	6,010	8,621
i-C <sub>4</sub>	58,12	0,000	0,000	0,527	1,905	0,813	1,044	1,333	0,789	1,020	1,315	0,790	1,017	1,311
nC <sub>4</sub>	58,12	0,000	0,000	3,571	7,989	4,487	5,229	6,154	4,358	5,110	6,073	4,363	5,091	6,054
i-C <sub>5</sub>	72,15	0,000	0,000	1,737	1,349	1,656	1,591	1,510	1,609	1,555	1,490	1,598	1,541	1,477
nC <sub>5</sub>	72,15	0,000	0,000	3,863	2,182	3,515	3,232	2,880	3,414	3,159	2,842	3,391	3,130	2,818
C <sub>6</sub>	84	0,000	0,000	7,486	1,068	6,156	5,078	3,734	5,980	4,963	3,685	5,917	4,916	3,653
C <sub>7</sub>	96	0,000	0,000	7,429	0,211	5,933	4,720	3,209	5,763	4,614	3,167	5,703	4,571	3,139
C <sub>8</sub>	107	0,000	0,000	6,720	0,080	5,344	4,228	2,838	5,191	4,133	2,801	5,088	4,066	2,758
C <sub>9</sub>	121	0,000	0,000	5,720	0,008	4,537	3,577	2,381	4,407	3,496	2,350	4,319	3,440	2,313
C <sub>10</sub>	134	0,000	0,000	5,725	0,000	4,539	3,577	2,378	4,409	3,496	2,347	4,282	3,418	2,296
C <sub>11</sub>	154,21	0,000	0,013	4,840	0,000	3,837	3,024	2,010	3,727	2,954	1,984	3,620	2,889	1,941
C <sub>12</sub>	168,2	0,000	0,003	4,244	0,000	3,364	2,651	1,763	3,268	2,590	1,740	3,142	2,516	1,690
C <sub>13</sub>	182,31	0,000	0,000	4,165	0,000	3,302	2,602	1,730	3,207	2,542	1,708	3,085	2,469	1,658
C <sub>14</sub>	197,23	0,000	0,117	3,678	0,000	2,916	2,298	1,528	2,832	2,245	1,508	2,724	2,180	1,465
C <sub>15</sub>	211,28	0,432	1,422	3,198	0,000	2,535	1,998	1,328	2,463	1,952	1,311	2,344	1,882	1,263
C <sub>16</sub>	225,11	1,462	3,892	2,713	0,000	2,151	1,695	1,127	2,089	1,656	1,112	1,989	1,596	1,072
C <sub>17</sub>	238,61	2,891	6,251	2,590	0,000	2,053	1,618	1,076	1,995	1,581	1,062	1,898	1,524	1,023
C <sub>18</sub>	251,68	4,093	7,529	2,380	0,000	1,887	1,487	0,989	1,833	1,453	0,976	1,727	1,390	0,934
C <sub>19</sub>	265,21	4,421	7,656	2,232	0,000	1,770	1,395	0,927	1,719	1,363	0,915	1,620	1,304	0,876
C <sub>20</sub>	279,18	4,262	6,590	1,815	0,000	1,439	1,134	0,754	1,290	1,022	0,649	1,317	1,060	0,712
C <sub>21</sub>	291,52	3,944	6,012	1,563	0,000	1,239	0,977	0,649	1,149	0,911	0,606	1,134	0,913	0,613
C <sub>22</sub>	305,26	3,574	5,316	1,469	0,000	1,165	0,918	0,610	1,061	0,841	0,542	1,057	0,853	0,573
C <sub>23</sub>	317,19	3,335	4,762	1,308	0,000	1,037	0,817	0,543	0,966	0,766	0,500	0,940	0,759	0,510
C <sub>24</sub>	329,39	3,045	4,367	1,193	0,000	0,946	0,745	0,496	0,881	0,699	0,453	0,858	0,692	0,465
C <sub>25</sub>	341,85	2,971	3,849	1,072	0,000	0,850	0,670	0,445	0,825	0,654	0,435	0,771	0,622	0,418
C <sub>26</sub>	353,41	2,757	3,655	1,020	0,000	0,808	0,637	0,424	0,775	0,614	0,407	0,728	0,589	0,396
C <sub>27</sub>	365,2	2,594	3,474	0,961	0,000	0,762	0,600	0,399	0,729	0,578	0,376	0,686	0,555	0,372
C <sub>28</sub>	374,77	2,452	2,919	0,880	0,000	0,698	0,550	0,366	0,679	0,538	0,342	0,628	0,508	0,341
C <sub>29</sub>	386,94	2,320	2,623	0,763	0,000	0,605	0,477	0,317	0,615	0,488	0,320	0,544	0,441	0,296
C <sub>30</sub>	398,06	1,980	2,218	0,706	0,000	0,560	0,441	0,293	0,546	0,433	0,276	0,501	0,406	0,273
C <sub>31</sub>	409,35	2,077	1,957	0,618	0,000	0,490	0,386	0,257	0,526	0,417	0,267	0,438	0,355	0,239
C <sub>32</sub>	419,53	1,522	1,632	0,543	0,000	0,431	0,339	0,226	0,420	0,333	0,216	0,385	0,312	0,210
C <sub>33</sub>	429,83	1,567	1,498	0,494	0,000	0,392	0,309	0,205	0,407	0,323	0,215	0,350	0,284	0,190
C <sub>34</sub>	438,95	1,378	1,251	0,474	0,000	0,376	0,296	0,197	0,373	0,296	0,185	0,335	0,272	0,183
C <sub>35</sub>	449,48	1,398	1,162	0,396	0,000	0,314	0,248	0,165	0,346	0,275	0,187	0,281	0,228	0,153
C <sub>36</sub>	458,8	1,103	1,063	0,401	0,000	0,318	0,251	0,167	0,307	0,244	0,156	0,283	0,230	0,155

Компонент/ фракция	Молярная масса, Г/моль	Битумоид № 1	Битумоид № 2	Сепарированная нефть	Устьевой газ	Рекомбинирован ная нефть с ГС 23 м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	Рекомбинирован ная нефть с ГС 53 м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	Рекомбинирован ная нефть с ГС 125 м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	Расчет по данным табл. 7 и 8			Согласно PVT-модель (11)		
									Исходная пластовая система с ГС 23 м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	Исходная пластовая система с ГС 53 м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	Исходная пластовая система с ГС 125 м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	Исходная пластовая система с ГС 23 м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	Исходная пластовая система с ГС 53 м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	Исходная пластовая система с ГС 125 м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>
C <sub>37</sub>	468,2	1,201	0,938	0,359	0,000	0,284	0,224	0,149	0,305	0,241	0,155	0,253	0,205	0,138
C <sub>38</sub>	476,34	0,922	0,778	0,319	0,000	0,253	0,199	0,133	0,251	0,199	0,124	0,225	0,182	0,123
C <sub>39</sub>	485,91	1,011	0,709	0,267	0,000	0,212	0,167	0,111	0,243	0,193	0,133	0,188	0,153	0,103
C <sub>40</sub>	494,18	0,800	0,648	0,279	0,000	0,221	0,174	0,116	0,214	0,173	0,109	0,197	0,160	0,107
C <sub>41</sub>	502,51	0,860	0,573	0,238	0,000	0,189	0,149	0,099	0,198	0,157	0,106	0,169	0,137	0,093
C <sub>42</sub>	510,91	0,724	0,524	0,238	0,000	0,188	0,148	0,099	0,167	0,132	0,089	0,169	0,137	0,092
C <sub>43</sub>	519,36	0,694	0,489	0,199	0,000	0,158	0,124	0,083	0,160	0,127	0,085	0,141	0,115	0,077
C <sub>44</sub>	526,45	0,731	0,445	0,190	0,000	0,151	0,119	0,079	0,168	0,133	0,090	0,135	0,110	0,073
C <sub>45</sub>	533,58	0,737	0,401	0,173	0,000	0,137	0,108	0,072	0,170	0,135	0,090	0,123	0,100	0,067
C <sub>46</sub>	542,19	0,552	0,335	0,161	0,000	0,128	0,100	0,067	0,127	0,101	0,068	0,114	0,093	0,062
C <sub>47</sub>	549,41	0,555	0,317	0,147	0,000	0,116	0,092	0,061	0,128	0,101	0,068	0,104	0,085	0,057
C <sub>48</sub>	556,66	0,507	0,290	0,133	0,000	0,105	0,083	0,055	0,117	0,093	0,062	0,096	0,078	0,052
C <sub>49</sub>	562,49	0,522	0,285	0,127	0,000	0,101	0,080	0,053	0,120	0,095	0,064	0,092	0,075	0,050
C <sub>50</sub>	569,81	0,435	0,242	0,111	0,000	0,088	0,070	0,046	0,100	0,079	0,053	0,081	0,065	0,044
C <sub>51</sub>	575,69	0,487	0,214	0,110	0,000	0,087	0,069	0,046	0,112	0,089	0,060	0,080	0,064	0,043
C <sub>52</sub>	583,07	0,406	0,228	0,096	0,000	0,076	0,060	0,040	0,093	0,074	0,050	0,070	0,056	0,038
C <sub>53</sub>	589	0,431	0,211	0,091	0,000	0,072	0,057	0,038	0,099	0,079	0,053	0,066	0,053	0,036
C <sub>54</sub>	594,96	0,354	0,166	0,081	0,000	0,064	0,051	0,034	0,082	0,065	0,044	0,059	0,047	0,032
C <sub>55</sub>	600,93	0,357	0,176	0,080	0,000	0,063	0,050	0,033	0,082	0,065	0,044	0,059	0,047	0,032
C <sub>56</sub>	606,92	0,325	0,156	0,068	0,000	0,054	0,043	0,028	0,075	0,059	0,040	0,051	0,040	0,027
C <sub>57</sub>	612,94	0,280	0,135	0,068	0,000	0,054	0,042	0,028	0,064	0,051	0,034	0,049	0,040	0,026
C <sub>58</sub>	618,97	0,292	0,163	0,057	0,000	0,045	0,036	0,024	0,067	0,053	0,036	0,042	0,033	0,022
C <sub>59</sub>	625,02	0,260	0,130	0,058	0,000	0,046	0,036	0,024	0,060	0,047	0,032	0,042	0,034	0,023
C <sub>60</sub>	629,58	0,219	0,109	0,048	0,000	0,038	0,030	0,020	0,051	0,040	0,027	0,035	0,028	0,019
C <sub>61</sub>	635,66	0,395	0,101	0,048	0,000	0,038	0,030	0,020	0,091	0,072	0,049	0,035	0,028	0,019
C <sub>62</sub>	640,24	0,333	0,094	0,040	0,000	0,032	0,025	0,017	0,077	0,061	0,041	0,029	0,024	0,016
C <sub>63</sub>	644,83	0,281	0,082	0,040	0,000	0,032	0,025	0,017	0,065	0,051	0,034	0,030	0,024	0,016
C <sub>64</sub>	650,96	0,229	0,073	0,034	0,000	0,027	0,021	0,014	0,053	0,042	0,028	0,025	0,020	0,013
C <sub>65</sub>	655,57	0,181	0,069	0,031	0,000	0,025	0,020	0,013	0,042	0,033	0,022	0,023	0,019	0,013
C <sub>66</sub>	660,19	0,138	0,058	0,029	0,000	0,023	0,018	0,012	0,032	0,025	0,017	0,022	0,017	0,011
C <sub>67</sub>	664,82	0,112	0,055	0,025	0,000	0,019	0,015	0,010	0,026	0,020	0,014	0,018	0,015	0,010
C <sub>68</sub>	669,45	0,070	0,050	0,021	0,000	0,017	0,013	0,009	0,016	0,013	0,009	0,016	0,013	0,009
C <sub>69</sub>	674,1	0,041	0,042	0,021	0,000	0,016	0,013	0,009	0,009	0,007	0,005	0,015	0,012	0,008
C <sub>70</sub>	678,76	0,015	0,037	0,016	0,000	0,013	0,010	0,007	0,003	0,003	0,002	0,012	0,010	0,007
C <sub>71</sub>	683,42	0,046	0,033	0,016	0,000	0,013	0,010	0,007	0,011	0,008	0,006	0,013	0,010	0,007
C <sub>72</sub>	688,09	0,038	0,027	0,013	0,000	0,010	0,008	0,005	0,009	0,007	0,005	0,010	0,008	0,005
C <sub>73</sub>	691,21	0,035	0,025	0,011	0,000	0,009	0,007	0,005	0,008	0,006	0,004	0,009	0,007	0,005
C <sub>74</sub>	695,9	0,026	0,019	0,009	0,000	0,007	0,005	0,004	0,006	0,005	0,003	0,007	0,005	0,004
C <sub>75</sub>	700,59	0,022	0,016	0,008	0,000	0,006	0,005	0,003	0,005	0,004	0,003	0,006	0,005	0,003
C <sub>76</sub>	705,3	0,016	0,011	0,006	0,000	0,004	0,003	0,002	0,004	0,003	0,002	0,004	0,004	0,002
C <sub>77</sub>	710,01	0,011	0,008	0,004	0,000	0,003	0,003	0,002	0,003	0,002	0,001	0,003	0,003	0,002
C <sub>78</sub>	714,72	0,007	0,005	0,002	0,000	0,002	0,001	0,001	0,002	0,001	0,001	0,002	0,001	0,001
C <sub>79</sub>	719,45	0,004	0,003	0,001	0,000	0,001	0,001	0,000	0,001	0,001	0,000	0,001	0,001	0,000
C <sub>80</sub>	722,6	0,001	0,001	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,001	0,000	0,000
C <sub>81+</sub>	904	28,760	9,300	5,819	0,000	4,613	3,635	2,417	6,944	5,505	3,697	9,891	7,656	5,143

Приложение Б. Таблица Катца – Фирузабади, расширенная до фракции  $C_{80}$  \* При давлении 0,101325 Мпа.

Номер фракции	Температура кипения*, °С	Относительная плотность	Молекулярная масса	Коэффициент Ватсона	Методика (Ющенко, Брусиловский, 2022)		
	Среднее значение				Критическая температура, °С	Критическое давление, бар	Ацентрический фактор
6	63,9	0,698	85,2	12,27	249,38	32,77	0,267
7	91,9	0,726	98,8	11,96	278,64	30,35	0,317
8	116,7	0,745	112,2	11,86	305,24	28,26	0,364
9	142,2	0,759	126,5	11,82	330,44	26,27	0,413
10	174,0	0,786	133,4	11,82	348,53	26,37	0,436
11	196,0	0,783	154,2	11,84	373,76	23,36	0,502
12	216,0	0,756	168,2	11,86	382,41	20,84	0,546
13	235,0	0,819	182,3	11,85	417,14	21,71	0,588
14	254,0	0,827	197,2	11,84	434,58	20,66	0,632
15	271,0	0,835	211,3	11,84	450,35	19,81	0,673
16	287,0	0,842	225,1	11,87	464,70	19,04	0,713
17	302,0	0,848	238,6	11,87	477,77	18,35	0,750
18	316,0	0,854	251,7	11,89	489,97	17,75	0,786
19	330,0	0,860	265,2	11,90	501,93	17,18	0,823
20	344,0	0,865	279,2	11,92	513,37	16,61	0,861
21	356,0	0,870	291,5	11,94	523,25	16,17	0,893
22	369,0	0,874	305,3	11,94	533,34	15,67	0,929
23	380,0	0,879	317,2	11,95	542,27	15,31	0,960
24	391,0	0,883	329,4	11,96	550,73	14,94	0,991
25	402,0	0,887	341,9	11,99	559,08	14,58	1,023
26	412,0	0,890	353,4	12,00	566,29	14,26	1,052
27	422,0	0,894	365,2	12,01	573,77	13,97	1,081
28	430,0	0,897	374,8	12,03	579,62	13,74	1,105
29	440,0	0,901	386,9	12,04	586,86	13,46	1,135
30	449,0	0,904	398,1	12,04	593,14	13,21	1,162
31	458,0	0,907	409,4	12,04	599,30	12,97	1,190
32	466,0	0,910	419,5	12,04	604,78	12,77	1,214
33	474,0	0,913	429,8	12,05	610,21	12,57	1,239
34	481,0	0,916	438,9	12,06	615,02	12,41	1,261
35	489,0	0,918	449,5	12,06	620,02	12,20	1,286
36	496,0	0,921	458,8	12,07	624,71	12,05	1,308
37	503,0	0,923	468,2	12,07	629,0	11,88	1,330
38	509,0	0,926	476,3	12,09	633,1	11,76	1,349
39	516,0	0,928	485,9	12,10	637,3	11,60	1,371
40	522,0	0,931	494,2	12,10	641,3	11,49	1,390
41	528,0	0,933	502,5	12,11	644,9	11,36	1,410
42	534,0	0,935	510,9	12,13	648,5	11,24	1,429
43	540,0	0,937	519,4	12,13	652,0	11,12	1,449
44	545,0	0,939	526,5	12,14	655,0	11,02	1,465
45	550,0	0,941	533,6	12,14	658,0	10,93	1,481
46	556,0	0,943	542,2	12,12	661,5	10,81	1,501
47	561,0	0,945	549,4	12,12	664,4	10,73	1,517
48	566,0	0,947	556,7	12,12	667,3	10,64	1,533

Номер фракции	Температура кипения*, °С	Относительная плотность	Молекулярная масса	Коэффициент Ватсона	Методика (Ющенко, Брусиловский, 2022)		
	Среднее значение				Критическая температура, °С	Критическое давление, бар	Ацентрический фактор
47	561,0	0,945	549,4	12,12	664,4	10,73	1,517
48	566,0	0,947	556,7	12,12	667,3	10,64	1,533
49	570,0	0,949	562,5	12,11	669,7	10,57	1,546
50	575,0	0,951	569,8	12,11	672,6	10,49	1,563
51	579,0	0,953	575,7	12,10	674,9	10,43	1,576
52	584,0	0,955	583,1	12,10	677,7	10,34	1,593
53	588,0	0,956	589,0	12,11	679,8	10,27	1,606
54	592,0	0,958	595,0	12,10	682,1	10,21	1,619
55	596,0	0,960	600,9	12,09	684,4	10,15	1,632
56	600,0	0,961	606,9	12,10	686,4	10,08	1,646
57	604,0	0,963	612,9	12,09	688,7	10,03	1,659
58	608,0	0,965	619,0	12,09	690,9	9,97	1,673
59	612,0	0,966	625,0	12,09	692,9	9,90	1,686
60	615,0	0,968	629,6	12,08	694,7	9,87	1,696
61	619,0	0,969	635,7	12,09	696,6	9,80	1,709
62	622,0	0,971	640,2	12,07	698,4	9,77	1,719
63	625,0	0,972	644,8	12,07	699,9	9,72	1,729
64	629,0	0,974	651,0	12,07	702,0	9,67	1,743
65	632,0	0,975	655,6	12,07	703,5	9,62	1,753
66	635,0	0,976	660,2	12,07	704,9	9,58	1,763
67	638,0	0,978	664,8	12,06	706,7	9,55	1,773
68	641,0	0,979	669,5	12,06	708,1	9,50	1,783
69	644,0	0,981	674,1	12,05	709,8	9,47	1,793
70	647,0	0,982	678,8	12,05	711,3	9,43	1,803
71	650,0	0,983	683,4	12,05	712,7	9,39	1,813
72	653,0	0,984	688,1	12,05	714,1	9,34	1,823
73	655,0	0,986	691,2	12,03	715,4	9,33	1,830
74	658,0	0,987	695,9	12,04	716,8	9,29	1,840
75	661,0	0,988	700,6	12,04	718,1	9,25	1,850
76	664,0	0,989	705,3	12,04	719,5	9,21	1,861
77	667,0	0,991	710,0	12,03	721,2	9,18	1,871
78	670,0	0,992	714,7	12,03	722,5	9,14	1,881
79	673,0	0,993	719,4	12,03	723,8	9,10	1,891
80	675,0	0,994	722,6	12,02	724,8	9,08	1,898