

УДК 66.061.1
МРНТИ 66.15.25

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108768>

Получена: 09.07.2024.

Одобрена: 23.01.2025.

Опубликована: 31.03.2025.

Оригинальное исследование

Оценка данных PVT и геохимический фингерпринтинг: подходы и результаты

Н.К. Дукесова, К.М. Кунжарикова, Л.М. Бисикенова, Г.Ж. Бектас

КМГ Инжиниринг, Астана, Казахстан

АННОТАЦИЯ

Обоснование. В данной статье рассматривается важность наличия достоверных данных о PVT свойствах пластовых флюидов для подсчёта запасов нефтяных и газовых залежей, а также принятия обоснованных решений при проектировании разработки и эксплуатации месторождений на примере надсолевого комплекса структуры Уаз, разделенной тектоническими нарушениями на три крыла – юго-западное, южное и северо-восточное. Южное крыло оперяющим разломом разделено на два поля – западное (Уаз Основной) и восточное (Уаз Восточный). На северо-восточном крыле расположено месторождение Уаз Северный. В разные годы в этих трех месторождениях проводились PVT исследования, а также геохимические исследования (фингерпринтинг) для подтверждения данных.

Цель. Целью работы является оценка данных по результатам PVT исследований и геохимического фингерпринтинга, выявление различий и схожести свойств пластовых флюидов по трем месторождениям: Уаз Основной, Уаз Восточный и Уаз Северный.

Материалы и методы. В исследовании использовались данные PVT исследований, проведенных в разные годы на трех месторождениях, а также геохимические исследования для подтверждения полученных данных, включая метод фингерпринтинга. Все данные были использованы для анализа различий и схожести характеристик флюидов.

Результаты. Результаты анализа позволили выявить различия и схожесть свойств пластовых флюидов, что способствует более точной интерпретации данных и повышению эффективности управления разработкой месторождений.

Заключение. Полученные данные о PVT свойствах и результаты геохимических исследований способствуют улучшению точности в оценке запасов и повышению эффективности управления разработкой месторождений на примере структуры Уаз.

Ключевые слова: физико-химические свойства нефти, PVT свойства пластовых флюидов, фингерпринтинг нефти.

Как цитировать:

Дукесова Н.К., Кунжарикова К.М., Бисикенова Л.М., Бектас Г.Ж. Оценка данных PVT и геохимический фингерпринтинг: подходы и результаты // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2025. Том 7, №1. С. 79–89. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108768>.

UDC 66.061.1
CSCSTI 66.15.25

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108768>

Received: 09.07.2024.

Accepted: 23.01.2025.

Published: 31.03.2025.

Original article

PVT Data Evaluation and Geochemical Fingerprinting: Approaches and Results

Nadezhda K. Dukessova, Klara M. Kunzharikova, Laura M. Bissikenova,
Gaukhar Zh. Bektas

KMG Engineering, Astana, Kazakhstan

ABSTRACT

Background: This article examines the importance of reliable PVT data on reservoir fluid properties for calculating oil and gas reserves, as well as for making informed decisions during the design and operation of fields, using the example of the suprasalt complex of the Uaz structure. This structure is divided by tectonic faults into three flanks: southwestern, southern, and northeastern. The southern flank is separated by a feathering fault into two fields – western (Uaz Main) and eastern (Uaz East). The northeastern flank contains the Uaz North field. Over different years, PVT studies and geochemical studies (fingerprinting) have been conducted at these three fields to confirm the data.

Aim: The purpose of this work is to evaluate data from PVT studies and geochemical fingerprinting, to identify differences and similarities in reservoir fluid properties for three fields: Uaz Main, Uaz East and Uaz North.

Materials and methods: The study used data from PVT surveys conducted in different years at the three fields, as well as geochemical studies to confirm the data obtained, including the fingerprinting method. All data were used to analyze differences and similarities in fluid characteristics.

Results: The results of the analysis allowed us to identify differences and similarities in reservoir fluid properties, which contributes to more accurate data interpretation and improved field development management.

Conclusion: The obtained PVT property data and geochemical study results contribute to improving the accuracy of reserve estimation and enhancing the efficiency of field development management using the example of the Uaz structure.

Keywords: *physicochemical properties of oil; PVT properties of reservoir fluids; oil fingerprinting.*

To cite this article:

Dukessova NK, Kunzharikova KM, Bissikenova LM, Bektas GZ. PVT Data Evaluation and Geochemical Fingerprinting: Approaches and Results // *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2025;7(1):79–89.

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108768>.

ӨОЖ 66.061.1

ҒТАХР 66.15.25

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108768>

Қабылданды: 09.07.2024.

Мақұлданды: 23.01.2025.

Жарияланды: 31.03.2025.

Түпнұсқа зерттеу

PVT деректерін бағалау және геохимиялық фингерпринтинг: тәсілдер мен нәтижелер

Н.К. Дукесова, К.М. Күнжарықова, Л.М. Бисикенова, Г.Ж. Бектас

ҚМГ Инжиниринг, Астана қаласы, Қазақстан

АННОТАЦИЯ

Негіздеу. Бұл мақалада мұнай және газ кен орындарының қорларын есептеу, сондай – ақ тектоникалық бұзылулармен үш қанатқа-оңтүстік-батыс, оңтүстік және солтүстік-шығысқа бөлінген Уаз құрылымының тұз үсті кешені мысалында кен орындарын игеру мен пайдалануды жобалау кезінде негізделген шешімдер қабылдау үшін қабат сұйықтықтарының PVT қасиеттері туралы сенімді деректердің болуының маңыздылығы қарастырылады. Оңтүстік қанат жарылған жерге сүйенген екі өріске бөлінеді – Батыс (негізгі Уаз) және шығыс (шығыс Уаз). Солтүстік-Шығыс қанатында Уаз Северный кен орны орналасқан. Әр жылдары осы үш кен орнында PVT зерттеулері, сондай-ақ деректерді растау үшін геохимиялық зерттеулер (фингерпринтинг) жүргізілді.

Мақсаты. Жұмыстың мақсаты – PVT зерттеулері мен геохимиялық фингерпринтинг нәтижелері бойынша деректерді бағалау, Негізгі Уаз, Шығыс Уаз және Солтүстік Уаз осы үш кен орны бойынша қабат сұйықтықтарының айырмашылықтары мен ұқсастықтарын анықтау.

Материалдар мен әдістер. Зерттеуде үш кен орнында әртүрлі жылдары жүргізілген зерттеулердің PVT деректері, сондай-ақ алынған деректерді растау үшін геохимиялық зерттеулер, соның ішінде фингерпринтинг әдісі қолданылды. Барлық деректер сұйықтық сипаттамаларының айырмашылықтары мен ұқсастықтарын талдау үшін пайдаланылды.

Нәтижелері. Талдау нәтижелері қабат сұйықтықтарының қасиеттерінің айырмашылықтары мен ұқсастықтарын анықтауға мүмкіндік берді, бұл деректерді дәлірек түсіндіруге және кен орындарын игеруді басқарудың тиімділігін арттыруға ықпал етеді.

Қорытынды. PVT қасиеттері туралы алынған мәліметтер және геохимиялық зерттеулердің нәтижелері қорларды бағалаудағы дәлдікті жақсартуға және Уаз құрылымы мысалында кен орындарын игеруді басқарудың тиімділігін арттыруға ықпал етеді.

Негізгі сөздер: мұнайдың физикалық-химиялық қасиеттері, PVT қабат сұйықтығының қасиеттері, мұнайдың фингерпринтингі.

Дәйексөз келтіру үшін:

Дукесова Н.К., Күнжарықова К.М., Бисикенова Л.М., Бектас Г.Ж. PVT деректерін бағалау және геохимиялық фингерпринтинг: тәсілдер мен нәтижелер // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2025. 7 том, №1. 79–89 б. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108768>.

Введение

Наличие достоверных данных о PVT свойствах (*англ.* Pressure, Volume, Temperature – давление, объём, температура) пластовых флюидов играет важнейшую роль при подсчёте запасов залежей углеводородов (далее – УВ) и позволяет принимать обоснованные решения при проектировании разработки и обустройства месторождений. Однако получение этих данных сопряжено с рядом проблем, таких как отсутствие или недостаточность исследований при начальных термобарических условиях на этапе геологоразведочных работ, получение некондиционных результатов выполненных промысловых, лабораторных и экспериментальных исследований [1]. На практике эти проблемы преодолеваются за счёт проведения комплексных работ по исследованию пластовой системы, включающих в себя:

- проведение лабораторных исследований по многим направлениям (PVT, физико-химические, геохимические и иные анализы);
- совместный анализ геологических, промысловых и лабораторных данных;
- применение современных методов математического моделирования.

При анализе данных специалисты стремятся повысить достоверность получаемых данных и улучшить методы их интерпретации. Свойства пластовых флюидов зависят от термобарических условий, которые включают в себя температуру и давление в пласте, и изменяются в процессе разработки. Поэтому анализ и оценка проб пластовых флюидов актуальны на всех стадиях жизненного цикла месторождений [2].

Материалы и методы

Для оценки PVT данных был применён сравнительный метод анализа свойств

пластового флюида, основанный на результатах экспериментальных исследований и выявления закономерностей изменения этих свойств. Значения свойств пластовой нефти зависят от методики разгазирования проб в лабораторных условиях, т.е. от вида эксперимента (стандартная сепарация, дифференциальное разгазирование, ступенчатая сепарация). Стандартная сепарация проводится практически во всех пробах пластовой нефти, и используется единый подход к методике проведения эксперимента – одна ступень разгазирования при стандартных условиях. Поэтому для выявления взаимосвязи параметров пластовой нефти рекомендуется строить графики зависимостей свойств пластовой нефти в стандартных условиях [3, 4].

Объектом исследования являются три месторождения – Уаз Основной, Уаз Восточный и Уаз Северный, приуроченные к надсолевому комплексу структуры Уаз (рис. 2). PVT исследования начались на стадии разведки в 1999 г. по месторождению Уаз Основной, где были отобраны 57 проб нефти из меловых и юрских продуктивных горизонтов. По месторождению Уаз Восточный исследования начались в 2013 г., были изучены 53 пробы нефти, характеризующие меловые (К), юрские (J) и триасовые (Т) продуктивные горизонты. По месторождению Уаз Северный исследование началось в 2017 г., изучен только триасовый продуктивный горизонт, который охарактеризован 29 глубинными пробами нефти. Для определения и анализа свойств нефти в пластовых условиях были построены графики зависимости давления насыщения от газосодержания и плотности сепарированной нефти от коэффициента растворимости газа (рис. 3–4) [5].

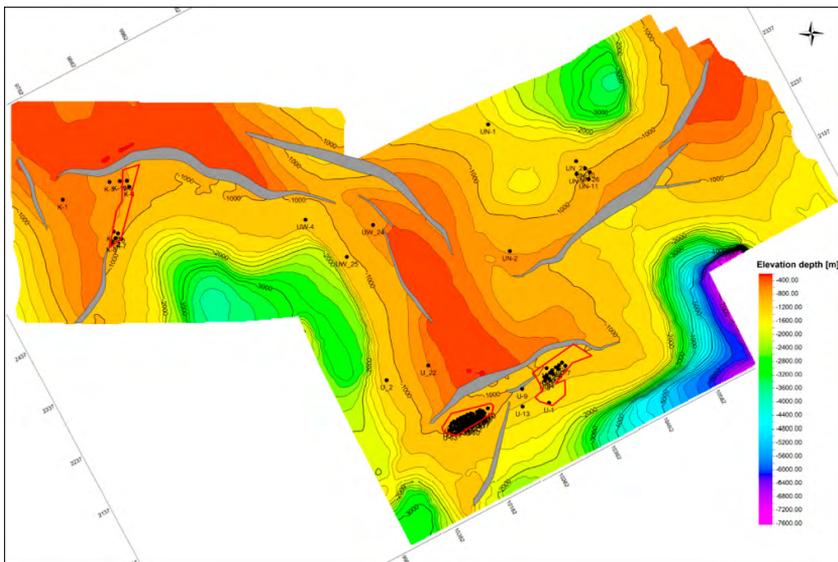


Рисунок 1. Фрагмент структурной карты по отражающему горизонту VI
Figure 1. Fragment of the structural map by reflective horizon VI

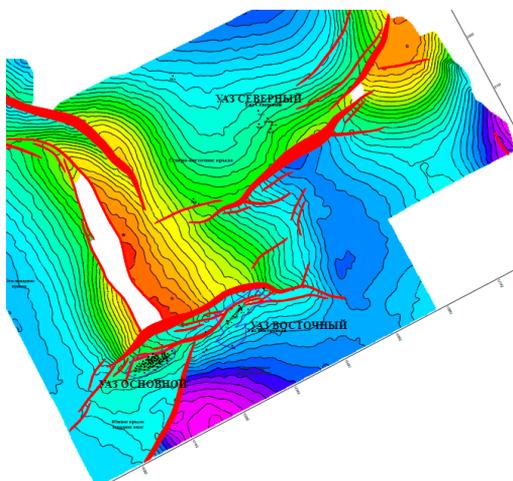


Рисунок 2. Фрагмент структурной карты по отражающему горизонту V
Figure 2. Fragment of the structural map by reflective horizon V

С целью выявления генетического сходства и различий был произведён детальный геохимический анализ (фингерпринтинг). Фингерпринтинг нефти позволяет провести корреляцию составов нефти по определенным параметрам с разных горизонтов, резервуаров и месторождений, выявить их схожесть и различия при помощи уникальных 12 ароматических компонентов в их составе, которые эллируются между н-алканами C_8-C_{10} [6]. По концентрации пиков строятся т.н. звёздные диаграммы, наглядно иллюстрирующие сходства и различия. Звёздные диаграммы отображают относительное содержание каждого компонента в виде лепестков, отходящих от центра, иллюстрируя отношения концентраций различных ароматических соединений. Его суть заключается в определении индивидуальных характеристик флюида, т.н. «отпечатков пальцев» резервуара. Каждый флюиодинамически сообщающийся резервуар (пласт либо группа пластов) имеет свой уникальный набор соединений в определённых концентрациях, отражающих состав и свойства флюидов в резервуаре (пласте).

Газожидкостная хроматография позволяет изучить состав и характер распределения н-алканов и изопреноидного строения на молекулярном уровне, по результатам которых можно оценить качество образца и его пригодность для дальнейших анализов фингерпринтинга. Наличие н-алканов и отсутствие биодеградации являются ключевыми показателями, которые позволяют оценить качество образца нефти и его пригодность для дальнейших анализов фингерпринтинга:

- н-алканы являются нормальными УВ, присутствующими в нефти. Их концентрация и распределение дают важную информацию о первичном составе нефти и её геохимических характеристиках;

- высокая концентрация н-алканов указывает на то, что нефть сохранила свои исходные свойства и не подверглась значительному разрушению или изменению. Это важно для проведения дальнейших геохимических анализов и фингерпринтинга, т.к. стабильный состав обеспечивает точность и надёжность результатов;

- для фингерпринтинга, который основан на идентификации уникальных химических характеристик нефти, отсутствие биодеградации особенно важно. Это позволяет получить более точные и надёжные данные о происхождении и характеристиках нефти.

Эти критерии указывают на высокое качество образцов и отсутствие биодеградации. По исследуемым двум пробам нефти из скважин месторождения проведена многомерная газовая хроматография (LTM-MDGC), позволившая определить различия в исследуемых пробах нефти [7].

Результаты

Результаты исследования показали, что все образцы нефти можно классифицировать на три группы в зависимости от их коэффициента растворимости газа, каждая из которых демонстрирует свою собственную корреляцию (рис. 3).

I группа нефти меловых и юрских горизонтов месторождений Уаз Основной и Уаз Восточный является тяжёлой, с плотностью в пределах от 868,3 до 923,7 кг/м³, обладает меньшей способностью растворять газ (рис. 4).

II группа нефти месторождения Уаз Северный в районе скважины У-23 со средней плотностью в пределах 828–843 кг/м³ имеет среднюю растворимость газа (рис. 4).

III группа – более лёгкая, с плотностью от 786 до 803 кг/м³, имеет более высокий коэффициент растворимости газа (рис. 4). Это связано с тем, что нефть с меньшей плотностью имеет более высокую способность растворять газ, благодаря чему молекулы газа могут эффективнее распределяться и оставаться в нефти в растворённом состоянии. III группа представлена нефтью триасовых горизонтов месторождений Уаз Северный и Уаз Восточный. Здесь хочется отметить, что по результатам исследования геолого-сейсмических работ также было выявлено, что на месторождениях Уаз Северный и Восточный имеют одинаковое происхождение структурно-седиментационные ловушки, что подтверждается анализом свойств пластовых флюидов.

Сходство нефти I группы меловых и юрских горизонтов месторождений Уаз Основной и Восточный объясняется тем, что они геологически расположены в одном (южном) крыле (рис. 1), и, возможно, продуктивные горизонты имеют между собой гидродинамическую связь.

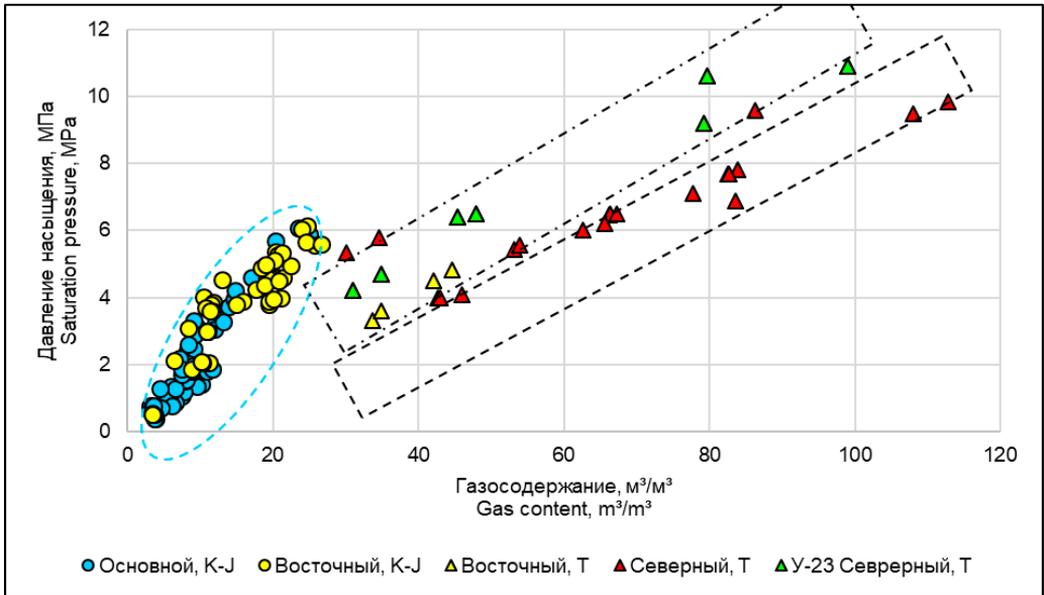


Рисунок 3. Зависимость давления насыщения от газосодержания
 Figure 3. Saturation pressure dependence on gas content

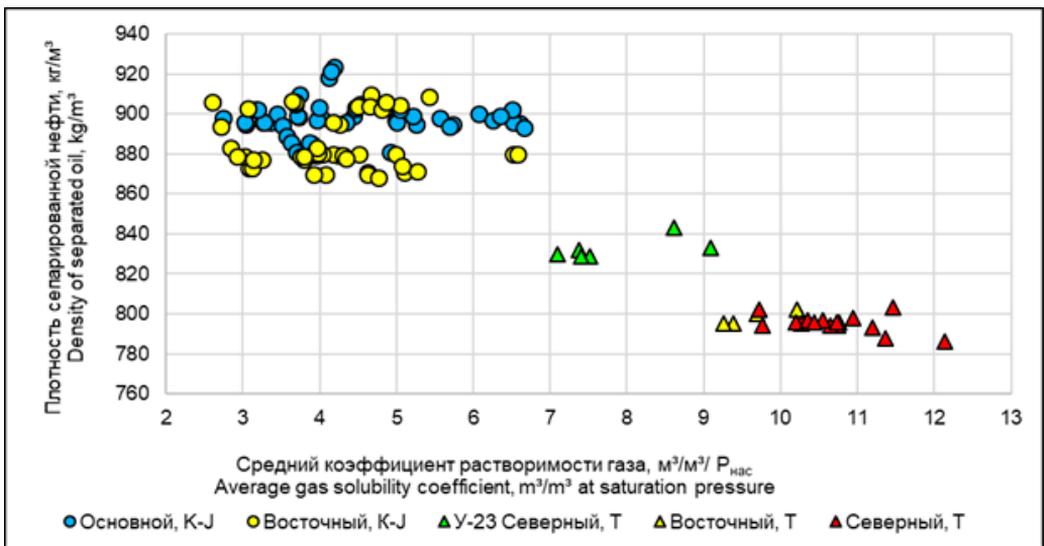


Рисунок 4. Зависимость плотности нефти от коэффициента растворимости газа
 Figure 4. Dependence of oil density on gas solubility coefficient

Различия в свойствах флюида во II группе нефти на скважине У-23 месторождения Уз Северный могут быть обусловлены несколькими факторами (рис. 5). Первым фактором является глубина отбора проб (интервал отбора на границе водонефтяного контакта (далее – ВНК) (рис. 6), а также продуктивный горизонт, примыкающий к кровле соленосных отложений (рис. 7), который может повлиять на состав флюида из-за сложившихся пластовых условий на этом участке. Вторым аспектом является высокое содержание азота в газе нефти, что может

привести к повышению давления насыщения за счёт плохого растворения азота в нефти.

Здесь также хочется отметить, что одна проба нефти из скважины УС-10 и две пробы нефти из скважины УС-3 находятся на линии тренда скважины У-23, что указывает на схожесть параметров нефти нижнего триаса (рис. 5). На рис. 6 можно заметить, что скважины УС-10 и УС-3 расположены рядом со скважиной У-23. На рис. 7 видно, что пробы из этих скважин были отобраны из нижнего триаса. Учитывая все эти данные, схожесть нефти может быть связана

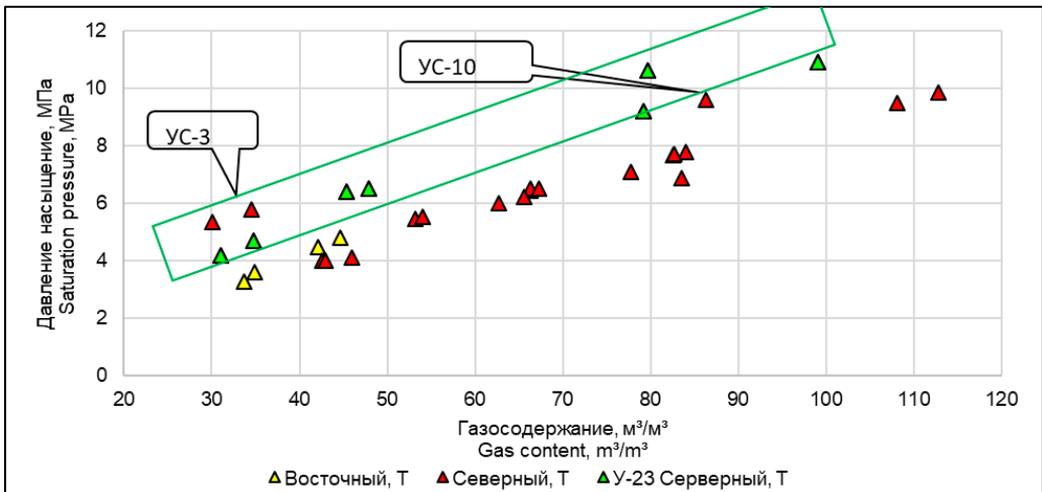


Рисунок 5. Зависимость давления насыщения от газосодержания
Figure 5. Saturation pressure dependence on gas content

с их геологическим расположением и вероятной вертикальной миграцией УВ через тектонические нарушения, что способствует смешиванию нефти между скважинами.

Для подтверждения схожести нефти II группы был выполнен отбор поверхностных проб для геохимических исследований (фингерпринтинг нефти) из скважин У-23 и У-10. Из каждой скважины было отобрано по три параллельных пробы.

По результатам сопоставления ароматических компонентов в нефти в виде лепестковых диаграмм в составе исследованных образцов в скважинах У-23 и У-10 месторождения Уз Северный, нефть обладает схожими составами ароматических компонентов, наблюдается идентичность звездных диаграмм, что указывает на хорошую флюидосообщаемость пород-коллекторов (рис. 8).

По хроматограммам (рис. 9) можно судить, что все изученные нефти не биодegradированные и годны для дальнейшего анализа методом фингерпринтинга. Так, при проведении детальных геохимических исследований по фингерпринтингу нефти скважин У-23 и У-10 обнаружена схожесть по составу, что подтверждает сообщаемость скважин и одинаковые резервуарные условия (рис. 10–11). Таким образом, существование в разрезе, близком по физико-химическим свойствам и углеводородному составу нефти месторождения Уз, свидетельствует о единой генетической основе.

Обсуждение

Исходя из совокупного анализа и оценки данных по результатам PVT исследований и фингерпринтинга нам удалось выявить различия и схожесть свойств пластовых флюидов

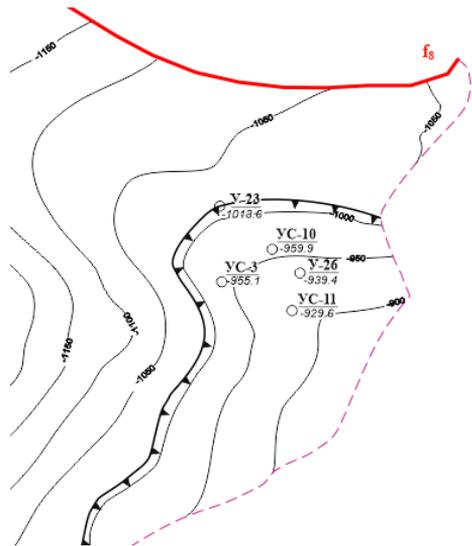


Рисунок 6. Структурная карта месторождения Уз Северный
Figure 6. Structural map of the Uaz North field

дов в рамках трех месторождений: Уз Основной, Уз Восточный и Уз Северный. Различия в свойствах нефти во II группе могут быть связаны с глубиной отбора проб, близким расположением соленосного купола и содержанием азота, что важно учитывать при интерпретации данных и планировании разработки. Полученные данные позволили более точно определить регионы с общими свойствами PVT, что в свою очередь способствует более глубокому анализу и влияет на принятие решений при эффективном управлении разработкой месторождений.

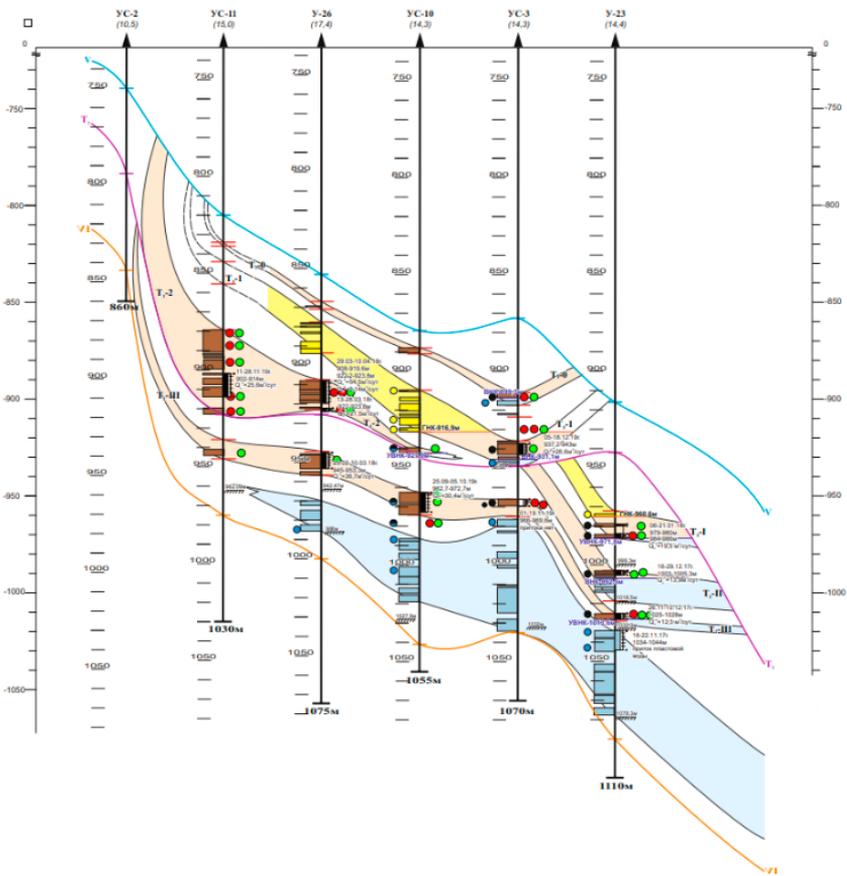


Рисунок 7. Схема обоснования ВНК по месторождению Уз Северный
Figure 7. Justification scheme of the OWC for the Uaz North field

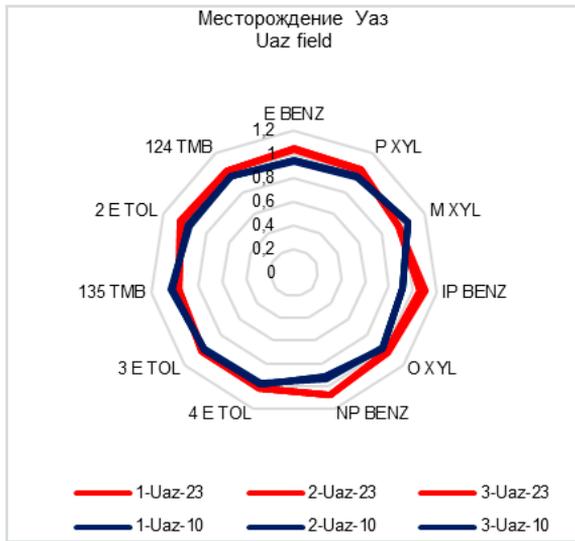


Рисунок 8. Результат фингерпринтинга образцов нефти месторождения Уз
Figure 8. Result of oil sample fingerprinting from the Uaz field

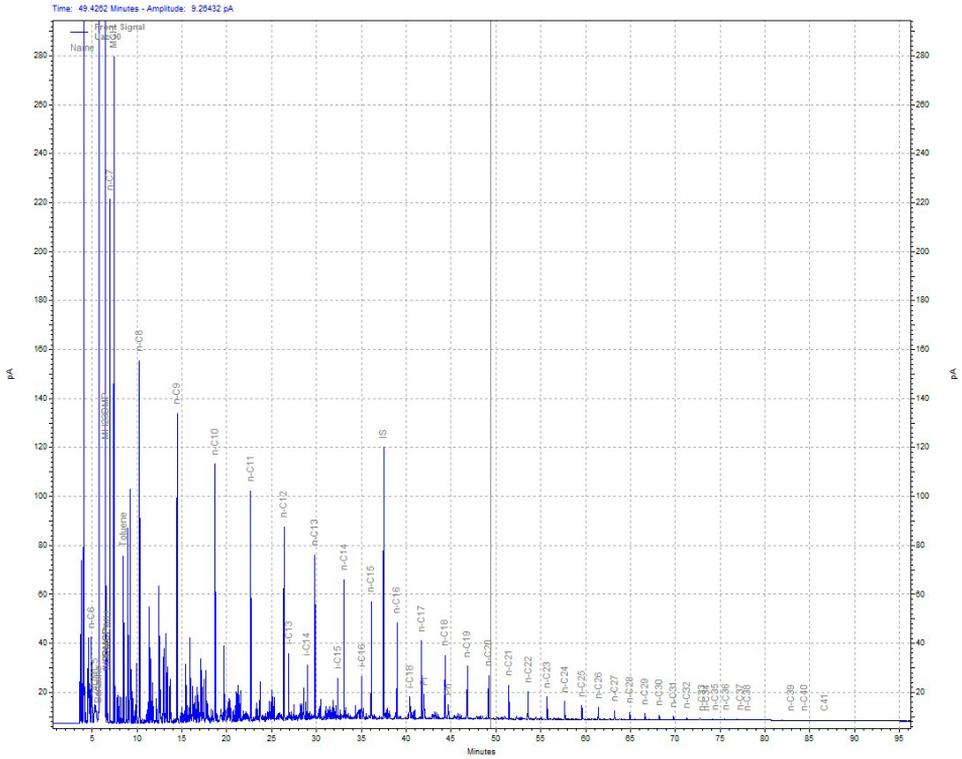


Рисунок 9. Хроматограмма общего компонентного состава нормальных и изопrenoидных УВ нефти скважин У-10 и У-23

Figure 9. Chromatogram of the total component composition of normal and isoprenoid hydrocarbons of oil from wells U-10 and U-23

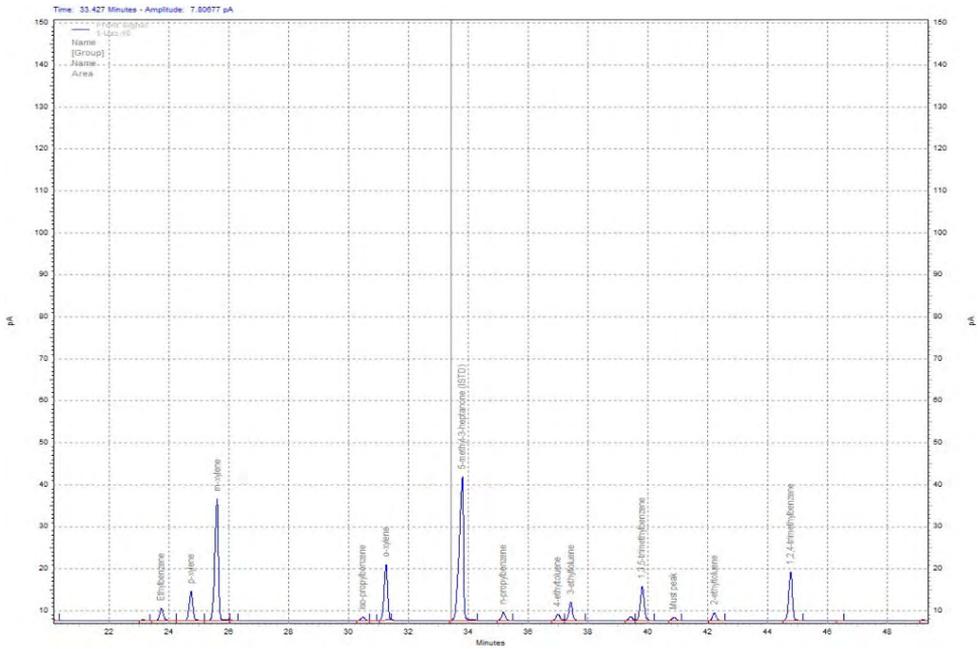


Рисунок 10. Хроматограмма ароматических компонентов нефти скважины У-10 месторождения Уз Северный

Figure 10. Chromatogram of aromatic components of oil from well U-10 of the Uaz North field

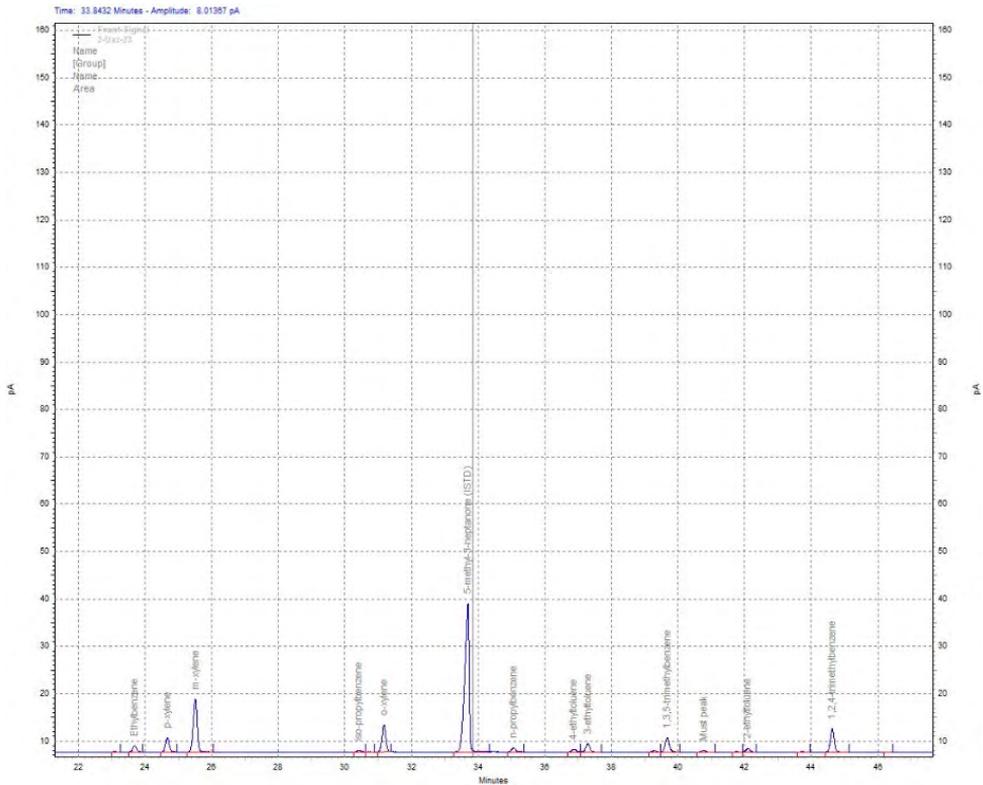


Рисунок 11. Хроматограмма ароматических компонентов нефти скважины У-23 месторождения Уз Северный
Figure 11. Chromatogram of aromatic components of oil from well U-23 of the Uaz North field

ДОПОЛНИТЕЛЬНО

Источник финансирования. Авторы заявляют об отсутствии внешнего финансирования при проведении исследования.

Конфликт интересов. Авторы декларируют отсутствие явных и потенциальных конфликтов интересов, связанных с публикацией настоящей статьи.

Вклад авторов. Все авторы подтверждают соответствие своего авторства международным критериям ICMJE (все авторы внесли существенный вклад в разработку концепции, проведение исследования и подготовку статьи, прочли и одобрили финальную версию перед публикацией). Наибольший вклад распределён следующим образом: Дукесова Н.К., Кунжарикова К.М. – генерация идеи, постановка задач, анализ и проверка результатов исследования, интерпретация и систематизация; Бисикенова Л.М., Бектас Г.Ж. – проведение исследований, написание и редактирование рукописи.

ADDITIONAL INFORMATION

Funding source. The authors declare that they received no external funding for this study.

Competing interests. The authors declare that they have no competing interests.

Authors' contribution. All authors made a substantial contribution to the conception of the work, acquisition, analysis, interpretation of data for the work, drafting and revising the work, final approval of the version to be published and agree to be accountable for all aspects of the work. The greatest contribution is distributed as follows: Nadezhda K. Dukessova, Klara M. Kunzharikova – generating the idea of the study, setting the tasks, analysis and verification of the research results, interpreting and systematizing; Laura M. Bissikenova, Gaukhar Zh. Bektas – conducting research, writing and editing the manuscript.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Брусиловский А.И., Промзелев И.О. Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов // Вести газовой науки. 2013. № 1 (12). С. 41–45.
2. Хазнаферов А.И. Исследование пластовых нефтей. Москва: Недра, 1987. 116 с.
3. Никулин С.Е. Зависимости свойств пластовой нефти от поверхностной нефти // Экспозиция Нефть Газ. 2013. №6 (31). С. 37–40.
4. Методика выполнения измерений «Анализ ароматических компонентов (алкил бензолов) в сырой нефти на многомерном газовом хроматографе с двумя пламенно-ионизирующими детекторами (LTM-MD-GC) МВИ 5 №5-2020».
5. Aboul-Kassim T.A.T., Simoneit B.R.T. Petroleum hydrocarbon fingerprinting and sediment transport assessed by molecularbiomarker and multivariate statistical analyses in the EasternHarbour of Alexandria, Egypt // Mar. Pollut. Bull. 1995. Vol. 30. P. 63–73.
6. Wang Z., Stout S. Oil spill environmental forensics. Fingerprinting and source identification. Amsterdam: Elsevier, 2007. 554 p.
7. Whitson C.H., Brule M.R. Phase Behavior. Society of Petroleum Engineers, 2000. 240 p.

REFERENCES

1. Brusilovskiy AI, Promzelev IO. Actual problems of studies of hydrocarbon field bedded systems. *Vesti gazovoy nauki*. 2013;1(12):41–45. (In Russ).
2. Khaznapherov AI. *Issledovaniye plastovoykh neftey*. Moscow: Nedra; 1987. 116 p. (In Russ).
3. Nikulin SE. Functions between oil properties (surface and base). *Exposition Oil & Gas*. 2013;6(31):37–40. (In Russ).
4. Metodika vypolneniya izmereniy «Analiz aromaticheskikh komponentov (alkil benzolov) v syroy nefiti na mnogomernom gazovom khromatografe s dvumya plamenno-ioniziruyushchimi detektorami (LTM-MD-GC) MVI 5 №5-2020». (In Russ).
5. Aboul-Kassim TAT, Simoneit BRT. Petroleum hydrocarbon fingerprinting and sediment transport assessed by molecularbiomarker and multivariate statistical analyses in the EasternHarbour of Alexandria, Egypt. *Mar. Pollut. Bull.* 1995;30:63–73.
6. Wang Z, Stout S. *Oil spill environmental forensics. Fingerprinting and source identification*. Amsterdam: Elsevier; 2007. 554 p.
7. Whitson CH, Brule MR. *Phase Behavior*. Society of Petroleum Engineers; 2000. 240 p.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

Дукесова Надежда Куандыковна

ORCID [0009-0009-7198-731X](https://orcid.org/0009-0009-7198-731X)

e-mail: n.dukessova@kmge.kz.

Кунжарикова Клара Мырзахановна

ORCID [0009-0002-5121-0123](https://orcid.org/0009-0002-5121-0123)

e-mail: k.kunzharikova@kmge.kz.

***Бисикенова Лаура Махметовна**

ORCID [0009-0008-6294-7773](https://orcid.org/0009-0008-6294-7773)

e-mail: l.bissikenova@kmge.kz.

Бектас Гаухар Жарылкасыновна

ORCID [0000-0002-5991-7978](https://orcid.org/0000-0002-5991-7978)

e-mail: g.bektas@kmge.kz.

AUTHORS' INFO

Nadezhda K. Dukessova

ORCID [0009-0009-7198-731X](https://orcid.org/0009-0009-7198-731X)

e-mail: n.dukessova@kmge.kz.

Klara M. Kunzharikova

ORCID [0009-0002-5121-0123](https://orcid.org/0009-0002-5121-0123)

e-mail: k.kunzharikova@kmge.kz.

***Laura M. Bissikenova**

ORCID [0009-0008-6294-7773](https://orcid.org/0009-0008-6294-7773)

e-mail: l.bissikenova@kmge.kz.

Gaukhar Zh. Bektas

ORCID [0000-0002-5991-7978](https://orcid.org/0000-0002-5991-7978)

e-mail: g.bektas@kmge.kz.

*Автор, ответственный за переписку/Corresponding Author