

ОЦЕНКА ХАРАКТЕРИСТИК НЕФТЯНОЙ ОТОРОЧКИ СЕНОМАНСКОЙ ГАЗОВОЙ ЗАЛЕЖИ НА ОСНОВЕ ПИРОЛИТИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

© Коллектив авторов,
2025



**Э.А. Вторушина^{1,*}, Я.И. Гильманов¹, С.А. Заночев¹, В.В. Марков¹, А.Г. Потапов¹,
О.В. Михайленко¹, Е.В. Максимов², Н.А. Сеначин²**

¹ ООО «РН-Геология Исследования Разработка», РФ, Тюмень

² ООО «Харампурнефтегаз», РФ, Тюмень

Электронный адрес: EA_Vtorushina@rn-gir.rosneft.ru

Введение. Наличие неидентифицированных нефтяных оторочек при разработке газовых залежей может приводить к проблемам при добыче газа. При невозможности отбора кондиционных проб нефти единственным способом получения характеристик нефтяной оторочки является проведение лабораторных исследований нефтенасыщенного керна. Однако присутствие нефтяных углеводородов в составе буровых растворов на углеводородной основе приводит к завышению значений коэффициента нефтенасыщенности при петрофизических исследованиях и ошибочному детектированию «легкой» нефти по результатам пиролиза.

Целью работы было уточнение характеристик нефтяной оторочки (мощность, коэффициент нефтенасыщенности) крупной сеноманской залежи одного из месторождений Западной Сибири по результатам анализа исторического керна со следами проникновения фильтрата бурового раствора на углеводородной основе.

Материалы и методы. Для оценки свойств нефтяной оторочки авторским коллективом была разработана специальная схема лабораторных исследований, включающая петрофизические, пиролитические и хроматографические исследования керна и экстрактов из пород, а также вспомогательный этап, заключающийся в определении пиролитических профилей сеноманских нефтей разной плотности для построения зависимости плотности нефти от параметров пиролиза.

Результаты. На основе данных пиролитических исследований образцов керна была проведена оценка значений плотности, «группового» состава нефтяной фазы и рассчитаны значения коэффициента нефтенасыщенности в интервалах нефтяной оторочки газонасыщенного пласта. В ходе выполненных исследований был разработан и реализован инновационный методический подход к оценке характера насыщения, количества и свойств нефтяной фазы в нефтяной оторочке пласта ПК1 одного из месторождений Западной Сибири. Методический подход основан на результатах пиролитических исследований образцов керна с привлечением данных фотографирования керна в УФ, хроматографии и петрофизических исследований.

Заключение. Разработанный методический подход показал высокую эффективность и оперативность получения данных, рекомендуется для экспрессной оценки свойств УВ-фазы в интервале отбора керна при выполнении комплексных программ изучения керна из газонасыщенных пластов.

Ключевые слова: нефтяная оторочка, сеноманские отложения, пиролиз Rock-Eval, пиролитический профиль, коэффициент нефтенасыщенности, буровой раствор на углеводородной основе (РУО)

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Благодарности: авторы выражают благодарность сотрудникам ООО «РН-ГИР» А.А. Лучину, Н.А. Шестак, А.А. Кириченко, П.С. Молокову, С.А. Тарану и С.В. Бабенкову за помощь в проведении исследований и подготовке материалов статьи.

Для цитирования: Вторушина Э.А., Гильманов Я.И., Заночев С.А., Марков В.В., Потапов А.Г., Михайленко О.В., Максимов Е.В., Сеначин Н.А. Оценка характеристик нефтяной оторочки сеноманской газовой залежи на основе пиролитических исследований. PROНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2025;10(4):52–65.
<https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-4-52-65>

Статья поступила в редакцию 16.09.2025

Принята к публикации 15.10.2025

Опубликована 26.12.2025

EVALUATION OF THE CHARACTERISTICS OF THE OIL RIM OF CENOMANIAN GAS RESERVOIR
BASED ON PYROLYSIS DATA

**Ella A. Vtorushina^{1,*}, Yan I. Gilmanov¹, Sergey A. Zanochuev¹, Vitaliy V. Markov¹, Artem G. Potapov¹,
Olga V. Mikhaylenko¹, Evgeniy V. Maksimov², Nikita A. Senachin²**

¹RN-Geology Research Development, RF, Tyumen

²Kharampurneftegaz, RF, Tyumen

E-mail: EA_Vtorushina@rn-gir.rosneft.ru

Introduction. The presence of unidentified oil rims during the development of gas deposits can lead to problems in gas production. If it is impossible to collect conditioned oil samples, the only way to obtain the characteristics

of the oil rim is to conduct laboratory studies of the oil-saturated core. However, the presence of petroleum hydrocarbons in the composition of hydrocarbon-based drilling fluids leads to an overestimation of the Kn values during petrophysical studies and erroneous detection of "light" oil by pyrolysis data.

The aim of the work was to clarify the characteristics of the oil rim (thickness, oil saturation coefficient) of a large Cenomanian deposit in one of the fields in Western Siberia based on the results of the analysis of a historical core with traces of penetration of hydrocarbon-based drilling fluid filtrate.

Materials and methods. To assess the properties of the oil rim, the authors developed a special laboratory research scheme, including petrophysical, pyrolytic and chromatographic studies of the core and rock extracts, as well as an auxiliary stage consisting in determining the pyrolytic profiles of Cenomanian oils of different densities to plot the dependence of oil density on pyrolysis parameters.

Results. Based on the data of pyrolysis studies of core samples, the density values, "group" composition of the oil phase were estimated and the oil saturation coefficient values in the intervals of the oil rim of the gas-saturated formation were calculated. In the course of the studies, an innovative methodological approach to assessing the saturation nature, quantity and properties of the oil phase in the oil rim of the PK1 formation of one of the fields in Western Siberia was developed and implemented. The methodological approach is based on the results of pyrolysis studies of core samples using core photography data in UV, chromatography and petrophysical studies.

Conclusion. The developed methodological approach has demonstrated high efficiency and promptness of data acquisition and is recommended for express assessment of hydrocarbon phase properties in the core sampling interval when implementing complex core study programs from gas-saturated formations.

Keywords: oil rim, Cenomanian sediments, Rock-Eval pyrolysis, pyrolytic profile, oil saturation coefficient, hydrocarbon-based drilling fluid

Conflict of interest: the authors declare no conflict of interest.

Acknowledgments: the authors express their gratitude to RN-Geology Research Development, LLC employees Alexander A. Luchkin, Natalya A. Shestak, Anton A. Kirichenko, Pavel S. Molokov, Sergey A. Taran, and Sergey V. Babenkov for their assistance in conducting the research and preparing the materials for the article.

For citation: Vtorushina E.A., Gilmanov Ya.I., Zanochuev S.A., Markov V.V., Potapov A.G., Mikhaylenko O.V., Maksimov E.V., Senachin N.A. Evaluation of the characteristics of the oil rim of Cenomanian gas reservoir based on pyrolysis data. PRONEFT. Professionally about oil. 2025;10(4):52–65. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-4-52-65>

Manuscript received 16.09.2025

Accepted 15.10.2025

Published 26.12.2025

ВВЕДЕНИЕ

Эффективность проектов геолого-разведочных работ и разработки месторождений нефти и газа определяется степенью изученности и достоверностью данных о свойствах объекта добычи. База знаний о свойствах горных пород и пластовых флюидов постоянно пополняется в ходе выполнения исследовательских работ на различных этапах изучения месторождений нефти и газа. Одним из основных источников знаний является комплексное лабораторное изучение керна и пластовых флюидов. Достоверность лабораторных исследований зависит от качества кернового материала, а также наличия и представительности пластовых проб флюидов. Массовые лабораторные исследования выполняются в стандартных (лабораторных) условиях, а также в условиях, приближенных к пластовым, объемы работ и их виды регламентируются методическими рекомендациями по подсчету запасов и проектированию разработки месторождений углеводородного сырья. Одним из наиболее сложных объектов исследований являются пластины-коллекторы нефти и газа, представленные рыхлыми слабосцепленными горными породами, часто

с наличием глинистых минералов, в том числе монтмориллонита. Отличительной особенностью таких отложений является их низкая механическая прочность, затрудняющая отбор керна с сохранением его естественной структуры [1], что часто приводит к невозможности получения истинных фильтрационно-емкостных и насыщенных характеристик. Типичным представителем такого типа пластов-коллекторов являются верхнемеловые сеноманские отложения Западной Сибири (пласт ПК1 и его аналоги). Эти отложения, сложенные песчаниками, песками, уплотненными с редкими прослойками глинистых алевролитов и углей, формировались в условиях прибрежной равнины, периодически затапливаемой морем. Основные песчаные тела связаны с русловыми системами, системами проток приливно-отливных каналов и подводным береговым склоном [2]. В крупных газовых залежах сеноманско-го типа наличие неидентифицированных нефтяных оторочек может приводить к проблемам при добыче газа, связанным с возможным присутствием тяжелых углеводородов C_{5+} в составе добываемой продукции, что, в свою очередь, приводит к удлинению процесса подготовки газа, а также увеличивает риск попадания «грязного» газа

в трубопроводные системы [3, 4]. Эта проблема была выявлена при добыче газа из уникальных залежей Западной Сибири, в том числе и на изучаемом месторождении [5]. При отсутствии точной информации о расположении нефтяной оторочки в пласте и невозможности отбора кондиционных проб нефти для проведения физико-химических исследований единственным способом по-

ДЛЯ КОРРЕКТНОГО ВЫДЕЛЕНИЯ НЕФТЯНЫХ ОТОРОЧЕК ПРИ РАЗРАБОТКЕ ГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ ПЛАСТА ПК₁ ПРЕДЛОЖЕНА АВТОРСКАЯ СХЕМА ЛАБОРАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ, ВКЛЮЧАЮЩАЯ: ПЕТРОФИЗИЧЕСКИЕ, ПИРОЛИТИЧЕСКИЕ И ХРОМАТОГРАФИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ КЕРНА И ЭКСТРАКТОВ ИЗ ПОРОД.

лучения характеристики нефтяной оторочки является проведение лабораторных исследований нефтенасыщенного керна.

Качество отбора керна из таких пластов определяется применяемой технологией отбора керна и типом используемого бурового раствора. Использование буровых растворов на водной основе (РВО) и традиционных технологий отбора керна часто становится причиной низких выносов керна, а также невозможности оценки начальных условий нефтегазонасыщенности по данным прямых оценок остаточной водонасыщенности на аппаратах Закса [6]. Использование безводных буровых растворов на углеводородной основе (РУО) и отбор керна в одноразовые керноприемные трубы позволяет обеспечить практически 100% вынос керна и получить данные о начальной нефтегазонасыщенности [7]. Однако проникновение фильтрата РУО в керновый материал иска жает качественную оценку наличия нефтенасыщения в интервале пласта-коллектора и геохимические характеристики изучаемых отложений.

Также при изучении нефтенасыщенного керна с проникновением фильтрата бурового раствора на углеводородной основе (РУО) остро встает проблема корректного определения коэффициента нефтенасыщенности (K_n) [6]. Присутствие в составе РУО нефтяных углеводородов приводит к завышению значений K_n при петрофизических исследованиях в результате экстрагирования из породы фильтрата бурового раствора вместе с нефтью, а также к ошибочному детектированию «легкой» нефти по результатам пиролиза образцов в стандартных режимах «Bulk Rock» или «Reservoir». В зарубежной практике [8] для разделения «нефтяной» фазы из бурового раствора и керна используют технологию

добавления трассеров в буровые растворы, в отечественной практике такие работы не ведутся и не регламентируются.

Таким образом, получение достоверных характеристик нефтяной оторочки по керновым исследованиям при невозможности отбора кондиционных проб нефти и отсутствии трассеров в РУО является актуальной задачей. В рамках данной работы была поставлена задача изучить исторический керн, отобранный на РУО, с целью уточнения характеристик нефтяной оторочки (мощность, коэффициент нефтенасыщенности) крупной сеноманской залежи одного из месторождений Западной Сибири. Также в задачи исследований входила установка некоторых свойств этих нефтяных интервалов, что позволит в дальнейшем учесть их при гидродинамическом и петрофизическом моделировании и проводить оценку влияния этих интервалов на характеристики добываемого газа [9].

МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

Объектами исследования были образцы керна (110 образцов) восьми разведочных скважин, пробуренных на РУО, одного из месторождений Западной Сибири, вскрывших газонасыщенные сеноманские интервалы пласта ПК₁.

В пласте ПК₁ выделяются 4 циклита (снизу вверх по разрезу): ПК₁⁴, ПК₁³, ПК₁², ПК₁¹. Циклит ПК₁⁴, мощностью около 20–30 м, представлен косослоистыми песчаниками с подчиненными прослоями алевролитов и аргиллитов с обильным углистым детритом. Пористость по гелию изменяется от 29 до 45%, проницаемость по гелию от 300 до 10 000 мД. Формирование циклита происходит в континентальных обстановках. Циклит ПК₁³, мощностью от 10 до 15 м, представлен мощными сериями косослоистых песчаников и имеет унаследованный русловой генезис с нижележащего циклита, но с начавшимися признаками затопления, выраженными в текстурных особенностях. Пористость по гелию изменяется от 28 до 40%, проницаемость по гелию от 2 200 до 10 000 мД. Циклит ПК₁², мощностью от 6 до 12 м, представлен неравномерным переслаиванием песчаников и алевролитов. Пористость по гелию изменяется от 22 до 42%, проницаемость по гелию от 0,2 до 8 000 мД. Формирование циклита ПК₁³ и ПК₁² происходит в прибрежно-континентальных обстановках. Циклит ПК₁¹, мощностью от 5 до 9 м, представлен интенсивно биотурбированными песчаниками дистальной части подводного берегового склона. Пористость по гелию изменяется

от 22 до 39%, проницаемость по гелию от 24 до 4 600 мД. Формирование циклита ПК₁¹ происходило в прибрежно-морских обстановках.

Для контроля правильности применяемого методического подхода использовался керн одной из скважин месторождения, пробуренной на РВО, в интервале нефтенасыщенного пласта.

Также для построения градуировочной зависимости методом пиролиза было исследовано 6 проб нефтей (с известными значениями плотности), отобранных из нефтенасыщенных сеноманских интервалов в скважинах изучаемого месторождения и двух других месторождений (Русское, Северо-Комсомольское). На начальном этапе работ установление границ нефтяной оторочки в газовом пласте ПК₁ и разметку образцов на лабораторные исследования проводили на основе качественных признаков по наличию свечения

на фотографиях керна в ультрафиолетовом свете (УФ). Для оценки возможности учета вклада РУО в нефтенасыщение был проведен отбор образцов керна из разных зон: чистое нефтенасыщение (зона «нефть без РУО»), проникновение РУО в газовой части пласта (зона «РУО») и проникновение РУО в области нефтяной оторочки (зона «нефть с РУО»). Образцы керна для петрофизических и геохимических исследований отбирали с одной глубины. Для оценки свойств нефтяной оторочки авторским коллективом была разработана специальная схема лабораторных исследований (рис. 1), включающая петрофизические, пиролитические и хроматографические исследования керна и экстрактов из пород, а также вспомогательный этап, заключающийся в определении пиролитических профилей сеноманских нефтей разной плотности для построения зависимости плотности нефти от параметров пиролиза.

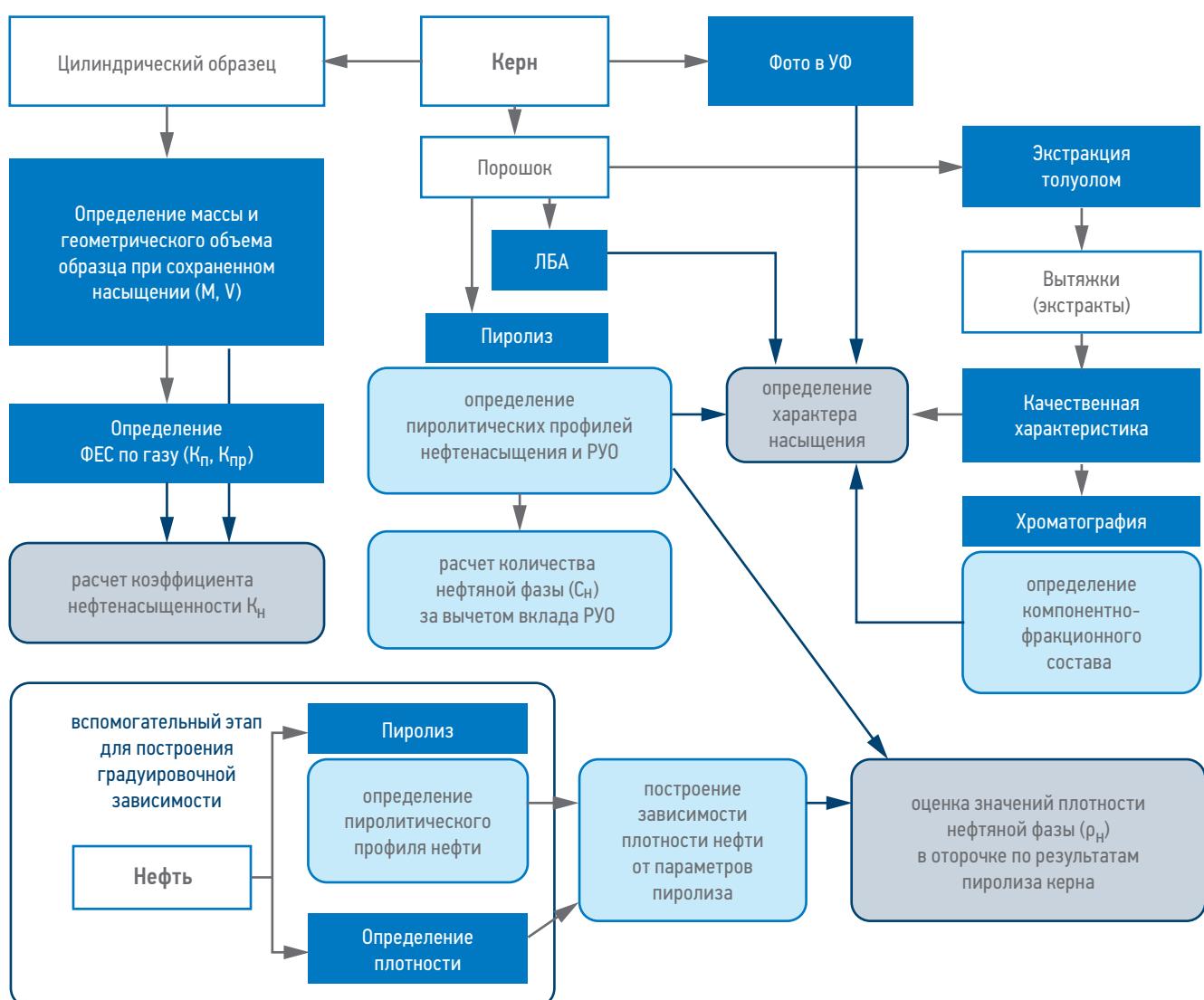


Рис. 1. Схема лабораторных исследований образцов керна и проб нефти. Составлено авторами
Fig. 1. Scheme of laboratory studies of core and oil samples. Prepared by the authors

Для проведения петрофизических исследований использовались цилиндрические образцы диаметром 30 мм. Исследования включали определение массы образца с сохраненным насыщением (M) весовым методом, определение объема образца (V) геометрическим методом. Определение коэффициента открытой пористости (K_o) и коэффициента газопроницаемости (K_{gp}) проводили по гелию на анализаторе пористости и газопроницаемости горных пород ПИК-ПП (АО «Геологика», Россия) при давлении обжима 500 psi (3,4 МПа).

Для проведения пиролитических исследований, а также для получения экстрактов образцы керна гомогенизировали до размера частиц менее 0,5 мм. Каждый образец породы разделяли на три части, одна из которых направлялась на пиролиз, вторая — на люминесцентно-битуминологический анализ (ЛБА), а третья — на «холодную» экстракцию толуолом.

Пиролиз образцов керна и проб нефти проводили по технологии Rock-Eval на анализаторе Rock-Eval 6 Standard (Vinci technologies, Франция) в режиме «PAM-RE» (Petroleum Assessment Method for Rock-Eval), являющимся модифицированной версией режима «PAM» (для пиролизаторов HAWK-RW) [10, 11], который был адаптирован авторами для применения на пиролитических анализаторах Rock-Eval [12]. Температурная программа и определяемые параметры режима «PAM-RE» приведены в **табл. 1**.

Отсутствие четких границ между пиками при проведении пиролиза в стандартных режимах «Bulk Rock» и «Reservoir» в большинстве случаев затрудняет количественную оценку вкладов компонентов, выходящих в разных аналитических зонах (см. **рис. 2**). Использование режима «PAM-RE» благодаря специальной температурной программе ступенчатого нагрева (**табл. 1**) позволяет разделить исследуемое органическое

вещество (OB) на условные фракции: «легкие» нефтяные УВ (Oil_1 , Oil_2), «тяжелые» нефтяные УВ (Oil_3) и смолисто-асфальтеновые вещества (ARC) (**рис. 2**).

ЛБА анализ проводился на навеске измельченной породы массой 1 г, на которую наносилось 20 капель хлороформа. При облучении в ультрафиолетовом свете изучалась форма пятна (пятно, кольцо или отдельные точки), которое ориентировано характеризует количественное содержание битумоидов, находящегося в горной породе. Цвет пятна в белом свете и цвет его люминесценции в ультрафиолетовых лучах (коричневое, жёлтое, голубое и т. д.) дают представление о качественном составе битумоида и преобладании в нём асфальтово-смолистых компонентов или масел.

Экстракция выполнялась на измельченных образцах керна массой 10 г, которые помещались в индивидуальные бюксы и заливались толуолом в объеме 45 мл. Бюкс с навеской в жидкости фотографировался рядом с бюксом с чистым растворителем. Фотографирование проводили после выдержки в течении первых суток в дневном и ультрафиолетовом свете, а также после выдержки в растворителе в течение трех суток. На полученном изображении оценивалась интенсивность окраса в дневном свете и свечения в ультрафиолетовом свете.

Собранный экстракт после выпаривания растворителя исследовался хроматографическим методом с использованием газового хроматографа Agilent 7890A (Agilent Technologies, США) согласно ASTM 7169-18. Сравнение экстрактов проводилось по компонентно-фракционному (групповому) составу, представленному в виде индивидуальных групп углеводородов метанового ряда. Для исключения неопределенности пробоподготовки (нагрев,

Таблица 1. Температурная программа режима «PAM-RE». Составлено авторами
Table 1. Temperature program of “PAM-RE” mode. Prepared by the authors

Параметр	Oil_1	Oil_2	Oil_3	ARC	S_4
Процесс	Пиролиз				Окисление
Температурный режим	нагрев от 80 °C до 90 °C со скоростью 25 °C/мин, выдержка 5 мин при T=90°C	нагрев от 90 °C до 180 °C со скоростью 25 °C/мин, выдержка 5 мин при T=180 °C	нагрев от 180 °C до 350 °C со скоростью 25 °C/мин, выдержка 5 мин при T=350°C	нагрев от 350 °C до 650 °C со скоростью 25 °C/мин, выдержка 5 мин при T=650 °C	нагрев от 300 °C до 650 °C со скоростью 20 °C/мин, выдержка 5 мин при T=650 °C
Примерный состав фракции	УВ C1-C10	УВ C11-C19	УВ C20-C36	УВ C37+	CO и CO ₂
Тип «продукта»	«легкая нефть»		«тяжелая нефть»	УВ-продукты крекинга смол и асфальтенов	CO и CO ₂

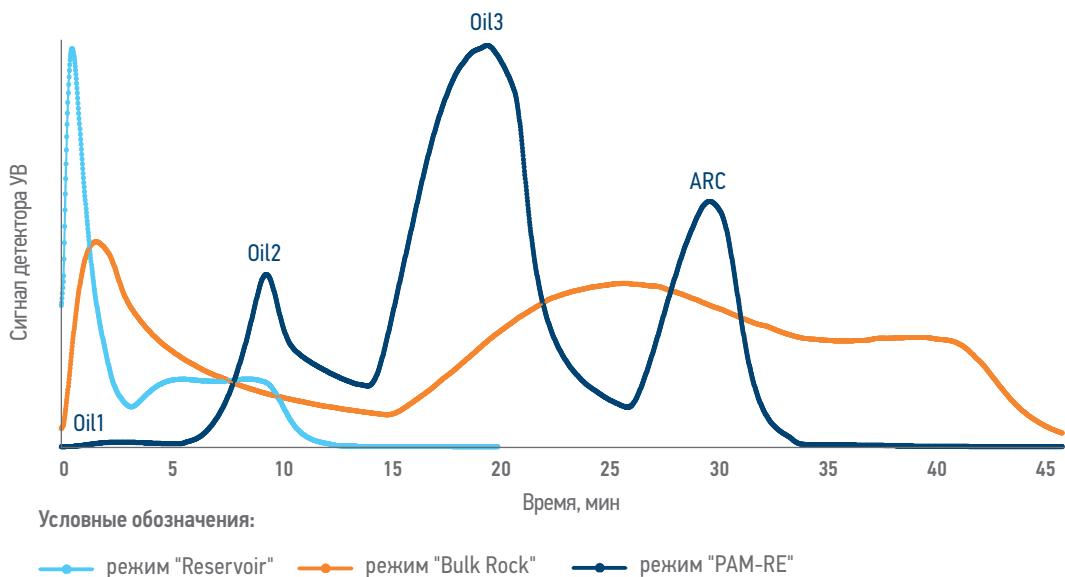


Рис. 2. Пирограммы образца нефтенасыщенного песчаника, полученные в разных режимах [12]
Fig. 2. Pyrograms of a sample of oil-saturated sandstone obtained in different modes [12]

выпаривание и т. д.) все данные нормировались на группу УВ C₁₂₊. Фракции группировались, исходя из температурной характеристики выхода на хроматограмме нормального алкана, соответствующего его порядковому номеру. Сравнение ограничивалось фракцией УВ C₅₁, что соответствует температуре выкипания 580 °С. «Хвосты» на хроматограммах с более высокой температурой кипения не использовались для сравнения в связи с их малой информативностью.

Определение плотности проб нефти при 20 °С проводили с использованием плотнометра-вискозиметра Штабингера SVM 3000 (Anton Paar, Австрия).

РЕЗУЛЬТАТЫ

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ХАРАКТЕРА НАСЫЩЕНИЯ

Экспресс-оценка характера насыщения проводилась по свечению керна в УФ, результатам ЛБА и цвету вытяжек в дневном свете (рис. 3).

Свечение керна в УФ-свете при фотографировании позволяет оценить наличие нефти и конденсата в пустотном пространстве керна, кроме того, по данным фотографий можно зафиксировать наличие зоны проникновения технологических жидкостей (керноизолирующие жидкости, фильтрат бурового раствора). На рис. 3 показаны характерные фотографии свечения углеводородов,

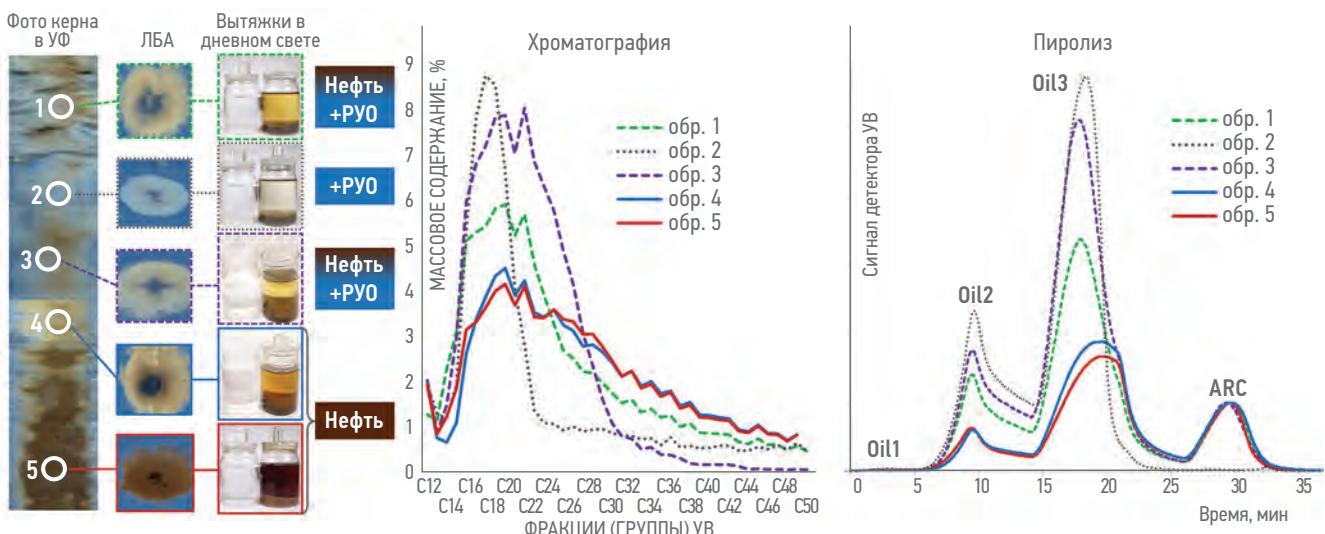


Рис. 3. Оценка характера насыщения по комплексу методов. Составлено авторами
Fig. 3. Evaluation of saturation nature using a set of methods. Prepared by the authors

Таблица 2. Классификация битумоидов в изученных образцах по люминесцентной характеристике капиллярных вытяжек по В.Н. Флоровской [13]
Table 2. Classification of bitumoids in the studied samples by the luminescent characteristics of capillary extracts according to V.N. Florovskaya [13]

№ образца	Характеристика битумоида	Тип битумоида	Состав битумоида
1	МСБ-5	Масляно-смолистый битумоид	Нефти и битумоиды с содержанием масел более 60%, асфальтенов 1–2%
2	ЛБ-5	Легкий битумоид	Углеводородные флюиды, не содержащие смол и асфальтенов
3	МБ-4	Маслянистый битумоид	Нефть и битумоиды с низким содержанием смол, с незначительным содержанием или отсутствием асфальтенов
4	СБ-4	Смолистый битумоид	Битумоиды и нефти с повышенным (3–20%) содержанием асфальтенов
5	САБ-5	Смолисто-асфальтеновый битумоид	Битумоиды с содержанием асфальтенов более 20%

отличающихся по содержанию и происхождению. Классификация битумоидов в изученных пробах по ЛБА приведена в **табл. 2**. Пробы с характером ЛБ-5 (легкий битумоид) относятся к РУО, пробы СБ-4 и САБ-5 (смолистый и смолисто-асфальтеновый битумоиды) характеризуют нефтенасыщение, пробы МСБ-5 и МБ-4 (масляно-смолистый и масляный битумоид) относятся к смешанному типу (нефть + РУО).

Для определения характера насыщения по результатам хроматографического анализа проводили сравнение компонентно-фракционного состава экстрактов из пород с пробами «эталонной» нефти пласта

ПК1, полученными с Русского и Северо-Комсомольского месторождений.

Экстракты из образцов с чистым нефтенасыщением идентифицируются по характерному для «эталонных» нефтей гауссовскому распределению на хроматограмме (см. **рис. 4**). В экстрактах присутствуют все фракции, типичные для нефтей пласта ПК1.

Экстракты, полученные из загрязненных РУО образцов керна без нефтенасыщения, содержат углеводородный ряд в узком диапазоне выкипания (254–392 °C). Характерный максимум массового содержания УВ приходится на группу C18 (**рис. 3**, Хроматография, обр. 2).

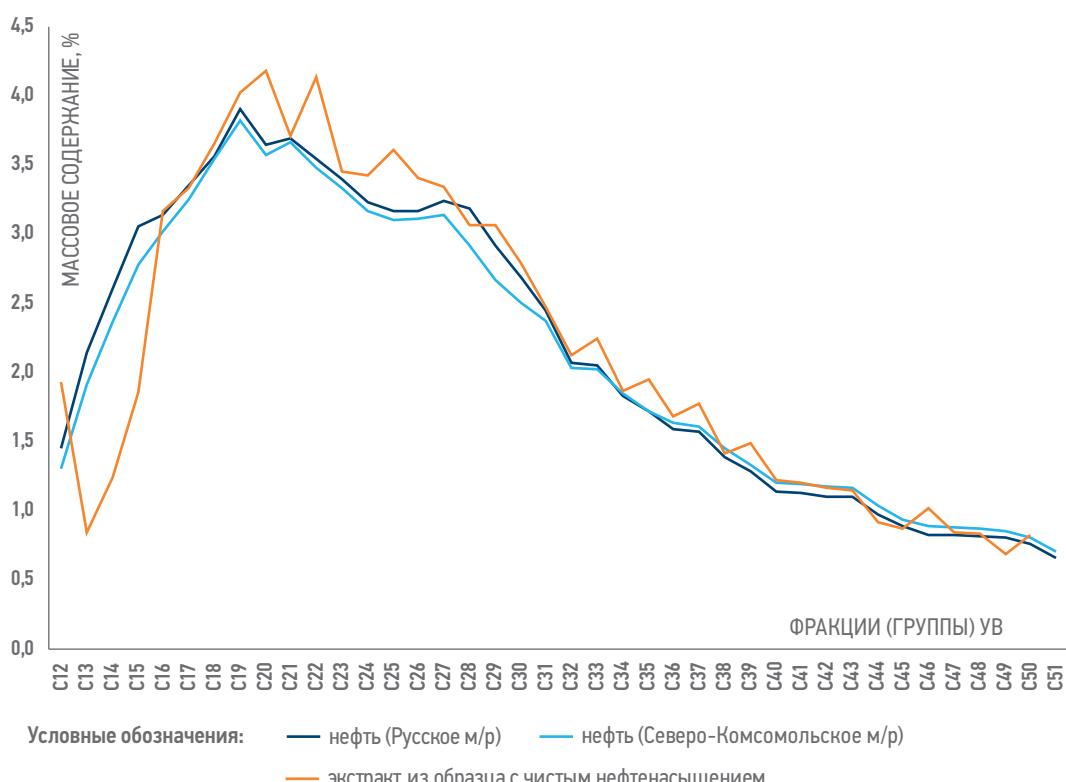


Рис. 4. Сравнение массового содержание фракции C12-C51 в экстрактах из нефтенасыщенного керна изучаемого месторождения и в «эталонных» нефтях пласта ПК1. Составлено авторами

Fig. 4. Comparison of the mass content of the C12-C51 fraction in extracts from oil-saturated core of the studied field and in the “reference” oils of PK1 formation. Prepared by the authors

Хроматограммы экстрактов из нефтенасыщенного керна с проникновением РУО характеризуются максимумом распределения фракционного состава на C_{20} - C_{24} , соответствующим легким УВ, входящим в состав РУО, а также областью высококипящих УВ, характерных для «эталонных» нефтей (рис. 3, Хроматография, обр. 1, 3).

Для оценки корректности определения пиролитического профиля нефтенасыщения в режиме «PAM-RE» было проведено сравнение пирамм нефти и нефтенасыщенного керна из соответствующего интервала по одной из скважин изучаемого месторождения. Было получено идентичное распределение УВ на пираммах, что говорит о едином пиролитическом профиле нефти и нефтенасыщенного керна и дает возможность определять состав и характеристики нефтяной оторочки по результатам пиролиза нефтенасыщенного керна.

Образцы 4 и 5 (рис. 3, Пиролиз) соответствуют «чистому» нефтенасыщению. Пиролитический профиль РУО отвечает УВ-распределению масла (рис. 5) и не содержит пика ARC, соответствующий смолисто-асфальтеновым веществам (САВ), входящим в состав нефтей (рис. 3, Пиролиз, обр. 2). Пиролитические профили нефтенасыщенных образцов из зон с проникновением РУО будут отличаться от образцов с «чистым» нефтенасыщением более высокими пиками Oil2 и Oil3 за счет вклада масляной составляющей РУО (рис. 3, Пиролиз, обр. 1, 3).

КОЛИЧЕСТВЕННАЯ ОЦЕНКА НЕФТЕНАСЫЩЕНИЯ В ЗОНАХ С ПРОНИКНОВЕНИЕМ РУО

Для расчета доли нефти (мг/г породы) в общем количестве УВ применялся инновационный подход, специально разработанный авторами для исследования керна с проникновением РУО методом пиролиза. На первом этапе по пиролитическому профилю «чистого» нефтенасыщения рассчитываются диагностические отношения площадей пиков, соответствующих легким УВ (Oil2) и тяжелым УВ (Oil3), к площади высокотемпературного пика ARC, который характерен только для нефти и отсутствует в профиле РУО. Далее в образцах, загрязненных РУО, определяется количество УВ, соответствующих пику ARC, и по полученным диагностическим отношениям для «чистого» нефтенасыщения рассчитывается количество УВ нефти, вносящих вклад в пики Oil2 и Oil3, которое суммарно с УВ пика ARC будет давать массовую долю нефти (C_n) в общем насыщении (рис. 6). По разнице между количеством УВ общего насыщения (C_{n+pyo}) и нефти рассчитывается доля РУО (C_{pyo}).

ОЦЕНКА ЗНАЧЕНИЙ ПЛОТНОСТИ НЕФТЯНОЙ ФАЗЫ В НЕФТЯНОЙ ОТОРОЧКЕ

Для перехода от массового содержания нефти в породе к объемному и доле порового пространства, занимаемого нефтью, необходимо знать плотность нефтяной фазы. Ввиду отсутствия кондиционных проб нефти в интервале нефтяной оторочки и невозможности

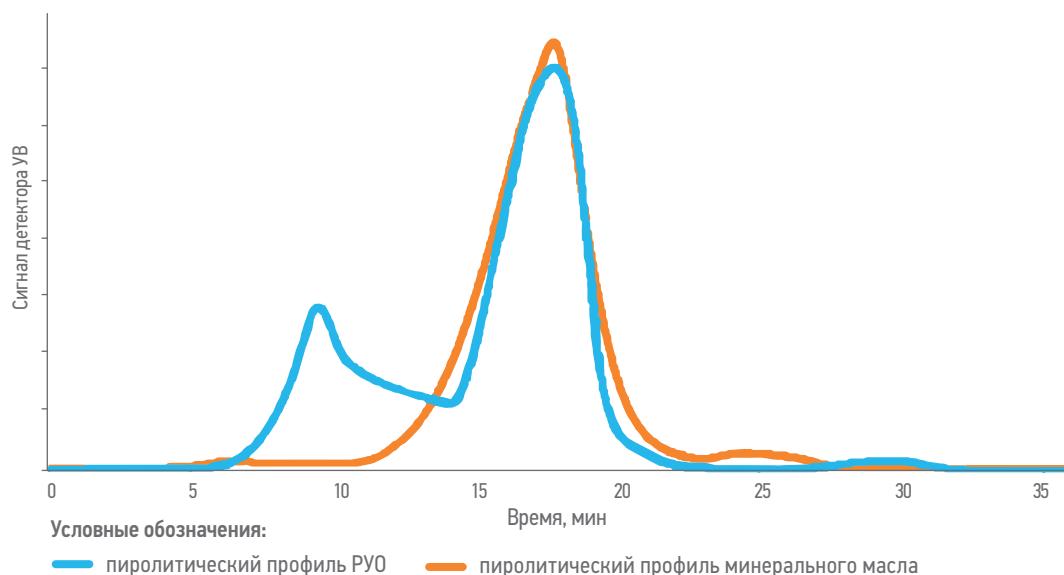


Рис. 5. Пираммы образца загрязненного РУО керна без нефтенасыщения и образца минерального масла.
Составлено авторами

Fig. 5. Pyrograms of a core sample contaminated with hydrocarbon-based drilling fluid without oil saturation and a mineral oil sample. Prepared by the authors

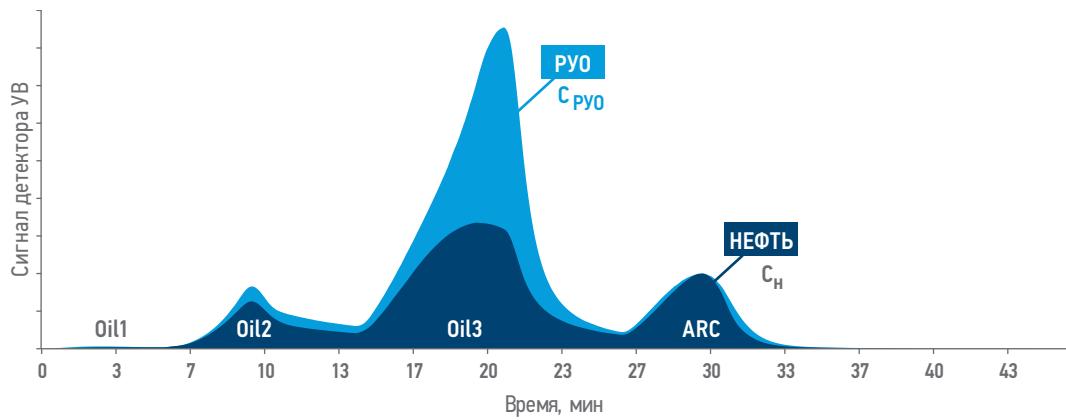


Рис. 6. Пирограммы нефтенасыщенных образцов керна: синим цветом — образец без РУО, голубым цветом — образец с проникновением РУО. Составлено авторами
Fig. 6. Pyrograms of oil-saturated core samples: dark blue — sample without hydrocarbon-based drilling fluid, light blue — sample with hydrocarbon-based drilling fluid penetration. Prepared by the authors

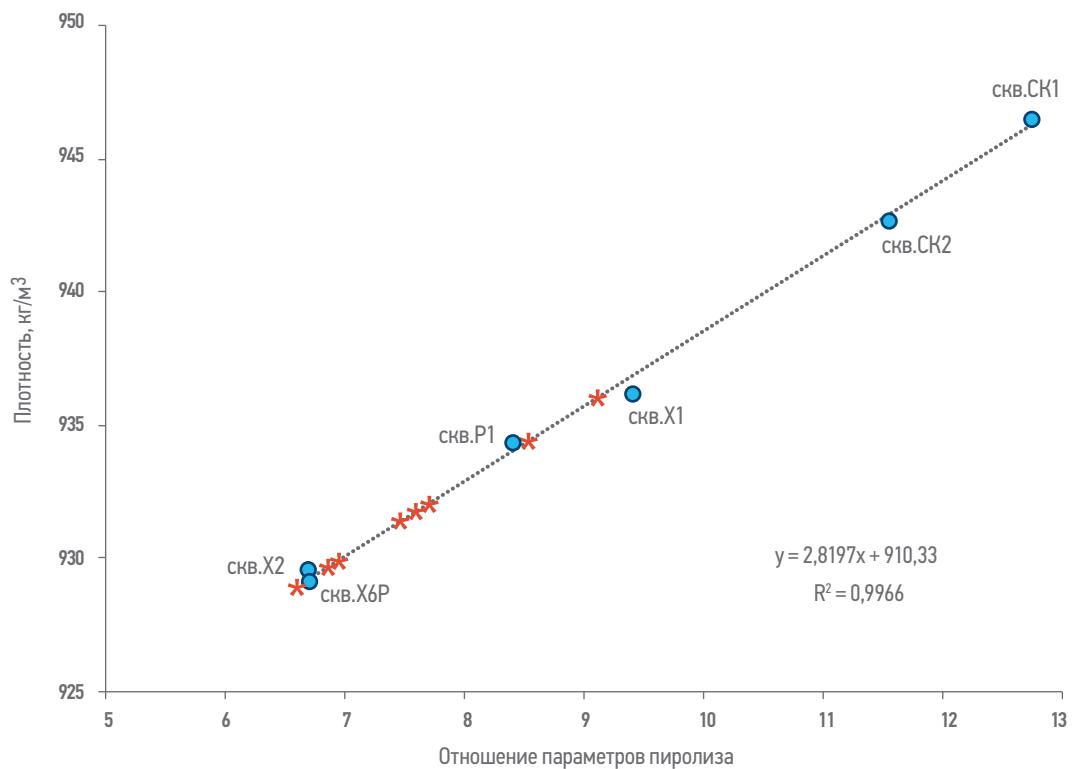


Рис. 7. Зависимость отношения значений пиролитических параметров от плотности нефти. Составлено авторами
Fig. 7. Dependence of the ratio of pyrolysis parameters on oil density. Prepared by the authors

измерения плотности нефти стандартным способом с помощью плотномера, оценку значений плотности нефтяной фазы в нефтяной оторочке проводили по образцам керна с «чистым» нефтенасыщением (без следов проникновения РУО) по установленной эмпирической зависимости отношения значений пиролитических параметров нефти от их плотности (**рис. 7**).

Для построения эмпирической зависимости использовали поверхностные пробы нефти из нефтенасыщенных сеноманских интервалов скважин изучаемого месторождения, а также месторождений

Русское и Северо-Комсомольское, с измеренными значениями плотности при 20 °C. Для исследования нефти методом пиролиза в тигель, заполненный прокаленным кварцевым песком, добавляли несколько капель нефти. Для каждого образца проводили по 3 параллельных измерения. Полученные пиролитические спектры нефти разной плотности использовались для построения зависимости параметров пиролиза от плотности при анализе образцов нефтенасыщенного керна. По полученной зависимости были рассчитаны значения плотности нефтяной фазы в образцах

нефтенасыщенного керна (рис. 7, красные звездочки).

Оценку правильности значений плотности нефтяной фазы в нефтяной оторочке пласта ПК₁, полученных на основании результатов пиролитического анализа образцов керна, проводили по контрольным образцам нефти и нефтенасыщенного керна из соответствующего интервала скв. Х6Р путем сравнения измеренного значения параметров пробы нефти и рассчитанного по данным пиролиза параметров нефтенасыщения по керну. Измеренное значение плотности нефти (принятое за «истинное») составило 929,1 кг/м³, рассчитанное по данным пиролиза керна — 929,0 кг/м³. Близость полученных значений демонстрирует корректность применения построенной градуировочной зависимости для оценки плотности нефтяной фазы в нефтяной оторочке.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ «ГРУППОВОГО» СОСТАВА НЕФТЯНОЙ ФАЗЫ В НЕФТЯНОЙ ОТОРОЧКЕ

Определение «группового» состава нефтяной фазы проводили для образцов с «чистым» нефтенасыщением (без следов проникновения РУО). Результаты определения «группового» состава и оценки значений плотности по результатам пиролиза керна представлены в табл. 3.

Нефтяная фаза, содержащаяся в образцах всех изученных скважин, имеет близкий состав, характерный для тяжелых вязких нефтей. Содержание легких нефтяных углеводородов (Oil1+Oil2) варьирует от 10,8 до 21,3%, тяжелых нефтяных углеводородов (Oil3) — от 52,7 до 62,3%, смолисто-асфальтеновых веществ (ARC) — от 26,0 до 26,9%. «Групповой» состав нефтяной фазы коррелирует с ее плотностью: чем меньше количество легких нефтяных углеводородов и больше тяжелых, тем выше плотность нефти. Содержание

Таблица 3. «Групповой» состав и плотность нефтяной фазы в нефтяной оторочке пласта ПК1. Составлено авторами
Table 3. “Group” composition and density of the oil phase in oil rim of PK1 formation. Prepared by the authors

Скважина	«Групповой» состав, %	Плотность, кг/м ³	Скважина	«Групповой» состав, %	Плотность, кг/м ³
X6H		929,9	X10H		931,4
X7H		935,9	X11H		931,3
X8H		929,7	X12H		932,4
X9H		931,4	X13H		934,3

■ Oil1 + Oil2 ■ Oil3 ■ ARC

смолисто-асфальтеновых веществ во всех нефтях примерно одинаковое и не связано со значениями плотности нефтей.

ОЦЕНКА ЗНАЧЕНИЙ КН

Оценку значений Кн (доля порового пространства, занятого нефтью, %) проводили по разрезу скважин в интервале нефтяной оторочки по результатам пиролиза керна (за вычетом вклада РУО) с применением полученных значений плотности нефтяной фазы и результатов фильтрационно-емкостных исследований (коэффициент пористости, минералогическая плотность) для перевода массового содержания нефти (Сн) в объемную

долю порового пространства, занятого нефтью (Кн).

Изменение содержания нефти по разрезу представлено на планшете на примере одной из скважин изучаемого месторождения (рис. 8).

Нижняя часть пласта ПК₁ — циклит ПК₁⁴, континентального генезиса, во всех изученных скважинах соответствует водонасыщенному коллектору, в некоторых скважинах захватывает нижнюю границу нефтяной оторочки. Средняя часть пласта — циклита ПК₁³–ПК₁², прибрежно-континентального генезиса, является преимущественно зоной нефтяной оторочки. Мощность нефтяной

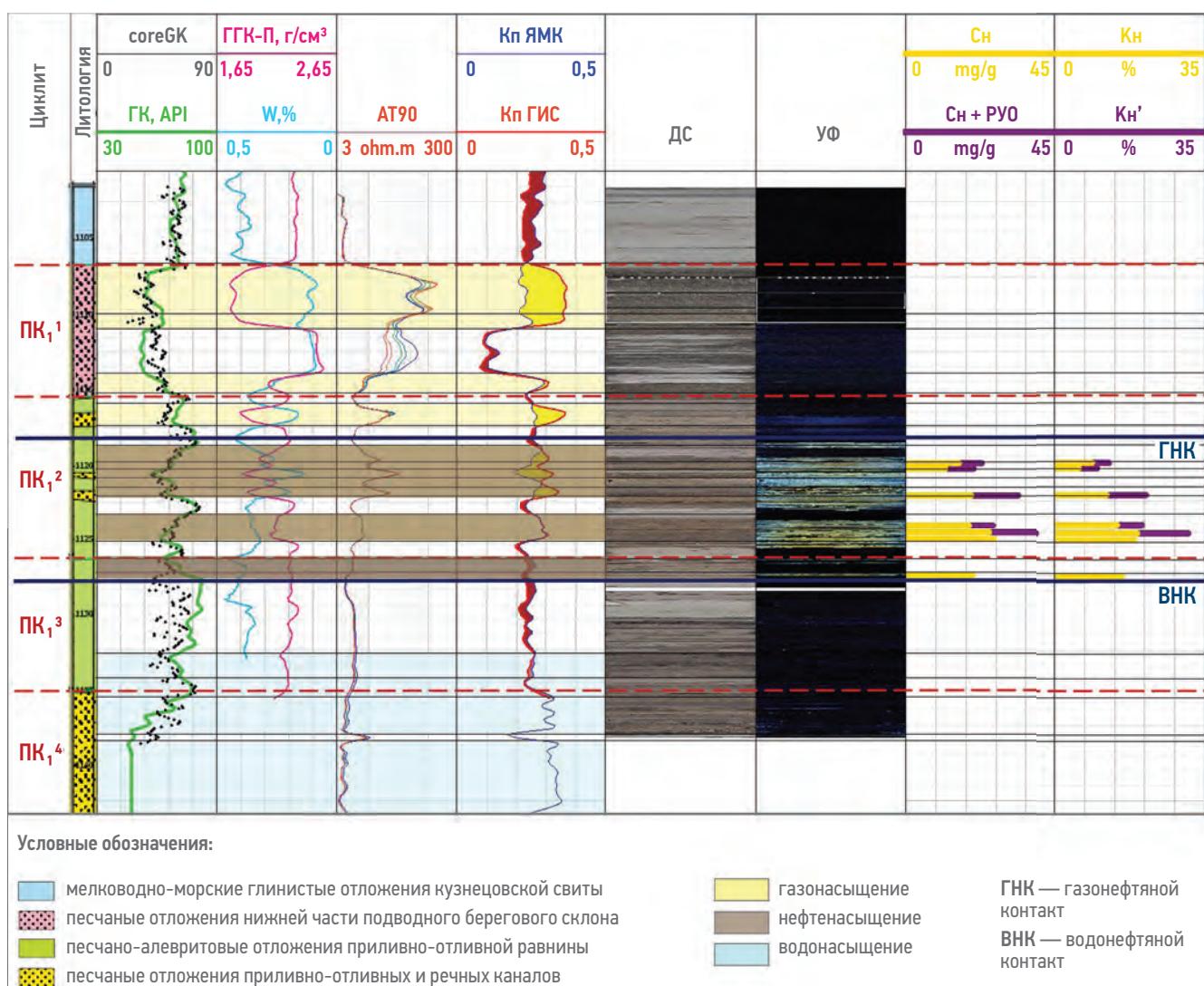


Рис. 8. Геологово-геофизический планшет скважины с нефтяной оторочкой в интервале пласта ПК1: coreGK — гамма-каротаж по керну; ГК — гамма-каротаж (ГИС); ГГК-П — плотностной гамма-гамма-каротаж (ГИС); W — влажность; AT90 — длинный зонд индукционный каротаж (ГИС); Кп ЯМК — пористость по ядерно-магнитному каротажу (ГИС); Кп ГИС — пористость по комплексу ГИС без ЯМК; ДС — фото керна в дневном свете; УФ — фото керна в ультрафиолетовом свете; Сн — массовое содержание нефти; Сн+РУО — суммарное массовое содержание нефти и РУО; Кн — доля порового пространства, занятого нефтью; Кн' — доля порового пространства, занятого суммарно нефтью и РУО. Составлено авторами

Fig. 8. Geological and geophysical sheet of the well with an oil rim in the interval of PK1 formation: coreGK — gamma ray logging from core; ГК — gamma ray logging (GIS); GGK-P — density gamma-gamma logging (GIS); W — humidity; AT90 — long sonde induction logging (GIS); Кп ЯМК — porosity according to nuclear magnetic logging (GIS); Кп ГИС — porosity according to the GIS complex without NML; DS — core photo in daylight; UV — core photo in ultraviolet light; Сн — mass content of oil; Сн+РУО — total mass content of oil and hydrocarbon-based drilling fluid; Кн — proportion of pore space occupied by oil; Кн' — proportion of pore space occupied by a total of oil and hydrocarbon-based drilling fluid. Prepared by the authors

оторочки разнится от скважины к скважине (от 8 до 26 м), но максимальные значения Кн для большинства скважин приходятся на циклита ПК₁³–ПК₁². С верхней части циклита ПК₁² начинается газонасыщенный коллектор. При исследовании керна доля порового пространства, которая была занята газом, фиксируется по проникновению РУО, на качественном уровне определяемому по голубому свечению керна в УФ, на количественном — по результатам пиролиза ($C_{РУО}$, мг УВ/г породы) и петрофизических исследований ($K_{РУО}$, %). Циклит ПК₁¹, прибрежно-морского генезиса, соответствует газонасыщенному коллектору, без следов проникновения РУО при исследовании керна.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

По результатам проведённых работ можно сделать следующие выводы:

- анализ исторического керна позволяет в полной мере идентифицировать ранее «пропущенные» нефтенасыщенные интервалы, влияющие на эффективность эксплуатации крупных газовых залежей;
- для оценки характеристик нефтяной оторочки на основе кернового материала необходимо комплексирование

результатов петрофизических и геохимических методов;

- применение пиролитического метода РАМ-РЕ (PAM) позволяет не только установить степень проникновения бурового раствора в керновый материал, но и с высокой достоверностью определить плотность залегающей нефти и ее «групповой» состав;
- уточнение коэффициента нефтенасыщенности изучаемых «нефтяных» интервалов по результатам проведенных исследований позволяет скорректировать параметры гидродинамических и петрофизических моделей и более корректно проводить учет влияния нефтяной оторочки на эффективность добычи газа.

Разработанный инновационный методический подход к оценке количества и свойств нефтяной фазы в нефтяной оторочке по результатам пиролитических исследований образцов керна с привлечением данных петрофизических исследований показал высокую эффективность и оперативность получения данных, рекомендуется для экспрессной оценки свойств УВ-фазы в интервале отбора керна при выполнении комплексных программ изучения керна из газонасыщенных пластов.

Список литературы

1. Лебзин Д.Е., Топорков В.Г. Современные технологии отбора и анализа керна // Каротажник. — 2008. — Т. 177. — № 12. — С. 137–162.
2. Храмцова А.В., Топалова Т.Э., Снохин А.А., Шакиров Р.Р. Седиментологический и секвенс-стратиграфический анализ верхней части покурской свиты с целью оптимизации проекта разработки // Научный журнал Российской газового общества. — 2022. — Т. 33. — № 1. — С. 6–15.
3. Буракова С.В., Изюменко Д.В., Минаков И.И., Истомин В.А., Кумейко Е.Л. Проблемы освоения тонких нефтяных оторочек газоконденсатных залежей Восточной Сибири (на примере ботубинской залежи Чаяндинского НГКМ) // Вести газовой науки. — 2013. — Т. 16. — № 5. — С. 124–133.
4. Зыкин М.Я., Козлов В.А., Кузьмук Л.Г. О рациональной разведке газовых залежей с нефтяной оторочкой. На примере месторождений Бухаро-Хивинской газонефтесносной области // Геология нефти и газа. — 1972. — № 9.
5. Саранча А.В., Саранча И.С., Митрофанов Д.А., Овездова С.М. Технологии добычи низконапорного сеноманского газа // Современные проблемы науки и образования. — 2015. — № 1-1. — С. 211.
6. Ручин А.В., Орлов Л.И., Топорков В.Г., Фоменко В.Г. Изучение коллекторов по керну, отобранныму при бурении на растворах с нефтяной основой // Геология нефти и газа. — 1981. — № 11.
7. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом. Под ред. Петерсилье В.М., Поросун В.И., Яценко Г.Т. — Москва — Тверь: ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003. — 130 с.
8. McPhee C., Reed J., Zubizarreta I. Core analysis: a best practice guide. — Elsevier, 2015. — 831 p.
9. Шарафутдинов Р.Ф., Самойлов А.С., Глазов Т.П. Подходы к формированию проектных решений разработки тонких нефтяных оторочек с применением моделирования // Моделирование нефтегазоносных бассейнов. Проблемы и перспективы: Сборник статей I Международной научно-практической конференции, Волгоград, 04–05 октября 2023 года. — Волгоград: Волгоградский государственный технический университет, 2024. — С. 181–185.
10. Jarvie D.M., Maende A. Mexico's Tithonian Pimienta Shale: Potential for Unconventional Production // Unconventional Resources Technology Conference. — 2016. — Рп. 528–542.
11. Мазэнде А., Велдон Д., Большаков М.Н., Захаров А.Д. Использование данных пиролиза, SEM, XRF и геофизических исследований скважин для анализа перспективности нефтеносности сланцевых отложений, на примере формации марцеплус (США) // Нефтяное хозяйство. — 2021. — № 1. — С. 28–31.
12. Марков В.В., Вторушина Э.А., Заночуев С.А. Идентификация присутствия следов бурового раствора в керне и шламе по форме пиролитических спектров // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. — 2025. — № 4. — С. 35–38.
13. Флоровская В.Н. Краткое руководство по люминесцентно-битуминологическому анализу. — Москва: Гостоптехиздат. — 1949. — 150 с.

References

1. Lebzin D.E., Toporkov V.G. State-of-the-art technologies for core recovery and analysis. *Karotazhnik*. 2008, vol. 177, no. 12, pp. 137–162. (In Russ.)
2. Khramtsova A.V., Topalova T.E., Snokhin A.A., Shakirov R.R. Sedimentological and sequence-stratigraphic analysis of the upper part of the Pokur suite in order to optimize the development project. *Scientific journal of the Russian Gas Society*. 2022, vol. 33, no. 1, pp. 6–15. (In Russ.)

3. Burakova S.V., Izyumchenko D.V., Minakov I.I., Istomin V.A., Kumeiko E.L. Problems of development of thin oil rims of gas condensate deposits of Eastern Siberia (on the example of the Botuobinskaya deposit of the Chayandinskoye OGCF). *Gas Science News*. 2013, vol. 16, no. 5, pp. 124–133. (In Russ.)
4. Zykin M.Ya., Kozlov V.A., Kuzmuk L.G. On rational exploration of gas deposits with an oil rim. On the example of fields of the Bukhara-Khiva gas and oil bearing region. *Oil and gas geology*. 1972, no. 9. (In Russ.)
5. Sarancha A.V., Sarancha I.S., Mitrofanov D.A., Ovezova S.M. Technology of production of low-pressure Cenomanian gas. *Modern problems of science and education*. 2015, no. 1-1, p. 211. (In Russ.)
6. Ruchkin A.V., Orlov L.I., Toporkov V.G., Fomenko V.G. Study of reservoirs based on core samples taken during drilling with oil-based solutions. *Oil & gas geology*. 1981, no. 11. (In Russ.)
7. *Methodical recommendations for the calculation of geological reserves of oil and gas by the volumetric method*. Ed. Petersilie V.M., Poroskun V.I., Yatsenko G.G. Moscow, Tver: VNIGNI, "Tvergeofizika", 2003. 130 p. (In Russ.)
8. McPhee C., Reed J., Zubizarreta I. *Core analysis: a best practice guide*. Elsevier, 2015. 831 p.
9. Sharafutdinov R.F., Samoilov A.S., Glazov T.P. Approaches to the formation of design solutions for the development of thin oil rims using modeling. *Modeling of oil and gas basins. Problems and prospects: Collection of articles of the I International Scientific and Practical Conference*. Volgograd: Volgograd State Technical University, 2024; 181–185. (In Russ.)
10. Jarvie D.M., Maende A. Mexico's Tithonian Pimienta Shale: Potential for Unconventional Production. *Unconventional Resources Technology Conference*. 2016. 528–542 p.
11. Maende A., Weldon D., Bolshakov M.N., Zakharov A.D. Using pyrolysis, SEM, XRF and well logging data to analyze the oil potential of shale deposits, using the Marcellus formation (USA) as an example. *Oil industry*. 2021, no. 1, pp. 28–31. (In Russ.)
12. Markov V.V., Vtorushina E.A., Zanochuev S.A. Identification of drilling mud traces in core and cuttings by the shape of pyrolysis curves. *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*. 2025, no. 4, pp. 35–38. (In Russ.)
13. Florovskaya V.N. *Brief guide to luminescent-bitumen analysis*. Moscow: Gostoptekhizdat, 1949. 150 p. (In Russ.)

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

З.А. Вторушина — планирование эксперимента, разработка методического подхода, интерпретация экспериментальных данных, оформление графического материала, написание и редактирование текста статьи.

Я.И. Гильманов — планирование эксперимента, интерпретация экспериментальных данных, написание и редактирование текста статьи.

С.А. Заночуев — интерпретация экспериментальных данных, написание и редактирование текста статьи.

В.В. Марков — проведение пиролитических исследований, обработка результатов исследований.

А.Г. Потапов — проведение петрофизических исследований, обработка результатов.

О.В. Михайленко — проведение экстракции и ЛБА, получение вытяжек, обработка результатов.

Е.В. Максимов — общее руководство работами, согласование окончательного варианта статьи.

Н.А. Сеначин — постановка задачи, редактирование текста статьи.

Ella A. Vtorushina — planning the experiment, developing a methodological approach, interpreting experimental data, designing graphic material, writing and editing the text of the article.

Yan I. Gilmanov — planning the experiment, interpreting experimental data, writing and editing the text of the article.

Sergey A. Zanochuev — interpretation of experimental data, writing and editing the text of the article.

Vitaliy V. Markov — conducting pyrolysis studies, results processing.

Artem G. Potapov — conducting petrophysics studies, results processing.

Olga V. Mikhaylenko — conducting extraction and luminescence-bituminological analysis, results processing.

Evgeniy V. Maksimov — general supervision of research, approval of the final version of the article.

Nikita A. Senachin — problem statement, editing the text of the article.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Элла Александровна Вторушина* — кандидат химических наук, эксперт, ООО «РН-Геология Исследования Разработка» 625000, Россия, г. Тюмень, ул. Максима Горького, д. 42. e-mail: EA_Vtorushina@rn-gir.rosneft.ru Тел.: +7 (922) 432-52-16; +7 (3452) 529090, доб. 6244

Ян Ирекович Гильманов — кандидат геолого-минералогических наук, эксперт по петрофизике, ООО «РН-Геология Исследования Разработка»

Ella A. Vtorushina* — Cand. Sci. (Chem.), Expert, RN-Geology Research Development 42, Maksim Gorky str., 625000, Tyumen, Russia. e-mail: EA_Vtorushina@rn-gir.rosneft.ru Tel.: +7 (922) 432-52-16; +7 (3452) 529090, ext. 6244.

Yan I. Gilmanov — Cand. Sci. (Geol.-Mineral.), Expert in Petrophysics, RN-Geology Research Development

Сергей Анатольевич Заночуев — начальник отдела исследований свойств пластовых флюидов, кандидат технических наук, ООО «РН-Геология Исследования Разработка»

Виталий Владимирович Марков — главный специалист лаборатории физико-химических исследований, ООО «РН-Геология Исследования Разработка»

Артем Геннадьевич Потапов — заведующий лабораторией стандартных петрофизических исследований, ООО «РН-Геология Исследования Разработка»

Ольга Владимировна Михайленко — главный специалист лаборатории стандартных петрофизических исследований, ООО «РН-Геология Исследования Разработка»

Евгений Вениаминович Максимов — начальник управления геологии и лицензирования, ООО «Харампурнефтегаз»

Никита Аркадьевич Сеначин — начальник отдела ресурсной базы лицензирования и недропользования, ООО «Харампурнефтегаз»

Sergey A. Zanochuev — Head of the Division of Reservoir Fluid Properties Research, PhD in Technical Sciences, RN-Geology Research Development

Vitaliy V. Markov — Senior Specialist of the Laboratory for Physical and Chemical Research, RN-Geology Research Development

Artem G. Potapov — Head of the Laboratory for Standard Petrophysical Research, RN-Geology Research Development

Olga V. Mikhaylenko — Senior Specialist of the Laboratory for Standard Petrophysical Research, RN-Geology Research Development

Evgeniy V. Maksimov — Head of the Department for Geology and Licensing, Kharampurneftegaz

Nikita A. Senachin — Head of the Division of Resource Base for Licensing and Subsoil Use, Kharampurneftegaz

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author