

ГЕОЛОГИЯ, ПОИСКИ, РАЗВЕДКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

УДК 550.83

Опыт выявления пропущенных залежей и выделения сложнопостроенных низкопроницаемых карбонатных пластов-коллекторов турнейского возраста

С.Г. Филиппева, Е.Е. Кожевникова, А.В. Копытова

Пермский государственный национальный исследовательский университет
614068, Пермь, ул. Букирева, 15. E-mail: sgfq@mail.ru

(Статья поступила в редакцию 10.10.2025 г.)

Статья описывает примеры работ, проведенных по выделению проницаемых нефтенасыщенных прослоев в сложнопостроенных, низкопроницаемых пластах-коллекторах. На примере месторождения углеводородов Пермского края с залежами в турнейских отложениях описан опыт переинтерпретации геофизических исследований скважин. Комплексный анализ геолого-геофизической информации позволил выявить пропущенные нефтенасыщенные прослои в низкопроницаемых карбонатах турнейского возраста.

Ключевые слова: *сложнопостроенные пласты-коллекторы, низкопроницаемые пласты, пропущенные залежи, переинтерпретация ГИС, залежи углеводородов, пористость, керн.*

DOI: 10.17072/psu.geol. 24.4.370

Введение

Волго-Уральская нефтегазоносная провинция одна из старейших в РФ, где наиболее рентабельная часть запасов уже отработана больше, чем на 70 %. Истощение разрабатываемых месторождений приводит к падению добычи углеводородов (УВ). Приращение ресурсной базы может быть увеличено за счет выявления пропущенных залежей как в разрабатываемых пластах, так и в не введенных в освоение сложнопостроенных, низкопроницаемых пластах-коллекторах. Данный вариант не требует бурения нового фонда как поисковых, так и эксплуатационных скважин, а основан на более тщательном анализе и переработке уже имеющейся геологической и геофизической информации по разведанным месторождениям (РД 153-39.0-110-01, 2002). Имея ре-

зультаты проведенных ранее исследований, можно за достаточно небольшие затраты на переинтерпретацию и переосмысление имеющихся данных выявить «пропущенные» залежи, что окупит полученный результат (Ширяева, 2023).

В результате переинтерпретации геолого-геофизических данных могут быть выделены прослои как в пластах, где уже открыты залежи углеводородов, так и в пластах-коллекторах, ранее принятых в качестве не проницаемых.

Пласты-коллекторы, не учтенные при подсчете запасов большинства месторождений, это сложнопостроенные коллекторы, преимущественно карбонатные, с УВ из категории трудноизвлекаемые. В основном при испытании таких пластов получают тяжелую, вязкую нефть низкого качества (Рыльков, Матусевич, 2010).

© Филиппева С.Г., Кожевникова Е.Е., Копытова А.В., 2025



Работа лицензирована в соответствии с CC BY 4.0. Чтобы просмотреть копию этой лицензии, посетите <https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>

Причина пропуска проницаемых пластов и пропластков в основном одна и та же: неблагоприятные промыслово-геофизические, геологические и геохимические характеристики.

В Пермском крае в карбонатных пластах-коллекторах содержится больше 50 % запасов нефти. Обычно по типу коллектора это трещинные, порово-трещинные, трещинно-каверновые, смешанные (Бычков и др., 2010). Наличие скудного кернового материала позволяет получить некоторую информацию о петрофизических характеристиках интервалов, в которых выявлены пласты-коллекторы, но эта информация достоверна лишь для интервала отбора – вблизи стенок скважины. Обычно доля образцов керна из интервалов, включающих проницаемые пропластки, довольно мала, и оценить коллекторские свойства пород по всему разрезу скважины с высокой степенью достоверности достаточно сложно. Из-за недостаточной освещенности керна основным источником информации являются данные геофизических исследований в скважинах (ГИС).

Занимаясь актуальным вопросом выделения пропущенных залежей в сложнопостроенных, низкопроницаемых карбонатных пластах-коллекторах стоит кратко рассмотреть модель нефтегазообразования. Общепринятая концепция нефтегазообразования большинства залежей края связана с генерацией углеводородов «домаником» или «доманикитами». При этом под «домаником» принято понимать не единственное стратиграфическое подразделение, а совокупность геохимических параметров, позволяющую отнести породы к нефтегазоматеринским свитам. Четкая стратиграфическая граница «доманиковых» отложений для территории Пермского края отсутствует, часть турнейских пород рассматривается как нефтегазоматеринские. Вероятно, турнейские карбонаты, их глинистая, кремнистая, богатая органическим веществом часть одновременно является источником генерации УВ и нетрадиционным низкопроницаемым коллектором одновременно. Данный факт приводит к повышенному интересу для изучения турнейских отложений как объектов, содержащих пропущенные залежи (Карасёва, Кожевникова, 2019).

На примере месторождения УВ, расположенного в южном районе Пермского края, приуроченного к Чернушинской валлообразной зоне, проведено исследование по выделению пропущенных проницаемых прослоев. Для работы выбраны турнейские отложения, на изучаемом месторождении в пластах-коллекторах данного возраста выделены эксплуатационные объекты Т₁ и Т₂.

Геологический разрез месторождения изучен по материалам структурного, глубокого поисково-разведочного и эксплуатационного бурения. Продуктивные карбонатные коллекторы характеризуются сложным литологическим составом, так как в качестве породообразующих минералов, наряду с кальцитом, выступают доломиты и ангидриты.

Турнейский ярус сложен нефтенасыщенными известняками (неравномерно по интенсивности) с прослоями детрита и кремния. Мощность яруса варьируется от 55 до 120 м. Месторождение объединяет несколько куполов. Промышленные залежи нефти в турнейских отложениях установлены на трех куполах из девяти.

На каждом куполе месторождения нефти турнейского яруса своеобразны, осредненные значения для пласта характеризуют нефть как высокосмолистую (23,72 % масс. смол, 6,04 % масс. асфальтенов), парафинистая (2,90 % масс.), сернистая (3,00 % масс.), со средним содержанием светлых фракций (39,3 % об.), вязкость при пластовых условиях 14,61 мПа·с (повышенная вязкость), плотность после дегазирования 0,904 г/см³ (битуминозная), вязкость после дегазирования 60,30 мм²/с. В данном случае можно говорить о вязкости нефти в турнейских отложениях, которая в пластовых условиях имеет высокие значения.

Нефтенасыщенная часть пласта рассматриваемого месторождения освещена керном в достаточном объеме, что бывает не всегда. Петрофизические данные использовались при расчетах фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пластов.

В отложениях Т₁, по данным микроописаний, в эффективной части разреза преобладают известняки со сгустковой и комковатой структурами, много известняков органо-детритовых (сгустково-детритовых, полидетритовых) и биоморфных (сгустково-

и комковато-водорослевых с фораминиферами). Коллекторские свойства пород невысокие: пористость от 6,9 до 17,0 %, проницаемость в пределах $0,65 \cdot 10^{-3}$ мкм² – $193 \cdot 10^{-3}$ мкм². Неэффективная часть пласта сложена известняками комковато-детритовыми, детритовыми, описаны известняки шламовые и зернистые, породы плотные.

Пласт Т₂ представлен керном в немногочисленных скважинах. На одном из куполов в нефтенасыщенной части пласта описаны известняки мелкодетритовые. На другом поднятии – это известняки комковато-биоморфные (фораминиферово-водоро-слеваемые), комковато-детритовые, со стилолитами и глинисто-органическими прожилками. На следующем куполе нефтяная часть пласта охарактеризована наиболее полно: сложена известняками детритово-комковатыми и комковато-детритовыми, неравномерно пористо-кавернозными, со стилолитами, выполненными глинисто-органическим материалом, с трещинами разноориентированными, короткими, нефтяными, отмечаются мелкие гнезда сульфатов, редкие гнезда пирита. В шлифах известняки сложены сгустками и комочками пелитоморфного кальцита (раковинного и водорослевого происхождения) и детритом. Детрит составляют обломки иглокожих, фрагменты водорослей, фораминифер, обломки раковин остракод, единичные фрагменты одиночных кораллов, редкие сферы, шлам. Остатки большей частью перекристаллизованы, часто микритизированы. Цемент кальцитовый разнозернистый поровый и регенерационный, содержание по шлифам до 7–15 %. Отмечаются единичные зерна доломита. Поры (и единичные каверны) межформенные, реже внутриформенные, размером от 0,03 до 0,4–0,6 и 1,5 мм. Наблюдаются микростилолиты, выполненные глинисто-органическим веществом. Средние значения пористости и проницаемости 14,6 % и $7,1 \cdot 10^{-3}$ мкм² соответственно. В не-

эффективной части пласта описаны известняки детритовые, комковатые и биоморфные, иногда с многочисленными известняковыми обломками, плотные, с редкими кавернами, со стилолитами глинистыми, с включениями и гнездами кальцита и сульфатов (Латышева и др., 1990).

Анализ зависимости «плотность-пористость» по керну (рис. 1) показал, что плотность пород изменяется в малых пределах (2,44–2,83 г/см³), однако тенденция, что при меньшей плотности пород значения пористости больше, присутствует.

Граничные значения пористости и проницаемости приведены в табл. 1. Расхождение между К_п связано с доизучением дополнительных геологических материалов по вновь пробуренным скважинам.

Зависимость абсолютной газопроницаемости К_{пр} от пористости К_п представлена на рис. 2.

На данном месторождении складывается довольно четкая зависимость: с увеличением пористости увеличивается проницаемость, пласты-коллекторы имеют пористость выше граничных значений.

Однако в целом карбонатные отложения турнейского яруса, представленные переслаиванием маломощных проницаемых прослоев и плотных пород, имеют сложное строение порового пространства. При интерпретации данных ГИС плотные и проницаемые прослои объединяются в отдельные объекты в зависимости от насыщения.

При дальнейшей доработке и анализе материалов, особенно при наличии вновь пробуренных скважин или проведении сейсморазведочных работ, возможны уточнения предельных параметров с их обоснованием по данным лабораторных исследований. При отсутствии новых данных по месторождению можно проанализировать имеющийся материал и сделать прогнозную оценку по выявлению пропущенных залежей.

Таблица 1. Граничные значения коэффициентов пористости и проницаемости

Пласт	К _п , %			К _{пр} , мД		
	2003 г.	2016 г.	2018 г.	2003 г.	2016 г.	2018 г.
Т ₁ , Т ₂	8,0	7,5	7,5	0,6	0,6	0,6

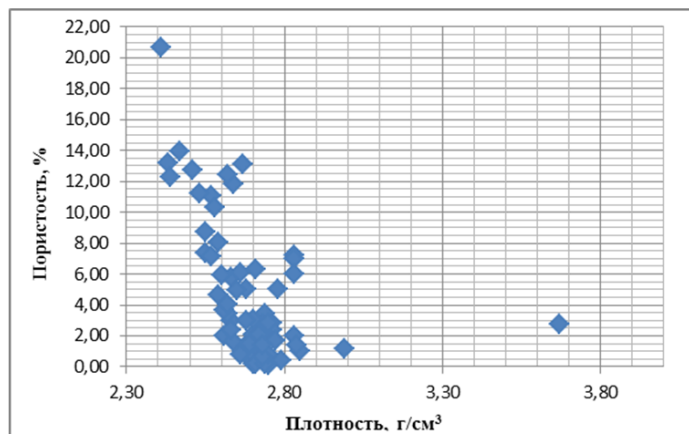


Рис. 1. Сопоставление пористости и объемной плотности пород по керну турнейских отложений

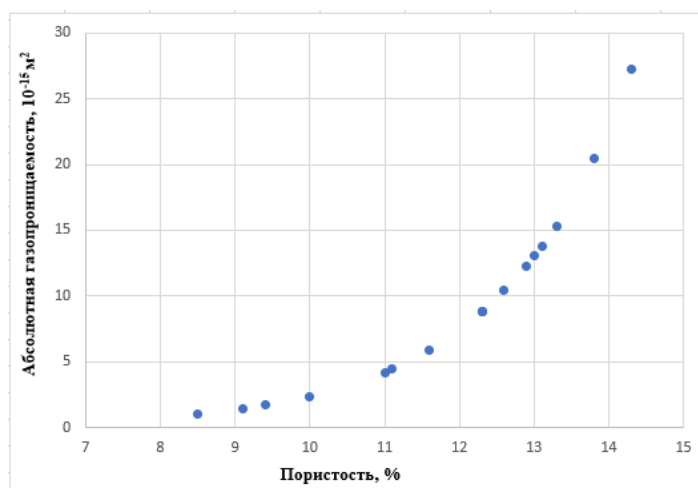


Рис. 2. Диаграмма зависимости пористости от газопроницаемости пластов T_1 и T_2

На сегодняшний день, с учетом наличия имеющийся информации, в пластах T_1 и T_2 при переинтерпретации данных ГИС в нескольких скважинах проведено выделение дополнительных проницаемых прослоев, а также выполнена оценка их количественных параметров и характера насыщенности, которые выполняются на основании комплексных результатов лабораторно-аналитических исследований керна и материалов промышленно-геофизических исследований. Следует отметить, что методика определения количественных параметров пласта в карбонатном разрезе довольно неоднозначна из-за сложной неоднородной структуры породы с разной трещиноватостью. Поэтому коэффициент пористости – не всегда показатель хороших коллекторских свойств, поскольку требуется комплексный подход и анализ петрофизических лабораторных исследований.

Выделенные дополнительные интервалы, содержащие проницаемые пропластки, имеют разную толщину (от 0,3 до 2,5 м), невысокую пористость (от 1 до 8 %) и проницаемость (менее 0,6 мД) (рис. 3). По типу коллектора – это трещинные и трещинно-каверновые. Суммарная мощность выделенных прослоев составила в одной из скважин 13,2 м (рис. 3). Особого внимания заслуживают верхняя часть отложений T_1 и плотная часть отложений T_2 . Дополнительные интервалы на данном этапе можно охарактеризовать как «возможные коллекторы», так как окончательную ясность может внести информация, полученная в результате испытания в колонне с определением профиля притока, с предварительной оценкой качества цементирования обсадной колонны.

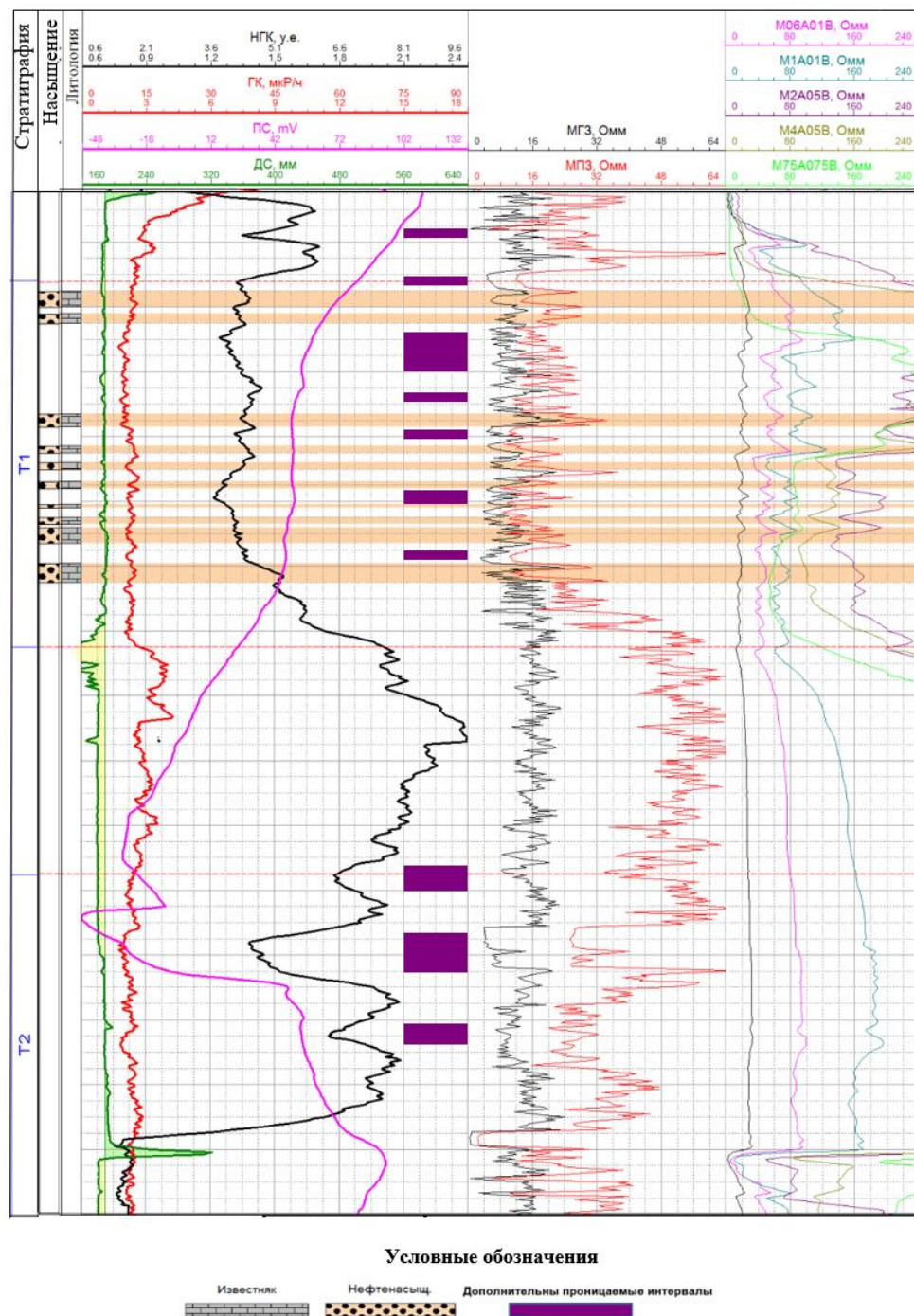


Рис. 3. Результат выделения дополнительных пропластков в ходе переинтерпретации данных ГИС турнейских отложений

Выводы

Анализ геолого-геофизических данных потенциально перспективных интервалов турнейских отложений, тщательное изучение особенностей разреза, систематизация геофизических данных, привлечение данных по соседним месторождениям дают возможность выявить пропущенные про-

ницаемые пласты-коллекторы с наименьшими затратами и позволят спрогнозировать залежи нефти. Дополнительные геофизические и геохимические исследования, а также испытания в колонне обеспечат оценку запасов углеводородов.

Работа выполнена при финансовой поддержке Минобрнауки РФ проект FSNF-2025-0011.

Библиографический список

Бычков С.Г., Неганов В.М., Мичурин А.В. Нефтегазогеологическое районирование территории Пермского края // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2010. 28 с. EDN: NUDXGJ

Карасёва Т.В., Кожевникова Е.Е. Девонский терригенный нефтегазоносный комплекс южных районов Пермского края. Новые представления о геологическом строении и формировании нефтегазоносности: монография. Пермь: Перм. гос. нац. исслед. ун-т, 2019. 144 с.

Латышева М.Г., Вендельштейн Б.Ю., Тuzов В.П. Обработка и интерпретация материалов геофизических исследований скважин. М.: Недра, 1990. С. 20–38.

РД 153-39.0-110-01. Методические указания по геолого-промысловому анализу разработки нефтяных и газонефтяных месторождений / ФГУ «Экспертнефтегаз» Минэнерго России; творч. группа: В.Ф. Базив, Б.Т. Баишев, Ю.Е. Батури и др.; внесен Деп. разработки и лицензирования месторождений Минэнерго России; утв. и введен в действие приказом Минэнерго России от 05.02.2002 № 29. М., 2002.

Рыльков А.В., Матусевич В.М. Пропущенные залежи: время вернуть утраченное // Нефтегазовая Вертикаль. 2010. № 15–16. С. 94–97. EDN: UDCXIN

Ширяева Д. Второе дыхание Павловки [Текст] // ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ. 2023. № 21 (617). С. 2–12.

Experience of Identification of the Missed and Complex, Low-Permeable Carbonate Tournaisian Reservoirs

S.G. Filipyeva, E.E. Kozhevnikova, A.V. Kopytova

Perm State University, 15 Bukireva Str., Perm 614990, Russia.

E-mail: sgfq@mail.ru

This work was carried out to identify the permeable oil-saturated interlayers in complex, low-permeability carbonate reservoirs. Experience of reinterpreting the geophysical well logging data at the Tournaisian hydrocarbon deposit in the Perm Region is described. A comprehensive analysis of the geological and geophysical information made it possible to identify missed oil-saturated layers in low-permeable carbonates.

Keywords: *complex reservoir formations, low-permeability formations; missed deposits; logging data reinterpretation; hydrocarbon deposits; porosity; core.*

References

Bychkov S.G., Neganov V.M., Michurin A.V. 2010. Neftgazogeologicheskoe rayonirovanie territorii Permskogo kraya [Oil and gas geological zoning of the territory of the Perm region]. Neftgazovoe delo. (in Russian)

Karaseva T.V., Kozhevnikova E.E. 2019. The Devonian terrigenous oil and gas complex of the southern regions of the Perm Territory. New ideas about the geological structure and formation of oil and gas potential]. Perm, Perm State University, p. 144 (in Russian)

Latyshcheva M.G., Vendel'shtein B.Yu., Tuzov V.P. 1990. Obrabotka i interpretatsiya materialov geofizi-

cheskikh issledovaniy skvazhin [Processing and interpretation of geophysical well logging data]. Moskva, Nedra, pp. 20-38 (in Russian)

RD 153-39.0-110-01. Metodicheskie ukazaniya po geologo-promyslovomu analizu razrabotki neftyanykh i gazonefityanykh mestorozhdeniy [Methodological guidelines for the geological and production analysis of the development of oil and gas oil fields]. FGU Ekspertnefte-gaz, Ministry of Energy of Russia. V.F. Baziv, B.T. Baishev, Yu.E. Baturin et al. Moskva. 2002 (in Russian)

Rylkov A.V., Matusevich V.M. 2010. Propushchennyye zalezhi: vremya vernut utrachennoe [Missed deposits: time to recover the lost]. Neftgazovaya Vertical. 15-16:94-97 (in Russian)

Shiryayeva D. 2023. Vtroroie dykhanie Pavlovki [The second wind of Pavlovka]. LUKOIL-PERM. № 21 (617):2-12 (in Russian)