

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2025.4.142-161>

EDN XLKEOI

УДК 622.276.1/.4:552.54

Опыт разработки карбонатных коллекторов месторождений Восточной Сибири

¹Малкош Р.В., ²Леонтьев С.А.

¹Тюменское отделение «СургутНИПИнефть», ПАО «Сургутнефтегаз»,
НГДУ «Талаканнефть», Тюмень, Россия

²ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», Тюмень, Россия

Experience in Developing Carbonate Reservoirs in Eastern Siberia

¹R.V. Malkosh, ²S.A. Leontyev

¹Tyumen Branch of SurgutNIPIneft, PAO Surgutneftegaz,
Talakanneft Oil and Gas Production Department, Tyumen, Russian

²Tyumen Industrial University, Tyumen, Russian

E-mail: MalkoshRoman@yandex.ru; leonteva@tyuiu.ru

Аннотация. В работе отражен опыт по изучению и разработке карбонатных отложений Осинского, Юрхского и Преображенского горизонтов, залегающих в пределах Непского свода, Непско-Ботуобинской антеклизы. В процессе исследования обобщен фактический материал данных, полученных по результатам бурения поисково-оценочных, разведочных и эксплуатационных скважин, результатов исследования кернового материала, пластового флюида и интерпретации материалов сейсморазведочных 3Д работ. В статье приводится краткий обзор опубликованных работ, по результатам которого выполнен анализ накопленной всей имеющейся геолого-промышленной и лабораторной информации, построена единая концептуальная модель геологического строения пластов Осинского, Юрхского и Преображенского горизонтов и условий их формирования. В рамках работы предложен методический подход выбора стратегии разработки карбонатных пластов Восточной Сибири.

Ключевые слова: разработка месторождений, Восточная Сибирь, Лено-Тунгусская нефтегазоносная провинция, Непско-Ботуобинская антеклиза, Непский свод, осинский горизонт, юрхский горизонт, геологическое строение, трецинова-

тость, кавернозность, системы разработки, гидродинамическая модель, засоление

Для цитирования: Малкош Р.В., Леонтьев С.А. Опыт разработки карбонатных коллекторов месторождений Восточной Сибири // Нефтяная провинция.-2025.-№4(44).-С. 142-161. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2025.4.142-161>. - EDN XLKEOI

Abstract. The work reflects the experience of studying and developing carbonate deposits of the Osinsky, Yuryakhsky and Preobrazhensky horizons located within the Nepa arch and the Nepa-Botuoba anteclide. During the study, the actual data obtained from drilling exploration, prospecting and production wells, the results of core material studies, formation fluid and the interpretation of 3D seismic exploration materials were summarized. The article provides a brief overview of published works, based on the results of which an analysis of all accumulated available geological, industrial and laboratory information was performed, and a unified conceptual model of the geological structure of the layers of the Osinsky, Yuryakhsky and Preobrazhensky horizons and the conditions of their formation was constructed. The work proposes a methodological approach to selecting a strategy for developing carbonate formations in Eastern Siberia.

Key words: *field development, Eastern Siberia, Lena-Tunguska oil and gas province, Nepa-Botuoba anteclide, Nepa arch, Osinsky horizon, Yuryakhsky horizon, geological structure, fracturing, cavernosity, development systems, hydrodynamic model, salinization*

For citation: R.V. Malkosh, S.A. Leontyev Opty razrabotki karbonatnykh kollektorov mestorozhdeniy Vostochnoy Sibiri [Experience in developing carbonate reservoirs in Eastern Siberia]. Neftyanaya Provintsiya, No. 4(44), 2025. pp. 142-161. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2025.4.142-161>. EDN XLKEOI (in Russian)

Введение

История геологоразведочных работ (ГРР) на нефть и газ в пределах древней Сибирской платформы длится более восьми десятилетий. Необходимость поисков месторождений нефти и газа в недрах Сибирской платформы впервые научно обоснована в конце 20-х - начале 30-х годов XX столетия академиками: И.М. Губкиным, А.Д. Архангельским, Н.С. Шатским. Начиная с 50-годов XX века ведущими отраслевыми НИИ, такими как ВНИГРИ и ГФУП СНИИГГиМС, в данном регионе под руководством А.А. Трофимука проводились научно-исследовательские работы, послужившие началом (основой) комплексного проведения ГРР, с проведением первичной количественной оценки ресурсов углеводородного сырья (УВС) [1].

С момента утверждения Правительством РФ в 2003 году «Энергетической стратегии» субъекты Российской Федерации (Иркутская область, Республика Саха Якутия и др.) получили мощный толчок в развитии нефтегазового комплекса. Принятая стратегия предусматривала повышение роли восточных районов в нефтяной и газовой промышленности Российской Федерации, диверсификацию экспорта углеводородного сырья, с последующим выходом на рынок Азиатско-Тихоокеанского региона [2].

Долгосрочное развитие нефтяной промышленности страны предполагало решение следующих основных задач: рациональное использование разведанных запасов нефти и газа, обеспечение расширенного воспроизводства сырьевой базы нефтедобывающей промышленности; ресурсо- и энергосбережения, сокращение потерь на всех стадиях технологического процесса при подготовке запасов, добыче, транспорте и переработке нефти; углубление переработки нефти, комплексное извлечение и использование всех ценных попутных и растворенных компонентов; формирование и развитие новых крупных центров добычи нефти. В связи с этим, ценность углеводородов, залегающих в недрах Восточной Сибири, приобрела для страны высокую экономическую и стратегическую значимость, где одним из ключевых критериев является высокое качество нефти рассматриваемого региона (легкая, низкосернистая) – превосходит по основным параметрам российский экспортный стандарт Urals.

Начиная с 2005 года в данном регионе реализуется стратегия геологического изучения недр и воспроизводства минерально-сырьевой базы, разработанная МПР России, согласно которой региональные геофизические работы и бурение параметрических скважин проводятся в рамках федеральных программ за счет государственного бюджета, а работы ГРР на локальных участках недр – за счёт недропользователей, работающих в данном регионе.

Таким образом, по мере проведения ГРР на нефть и газ была уточнена

на карта тектонического районирования фундамента сибирской платформы. Где основные (целевые) месторождения преимущественно сосредоточены в пределах южной части платформы - непско-ботуобинской антеклизы (НБА) (Рис. 1).

НБА характеризуется признаками, свойственными крупнейшим положительным структурам платформы. В целом, НБА и окружающие ее структуры с венда по ранний палеозой включительно развивались в едином плане, определённом тектоническими движениями в Байкало-Патомской области.

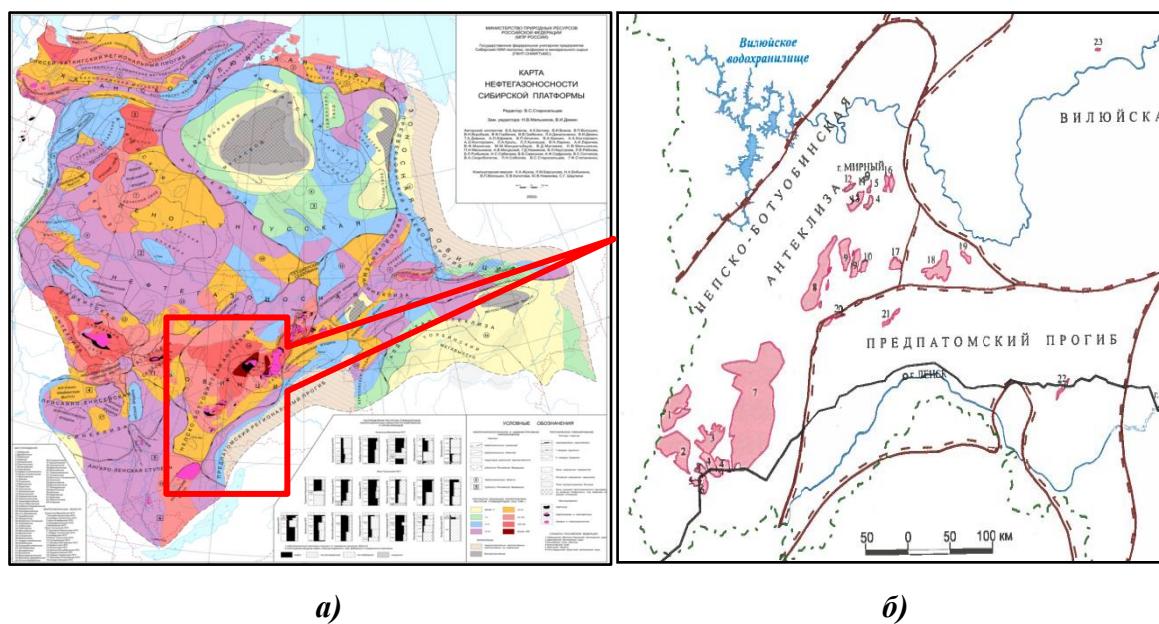


Рис. 1. Карта нефтегазоносности Сибирской платформы:

а) Лено-Тунгусская нефтегазоносная провинция; б) Непско-ботуобинская антеклиза

Резкая тектоническая перестройка в среднепалеозойское время привела к значительным изменениям морфологии антеклизы. Тектонические движения деформировали осадочный чехол, дислоцированный, в целом, в едином плане. Более молодые отложения распространены не повсеместно, залегают с большим перерывом на более древних разновозрастных отложениях, и их структурный план не зависит от условий залегания подстилающих пород. По этим причинам тектоническое строение НБА по нижним горизонтам осадочного чехла не всегда находит своего отражения в

поверхностных геологических условиях.

НБА осложняют две структуры I-го порядка: Непский свод и Мирнинский выступ. Непский свод занимает центральную, наиболее приподнятую часть антеклизы, которая, в свою очередь, осложнена поперечными грабенообразными прогибами субмеридионального и северо-западного простирания, разделяющими его на четыре крупных мегаблока: Чаяндинский, Таранский, Алинский и Талаканский. Грабены отчетливо проявляются в геофизических полях и подтверждаются данными бурения. В пределах данных блоков скважинами вскрыты наиболее древние венд-рифейские отложения низов осадочного чехла [3].

Значительную часть времени поисково-разведочные работы в Восточной Сибири в пределах НБА проводились с целью изучения отложений терригенного венда, но впоследствии продуктивность была установлена в осинском горизонте (в регионе является основным по запасам углеводородного сырья), что способствовало к глубокому изучению вендских и раннекембриских карбонатных отложений.

Таким образом, в пределах рассматриваемой территории в разрезе осадочного чехла выделяются: надсолевой, подсолевой карбонатный и подсолевой терригенный комплексы. В двух последних установлена продуктивность: осинский (О1), юряхский (ЮI,II,III) и преображенский горизонты (Б12) представлены карбонатным типом коллектора, а ботуобинский (В5) и хамакинский (В10) горизонты представлены терригенным типом коллектора. При этом, юряхский (ЮI,II,III) и преображенский (Б12) горизонты имеют низкую изученность, классифицируются как пласты с трудноизвлекаемыми запасами (ТРИЗ) и представлены крайне низкой проницаемостью (Рис. 2) [4].



Рис. 2. Непско-Ботуобинская антиклиналь. Нефтегазоносные пласти

К основным критериям успешности разработки продуктивных пластов НБА относится ряд факторов:

- карбонатность коллектора (проводимость для жидкости в котором определяется, в основном, трещинами и кавернами);
- засоленность пород и пластовых вод (затрудняющая геофизические исследования скважин, требующая применения буровых растворов специального состава);
- невысокие пластовые температуры 11 – 12°C (способствующие образованию гидратов в условиях пласта, на забоях скважин при соприкосновении пресной воды и газовой фазы, а также выпадению АСПО);
- аномально низкое пластовое давление (~10~ 12 МПа при глубинах залегания продуктивных отложений более 1100 м, способствующее поглощению буровых растворов при проводке скважин);
- наличие в пластах контактных газовых шапок (существенно снижающих эффективность добычи нефти);
- наличие в разрезе многолетнемерзлых и раздробленных пород, соловых отложений (осложняется проводка и дальнейшая эксплуатация скважин);
- высокие давления насыщения (~ 8-9 МПа).

Все отмеченные уникальные особенности месторождений, открытых в Восточной Сибири (при отсутствии какой-либо инфраструктуры в регионе) делают их разработку чрезвычайно трудозатратной и дорогостоящей.

Осинский горизонт (пласт О-1) – является основным по запасам нефти. Пласт стратиграфически приурочен к билирской свите нижнего кембрия, имеет преимущественно карбонатный состав, где в кровле наряду с карбонатами получили развитие сульфатизированные и окремнённые разности пород. Формирование отложений пласта О-1 происходило в диапазоне фациальных обстановок от сублиторали до супралиторали, среди которых преобладают обстановки накопления осадков в области сублиторали (Рис. 3).

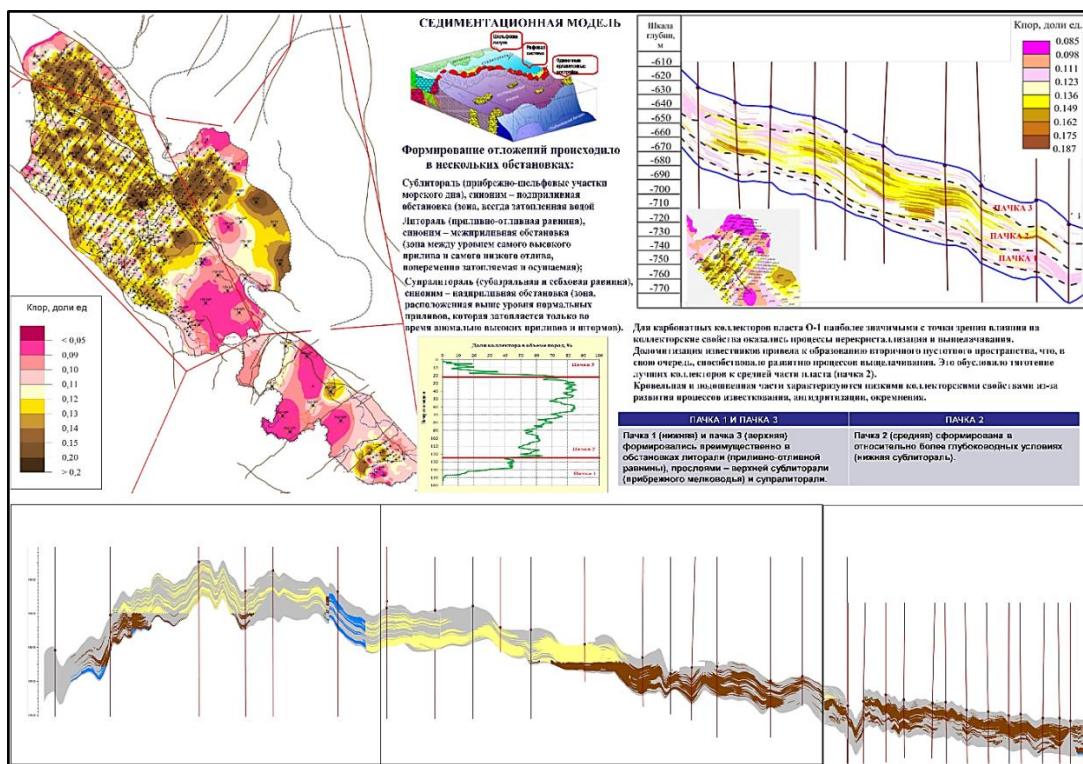


Рис. 3. Особенности формирования пласта О1 (осинский горизонт)

Пласт О-1 имеет трёхчленное циклическое строение, выделены три пачки, образующие трансгрессивно-регрессивный цикл. Коллектора биогермных доломитов, сосредоточенные в средней пачке, характеризуются более высокими коллекторскими свойствами (Рис. 4) [5].

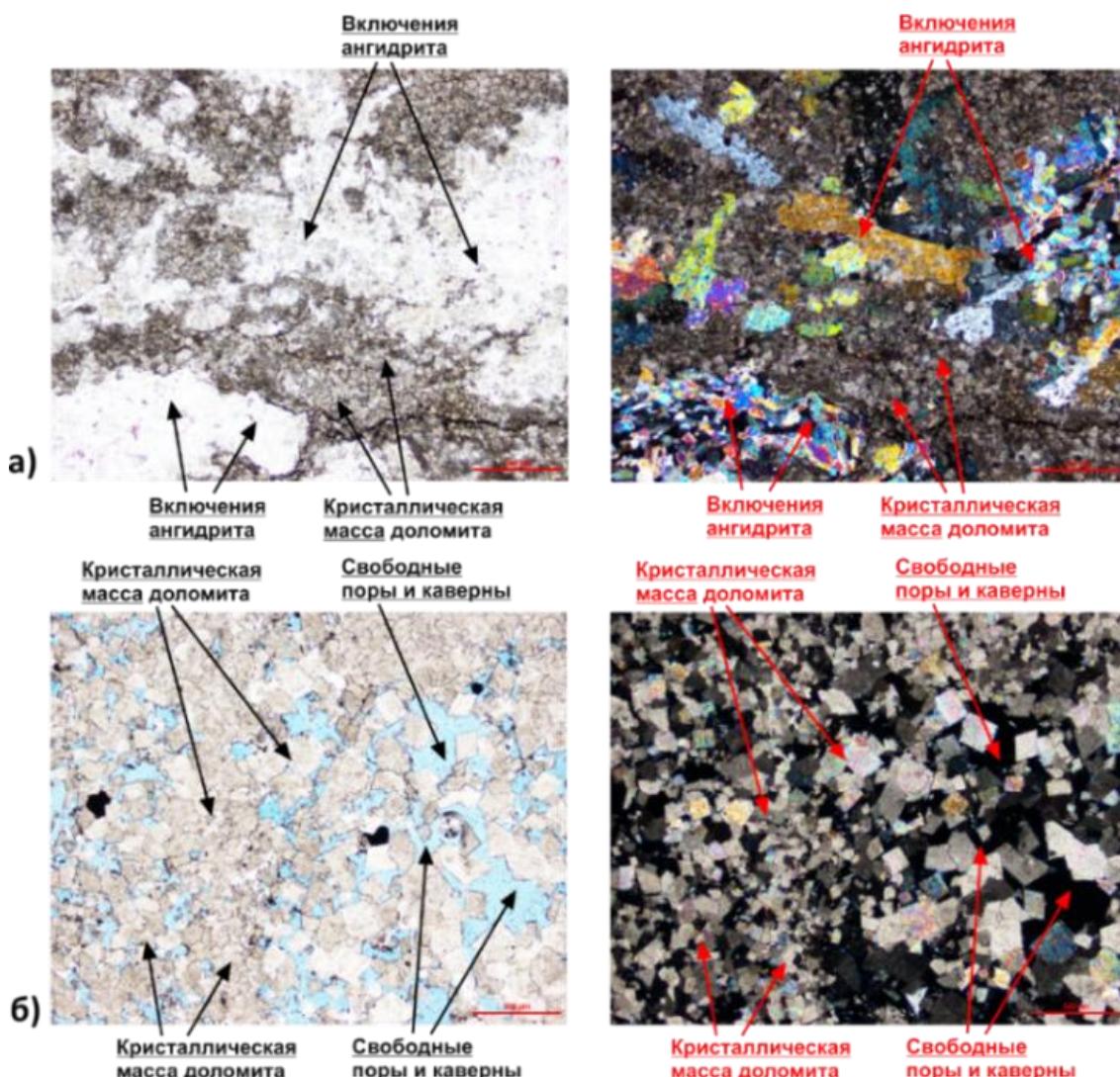


Рис. 4. Фотографии илифов верхней - сульфатно-карбонатной (а) и средней биогермной (б) пачек пласта О-1 осинского горизонта

Интенсивно проходившие здесь вторичные процессы положительной направленности (перекристаллизация, выщелачивание и трещинообразование), рыхлая упаковка зёрен обуславливают высокое содержание вторичных пор и соединяющих их поровых каналов. Лучшими фильтрационно-емкостными свойствами обладают вторичные доломиты водорослевых биогермных построек, в которых формируется унаследованная поровокаверновая пустотность. Более низкими ФЕС обладают прослои коллекторов в строматолитовых доломитах (верхняя и нижняя пачки), а также в сульфатизированных, окремненных и глинистых доломитах верхней пачки. Из вторичных процессов, ухудшающих ФЕС коллектора пласта, также

следует отметить засолонение, уплотнение и стилолитизацию.

Вторичные процессы обусловили литологическую неоднородность, сложное внутреннее строение пласта и морфологию коллекторов внутри карбонатных тел, что сильно отражается на продуктивности эксплуатационных скважин. По данным описания керна и шлифов можно констатировать, что породы пласта О-1 представлены тремя характерными типами: тип 1 — поры, каверны и трещины; тип 2 — макротрещины; тип 3 — макрокаверны и карсты (Рис. 5).

В связи с этим для продуктивных отложений Восточной Сибири предлагается ввести новое понятие о структуре горной породы: микроструктура и макроструктура горной породы:

- микроструктура горной породы (тип 1 – поры, трещины, каверны, см. Рис. 5) – строение горной породы, изучение которой происходит с помощью микроскопа, детали которых нельзя увидеть невооруженным взглядом;
- макроструктура горной породы (тип 2 – макротрещины и тип 3 – макрокаверны и карсты) – различные постседиментационные, амплитудные и малоамплитудные тектонические процессы, приведшие к образованию макропустот в интервале продуктивной части пласта.

Все вышеперечисленные факторы повлияли на выбор системы и стратегии разработки. Технико-экономические расчеты по определению оптимальной системы разработки проводились в несколько этапов:

- на начальном этапе рассматривались рядные и площадные системы разработки с различной плотностью сеток (от 9 до 100 га/скв) и конструкций эксплуатационных скважин;
- на последующем этапе проводился расчет оптимальной длины горизонтальной скважины (ГС), где ГС рассматривались с разным количеством стволов (с суммарной длиной горизонтального участка более 2000 м).

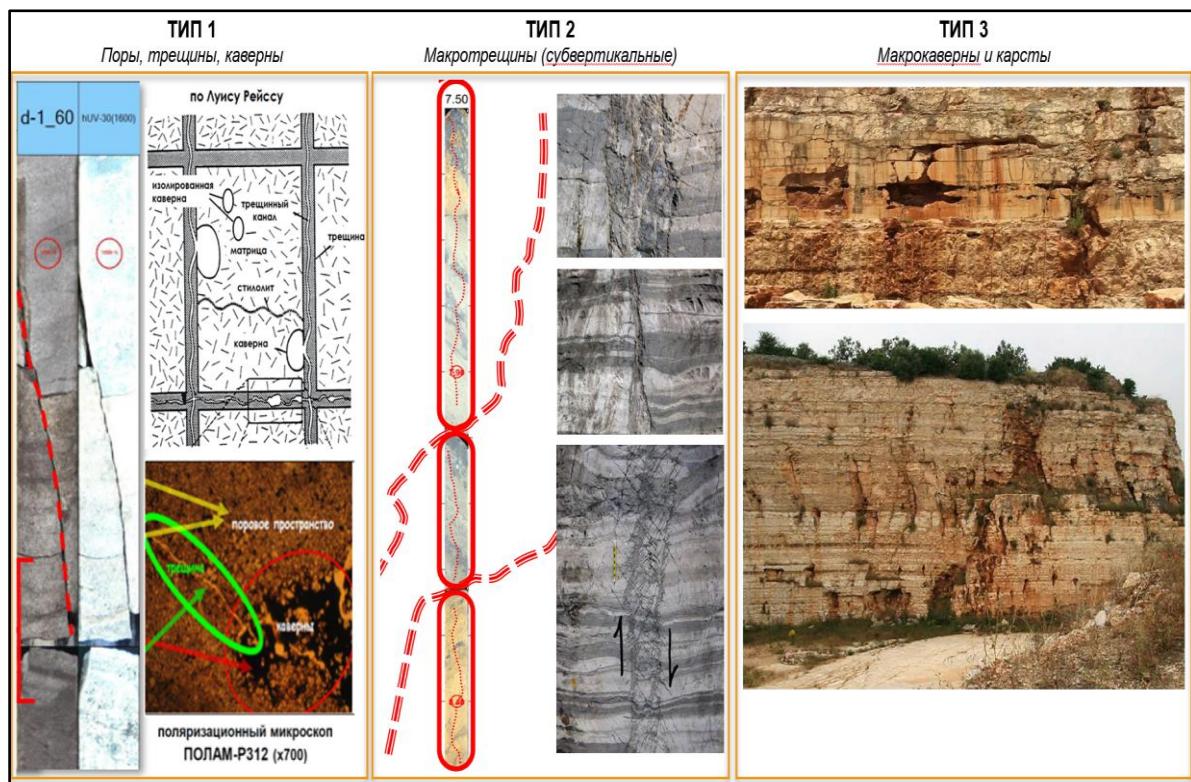


Рис. 5. Пласт О-1. Характерные типы пустотного пространства

По результату проведенных технико-экономических расчетов (оптимального соотношения NPV и КИН) было определено, что наиболее эффективным является применение рядных систем разработки (однорядная система разработки с агентом закачки вода) (Рис. 6).

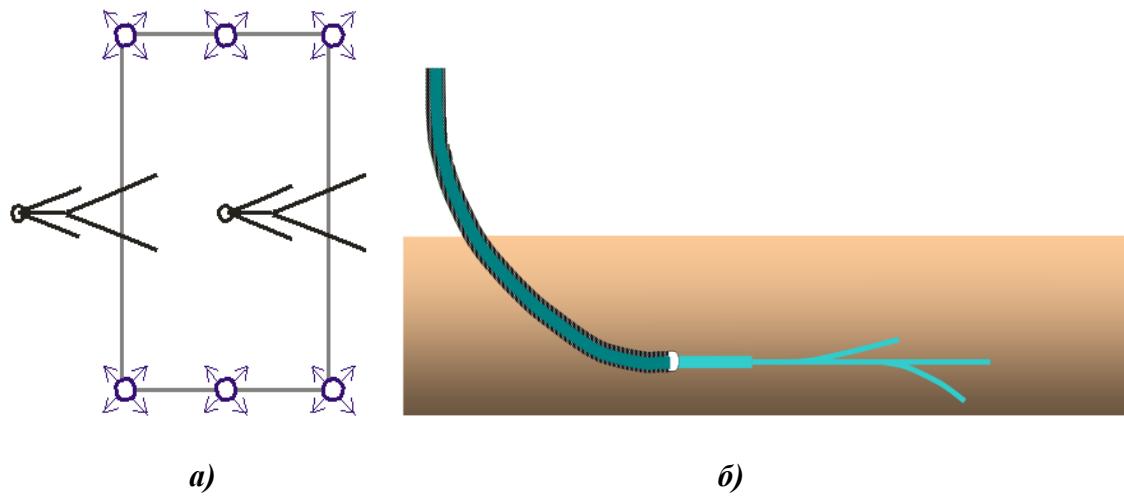


Рис. 6. Пласт О-1. а) элемент однорядной системы разработки; б) условная схема проводки горизонтальной скважины

По результатам реализации запроектированной системы разработки

отмечается значительное отличие скважин по продуктивности - скважины вскрывшие зоны разуплотненных пород пласта (макроструктуры), где наиболее высокие технологические показатели разработки достигнуты по горизонтальным многозабойным скважинам (Рис. 7).

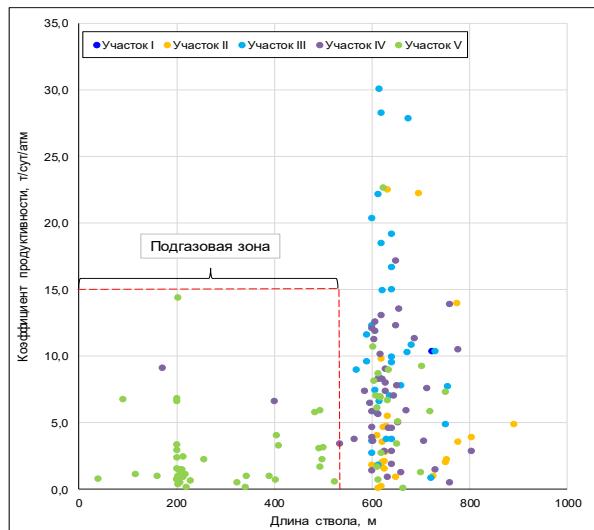


Рис. 7. Пласт О-1. Распределение скважин по продуктивности

При проведении анализа разработки по осинскому горизонту требуется построение полномасштабных цифровых детальных геологических (фильтрационных) моделей, учет и использование моделей двойных сред (учет пустот в типах пород 2 и 3), где объём запасов углеводородного сырья, содержащихся в макроструктурах горных пород, может быть значительным. С учетом стандартных комплексов ГИС выявление и учет макропустот горных пород при оценке запасов углеводородного сырья требуют разработки новых методических подходов, где, например, подсчет запасов УВС микроструктур горной породы необходимо осуществлять объемным методом, а объем запасов УВС, содержащихся в макропустотах, - методом материального баланса.

Таким образом, в связи со значительной латеральной и вертикальной неоднородностью коллектора (наличию макро и микропустот), с целью более полной выработки запасов нефти из объекта О-1, разработку в дальнейшем рекомендуется проводить с учетом строительства сложных много-

забойных добывающих горизонтальных скважин (Рис. 8).

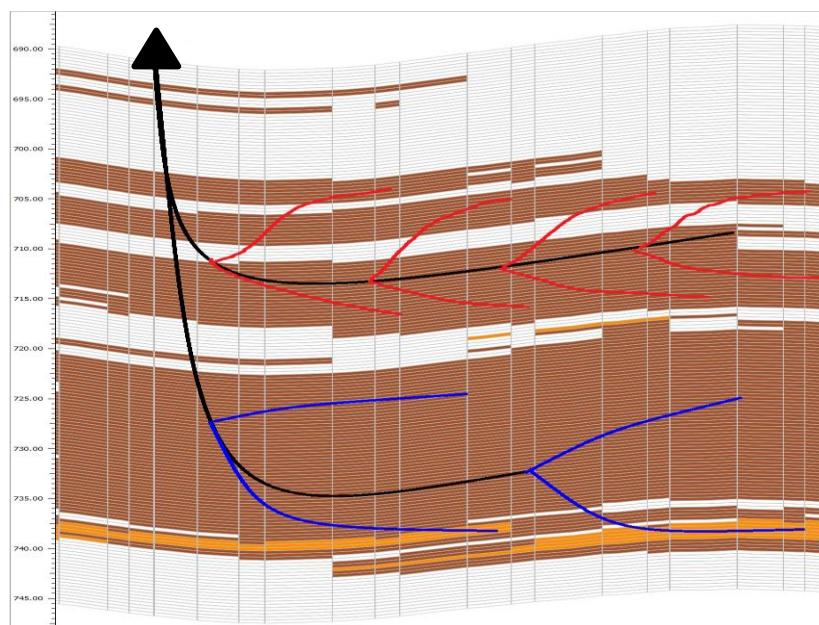


Рис. 8. Пласт О-1. Схематический профиль многозабойной добывающей скважины

Юряхский горизонт (пласт ЮI,II,III). Формирование отложений юряхского горизонта происходило в области мелководного шельфа, в зонах крайнего мелководья (области литорали) и внутришельфовых отмелей (преимущественно сублитораль). Лучшими коллекторскими свойствами обладают отложения лито-фациальной зоны внутришельфовых отмелей, где развитие получили органогенные водорослевые доломиты, которые образовывали биостромные постройки.

Коллектор пластов ЮI,II,III представлен трещинно-кавернознопоровым типом. Образование межкристаллических пустот связано с процессами перекристаллизации и выщелачивания, наиболее проявившимися в органогенно-водорослевых доломитах. Определяющими в распределении пород-коллекторов и изменении их петрофизических характеристик являются вторичные процессы, среди которых положительно влияют на ФЕС перекристаллизация, выщелачивание. Ухудшают коллекторские свойства сульфатизация, засолонение, окремнение.

Юряхский горизонт в пределах НБА характеризуется крайне сложным геологическим строением - наличием как экранирующих, так и мало-

амплитудных тектонических нарушений. Пласт представлен карбонатным типом коллектора с низкими ФЕС, низкой толщиной и низкой проницаемостью (менее 2 мД). В настоящее время на пласте проводятся ОПР по поиску эффективной технологии разработки, разработка пласта ведется единичными скважинами.

Преображенский горизонт (пласт Б12). По данным региональных исследований формирование пласта Б12 происходило преимущественно в мелководно-морской обстановке осадконакопления, характеризующейся развитием цепочечных систем и полей внутри шельфовых органогенных построек.

Во время периодического понижения фацевальные обстановки мелководного шельфа менялись на прибрежно-морские условия осадконакопления. Средняя часть пласта, изначально сложенная высокопроницаемыми и высокопористыми водорослевыми органогенными известняками сублиторали, подверглась максимально полному замещению кальцита доломитом и интенсивной перекристаллизации доломита, что, в свою очередь, привело к низким значениям абсолютной проницаемости [6].

По предварительным проведенным исследованиям керна ИК-микроскопическим и пиролитическим методами из условных 100 % запасов УВС, 23 % относятся к продуктам окисления (полностью утратили подвижность), 77 % можно отнести к условно подвижным запасам УВС, где из них: 39 % относятся к тяжелым углеводородам, 25 % к средним и лишь 36 % к легким (Рис. 9) [7].

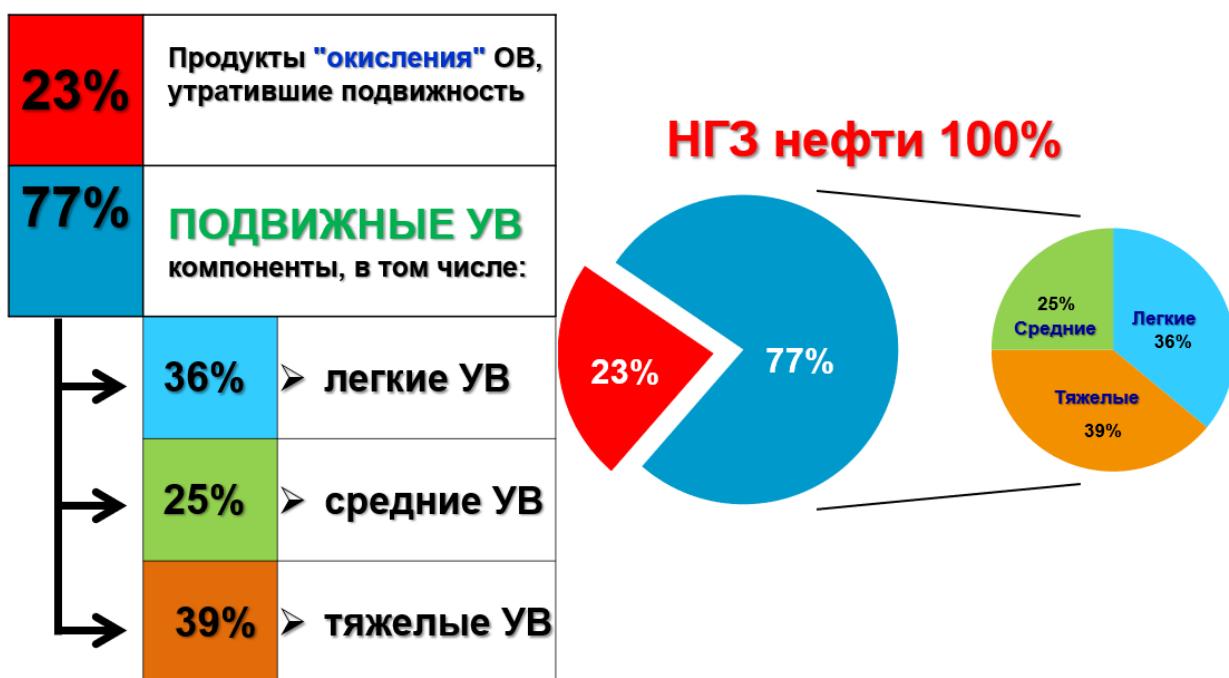


Рис. 9. Преображенский горизонт. Результаты анализа глеводородонасыщенности ИК-микроскопическим и пиролитическим методами образцов керна

В пределах НБА преображенский горизонт промышленно не разрабатывается, ряд компаний осуществляют опытные работы по поиску эффективных технологий разработки, направленных на определение: применения эффективных конструкций скважин, агента воздействия, добывчных возможностей пласта и опробования разных методов стимуляции пласта. В качестве опытно-промышленных работ на объекте применялись скважины различных типов и конструкций: наклонно-направленные, горизонтальные, многоствольные, со стимуляцией ПЗП и без (ГРП, МГРП, СКО) – в настоящее время эффективной технологии разработки преображенского горизонта не найдено [8].

Таким образом, на текущем этапе ряд компаний продолжают вести опытно-промышленные работы по поиску эффективных технологий разработки, где рассматривается применение плотных (рядных) систем разработки с закачкой газа и воды, а также на режиме истощения [9].

Выводы

В силу специфики структуры порового пространства залежи с карбонатными коллекторами обладают повышенной (по сравнению с терригенными коллекторами) неоднородностью фильтрационных каналов [10]. Однако, это обстоятельство, из-за интенсивной противоточной капиллярной пропитки, практически не сказывается на интегральных показателях нефтеизвлечения: технологический показатель неоднородности потоков – отбор попутной воды в залежах с карбонатными коллекторами даже несколько ниже по сравнению с терригенными пластами (при всех прочих равных условиях).

Более низкие значения коэффициента нефтеотдачи залежей с карбонатными коллекторами по сравнению с терригенными пластами обусловлены пониженными значениями коэффициентов вытеснения и охвата воздействием по причинам:

- действия капиллярных сил в более неоднородном поровом пространстве и из-за гидрофобных свойств коллектора при вытеснении из него нефти водой;
- из-за более высокой прерывистости карбонатных коллекторов.

Уменьшить действие указанных негативных факторов возможно путем применения более плотных сеток скважин, изменения направления фильтрационных потоков в системе скважин (в т.ч. с организацией очагового заводнения) и применения вытесняющих агентов с повышенными (по сравнению с водой) нефте вытесняющими свойствами.

Коэффициент нефтеотдачи карбонатных коллекторов, разрабатываемых при поддержании пластового давления, почти в два раза выше по сравнению с их эксплуатацией на режимах истощения.

Проведенные на ранних этапах технико-экономические расчеты показали, что эффективность разработки карбонатных коллекторов максимальна при оптимальных скоростях вытеснения нефти водой. Если нефте-

вытеснение проводится на скоростях меньших или превышающих оптимальные, коэффициент нефтеотдачи будет на 10-12 % меньше [11, 12].

Механизм вытеснения нефти из карбонатных и терригенных коллекторов практически идентичен. Фильтрация флюидов происходит по наиболее крупным поровым и трещинным каналам (микронеоднородные структуры пласта). Из мелких пор и трещин (каверн) нефть вытесняется в более крупные путем противоточной капиллярной пропитки. Количественно эффект от нее на микроуровне учитывается в коэффициенте вытеснения.

Также идентичен механизм вытеснения нефти из карбонатных и терригенных коллекторов в макронеоднородных структурах пласта. Различие фильтрационных потоков в фильтре скважины из различных пластов (пропластков) обуславливается дифференциацией их средних коэффициентов проницаемости. Определение показателя дифференциации подробно описано в литературе, например, в работах [13, 14]. В работе [15] приведена методика построения модифицированных функций относительных фазовых проницаемостей для эксплуатационного объекта с учетом коэффициента вытеснения (остаточной нефтенасыщенности) и показателя макронеоднородности фильтрационных потоков. Из изложенного, а также с учетом работы [16], видна принципиальная возможность проектирования разработки залежей с карбонатными коллекторами, используя математическую модель фильтрации для порового и трещинного типа коллекторов при слабой гидрофильтности или гидрофобности внутренней поверхности породы.

Разработка сложнопостроенных карбонатных (осинский горизонт) пластов требует поэтапного решения ключевых задач (неопределенностей): изучение и классификация внутренней структуры (макро и микроструктура) пласта с последующим проведением оценки запасов УВС; комплексный подход к оценке продуктивности скважин; учет направления стресса пласта; определение оптимальной системы разработки (с применением скважин сложной конструкции МРС); применение

перспективных технологий и агентов воздействия на продуктивные пласти (ТГХВ, МУН).

Разработка сложнопостроенных карбонатных пластов, классифицированных как ТРИЗ (преображенский и юрхский горизонты), требует применения новых технологий. Главная проблема разработки карбонатных пластов ТРИЗ — высокая стоимость вовлечения (особенно для субъектов Российской Федерации с полностью отсутствующей наземной инфраструктурой) и высокий риск подтверждения продуктивности (геологический фактор). Возможным решением при разработке таких пластов может стать комплексированный подход, в большей степени заключающийся в поддержке нефтяных компаний со стороны Государства.

Список литературы

1. Шемин Г.Г. Геология и перспективы нефтегазоносности венда и нижнего кембрия центральных районов Сибирской платформы (Непско-Ботуобинская, Байкитская антиклизы и Катангская седловина). / Издательство СО РАН, 2007. – 467 с.
2. Конторович А.Э и др. Стратегия развития нефтегазового комплекса Восточной Сибири и Дальнего Востока. Гео-Сибирь-2007 // Сборник материалов международного научного конгресса. – Новосибирск, 2007. – Т. 5. С. 9-18.
3. Арутюнов С.Л. Роль палеогеографических условий в формировании ловушек углеводородов в Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции / С.Л. Арутюнов, И.А. Кальвин, Г.Н. Савинова, В.С. Ситников // Практические результаты палеогеоморфологических исследований в нефтегазоносных районах СССР. М.: ВНИГНИ, 1987. С. 146-154.
4. Бурова И.А. Закономерности распределения и прогноз коллекторов в вендо-кембрийском нефтегазоносном комплексе Непско-Ботуобинской антиклизы. // Нефтегеологические исследования и вопросы рационального освоения углеводородного потенциала России. СПб.: ВНИГРИ, 2009. С. 190-198.
5. Изучение трещиноватости коллекторов пласта О-1 осинского продуктивного горизонта центральной части Непского свода Восточной Сибири/ Малкош Р.В., Ромашев Е.А., Лебедева М.Г., Агейченко С.Ю. // Нефтяное хозяйство, №3, 2024. С. 35-40.
6. Литологическая характеристика преображенского продуктивного горизонта Верхнечонского месторождения (Восточная Сибирь) / Вилесов А.П., Воробьев В.С. // Нефтяное хозяйство, №10, 2012. С. 32-36.
7. Модель формирования преображенского продуктивного горизонта (Восточная Сибирь) / Воробьев В.С., Вилесов А.П. // Нефтяное хозяйство, №10, 2012. С. 38-43.
8. Условия формирования карбонатных отложений преображенского и ербогаченско-горизонтов в пределах лицензионных участков ОАО «НК «Роснефть» в Иркутской области / Квачко С.К., Бибик А.Н. // Нефтяное хозяйство, №11, 2014. С. 24-27.
9. Анализ эффективности методов интенсификации притока на объекте ТРИЗ – преоб

- раженском нефтепродуктивном горизонте, Восточная Сибирь/ Пуляевский М.С., Ведерников Н.Е., Ахмадишин В.Т., Вахромеев А.Г. // Нефтегазовое дело, №6, 2023. С. 179-187.
10. Голф-Рахт Т.Д. Основы нефтепромысловой геологии и разработки трещиноватых коллекторов (перевод с английского под редакцией А.Г.Ковалева). - М: Недра. – 1986. – 608с.
 11. Черемсин Н.А., Сонич В.П., Батурина Ю.Е. Факторы, определяющие содержание остаточной нефтенасыщенности продуктивных пластов, и методика ее обоснования при водонапорном режиме эксплуатации: Сб. статей «Нефть Сургута», посвященного добыче 1 млрд.тонн нефти на мест. ОАО «Сургутнефтегаз». – М.: Нефтяное хозяйство.–1997.–с.238-257.
 12. Пантелейев В.Г., Лозин Е.В., Асмоловский В.С. Зависимость полноты извлечения нефти от скорости движения воды в карбонатных коллекторах. - М.: //Нефтяное хозяйство. – 1994. - №1. – с.59-62.
 13. Лысенко В.Д., Мухарский Э.Д. Проектирование интенсивных систем разработки нефтяных месторождений. - М: Недра. – 1975. – 175 с.
 14. Батурина Ю.Е. Создание методических основ проектирования рациональных систем разработки нефтяных месторождений с поддержанием пластового давления. Диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук, Тюмень, 1987, 355 с.
 15. Майер В.П. Гидродинамическая модель фильтрации нефти, газа и воды в пористой среде. Изд-во «Путеведь», Екатеринбург, 2000г., 208 с.
 16. Алишаев М.Г., Арешев Е.Г., Плынин В.В., Фомин А.В. Сравнительный анализ относительных фазовых проницаемостей для порового и трещинного коллекторов при слабой гидрофильтрности или гидрофобности внутренней поверхности породы. «Нефтяное хозяйство» - 2000, №12, с. 54-59.

References

1. Shemin G.G. Geology and oil and gas potential prospects of the Vendian and Lower Cambrian of the central regions of the Siberian platform (Nepa-Botuoba, Baikit anteclines and Katanga saddle). / Publishing House of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, 2007. – 467 p. (in Russian)
2. Kontorovich A.E. et al. Development strategy of the oil and gas complex of Eastern Siberia and the Far East. Geo-Siberia-2007 // Collection of materials of the international scientific congress. - Novosibirsk, 2007. - V. 5. P. 9-18. (in Russian)
3. Arutyunov S.L. The role of paleogeographic conditions in the formation of hydrocarbon traps in the Lena-Tunguska oil and gas province / S.L. Arutyunov, I.A. Kalvin, G.N. Savinova, V.S. Sitnikov // Practical results of paleogeomorphological studies in oil and gas regions of the USSR. Moscow: VNIGRI, 1987. P. 146-154. (in Russian)
4. Burova I.A. Distribution patterns and forecast of reservoirs in the Vendian-Cambrian oil and gas complex of the Nepa-Botuoba antecline. // Oil geological research and issues of rational development of the hydrocarbon potential of Russia. St. Petersburg: VNIGRI, 2009. Pp. (in Russian)
5. Study of fracturing of reservoirs of the O-1 formation of the Osinsky productive horizon of the central part of the Nepa arch of Eastern Siberia / Malkosh R.V., Romashev E.A., Lebedeva M.G., Ageychenko S.Yu. // Oil industry, No. 3, 2024. P. 35-40. (in Russian)
6. Lithological characteristics of the Preobrazhensky productive horizon of the Verkhnechonskoye field (Eastern Siberia) / Vilesov A.P., Vorobyov V.S. // Oil industry, No. 10, 2012. P. 32-36. (in Russian)

7. Model of formation of the Preobrazhensky productive horizon (Eastern Siberia) / Vorobyov V.S., Vilesov A.P. // Oil industry, No. 10, 2012. P. 38-43. (in Russian)
8. Conditions of formation of carbonate deposits of the Preobrazhensky and Erbogachensky horizons within the license areas of OJSC NK Rosneft in the Irkutsk region / Kvachko S.K., Bibik A.N. // Oil industry, No. 11, 2014. P. 24-27. (in Russian)
9. Analysis of the efficiency of inflow stimulation methods at a hard-to-recover resource – the Preobrazhensky oil-producing horizon, Eastern Siberia / Pulyaevsky M.S., Vedenikov N.E., Akhmadishin V.T., Vakhromeev A.G. // Oil and Gas Business, No. 6, 2023. P. 179-187. (in Russian)
10. Golf-Rakht T.D. Fundamentals of oil field geology and development of fractured reservoirs (translated from English edited by A.G. Kovalev). - M: Nedra. - 1986. - 608 p. (in Russian)
11. Cheremisin N.A., Sonich V.P., Baturin Yu.E. Factors determining the content of residual oil saturation of productive formations and the methodology for its justification under water-drive operation mode: Collection of articles "Oil of Surgut", dedicated to the production of 1 billion tons of oil in place. OJSC "Surgutneftegaz". - M.: Oil industry. - 1997. - pp. 238-257. (in Russian)
12. Pantaleev V.G., Lozin E.V., Asmolovskiy V.S. Dependence of the completeness of oil extraction on the velocity of water movement in carbonate reservoirs. - M.: // Oil industry. - 1994. - No. 1. - pp. 59-62. (in Russian)
13. Lysenko V.D., Mukharsky E.D. Design of intensive systems for oil field development. - M: Nedra. - 1975. - 175 p. (in Russian)
14. Baturin Yu.E. Development of methodological foundations for designing rational systems for oil field development with reservoir pressure maintenance. Dissertation for the degree of Doctor of Technical Sciences, Tyumen, 1987, 355 p. (in Russian)
15. Mayer V.P. Hydrodynamic model of oil, gas and water filtration in a porous medium. Putived Publishing House, Ekaterinburg, 2000, 208 p. (in Russian)
16. Alishaev M.G., Areshev E.G., Plynin V.V., Fomin A.V. Comparative analysis of relative phase permeabilities for porous and fractured reservoirs with weak hydrophilicity or hydrophobicity of the inner rock surface. "Oil Industry" - 2000, No. 12, pp. 54-59. (in Russian)

Сведения об авторах

Малкош Роман Васильевич, начальник научно-исследовательского отдела разработки месторождений НГДУ «Талаканнефть», ПАО «Сургутнефтегаз», Тюменское отделение «СургутНИПИнефть»

Россия, 625000, Тюмень, ул. Розы-Люксембург, 12, корп. 7

E-mail: MalkoshRoman@yandex.ru

Леонтьев Сергей Александрович, доктор технических наук, профессор, член-корреспондент РАЕН, ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет»

Россия, 625000, Тюмень, ул. Мельникайте, 70, каб. 625

E-mail: leontevsa@tyuiu.ru

Authors

R.V. Malkosh, Head of the Research and Development Department of the Talakanneft Oil and Gas Production Department, Surgutneftegaz PJSC, and the Tyumen branch of SurgutNIPIneft Bldg. 7, 12, Rozy-Lyuksemburg St., Tyumen, 625000, Russian Federation

E-mail: MalkoshRoman@yandex.ru

*S.A. Leontyev, Doctor of Engineering Sciences, Professor, Corresponding Member of the Russian Academy of Natural Sciences, Tyumen Industrial University
Office 625, 70, Melnikaite St., Tyumen, 625000, Russian Federation
E-mail: leontevsa@tyuiu.ru*

*Статья поступила в редакцию 13.09.2025
Принята к публикации 15.12.2025
Опубликована 30.12.2025*