

РУБРИКА: МАТЕРИАЛЫ КОНФЕРЕНЦИИ

Построение модели абсолютной проницаемости для терригенного неконсолидированного коллектора с учетом распространения глинистых минералов

Д. А. Иванов (ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»)

Крупные интегрированные нефтегазовые компании стремятся создавать цифровые двойники ключевых проектов, опираясь на максимальный объем данных для улучшения прогноза. Геология остается самым сложным компонентом: объединение разнородных данных в единой цифровой платформе затруднено, а классические подходы при построении гидродинамических моделей нередко теряют важные геологические детали. Критически важна и чувствительна модель проницаемости — ее точность влияет на технические решения и расчеты продуктивности. Современные петрофизические методы и исследования кернa расширяют знание о литологии, минералогии и поровом строении, а рост объемов данных и вычислительных возможностей позволяет применять гибкие алгоритмы для моделирования проницаемости. Совместный анализ смежных данных и объединение нескольких рабочих процессов (петрофизика — геология — гидродинамика) повышает качество моделей и уменьшает неопределенность при планировании скважин. Подход иллюстрируется примером месторождения и подтверждает влияние геологических факторов на эксплуатационные характеристики и оптимизацию размещения новых скважин.

Ключевые слова: неконсолидированный песчаник, модель абсолютной проницаемости, глинистые минералы, фациальный анализ, геологическое моделирование, гидродинамическое моделирование, тяжелые нефти, анализ кернa, ранний диагенез.

Absolute permeability modeling for a clastic unconsolidated reservoir accounting for clay mineral distribution

D. A. Ivanov (LCC “LUKOIL-engineering”)

Major integrated oil and gas companies aim to create digital twins of key projects using maximum available data to improve forecasting. Geology remains the most challenging component: integrating heterogeneous datasets on a single digital platform is difficult, and classical approaches to building hydrodynamic models often lose important geological detail. The permeability model is critically important and highly sensitive—its accuracy affects technical decisions and production estimates. Modern petrophysical methods and core studies expand knowledge of lithology, mineralogy, and pore structure, and the growth of data volumes and computing power enables flexible algorithms for permeability modeling. Integrating these methods into a unified

petrophysics–geology–hydrodynamics workflow and accounting for heterogeneity related to depositional conditions and eodiagenesis improve model quality and reduce uncertainty in well planning. The approach is illustrated by a field case and demonstrates how geological factors affect production performance and optimize placement of new wells

Keywords: unconsolidated sandstone, absolute permeability model, clay minerals, facies analysis, geological modeling, hydrodynamic modeling, heavy oils, core analysis, early diagenesis.

Введение

Большинство методов описания свойств коллектора разрабатывались для коллекторов глубокого залегания. Эти подходы универсальны, поскольку базируются на фундаментальных принципах и статистических закономерностях, однако они могут упрощать некоторые эффекты применительно к случаю с неконсолидированными песчаниками.

Применение технологии заморозки используется на всех скважинах рассматриваемого объекта, так как керн является неконсолидированным. Изучаемый интервал разреза представляет собой сложный резервуарный комплекс, сформированный в условиях динамичного взаимодействия речных и приливо-отливных процессов. В нижней части разреза доминируют флювиальные фации, представленные русловыми песчаниками с косой слоистостью, конгломератами и гравийными прослоями, что обеспечивает высокие ФЕС (пористость до 35 % и более, проницаемость до 15 Дарси). Вверх по разрезу наблюдается переход к дельтовым обстановкам с приливо-отливным влиянием, характеризующимся «елочной» косой слоистостью, бидирекционными знаками ряби и ритмичным чередованием песчаников с алевритами, что отражает периодические изменения уровня базиса эрозии и морские трансгрессии. Верхние интервалы демонстрируют усиление роли приливо-эстуариевых фаций с биотурбированными песчаниками и тонкозернистыми осадками, связанными с затоплением прибрежных зон.

Образцы с максимальной проницаемостью имеют наибольшую тенденцию к разрушению при любой технологии отбора. До появления технологии заморозки керна практически на всех объектах с неконсолидированной породой высокопроницаемые части коллектора были плохо представлены керном. То есть все 90–100 % керна из низкопроницаемого заглинизированного коллектора попадают в лабораторию, тогда как на основном высокопроницаемом коллекторе коэффициент успешного отбора всегда будет значительно ниже. Ранее для высокопроницаемого коллектора этот коэффициент был близок к нулю. Такое неравномерное статистическое представление вносит системные сложности на этапе анализа данных и построения моделей.

Без достаточно точного определения параметров пласта невозможно адекватно охарактеризовать пласт и построить качественный прогноз. Такая ситуация была характерна для первых проектов в Венесуэле и Канаде. В результате многие проекты оказались обеспечены инфраструктурой, которая не соответствует потенциалу: она либо была недозагружена, либо не обладала достаточной мощностью на отдельных высокопродуктивных площадях. Данное обстоятельство не позволяло применять системные подходы, поэтому по мере ввода месторождений в разработку приходилось вносить оперативные коррективы. В ряде случаев кустовые площадки, оснащенные полной инфраструктурой,

включая перекачивающие насосы, энергогенерацию и трубопроводную сеть, оказывались малопродуктивными или нерентабельными; в других случаях требовалось расширение за пределы проектных решений для размещения большего числа скважин и наземного оборудования.

Масштаб и запасы Оринокского бассейна, а также накопленный негативный опыт стали причиной разработки новых подходов к исследованию и проведения масштабной программы доразведки с отбором керна. По итогам исследований выяснилось, что ранее разработанные и широко применявшиеся методы моделирования проницаемости непригодны, и потребовалось создание новых. Результаты всех новых разработок позволили детально охарактеризовать объект, выделить рентабельные и нерентабельные площади, определить оптимальную плотность сетки скважин и последовательность их ввода. Построенные модели и алгоритмы опираются на наиболее передовой опыт исследования и могут быть применены на других месторождениях.

Предлагаемая методика построения модели проницаемости интегрирует современные петрофизические и керновые данные, учитывает фации и глинистые минералы и может быть включена в комплексную геолого-гидродинамическую модель. Записанный каротаж также содержит наиболее передовой метод определения глинистости и минерального состава пород на основании импульсного нейтрон-гамма спектрометрического каротажа (ИНГК-с).

Модели и подходы, применяемые для построения проницаемости, были разработаны задолго до начала интенсивного применения гидродинамического симулятора. Основные подходы были сформулированы в начале 1990-х годов и подробно описаны в соответствующем разделе. Эти подходы никак не учитывают современные требования и плохо сочетаются с современными инструментами, используемыми для обработки больших объемов данных. Они соответствуют требованиям и подходам своего времени, когда были сформулированы. Новые инструменты для петрофизических исследований, включая ЯМР, новые алгоритмы обработки сейсмических данных и новые методы мониторинга добычи никак не учитываются в этих подходах; также не предусмотрены новыми представлениями о диагенезе, имеющими высокую степень неоднородности. Главное — эти подходы не вписываются в современные требования, предъявляемые к моделированию и проектированию в целом в условиях увеличивающихся объемов добычи из трудноизвлекаемых запасов.

Цель работы:

1. Критически проанализировать существующие подходы и методы, применяемые для прогноза проницаемости.

2. Консолидировать и систематизировать имеющиеся керновые данные по Оринокскому бассейну.
3. На основе отбора наиболее обоснованных подходов, учитывающих ключевые физические принципы и эмпирические зависимости, разработать и валидировать эмпирическую модель абсолютной проницаемости.
4. Обеспечить способность итоговой модели учитывать новые данные и подходы, а также, в отличие от существующих методов, количественно разделять влияние каолинита и других глинистых минералов на фильтрационные свойства.
5. Разработать подходы к применению и адаптации модели для других геологических условий.

Описание геологии

Оринокский нефтегазоносный бассейн (ОНБ) является особенным благодаря единому флюидальному массиву, полностью заполненному тяжелой нефтью [1, 2]. Ключевые изменения свойств коллектора произошли после первоначальной седиментации в ходе последующих диагенетических процессов с участием биологических организмов и сопутствующих элементов. Седиментологическая обстановка также служит важным реперным индикатором, определяющим свойства коллектора, хотя и не единственным [3, 4].

Водонефтяной контакт с подстилающей водой находится на севере, но из-за высокого напора воды с запада на восток, вдоль течения реки Ориноко, водонефтяной контакт имеет высокий угол наклона с запада на восток. Также есть водонефтяной контакт с пресной, менее плотной водой на юге. Пресная вода имеет плотность меньше битума и находится над нефтенасыщенными толщами — далее по тексту «контакт с настилающей водой». Данная особенность является уникальной и присущей только этому бассейну [4, 5, 6, 7].

На ранних этапах диагенеза значительную роль играет бактериальная активность, хотя это не единственный процесс, влияющий на свойства коллектора [4]. Процессы, связанные с бактериальной активностью, сопровождаются потреблением кислорода в различных формах, что изменяет химический состав породы. Сульфаты и оксиды железа могут выступать источником кислорода. Это приводит к образованию новых, прежде всего содержащих железо, минералов, таких как пирит. Все эти процессы приводят к неоднородности пород, хотя в целом они остаются неконсолидированными. На рассмотренном объекте именно процессы раннего диагенеза привели к существенному изменению порового пространства, образованию глин и снижению проницаемости. Однако это

не относится ко всему коллектору, а только к отдельным участкам, которые имели доступ к проточной воде и необходимым материалам и элементам.

Заполнение коллектора нефтью значительно изменяет протекающие процессы. Нефть блокирует и перенаправляет потоки воды. После заполнения нефтью на отдельных участках большинство биологических процессов замедляются. Эти участки наименее подвержены раннему диагенезу и обладают более однородным минеральным составом. Однако в зонах в непосредственной близости к водонефтяному контакту процессы, напротив, будут ускоряться.

В рамках масштабной программы по изучению всего нефтегазоносного бассейна Ориноко была разработана подробная региональная сейсмо-фациальная модель по основным объектам. Ниже представлен участок с нижней, наиболее продуктивной флюидальной частью (рис. 1) и с верхней — дельтово-прибрежной частью (рис. 2).

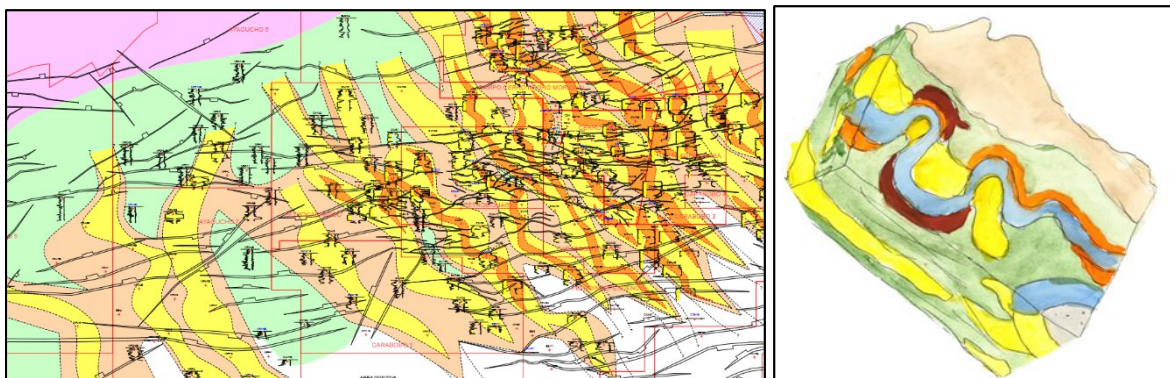


Рисунок 1. Флювиальные фации нижней части

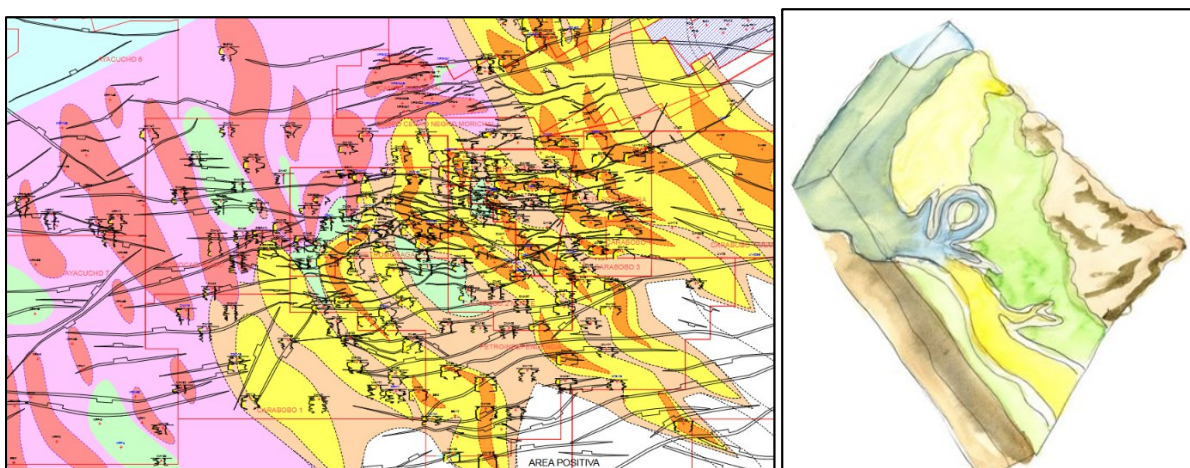


Рисунок 2. Дельтовые и прибрежные фации верхней части

Существующие методы моделирования проницаемости

Проницаемость является ключевым параметром, который наряду с запасами определяет многие основные технико-экономические показатели. При этом проницаемость остается одним из наиболее неопределенных показателей, особенно в неконсолидированных песчаниках. Именно высокая проницаемость коллектора делает возможной добычу высоковязких нефтей без применения теплоносителей, а также проявление явления «вспененной нефти». Помимо стартовых дебитов, подтвержденных опытом эксплуатации, коллекторские свойства, включая проницаемость, определяют оптимальные депрессии. При них режим «вспененной нефти» проявляется в максимальной степени, обеспечивая наивысшую продуктивность и конечные показатели. Для подобных систем проницаемость приобретает особую значимость.

Опыт работы с этими коллекторами показывает, что их проницаемость слабо коррелирует с водонасыщенностью и пористостью. Необходимы дополнительные параметры для лучшего описания и прогнозирования — такие, которые ранее не применялись. Наличие передовых методов исследования керна и петрофизических исследований позволило разработать принципиально новые подходы.

Разделением пород на различные типы в соответствии с ее потоковыми характеристиками занимаются ведущие специалисты нефтегазовой отрасли уже несколько десятилетий. Для различных литотипов при одинаковой пористости проницаемость может меняться многократно. Геометрия порового пространства оказывает большее влияние, чем его объем. Это делает зависимость между пористостью и проницаемостью для всего месторождения крайне слабой. Однако для отдельных литотипов, объединенных по схожим свойствам, возможно построение более точных зависимостей пористости от проницаемости.

Многие ранее разработанные методы не выдержали испытания временем и оказались малоэффективными. Примером такого подхода служит метод Кармана — Козени [11, 12]. Метод основывается на фундаментальных законах течения жидкости через поровое пространство и его основные геометрические формы, такие как площадь контакта смачиваемой жидкости и объем пор. На практике этот метод крайне трудно применить из-за сложности определения геометрии порового пространства и его параметров в виде постоянных величин. Поэтому обычно используются стандартные постоянные значения для сферических пор или других идеализированных геометрий [13]. Тем не менее, для реальных месторождений ключевая постоянная уравнения варьируется от 5 до 100.

В определенный момент, по итогам публикации результатов продолжительной исследовательской работы, после анализа зависимости

проницаемости и пористости месторождений по всему миру [14], все существующие методы и подходы были объединены в одну общую методику. Авторам удалось сократить постоянные в формулах, которые невозможно измерить, предложив формулу, основанную лишь на двух переменных — пористости и проницаемости. Сейчас эта методика стала универсальным промышленным стандартом и обязательна к применению при проведении керновых исследований и моделирования. Метод часто называют методом с использованием потоковых характеристик, или петротипов, породы. Методика требует расчета параметра FZI для керна для определения типа породы в соответствии с потоковыми характеристиками:

$$FZI = \frac{0,0314 \sqrt{k/\varnothing_e}}{\varnothing_e/(1-\varnothing_e)},$$

где $\varnothing_e$ — открытая пористость, k — абсолютная проницаемость.

На основании статистических данных из различных регионов мира был сделан вывод о том, что данный параметр включает и учитывает текстуру и геометрию порового пространства, а также влияние минерального состава. Любые дополнительные включения на поровом уровне, например образование цемента, рост минералов, уменьшение размеров пор и доступной площади для фильтрации, будут снижать FZI. Высокие значения FZI соответствуют идеальным коллекторам с однородной поровой структурой, максимально приближенной к сферической форме. Метод активно используется при построении моделей проницаемости [15, 16, 17].

Проблемой данного метода является то, что при разделении породы на множество типов погрешности в каждом выделенном типе снижаются. Однако крайне сложно определить распространение каждого типа породы в пласте при построении геологической модели, что увеличивает погрешность модели в больших масштабах. На практике стремятся уменьшить количество типов породы, привязывая их к соответствующим фациям в геологической модели, тем самым упрощая подходы и снижая погрешности при пространственном распределении свойств. Возникает высокая контрастность между петротипами, приводящая к резкому скачку значений на границах различных петротипов. Это делает погрешности для отдельных зон на границе петротипов очень высокими с неудовлетворительными локальными прогнозируемыми способностями.

Более равномерного распределения проницаемости можно достичь, применяя ранее предложенную формулу Тимура и ее модификации [18, 19]:

$$k = \alpha \frac{\varnothing^\beta}{S_{irr}^\gamma},$$

где $\emptyset$ — открытая пористость, S_{irr} — капиллярно-связанная водонасыщенность, α, β, γ — константы.

Подход с использованием формулы Тимура является наиболее проверенным и широко распространенным методом моделирования проницаемости и других свойств пород. Метод особенно хорошо применим для более зрелого месторождения с высокой степенью разбуренности и большим объемом данных керна, каротажа и истории разработки. Эти данные необходимы для подбора констант уравнения [20].

Метод не требует группировки на литотипы и может быть применен в виде единой формулы для всего пласта. Суть его заключается в том, что связанная водонасыщенность напрямую зависит от содержания глин: глины впитывают и удерживают воду. Степень зависимости определяется константами, которые устанавливаются по лабораторным керновым данным для конкретного объекта.

В ряде случаев этот метод показал большую точность по сравнению со всеми остальными методами, включая использование множественной регрессии с несколькими переменными. Однако он имеет ограничение: зависимость строится на основе капиллярно-защемленной водонасыщенности. Для этого требуется создание детальной модели капиллярных кривых и J-функции. Если объект недонасыщен или перенасыщен, применение данного метода может привести к систематическим ошибкам при использовании фактической насыщенности коллектора вместо капиллярно связанной водонасыщенности [21].

Вопрос, связанный с влиянием глин на проницаемость, исследовался многими авторами и был обобщен [22]. Авторы предложили формулу с разделением коллектора на фациальные зоны согласно так называемому показателю «индикатор глинистости» — SZI, что служит альтернативным способом выделения петротипов пород, которые определяются типом и объемом глинистых минералов. В статье даны определения ключевым терминам и определениям и подробно изложено влияние глинистости на проницаемость. Глинистость в пласте представлена тремя основными разновидностями — слоистыми, диспергированными и структурными глинами. Каждая форма по-своему воздействует на проницаемость и связность коллектора.

Слоистые глины формируют отдельные пропластки, обусловленные различиями в условиях осадконакопления (например, изменениями климата, уровня моря). Обычно глинистые пропластки создают непроницаемые барьеры, однако в случае алевролитов такие пропластки могут препятствовать миграции жидкости, оставаясь доступными для газопроницания.

Диспергированные глины образуются минералами, формирующимися непосредственно в поровом пространстве уже после окончания процессов седиментации. Они представляют наибольшую проблему при построении моделей коллектора. Образование мелких наростов в поровом пространстве изменяет форму пор, повышая фильтрационное сопротивление. Главные изменения связаны с увеличением показателя извилистости гидравлических потоков в поровом пространстве. Минеральные отложения сужают поры и перекрывают горловины, связывающие поры, вынуждая жидкость преодолевать большие расстояния, создавая эффект увеличения длины пути фильтрации (гидравлическая извилистость).

Структурные глины представлены минеральными компонентами, сравнимыми по размеру с основным кварцевым терригенным материалом песчаников. Такие глинистые частицы возникают вследствие поверхностной эрозии и слабо влияют на проницаемость породы.

Каждый тип глин одинаково регистрируется стандартными петрофизическими приборами, но отличается характером воздействия на свойства проницаемости. Предложенные методики основаны исключительно на классических измерениях электрического сопротивления и не учитывают современные петрофизические методы исследования.

Несмотря на свою новаторскую концепцию, классификация глин на три группы остается недооцененной. Авторы дополнительно приводят результаты множества независимых исследований, подтверждающих, что каолин образует случайные включения отдельными частицами, тогда как иллит, хлорит и монтмориллонит располагаются на поверхности песчинок, увеличивая шероховатость и вызывая закупоривание межпоровых путей, усиливая фактор извилистости порового пространства.

Предложенная формула типизации породы для диспергированных глин выглядит следующим образом:

$$SZI_d = \frac{\pi(1-S_{ir})}{\frac{aR_w}{2} \left[\frac{-BQ_v}{F^*} + \sqrt{\left(\frac{BQ_v}{F^*} \right)^2 + \frac{4}{F^*R_wR_t}} \right]},$$

где S_{ir} — связанная водонасыщенность, R_w — электрическое сопротивление воды, R_t — общее электрическое сопротивление породы, B — общий объем воды, Q_v — емкость катионного обмена, F^* — коэффициент удельного сопротивления пласта с глиной, a — константа.

Исследование [23] содержит обзор основных обоснованных и применяемых на практике подходов к моделированию проницаемости и разделению пород на фации, петротипы, литотипы по потоковым характеристикам. Кроме вышеуказанных методов, приводится информация о других исследованиях в этом направлении [24, 25].

Подходы делятся на теоретические и эмпирические. Теоретические методы базируются на факторах, определяющих поровое пространство — геометриях пор, извилистости поровых каналов и пористости. Авторы предлагают включить параметр размера зерен в расчетную формулу, используемую для оценки ФЕС, однако принципиально новых решений не предлагают. Размер зерен заменяет площадь порового пространства, которое применялось ранее:

$$FZI = \frac{D_p}{6 \sqrt{(F_s \tau)}},$$

где D_p — средний размер зерен, F_s — коэффициент формы пор, τ — гидравлическая извилистость порового пространства.

Эмпирические подходы основаны на статистике данных. В качестве базовых входных параметров используют измерения капиллярных сил. В этих исследованиях используют ртуть в качестве основной жидкости для заполнения керна, так как только ртуть способна проникнуть и заполнить все поровое пространство. Итоговые формулы выбирают по критерию максимальной детерминации. Капиллярные силы используются для расчета распределения радиусов горловин пор. Крупные поры заполняются при меньших давлениях. Для проникновения в меньшие поры требуется большее давление. Значения капиллярных сил пересчитывают в величины радиусов горловин [13]. Построив различные корреляционные графики, выбирают зависимость, обеспечивающую минимальную погрешность. Подробный обзор аналогичных эмпирических методов приведен в литературе [26].

Наиболее распространена следующая статистическая, обоснованная методика: рассчитывают объем порового пространства в различных диапазонах размеров горловин пор; строят кривую накопленной вероятности относительно радиуса горловин пор. Затем определяют объем порового пространства, составляющего 35 % общей величины с максимальными значениями радиусов горловин. Для данной выборки находят минимальный радиус r_{35} . Проницаемость выражается формулой, зависящей от найденного радиуса. Установлено, что этот метод дает наименьшую ошибку среди всех возможных вариантов, хотя физический механизм отсутствует ввиду исключительно эмпирического характера подхода:

$$\log(r_{35}) = \alpha + \beta \log(k) + \gamma \log(100\phi),$$

где r_{35} — радиус пор (поровых каналов), соответствующий 35-процентному кумулятивному (нарастающему) насыщению ртутью (в мкм); α , β , γ — эмпирические константы.

Характеристика и особенности коллектора Оринокского нефтегазоносного бассейна

В период активной геологоразведочной кампании был отобран и исследован керн со всех блоков ОНБ. Имеется керн с 16 скважин, включая около 3200 стандартных исследований с измерением пористости и проницаемости при пластовом давлении. Специальные исследования проводились на 139 кернах по всему региону и включали измерения капиллярных давлений. Ниже (рис. 3) представлена зависимость связанной водонасыщенности от проницаемости для этих исследований. Зависимость представлена для всех данных и отдельно для групп в соответствии с потоковыми характеристиками, определенными согласно диапазонам значений FZI. В данном случае граница между двумя типами пород с разными потоковыми характеристиками определена на основании содержания глин. Так, керны с FZI со значением более 6 не содержат глины на данном месторождении, а керны с FZI менее 3 являются неколлектором для тяжелых нефтей. Определение границы между разными типами пород всегда является нетривиальной задачей. В целом можно описать общий тренд единой зависимостью проницаемости и капиллярно-связанной водонасыщенности.

Одной из важных особенностей является то, что для значений проницаемости выше 4 Дарси практически отсутствует зависимость между проницаемостью и водонасыщенностью. В этом диапазоне, согласно данному тренду, значение связанной водонасыщенности становится постоянной величиной.

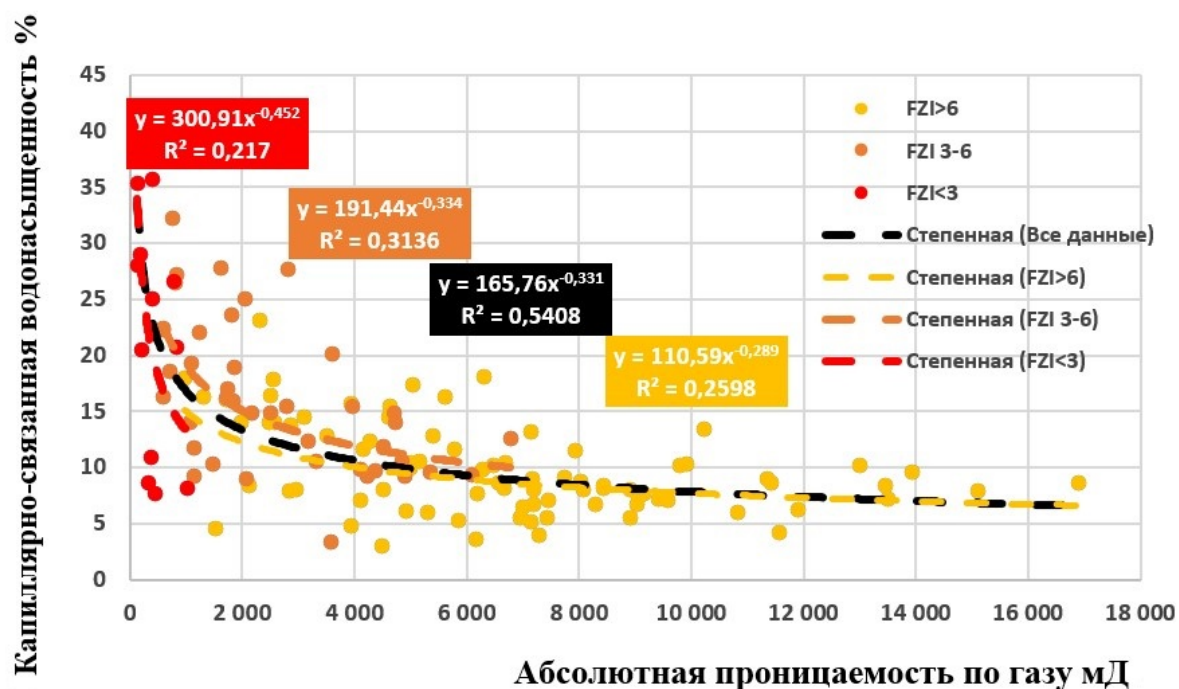


Рисунок 3. Зависимость капиллярно-связанной водонасыщенности от проницаемости [6]

Ниже (рис. 4) представлена зависимость проницаемости от пористости для всего керна с Оринокского бассейна с разделением по потоковым характеристикам (FZI). Подобного рода модели можно использовать для долгосрочных стратегических оценок, но для применения при прогнозировании адресных показателей отдельных скважин нужны иные подходы, особенно при выборе первоочередных целей для бурения. Такие подходы трудно «обучить» и усовершенствовать, поскольку любой новый набор данных лишь повторяет уже существующую статистику. Эти методы можно считать совершенными, так как они достигли предела своей теоретической точности.

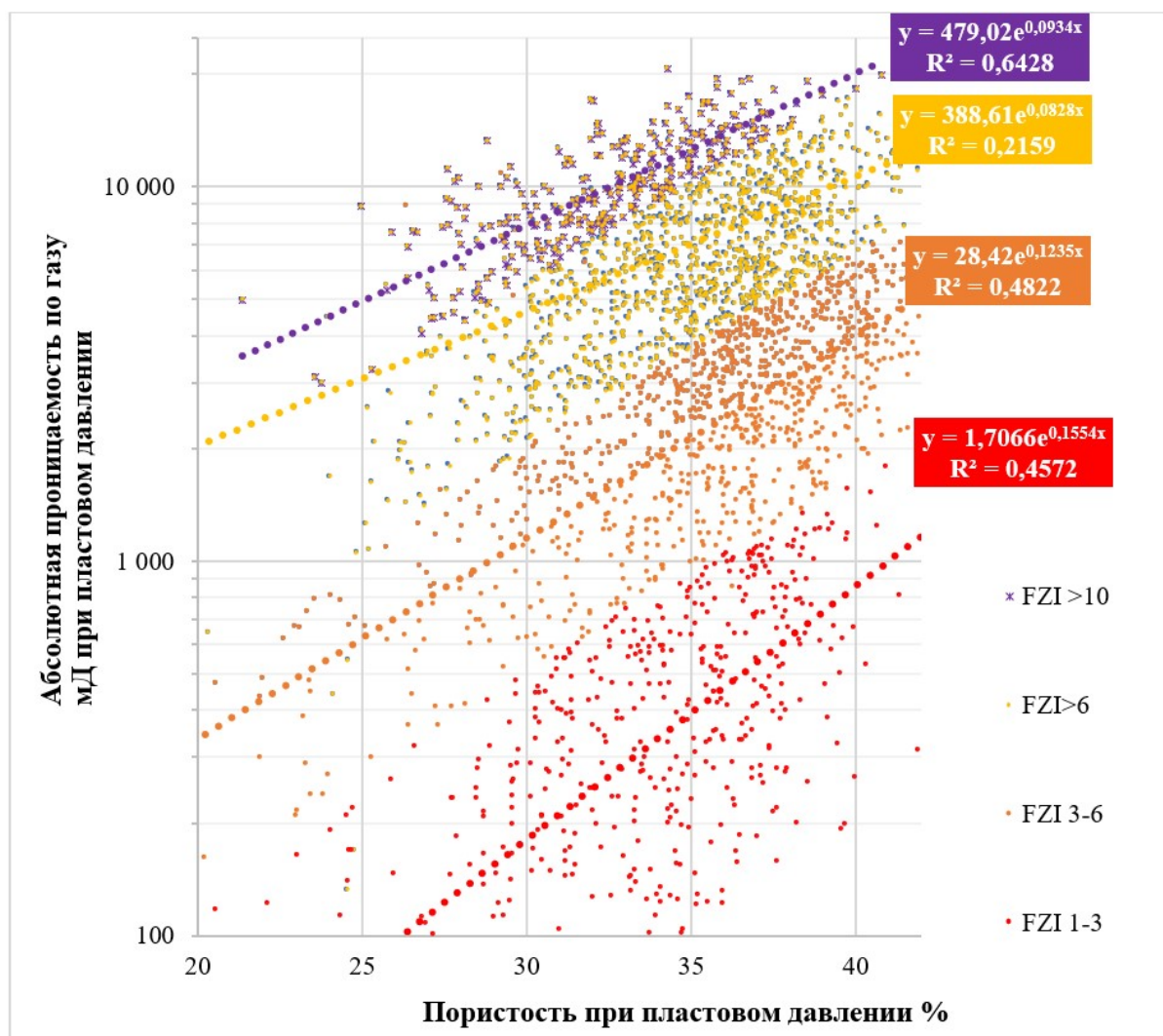


Рисунок 4. Зависимость проницаемости от пористости для трех литотипов для всех кернов в западной части блока, где были проведены специальные исследования

На кернах Оринокского бассейна выполнен полный комплекс лабораторных исследований. В анализ также включены измерения капиллярных кривых методом ртутной инъекции. В наличии данные по 36 исследованиям, выполненным на керне, отобранном из 6 скважин в разное время. Полученные исследования позволяют лучше охарактеризовать структуру порового пространства, в частности распределение диаметров горловин пор. По мере роста давления закачки заполняются поры все меньшего размера, и по кривой насыщения можно определить их долю. Для кернов с проницаемостью менее 3–4 Дарси наблюдается зависимость доли (насыщенности) пор с определенными размерами горловин от проницаемости; для кернов с проницаемостью выше 3–4 мД такой зависимости не обнаружено. В последних доля пор с малыми диаметрами горловин очень мала, и распределение диаметров горловин основных пор не является определяющим фактором. Иными словами, ртутные измерения капиллярных характеристик наиболее

информативны для низкопроницаемых образцов, но мало полезны для высокопроницаемых коллекторов. Эти методы позволяют различать поры с размером горловин менее 0,05 мкм, однако для подобных неконсолидированных кернов это несущественные объемы. Распределение представлено на рисунках ниже (рис. 5, 6).

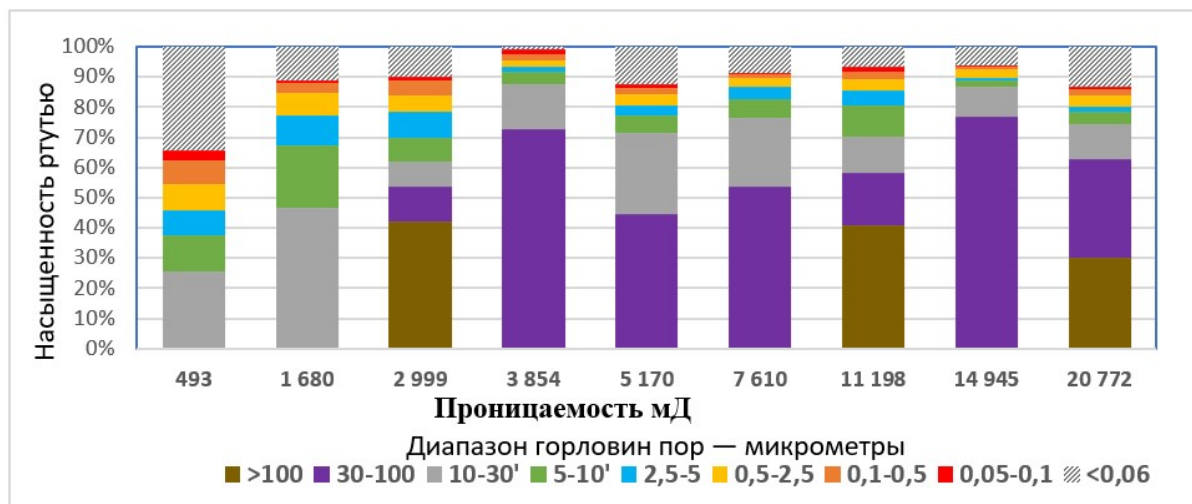


Рисунок 5. Распределение насыщенности ртутью кернов с разной проницаемостью в соответствии с диапазоном диаметров горловин (pore-throat radius)

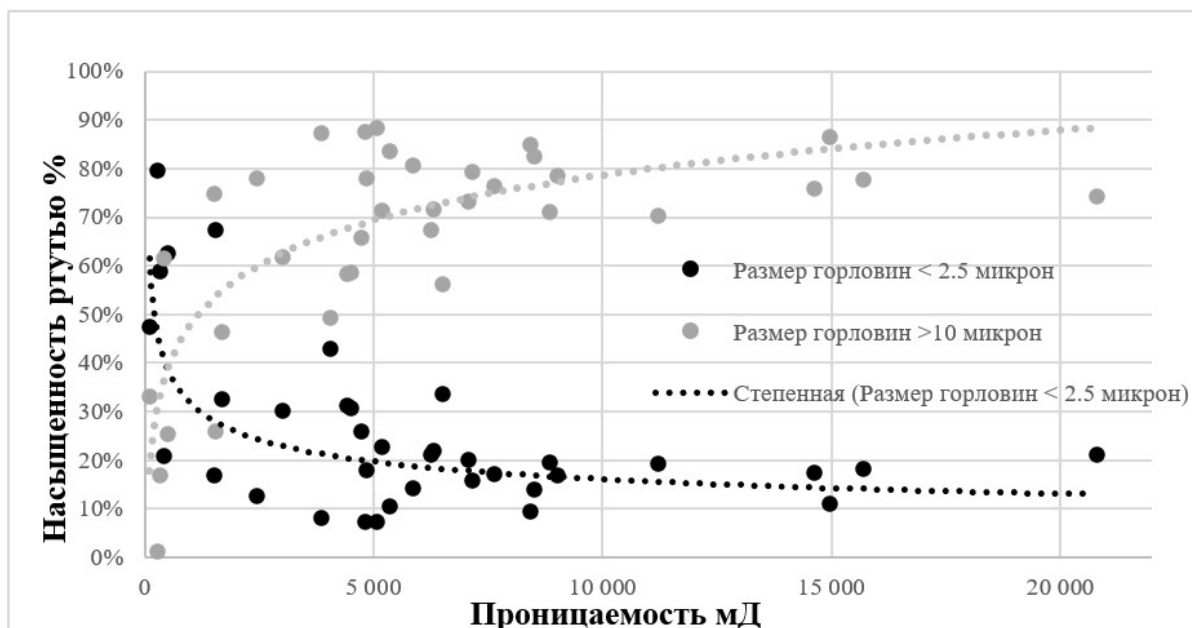


Рисунок 6. Насыщенность ртутью горловин пор размером менее 2,5 микрон и более 10 микрон в зависимости от проницаемости

Имеются и другие исследования по определению размера зерен песчаника — гранулометрия. Для 38 кернов из трех скважин и с различной проницаемостью проведена лазерная гранулометрия. В данном случае по характеру рассеивания света определяется размер зерен. В данном случае наблюдается зависимость проницаемости от размера зерен

(рис. 7). Проницаемость выражается через удельную поверхность твердой породы в уравнении Кармана — Козени, которую, в принципе, можно связать со средним размером зерен. По мере увеличения размера зерен снижается площадь поверхности. Однако, как уже указывалось ранее, этот подход не применяется из-за сложности подбора констант уравнения. Кроме того, подобные исследования в целом проводятся редко. Гранулометрия используется при описании керна и отнесении его к определенной фации. Это является важным фундаментальным параметром.

$$K = \frac{\varnothing^3}{c(1-\varnothing)^2 S^2},$$

где K — проницаемость, $\varnothing$ — пористость, c — константа уравнения, S — площадь твердой поверхности на единицу объема.

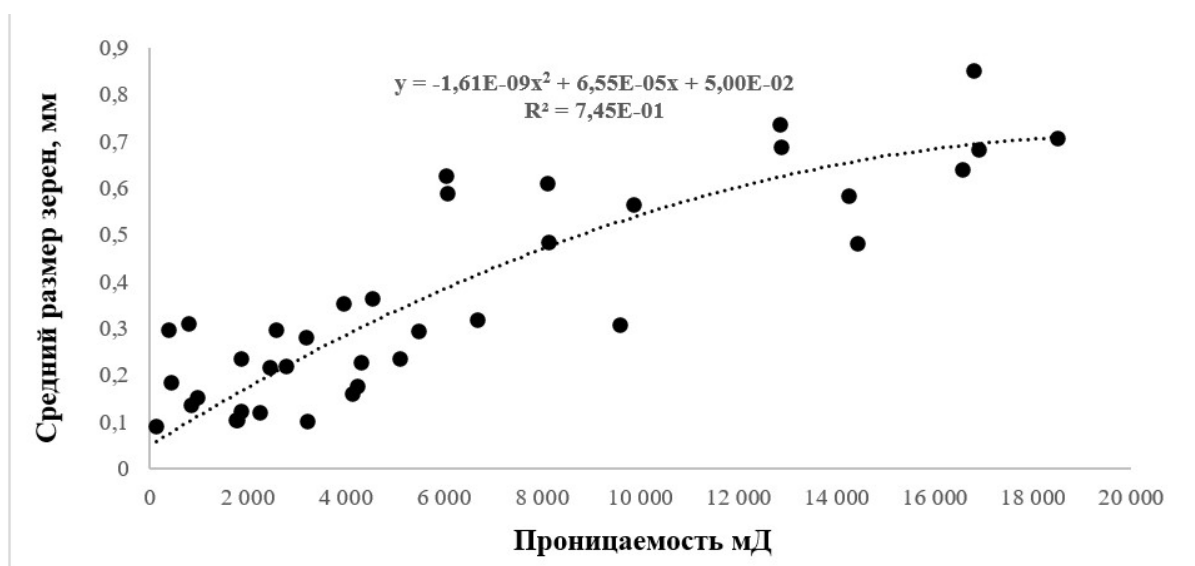


Рисунок 7. Зависимость среднего размера зерен (гранулометрии) от проницаемости

Методы описания фациальной модели и геологических свойств

Дальнейшее описание коллектора, а также методики его отнесения к различным фациям, литотипам и петротипам и пространственного распространения свойств могут существенно различаться в зависимости от исполнителя. Проект в Венесуэле характеризуется высокой капиталоемкостью. Практика показала ограниченную применимость традиционных моделей для прогноза проницаемости, что обусловило необходимость разработки и внедрения новых подходов к исследованию и моделированию. Наряду со сбором и анализом значительных объемов данных, к исследованию были привлечены независимые экспертные группы и использованы различные методические подходы. Тем не менее ни один из подходов не обеспечил требуемой точности в прогнозировании проницаемости и стартовых дебитов.

Для каждой фации имеется характерный диапазон размеров горловин пор и характерная типовая зависимость пористости от проницаемости, что позволяет классифицировать керны. Ниже (рис. 8) приведены такие зависимости для верхних дельтовых и морских отложений, а также для флюидальных систем. Уже на данном этапе видно, что методика в целом работоспособна для дельтовых отложений. Для флюидальных систем, напротив, все точки концентрируются в одной области, и методика не позволяет провести дальнейшее разделение.

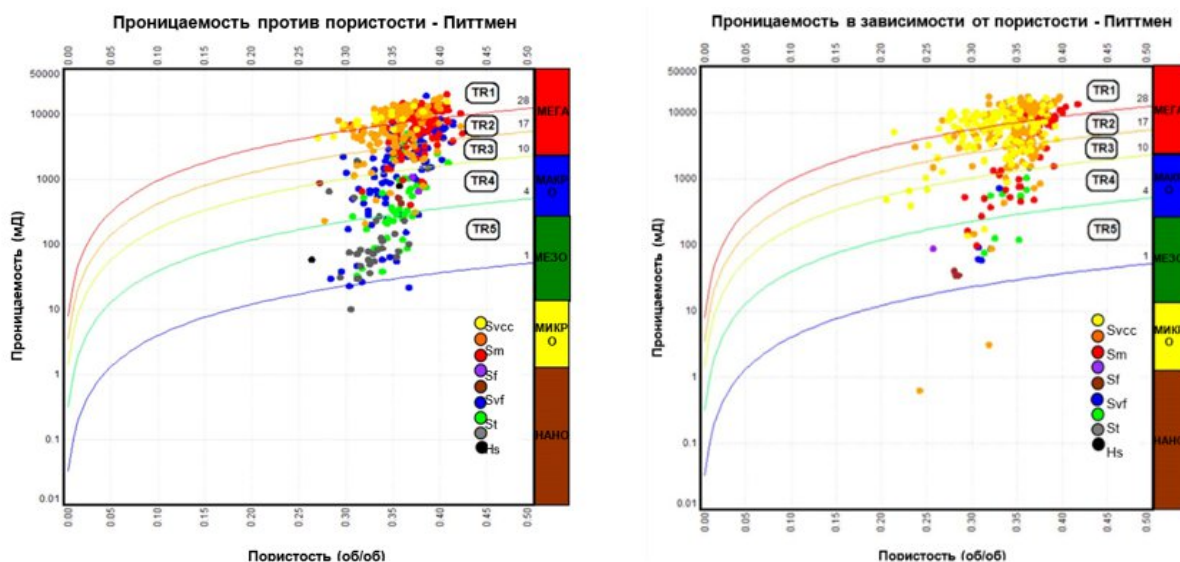


Рисунок 8. Зависимость пористости от проницаемости и распределение кернов по фациям для дельтово-прибрежных отложений (левая) и для флюидальных отложений (правая)

После, точнее — параллельно с описанием фаций по керну, определяют электрофизические фации (литофации) на основе петрофизического анализа. Главная задача — определить содержание глины по каротажу и открытую пористость. Особенность Оринокского бассейна в том, что пласт перестает быть коллектором уже при глинистости свыше 20–30 %. Это прежде всего связано с высокой вязкостью нефти. Соответственно, стандартные методики с калибровкой на 100 % глины дают высокую погрешность. Существует острая потребность в точном определении содержания глины именно в коллекторной части пласта. Для первого приближения применяют разную калибровку для каждого интервала — нижней флювиальной и верхней дельтово-прибрежной частей. Эти два тела содержат несколько различные типы глины с отличающимся минералогическим составом и, соответственно, разным радиационным фоном. Ниже (рис. 9) представлено распределение минерализации на основании рентгеноструктурного анализа (XRD).



Рисунок 9. Содержания скелета породы и глин

Далее применяют спектрометрическую модификацию гамма-каротажа. Этот метод особенно полезен внутри коллектора с низким содержанием глин. Модификация регистрирует энергетический спектр гамма-излучения и позволяет разделить его на три источника — торий (Th), уран (U) и калий (K). Это дает возможность более точно определить минеральный состав глин: торий характерен для таких глин, как иллит, а калий — для калиевых полевых шпатов и некоторых глинистых минералов. Уран относится к излучению из других источников (в том числе связан с органическим веществом и подвижными флюидами), что также помогает более точно оценить глинистость — радиационный фон от урана вычитается.

И наконец, импульсная нейтрон-гамма спектрометрия (ИНГК-С) определяет элементный состав горных пород путем их облучения быстрыми нейтронами и регистрации результирующего гамма-излучения. Кремний определяет содержание кварца, алюминий и калий — глинистые минералы, кальций и магний — карбонаты (кальцит, доломит), железо — глинистые минералы и оксиды, углерод и кислород — соответственно нефть и воду. ИНГК-С необходимо калибровать по данным рентгеноструктурного анализа керна, где также измеряют минеральный состав. В данном случае разделения глин на разные минералы в рамках геологического моделирования в явном виде не проводилось, и информация ИНГК-С использовалась только для более точного определения содержания глин.

ЯМК позволяет разделить углеводороды на две составляющие — подвижную нефть и адсорбированные асфальтены (битумы).

Полученные литофации сопоставляют с фациями, выделенными по седиментологическим описаниям керна. Сопоставление выполняют

только по ограниченному числу опорных скважин, где доступен соответствующий керновый материал. Затем, при расположении опорных скважин в пределах одного геологического тела, проводят первоначальные межскважинные корреляции. Эту модель сопоставляют с региональной сейсмофациальной моделью и вносят соответствующие корректировки в региональную модель.

На следующем этапе описание литофаций распространяют на все скважины в пределах рассматриваемого объекта (рис. 10). Формируют литофациальную модель распространения с учетом пространственной корреляции; при этом задают и подбирают параметры вариограммы.

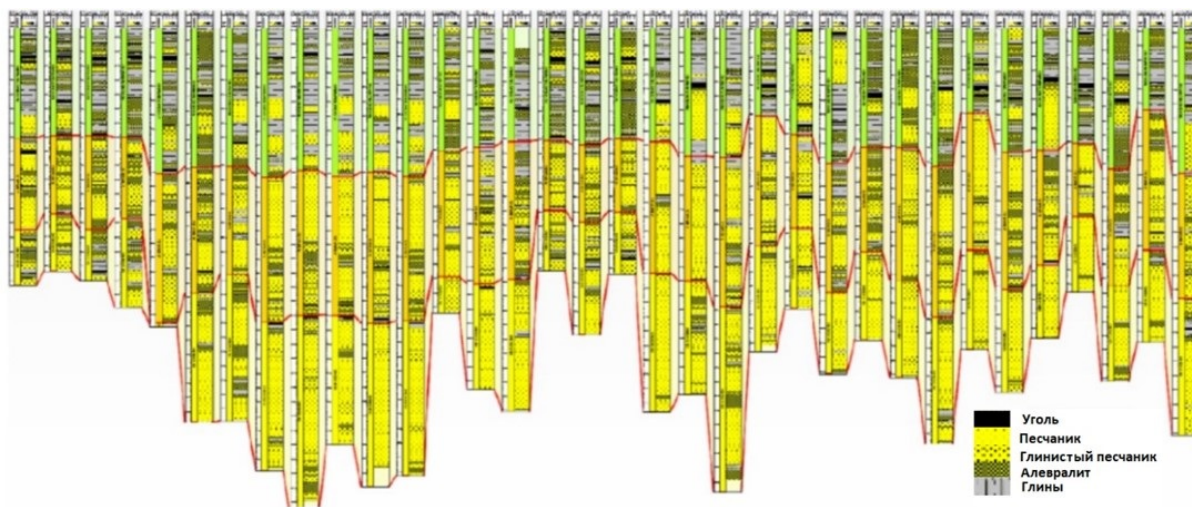


Рисунок 10. Распределение литофаций по всем скважинам

Данные по скважинам в части распространения фация используются для построения первоочередных кубов распространения геологических тел. Далее геометрии этих тел в совокупности с другими данными применяются для определения основных параметров вариограмм, которые используются как основа для определения распространения геологических тел, используя элементы вероятностного моделирования. В итоге строится седиментологическая фациальная модель, к которой далее ассоциируются литофациальные характеристики и свойства в виде единого рабочего процесса (workflow). Модель проницаемости уже задается в гидродинамической модели, вышеперечисленные свойства используются в качестве базовых переменных.

По результатам уточнения содержания глин и абсолютной пористости на кросс-плоте этих параметров можно выделить четыре основных литофации. Ниже (рис. 11) приведен кросс-плот петрофизических величин. Основной коллектор — песчаник — располагается в узком диапазоне глинистости и пористости; при этом он не является на 100 % кварцевым песком.

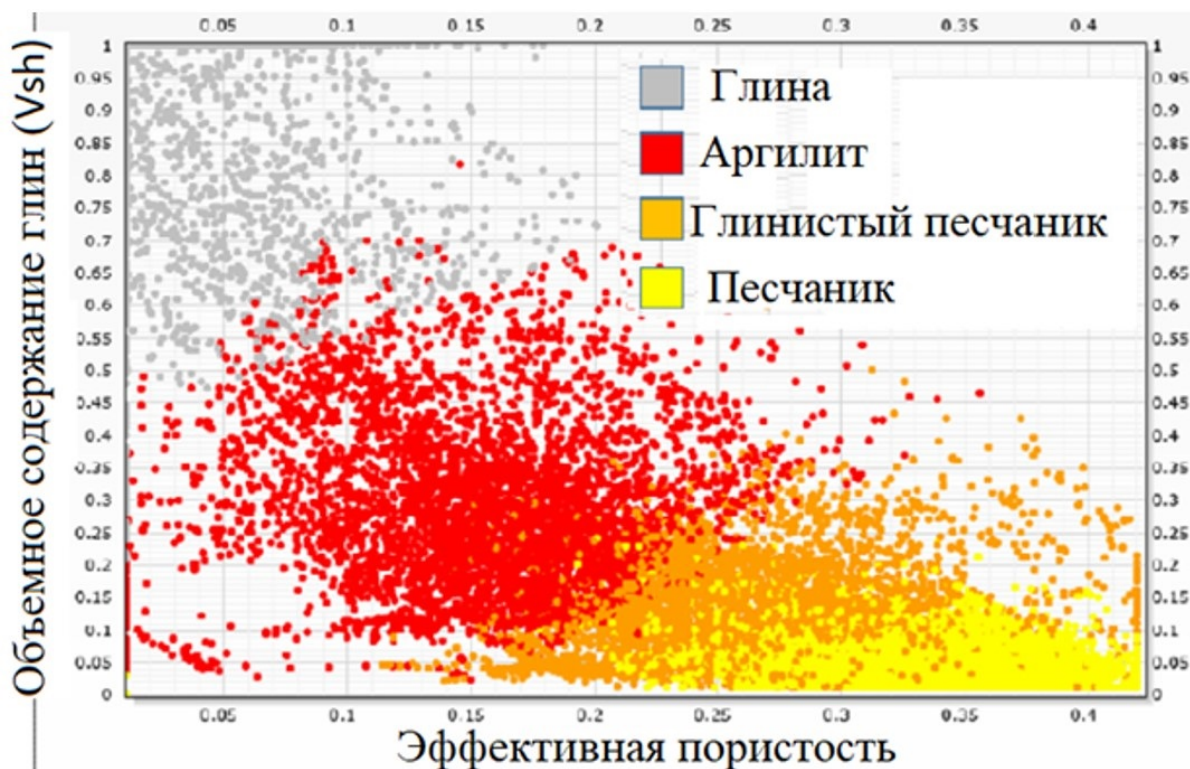


Рисунок 11. Распределение пористости и глинистости по итогам петрофизической интерпретации и отнесения к разным литофациям

В одной из наиболее продвинутых и полно использующих исходные данные методик для оценки проницаемости применяли метод Питтмана. Ниже (рис. 12) приведен кросс-плот проницаемости и пористости и распространения свойств в модели. Метод базируется на анализе капиллярных кривых, полученных методом инъекции ртути, и на эмпирических зависимостях проницаемости от эффективного диаметра горловин (pore-throat size). В рамках методики вычисляют средний диаметр горловин и применяют ранее установленные зависимости для преобразования размеров горловин в проницаемость.

Для доминирующей фации типа 1 отмечается отсутствие выраженного контраста капиллярных кривых и слабая корреляция между размерами горловин и измеренной проницаемостью, что ограничивает точность прямого прогнозирования проницаемости по этому методу.

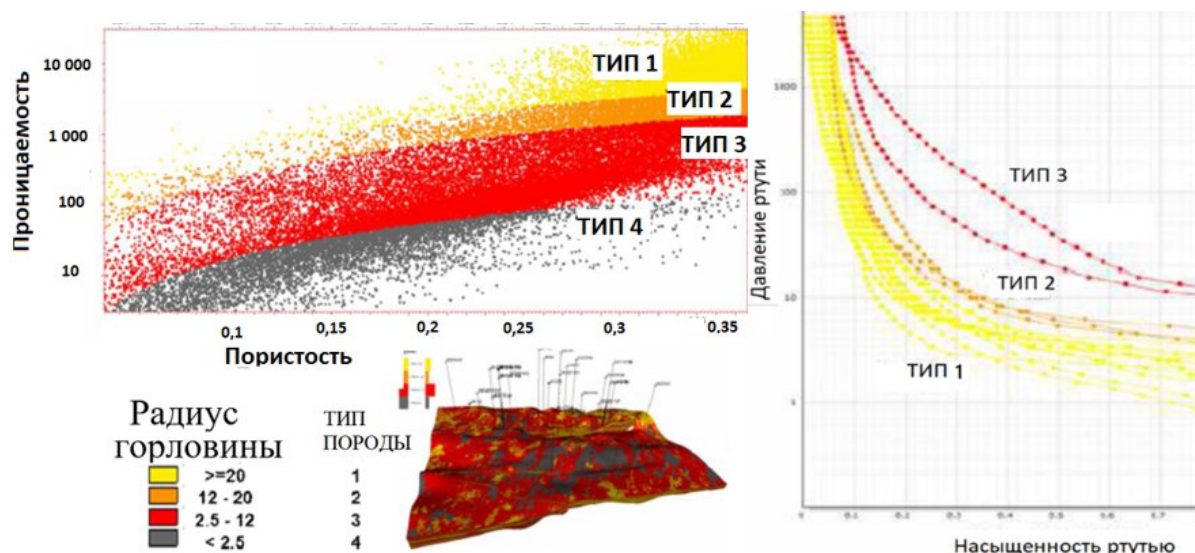


Рисунок 12. Модель проницаемости на основании метода Питтмана с распределением среднего радиуса горловин в модели и отношение к типовым капиллярным кривым, полученным в результате инъекции ртути

Новая модель проницаемости

Ввиду отсутствия удовлетворительных результатов моделирования в части прогнозирования свойств коллектора и соответствующих дебитов была разработана и создана собственная методика построения модели проницаемости.

Ниже (рис. 13) представлена зависимость связанной водонасыщенности от содержания глин и FZI от содержания глин. Тренд подтверждает все ранее проведенные исследования и заключения. В наличии есть керн с полным отсутствием глин и практически без содержания остаточной водонасыщенности. На данном месторождении действительно имеются участки без какой-либо связанной водонасыщенности с нефтенасыщенностью более 98 %. Также имеются участки с повышенной подвижной водонасыщенностью на малых глубинах, где вода поступает с поверхности. Имеются линзы с подвижной водой внутри нефтенасыщенных толщин. Некоторые участки находятся в десятках километров от водонефтяного контакта, что не позволяет применять модель капиллярных сил для расчета насыщенности в полной мере. Все эти нюансы и осложнения ограничивают использование модели проницаемости Тимура, где одной из переменных является связанная водонасыщенность.

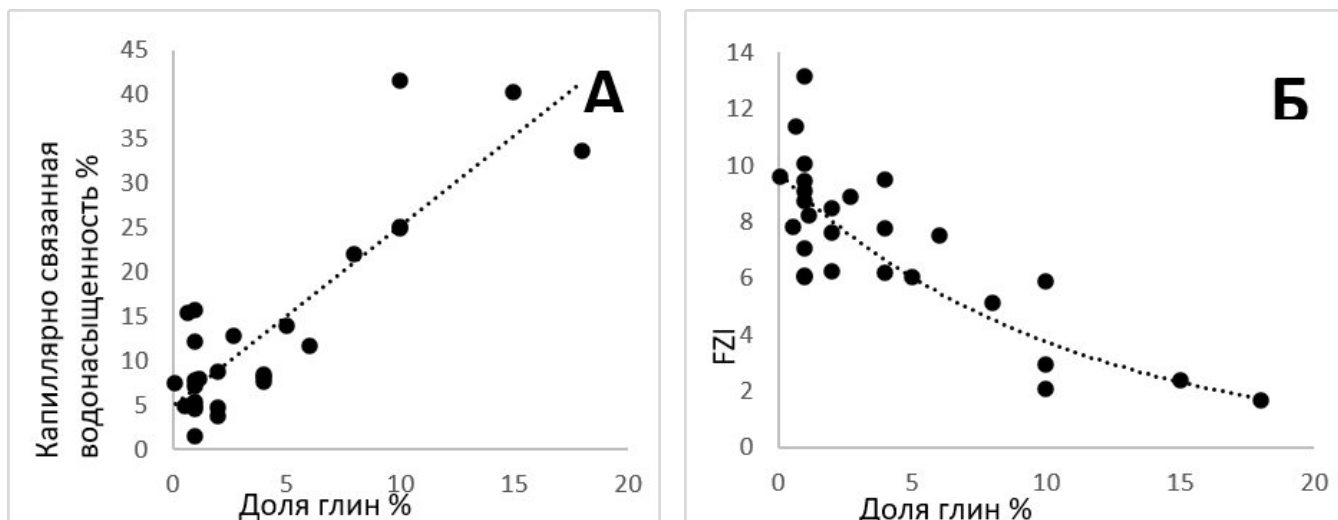


Рисунок 13. Зависимость капиллярно связанной водонасыщенности от доли глин (слева); зависимость FZI от содержания глин (справа) [6]

Ниже (рис. 14) представлена зависимость проницаемости от содержания глин. Несмотря на определенный разброс данных, имеется тренд и зависимость для всех диапазонов проницаемости.

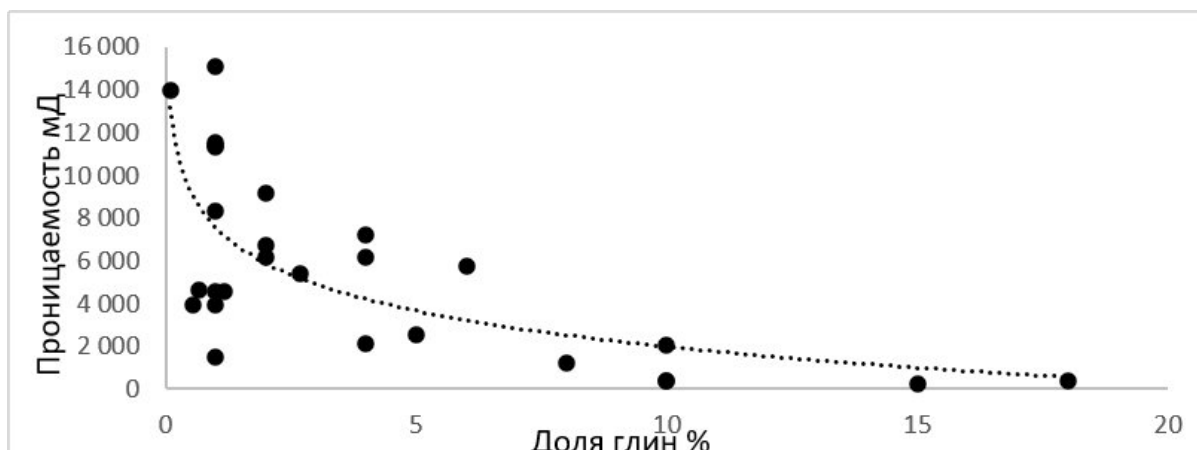


Рисунок 14. Зависимость абсолютной проницаемости от доли глин, используя одну зависимость для всех типов пород с разной потоковой характеристикой [6]

Используя данные ограниченного набора кернов, были построены регрессионные зависимости и созданы четыре функции, описывающие зависимость проницаемости от пористости, глинистости и водонасыщенности. В последней формуле использовали наиболее передовой метод с разделением глинистости на две части — содержания коалита и все остальные минералы. Ниже итоговые полученные функции:

- 1) $\ln(k) = -0,194 * Vsh + 0,10 \varphi + 5,63;$
- 2) $\ln(k) = -0,085 * Swirr + 0,0517 \varphi + 7,58;$

$$3) \ln(k) = -0,136 * Swirr - 0,03 * Vsh + 0,0517 \varphi + 6,43;$$

$$4) \ln(k) = -0,198 * Vsh_{\text{Каол}} - 0,095 * (Vsh - Vsh_{\text{Каол}}) + 0,109 \varphi + 5,27;$$

где Vsh — доля глины в %, $Vsh_{\text{Каол}}$ — доля каолита в %, $Swirr$ — капиллярно связанная водонасыщенность в %, φ — открытая пористость в %.

Статистические показатели по всем регрессиям, включая модель по формуле Тимура, приведены ниже (таб. 1). Во всех случаях использовались данные по 27 кернам. Как уже было показано, глинистость и связанная водонасыщенность демонстрируют взаимосвязь. Но в данном случае использована связанная водонасыщенность, определенная по капиллярным кривым, т. е. получена независимо от глинистости прямым замером. Включение этого параметра в модель в целом может улучшить качество корреляции. Это согласуется с тем, что связанная водонасыщенность зависит от геометрии порового пространства, которая определяется не только глинистостью, но также размером и формой зерен, т. е. условиями осадконакопления.

На практике при построении гидродинамической модели была использована модель № 1 с двумя переменными — глинистостью и пористостью — с последующей калибровкой глинистости по данным ГИС и распространением непрерывного куба Vsh по всему коллектору в модели. Включение дополнительной переменной, доли каолинита, показывает возможность дальнейшего улучшения корреляции и позволяет статистически продемонстрировать, что каолинит оказывает на проницаемость иное влияние по сравнению с другими глинистыми минералами.

Ограничением исследования является то, что измерения по XRD были выполнены лишь на нескольких образцах. Первоначально эти данные собирались для калибровки петрофизических методов, а не для построения модели проницаемости. Соответственно, охват XRD-исследований составил менее 1 % от всего объема отобранного керна. Вместе с тем результаты демонстрируют высокую практическую ценность таких данных для количественного прогнозирования проницаемости, параметра, оказывающего наиболее существенное влияние на технологические показатели разработки.

Набор данных XRD может быть использован для построения кубов распространения отдельных глинистых минералов, что пока не получило широкого практического применения. Это открывает новое направление исследований и требует пересмотра подходов к изучению керна, что уже реализуется на ряде проектов, включая комплексные исследования XRD в сочетании с определением ФЕС.

Таблица 1. Статистика по предложенным корреляциям

Статистический параметр / № формулы	Множественный R	R-квадрат	Нормированный R-квадрат	Стандартная ошибка	Переменные
Timur	0,788	0,622	0,606	0,735	$S_{wirr} \varphi$
1	0,909	0,827	0,820	0,497	V_{sh}, φ
2	0,882	0,778	0,769	0,562	$S_{wirr} \varphi$
3	0,917	0,841	0,835	0,476	$S_{wirr} V_{sh} \varphi$
4	0,928	0,862	0,857	0,444	$V_{shKaol} V_{sh} \varphi$

Фактические и расчетные значения проницаемостей для этих четырех методик также приведены ниже (рис. 15).

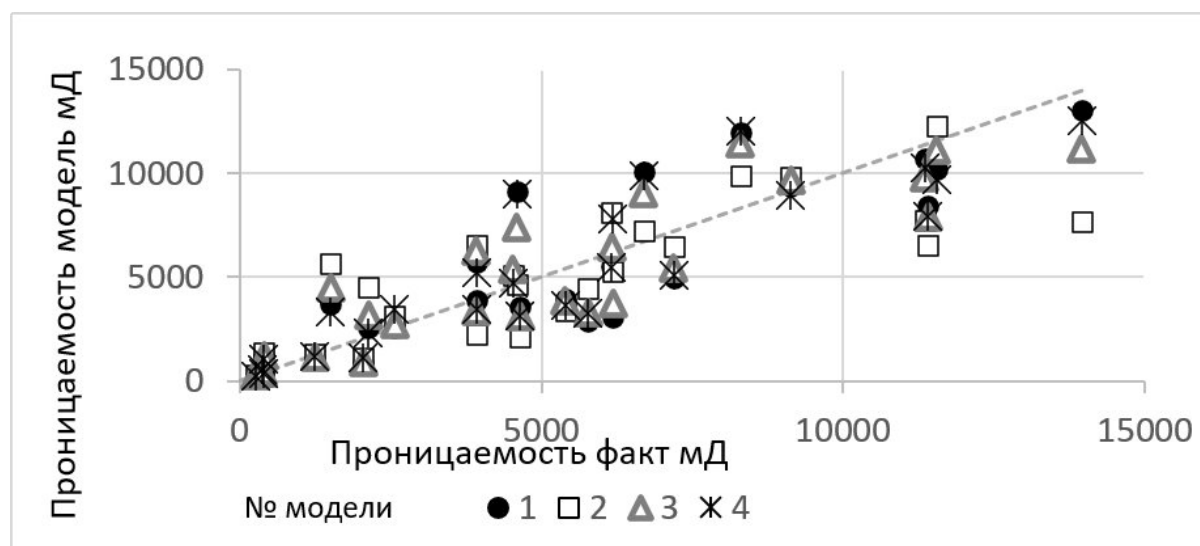


Рисунок 15. Фактические и рассчитанные проницаемости [6]

Формулу можно обобщить следующим образом:

$$\ln(k) = \sum_{i=1}^n [\alpha_i \times Vsh_i] + \beta \times (Vsh - \sum_{i=1}^n (Vsh_i)) + \gamma \times \varphi + \delta,$$

где β, γ, δ — константы, i — глинистый минерал, n — количество глинистых минералов, неодинаково влияющих на проницаемость, Vsh — суммарная объемная доля всех глинистых минералов (доли ед.), Vsh_i — объемная доля i -го глинистого минерала (доли ед.), α_i — константа для i -го глинистого минерала, k — абсолютная проницаемость (мД), φ — пористость (доли ед.).

Предложенные подходы в целом остаются недостаточно апробированными, что обуславливает ограниченный опыт их применения

и является их основным недостатком. Современные методы моделирования преимущественно основываются на прогнозировании условий осадконакопления в межскважинном пространстве. В применяемых на практике моделях взаимосвязь между проницаемостью и условиями осадконакопления (литофациями) позволяет устанавливать соответствующие зависимости и использовать их для прогноза ФЕС по всему месторождению.

Предлагаемая методика обеспечивает выявление наиболее достоверных физических связей между проницаемостью и различными параметрами керна, включая содержание глинистых минералов. Кроме того, она обладает высокой гибкостью и допускает учет дополнительных характеристик, таких как размер зерен. Однако в рамках данного исследования интеграция этого параметра не была реализована, поскольку измерения размера зерен проводились на образцах, для которых отсутствовали данные по глинистому составу, полученные методом XRD.

Прогнозная способность модели в значительной степени определяется возможностью корректного прогноза распределения глинистых минералов по всему месторождению. В рассматриваемом случае эти зависимости в основном контролируются постседиментационными процессами, что делает данное направление наиболее уязвимым и наименее изученным. Ввиду сложности определения природы, характера и интенсивности постседиментационных преобразований данная область представляется перспективной для применения методов машинного обучения, в частности нейронных сетей, с привлечением максимально полного объема данных, включая историю разработки и результаты лабораторных и промысловых испытаний.

Применение

Предложена модель проницаемости, основанная на расширенной классификации влияющих параметров и физически обоснованных зависимостях с соответствующей аналитической формулой. Метод интегрируется с современными петрофизическими данными и рабочими процессами геолого-гидродинамического моделирования, что обеспечивает гибкость за счет множества переменных и точность благодаря строгому выбору функциональных связей. Ключевая цель — построение практической модели проницаемости, учитывающей пористость, глинистость, водонасыщенность и минералогический состав (включая доли отдельных глинистых минералов), с переносом результатов в 3D-геолого-динамическую модель.

Процедура включает три этапа:

1. Формирование свойств — петрофизическая интерпретация с калибровкой на керн (пористость, глинистость, насыщенность, распределение глинистых минералов).
2. Распространение свойств — стохастическое (вариограммы, сейсмическая инверсия, фациальные кубы) с опциональным выделением отдельных кубов для глинистых материалов.
3. Построение моделей проницаемости — несколько статистически обоснованных эмпирико-физических моделей на базе керна с оценкой коэффициентов и ошибок.

Адаптация проводится через поэтапный анализ чувствительности на готовой гидродинамической модели: предварительный подбор базовой модели по интегральным критериям (начальные дебиты, обводненность, газовый фактор, забойное давление, пластовое давление, накопленные отборы), затем определение 2–3 наиболее чувствительных петрофизических параметров и ключевых геологических переменных. Итоговая модель проницаемости адаптируется итеративно:

- 1) чувствительность параметров к адаптации;
- 2) выбор переменных и выбор весов (приоритетов);
- 3) локальная настройка по скважинам;
- 4) интегральная адаптация с множественным целевыми функциями и переменными;
- 5) сужение диапазонов параметров для улучшения сходимости.

Фонд скважин, обеспечивающий основную добычу (50–70 %), адаптируется сквозным алгоритмом; для остального фонда допускаются локальные корректировки, а аномалии анализируются отдельно (призабойные загрязнения, заколонные перетоки и т. п.).

Метод ориентирован на построение и адаптивную настройку модели проницаемости и не претендует на полную универсальность при адаптации гидродинамических моделей. При необходимости метод может быть расширен до описания фазовых проницаемостей с учетом специфики конкретного месторождения. Для надежной интерпретации рекомендуется калибровка спектрометрических данных XRD/XRF по керну и учет вариаций минерализации пластовых флюидов. Распространение глинистости требует введения дополнительного тренда, отражающего дигенетическую активность. Для месторождения Оринокского нефтегазоносного бассейна такой тренд коррелирует

с влиянием пресных вод, поступающих в пласт с поверхности, наблюдаемым в современных условиях; это характерная черта именно Оринокского бассейна. Для других объектов необходим подбор иных подходов, однако ключевая особенность заключается в независимости подобных трендов от фациальной седиментационной обстановки ввиду их вторичной (постседиментационной) природы.

Выводы

1. Существенная часть вводимых месторождений относится к трудноизвлекаемым запасам. Каждый новый объект представляет специфическую задачу по коллекторским свойствам, характеристикам нефти и подбору технологических решений.
2. За последние годы разработан широкий набор современных керновых и петрофизических методов, а также инструменты для их совместного анализа и интерпретации в рамках единой цифровой платформы.
3. Исследование демонстрирует улучшенные алгоритмы и процедурные процессы для построения геолого-гидродинамических моделей.
4. Предложенные подходы, основанные на раздельном учете глинистости по отдельным глинистым минералам, не были реализованы в пределах изученного Оринокского бассейна по организационным причинам, однако они открывают новые исследовательские возможности, в том числе для проектов в РФ, где уже выполняется масштабная программа исследований. Направление получило положительный отклик геологического сообщества и активно обсуждается. Предлагаемые методы исследования, включая лабораторное оборудование и петрофизические приборы, а также методы моделирования на базе коммерческих симуляторов, являются локализованными и могут быть внедрены в отечественную практику.

Список литературы

1. Liu Y. Heavy oil accumulation characteristics of the Orinoco heavy oil belt / Liu Y., Xie Y., Ma Z., Zhou Y., Wang D. // Oil and Gas Geology. — 2013. — No. 34(3). — P. 315–322.
2. Schenk C. J. An Estimate of Recoverable Heavy Oil Resources of the Orinoco Oil Belt, Venezuela / Schenk C. J., Cook T. A., Charpentier R. R., Pollastro R. M., Klett T. R., Tennyson M. E., Kirschbaum M. A., Brownfield. — 2009.
3. Kopper R. Reservoir Characterization of the Orinoco Heavy Oil Belt: Miocene Oficina Formation, Zuata Field, Eastern Venezuela Basin / Kopper R., Kupecz J., Curtis C., Cole T., Dorn-Lopez D., Copley J., Munoz A., Calcedo V. // International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium held in Porlamar, Margarita Island, Venezuela, 12–14 March 2001.
4. Rodriguez I. Characterization of the Stratigraphic Column in an Extra Heavy Oil Field to Optimize Production Costs, From the Disposal of Wastewater Effluents to the Evaluation of Shallow Aquifers for Water Production. Cerro Negro Area, Venezuela / Rodriguez I., Hernandez E., Velasquez R., Fernandez J., Yegres F., Martínez R., Contreras R., Korabelnikov A. // International Heavy Oil Conference and Exhibition held in Kuwait City, Kuwait, 10–12 December 2018.
5. Cocco M. J. Reservoir Characterization of Junín Area, Orinoco Oil Belt Region, Venezuela / Cocco M. J., Ernández J. E. // Heavy and Extra Heavy Oil Conference, Latin America held in Medellin, Colombia, 24–26 September 2014.
6. Иванов Д. А. Построение модели абсолютной проницаемости для терригенного неконсолидированного коллектора месторождения сверхтяжелой нефти / Иванов Д. А., Пчела К. В., Осокин А. С., Ушакова А. С., Диева Н. Н., Кравченко М. Н. // Нефтепромысловое дело. — 2025. — № 10(682). — С. 5–21.
7. Иванов Д. А. Геологические характеристики, свойства флюидов и технологические особенности добычи в самом крупном в мире Оринокском бассейне сверхвысоковязкой нефти / Иванов Д. А. // Нефтегазовая геология. Теория и практика. — 2024. — Т. 19. — № 4.
8. Бочкарев В. А. Строение, формирование и оценка ресурсов Оринокского пояса тяжелых нефтей / Бочкарев В. А. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. — 2011. — Т. 2. — С. 29–35.
9. Marcos J. Static and Dynamic Models of Formation Water in Sincor Area, Orinoco Belt, Venezuela / Marcos J., Pardo E., Casas J., Delgado D.,

Rondon M., Exposito M., Zerpa L., Ichbia J., Bellorini J. // Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference held in Buenos Aires, Argentina, 15–18 April 2007.

10. Armitage P. J. Reservoir Quality of Clastic and Carbonate Rocks: Analysis, Modelling and Prediction / Armitage P. J., Butcher A. R., Churchill J. M., Csoma A. E., Hollis C., Lander R. H., Omma J. E., Worden R. H. // Geological Society, London, Special Publications. — 2018. — Vol. 435.
11. Kozeny J. Uber Kapillare Leitung des Wassers im Boden / Kozeny J. // Sitzungsberichte Royal Academy of Science Vienna, Proc. — 1927. — Tom 136. — С. 271–306.
12. Carmen P. C. Fluid Flow through Granular Beds / Carmen P. C. // Trans. AIChE. — 1937. — Vol. 15. — P. 150–166.
13. Pittman E. D. Relationship of Porosity and Permeability to Various Parameters Derived from Mercury Injection-Capillary Pressure Curves for Sandstone / Pittman E. D. // AAPG Bulletin. — 1992. — Vol. 76(2). — P. 191–198.
14. Amaefule J. O. Enhanced Reservoir Description: using core and log data to identify hydraulic (flow) units and predict permeability in uncored intervals/wells / Amaefule J. O., Altunbay M., Tiab D., Kersey D. G., Keelan D. K. // Presented at the SPE Annual echnical Conference and Exhibition, Houston, Texas, 3–6 October, 1993.
15. Афанасьев В. С. Методика интерпретации данных ГИС для определения геологической неоднородности продуктивных песчано-алевритно-глинистых пород девона Ромашкинского месторождения / 15. Афанасьев В. С., Афанасьев А. В., Афанасьев С. В., Тер-Степанов В. В. // Каротажник. — 2009. — Том 3(180). — С. 92–112.
16. Ахметов Р. Т. Ипользование гантельной модели для определения абсолютной проницаемости коллекторов по кривым капиллярного давления / Ахметов Р. Т., Мухаметшин В. В., Кулешова Л. С. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. — 2019. — Том 4. — С. 52–56.
17. Козырев Н. Д. Уточнение куба проницаемости геолого-гидродинамических моделей в условиях различного объема исходных данных / Козырев Н. Д., Менгалиев А. Г., Кочнев А. А., Кривошеков С. Н. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. — 2021. — Том № 5(353). — С. 24–29.

18. Timur A. An Investigation of Permeability, Porosity, and Residual Water Saturation Relationships for Sandstone Reservoirs / Timur A. // The Log Analyst. — 1968. — Vol. 9(4). — P. 8–17.
19. Tixier M. P. Evaluation of Permeability from Electric-Log Resistivity Gradients / Tixier M. P. // Oil and Gas Journal. — 1949. — Vol. June 16.
20. Xu C. Connate Water Saturation — Irreducible or Not: the Key to Reliable Hydraulic Rock Typing in Reservoirs Straddling Multiple Capillary Windows / Xu C., Torres-Verdín C., Yang Q., Diniz-Ferreira E. L. // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Society of Petroleum Engineers, 2013.
21. Хабаров А. В. Оценка проницаемости терригенных пластов-коллекторов по керну, каротажу и промысловым данным / Хабаров А. В., Волокитин Я. Е. // Каротажник. — 2009. — Том 12(189). — С. 167–211.
22. Jongkittinarukorn K. Identification of flow units in shaly sand reservoir / Jongkittinarukorn K., Tiab D. // Journal of Petroleum Science and Engineering. — 1997. — Vol. 17. — Iss. 3–4. — P. 237–246.
23. Mirzaei-Paibam A. A new approach in petrophysical rock typing / Mirzaei-Paibam A., Ostadhashan M., Rezaei R., Saboorian-Jooybari H., Chen Z. // Journal of Petroleum Science and Engineering. — 2018. — Vol. 166. — P. 445–464.
24. Nooruddin H. A. Field Application of a Modified Kozeny—Carmen Correlation to Characterize Hydraulic Flow Units / Nooruddin H. A., Hossain M. E., Sudirman S., Sulaimani T. // Paper presented at the SPE/DGS Saudi Arabia Section Technical Symposium and Exhibition, Al-Khobar, Saudi Arabia, 2011.
25. Izadi M. A New Approach in Permeability and Hydraulic-Flow-Unit Determination / Izadi M., Ghalambor A. // SPE Res Eval & Eng. — 2013. — Vol. 16. — P. 257–264.
26. Ghanbarian B. Insights Into Rock Typing: A Critical Study / Ghanbarian B., Lake L. W., Sahimi M. // SPE J. — 2019. — Vol. 24. — P. 230–242.

References

1. Liu Y. Heavy oil accumulation characteristics of the Orinoco heavy oil belt / Liu Y., Xie Y., Ma Z., Zhou Y., Wang D. // Oil and Gas Geology. — 2013. — No. 34(3). — P. 315–322.
2. Schenk C. J. An Estimate of Recoverable Heavy Oil Resources of the Orinoco Oil Belt, Venezuela / Schenk C. J., Cook T. A., Charpentier R. R., Pollastro R. M., Klett T. R., Tennyson M. E., Kirschbaum M. A., Brownfield. — 2009.
3. Kopper R. Reservoir Characterization of the Orinoco Heavy Oil Belt: Miocene Oficina Formation, Zuata Field, Eastern Venezuela Basin / Kopper R., Kupecz J., Curtis C., Cole T., Dorn-Lopez D., Copley J., Munoz A., Calcedo V. // International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium held in Porlamar, Margarita Island, Venezuela, 12–14 March 2001.
4. Rodriguez I. Characterization of the Stratigraphic Column in an Extra Heavy Oil Field to Optimize Production Costs, From the Disposal of Wastewater Effluents to the Evaluation of Shallow Aquifers for Water Production. Cerro Negro Area, Venezuela / Rodriguez I., Hernandez E., Velasquez R, Fernandez J., Yegres F., Martínez R., Contreras R., Korabelnikov A. // International Heavy Oil Conference and Exhibition held in Kuwait City, Kuwait, 10–12 December 2018.
5. Cocco M. J. Reservoir Characterization of Junín Area, Orinoco Oil Belt Region, Venezuela / Cocco M. J., Hernández J. E. // Heavy and Extra Heavy Oil Conference, Latin America held in Medellin, Colombia, 24–26 September 2014.
6. Ivanov D. A. Construction of an absolute permeability model for a terrigenous unconsolidated reservoir of an extra-heavy oil field / Ivanov D. A., Pchela K. V., Osokin A. S., Ushakova A. S., Dieva N. N., Kravchenko M. N. // Oil Field Engineering. — 2025. — Vol. 10(682). — Pp. 5–21.
7. Ivanov D. A. Geological characteristics, fluid properties, and technological features of production in the world's largest Orinoco basin of ultra-high-viscosity oil / Ivanov D. A. // Oil and Gas Geology. Theory and Practice. — 2024. — Vol. 19. — No. 4.
8. Bochkarev V. A. Structure, Formation, and Resource Evaluation of the Orinoco Heavy Oil Belt / Bochkarev V. A. // Geology, Geophysics, and Development of Oil and Gas Fields. — 2011. — Vol. 2. — Pp. 29–35.
9. Marcos J. Static and Dynamic Models of Formation Water in Sincor Area, Orinoco Belt, Venezuela / Marcos J., Pardo E., Casas J., Delgado D., Rondon M., Exposito M., Zerpa L, Ichbia J., Bellorini J. // Latin American

and Caribbean Petroleum Engineering Conference held in Buenos Aires, Argentina, 15–18 April 2007.

10. Armitage P. J. Reservoir Quality of Clastic and Carbonate Rocks: Analysis, Modelling and Prediction / Armitage P. J., Butcher A. R., Churchill J. M., Csoma A. E., Hollis C., Lander R. H., Omma J. E., Worden R. H. // Geological Society, London, Special Publications. — 2018. — Vol. 435.
11. Kozeny J. Uber Kapillare Leitung des Wassers im Boden / Kozeny J. // Sitzungsberichte Royal Academy of Science Vienna, Proc. — 1927. — Vol. 136. — P. 271–306.
12. Carmen P. C. Fluid Flow through Granular Beds / Carmen P. C. // Trans. AIChE. — 1937. — Vol. 15. — P. 150–166.
13. Pittman E. D. Relationship of Porosity and Permeability to Various Parameters Derived from Mercury Injection-Capillary Pressure Curves for Sandstone / Pittman E. D. // AAPG Bulletin. — 1992. — Vol. 76(2). — P. 191–198.
14. Amaefule J. O. Enhanced Reservoir Description: using core and log data to identify hydraulic (flow) units and predict permeability in uncored intervals/wells / Amaefule J. O., Altunbay M., Tiab D., Kersey D. G., Keelan D. K. // Presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, 3–6 October, 1993.
15. Afanasyev V. S. Methodology for interpreting well logging data to determine the geological heterogeneity of productive sandy-silt-clay rocks of the Devonian Romashkino field / Afanasyev V. S., Afanasyev A. V., Afanasyev S. V., Ter-Stepanov V. V. // Karotazhnik. — 2009. — Vol. 3(180). — P. 92–112.
16. Akhmetov R. T. Using a dumbbell model to determine the absolute permeability of reservoirs from capillary pressure curves / Akhmetov R. T., Mukhametshin V. V., Kuleshova L. S. // Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields. — 2019. — Vol. 4. — P. 52–56.
17. Kozyrev N. D. Refining the permeability cube of geological and hydrodynamic models under conditions of different volumes of initial data / Kozyrev N. D., Mengaliev A. G., Kochnev A. A., Krivoshchekov S. N. // Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields. — 2021. — Vol. 5(353). — P. 24–29.
18. Timur A. An Investigation of Permeability, Porosity, and Residual Water Saturation Relationships for Sandstone Reservoirs / Timur A. // The Log Analyst. — 1968. — Vol. 9(4). — P. 8–17.

19. Tixier M. P. Evaluation of Permeability from Electric-Log Resistivity Gradients / Tixier M. P. // Oil and Gas Journal. — 1949. — Vol. June 16.
20. Xu C. Connate Water Saturation — Irreducible or Not: the Key to Reliable Hydraulic Rock Typing in Reservoirs Straddling Multiple Capillary Windows / Xu C., Torres-Verdín C., Yang Q., Diniz-Ferreira E. L. // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Society of Petroleum Engineers, 2013.
21. Khabarov A. V. Evaluation of permeability of terrigenous reservoirs using core, well logging and field data / Khabarov A. V., Volokitin Ya. E. // Karotazhnik. — 2009. — Vol. 12(189). — P. 167–211.
22. Jongkittinarukorn K. Dentification of flow units in shaly sand reservoir / Jongkittinarukorn K., Tiab D. // Journal of Petroleum Science and Engineerin. — 1997. — Vol. 17. — Iss. 3–4. — P. 237–246.
23. Mirzaei-Paiaman A. A new approach in petrophysical rock typing / Mirzaei-Paiaman A., Ostadhassan M., Rezaee R., Saboorian-Jooybari H., Chen Z. // Journal of Petroleum Science and Engineering. — 2018. — Vol. 166. — P. 445–464.
24. Nooruddin H. A. Field Application of a Modified Kozeny—Carmen Correlation to Characterize Hydraulic Flow Units / Nooruddin H. A., Hossain M. E., Sudirman S., Sulaimani T. // Paper presented at the SPE/DGS Saudi Arabia Section Technical Symposium and Exhibition, Al-Khobar, Saudi Arabia, 2011.
25. Izadi M. A New Approach in Permeability and Hydraulic-Flow-Unit Determination / Izadi M., Ghalambor A. // SPE Res Eval & Eng. — 2013. — Vol. 16. — P. 257–264.
26. Ghanbarian B. Insights Into Rock Typing: A Critical Study / Ghanbarian B., Lake L. W., Sahimi M. // SPE J. — 2019. — Vol. 24. — P. 230–242.