

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

Поступила в редакцию 20.05.2026 г.

Принята к публикации 26.06.2026 г.

EDN: YJVBFK

УДК 552.578.061.4:552.3.08:53(571.1)

Алексеев А.Д.

ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Москва, Россия, Alexey.Alexeev@lukoil.com

ИЗБРАННЫЕ ВОПРОСЫ ПЕТРОФИЗИЧЕСКОГО ИЗУЧЕНИЯ ВУЛКАНИТОВ ДОЮРСКОГО КОМПЛЕКСА ЗАПАДНО-СИБИРСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО БАССЕЙНА

Статья посвящена актуальным вопросам изучения доюрского вулканогенно-обломочного комплекса на примере одного разрабатываемого месторождения, расположенного в Западно-Сибирском нефтегазоносном бассейне. Основное внимание уделено методам определения петрофизических параметров, участвующих в оценке ресурсной базы углеводородов и прогнозирования разработки. Предложены способы расчета емкостных характеристик вулканитов и обоснования граничных значений коллектора с помощью статистических критериев. Особый акцент сделан на поиске решения задачи количественной оценки нефтенасыщенности в условиях отсутствия устойчивых связей между характером насыщения породы и её удельным электрическим сопротивлением, обусловленного особенностями строения пустотного пространства.

Ключевые слова: вулканогенно-обломочные породы, доюрский комплекс, количественная оценка нефтенасыщенности, Западно-Сибирский нефтегазоносный бассейн.

Для цитирования: Алексеев А.Д. Избранные вопросы петрофизического изучения вулканитов доюрского комплекса Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2026. - Т.21. - №2. - https://www.ngtp.ru/rub/2026/16_2026.html EDN: YJVBFK

Введение

В Западно-Сибирском осадочном бассейне имеется слабоизученный доюрский этаж нефтегазоносности, представленный гетерогенными породами, интерес к которому с каждым годом все больше увеличивается в связи с возможными перспективами для наращивания ресурсной базы. Он включает в себя породы палеозойского фундамента и отложения промежуточного пермо-триасового комплекса. Изучение перспектив нефтегазоносности доюрского комплекса (ДЮК) затруднено в силу того, что стандартные методы поиска и разведки месторождений для него не всегда подходят из-за специфических особенностей, обусловленных процессами образования коллекторов и формирования залежей углеводородов (УВ). В большей мере это касается вулканогенных пород, так как во всем мире месторождения в них встречаются не так уж часто, а применяемые для них методы изучения не являются универсальными и в большинстве случаев не могут быть распространены на другие месторождения.

Коллекторы и покрышки природных резервуаров традиционных месторождений, как правило, существенно различаются по минеральному составу пород и их фильтрационно-

емкостным свойствам (ФЕС). В вулканогенных комплексах коллекторы и покрышки могут быть представлены породами одного состава и структуры, отличаются лишь текстурными особенностями, которые выявляются только оптическими методами изучения керна, и никак не определяются дистанционными приборами исследования разрезов скважин. Нетипичный для нефтегазовой геологии механизм образования тел коллектора и приуроченных к ним природных резервуаров, осложнённых дизъюнктивно-блоковым строением с сильно выраженной изменчивостью свойств как по разрезу, так и по латерали, не позволяют при оценке ресурсной базы руководствоваться общепринятыми методическими подходами по оконтуриванию границ залежей. По этой причине УВ, содержащиеся в резервуарах ДЮК Западно-Сибирского осадочного бассейна, часто относят к трудноизвлекаемым, для которых необходимо разрабатывать свою собственную методологическую базу, адаптированную на их уникальные особенности.

Настоящая статья посвящена проблемным вопросам изучения вулканогенно-обломочного ДЮК на примере одного разрабатываемого месторождения Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна в части обоснования основных петрофизических параметров, участвующих в оценке ресурсной базы УВ и прогнозирования разработки. При этом особое внимание уделено определению емкостных характеристик вулканитов, обоснованию граничных значений коллектора с помощью статистических критериев, а также количественной оценке нефтенасыщенности в условиях отсутствия надежных связей между характером насыщения породы и удельными электрическими сопротивлениями (УЭС) из-за особенностей строения пустотного пространства.

Методы и фактический материал

В пределах территории изучаемого месторождения ДЮК в основном формируют вулканогенно-обломочные породы, которые образовались при дезинтеграции лавовых потоков во время их растекания, при вулканических взрывах и одновременном накоплении вулканогенного и осадочного материала, что определило крайне сложную морфологию и соотношение пород-коллекторов и пород-покрышек, осложнённых разрывными нарушениями с высокоамплитудными смещениями [Немова и др., 2024; Смирнова и др., 2024]. Несмотря на обилие разнонаправленных процессов, участвующих в формировании пород, в рамках настоящей статьи под термином «вулканиты» понимаются все продукты вулканизма, включающие эффузивные, вулканокластические и вулканогенно-обломочные разности, независимо от их химического состава.

По набору первичных порообразующих минералов вулканиты на изучаемом месторождении однотипны и относятся к магматическим породам кислого состава семейства

риолитов и дацитов. Как правило, они характеризуются наличием вторичных преобразований, которые существенным образом сказываются на их коллекторских свойствах и минеральном составе [Алексеев и др., 2025].

Породы-коллекторы, приуроченные к вулканитам ДЮК Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна, относятся к смешанному типу. Они включают сразу несколько видов пустотного пространства, различаются по особенностям происхождения (генезиса) и вторичных преобразований, и главным образом по петрографическим характеристикам, которые практически не выявляются стандартным комплексом геофизических исследований скважин (ГИС) [Добрыдень и др., 2024]. Обилие вторичных пустот в вулканитах ДЮК свидетельствует об их активной проработке низкотемпературными гидротермальными растворами, при этом само пустотное пространство может развиваться как по основной массе пород, так и за счёт интенсивного растворения фенокристаллов полевых шпатов [Ростовцева и др., 2025].

Запасы нефти ДЮК изучаемого месторождения относятся к категории трудноизвлекаемых вследствие низкой проницаемости пород-коллекторов, что подтверждают многочисленные керновые исследования и результаты опробований скважин со значениями коэффициентов проницаемости, не превышающих 1 мД. В этой связи для обеспечения промышленно значимых притоков требуется применение технологий стимуляции скважин в виде гидроразрыва пласта или специальных кислотных обработок, подразумевающих закачку кислотных составов под высоким давлением.

Основной фактический материал, использованный в данной работе, представлен данными геофизических и геолого-технологических исследований, а также опробований в обсаженном стволе более 500 скважин, кернового материала из 21-ой скважины, общий метраж которого составляет ~1535 пог. м, количество изученных образцов – 1014 шт. Все эти данные проанализированы в специализированном программном обеспечении, по результатам сделаны выводы, изложенные ниже.

Контроль качества исходных данных

Основу фактического материала составляют результаты следующих видов работ: ГИС, геолого-технологических исследований в процессе бурения, опробований в обсаженном стволе, а также данные изучения керна лабораторными методами. Осуществление контроля их качества – важный этап процесса проведения комплексного анализа, без которого невозможно получение системных обобщающих знаний об объекте исследования.

Несмотря на то, что изучение проводится сертифицированной аппаратурой квалифицированными специалистами подрядчиков, часто требуется внесение ряда поправок

для достижения согласованности между разнородными исследованиями. При этом наибольшая потребность во внесении поправок возникает при согласовании результатов исследований керна и ГИС. В первую очередь это касается определения величины сдвижки для приведения в соответствие глубин по керну и ГИС, во вторую – достижения согласованности между самими величинами, так как в особенности для методов ГИС с малым радиусом исследования требуются поправки на скважинные условия, которые не всегда вносятся должным образом.

Ввиду отсутствия выдержанных опорных горизонтов в ДЮК, часто неполного выноса керна, вследствие дезинтеграции пород при бурении по элементам неоднородности, могут возникнуть сложности с увязкой данных керна и ГИС, к которым добавляется изменчивый состав пород. В сложившейся ситуации определение величины поправки в показаниях методов ГИС с малым радиусом исследования рационально проводить с опорой на интервалы вышележащей тюменской свиты, где указанные проблемы имеют гораздо меньший масштаб. Несмотря на различающийся вещественный состав пород тюменской свиты и доюрского комплекса, такой подход вполне оправдан, так как поправка имеет аддитивный характер (сдвиг на постоянную величину) и вносится за компенсацию скважинных условий, которые для обоих комплексов идентичны.

В рамках выполняемых работ специально для гамма-гамма плотностного каротажа (ГГКп) разработана трехэтапная проверка качества данных (рис. 1). После выполнения стандартной процедуры увязки керновых колонок с данными ГИС на первом этапе формируется эталонная выборка скважин, в которой показания ГГКп верифицированы на значениях объемной плотности насыщенных образцов, замеренной на керне (см. рис. 1а). На втором этапе проверяется соответствие распределения рассматриваемой скважины эталонным (см. рис. 1б). Так как статистический анализ проводится в интервале тюменской свиты, которая представлена континентальными отложениями и, так же как ДЮК, не имеет выдержанных реперных пластов, то вводится еще одна проверка, выполняемая на третьем этапе.

Суть третьей проверки заключается в следующем. Большие зонды, с помощью которых измеряют УЭС, менее всего подвержены влиянию скважинных условий. В чисто нефтяной зоне пласта при отсутствии свободной воды, а также карбонатизированного и углистого материала, пористость (а значит объемная плотность) имеет устойчивую связь с остаточной водонасыщенностью, от величины которой зависят показания методов сопротивлений. Указанную взаимосвязь между объемной плотностью и величиной электрического сопротивления в чисто нефтяной зоне пласта можно использовать в качестве еще одного способа проверки показаний ГИС. Таким образом, сглаживая кривую ГГКп до разрешения

большого зонда сопротивлений, можно делать выводы о необходимости и знаке поправки при условии, что вскрытые скважиной пласты имеют предельное насыщение нефтью.

Все вносимые поправки должны быть исключительно аддитивными и не превышать $\pm 0,03$ г/см³. В редких случаях, когда требуется внести поправку вне указанного диапазона или применить мультипликативный коэффициент, материал возвращается на доработку геофизической компании, которая его выдавала.

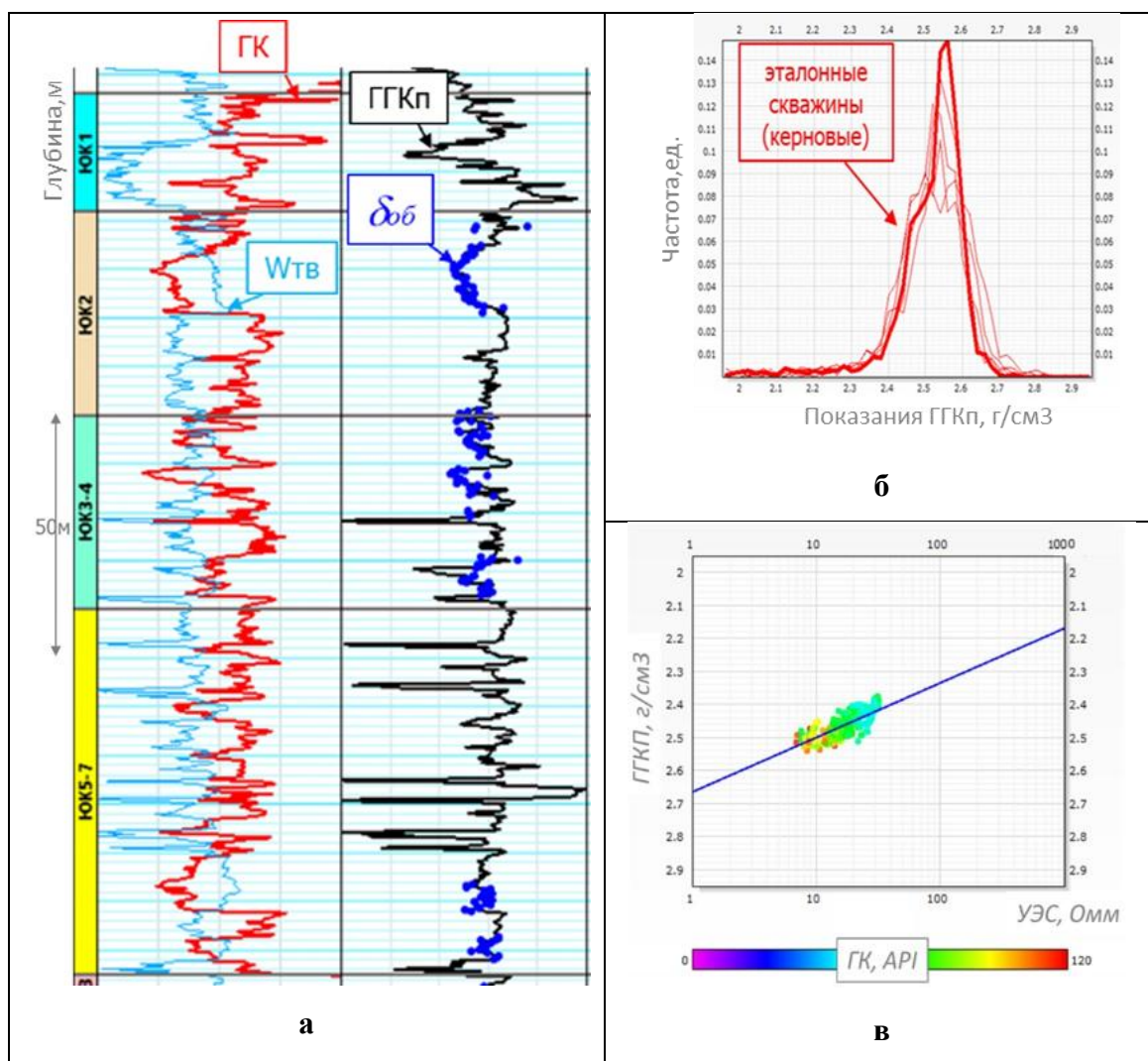


Рис. 1. Трехэтапная проверка качества данных гамма-гамма плотностного каротажа

а - сопоставление с керновыми данными; *б* - анализ распределений ГГКп в целевом интервале; *в* - проверка на соответствие нормальному тренду $ГГКп = f(УЭС)$ в интервале коллектора; *δоб* - объемная плотность по результатам лабораторных замеров на керне, *Wтв* - водородосодержание твердой фазы, *ГК* - гамма-каротаж, *ГГКп* - гамма-гамма плотностный каротаж.

В ранее обозначенных условиях отсутствия надежных опорных горизонтов в изучаемом разрезе, к которым добавляется повышенная естественная радиоактивность, характерная для магматических пород кислого состава, использование при интерпретации двойного разностного параметра гамма-каротажа (ГК) крайне нежелательно. В этой связи принято

решение проводить нормировку показаний ГК аналогично ГГКп, то есть опираться на распределения эталонных скважин в отложениях тюменской свиты.

Касательно введения поправок в показания нейтронного каротажа ситуация несколько проще, так как его распределение в единицах водородосодержания в интервале тюменской свиты имеет одномодальную форму, оценить необходимость и величину аддитивной поправки не составляет труда.

Определение коэффициентов пористости

Наиболее простым, надёжным и универсальным методом определения коэффициентов общей пористости на основе материалов ГИС является расчет по данным гамма-гамма плотностного каротажа с использованием формулы:

$$K_{п ГГКп} = (\delta_m - \delta_p) / (\delta_m - \delta_j) \quad (1),$$

где $K_{п ГГКп}$ – коэффициенты пористости по ГИС, определяемые по данным метода ГГКп; δ_m – плотность скелета породы; δ_p – показания гамма-гамма плотностного метода; δ_j – плотность жидкости, насыщающей прискважинное пространство.

Определение δ_j осуществляется по общепринятым стандартным методикам и вопросов не вызывает, что нельзя сказать о плотности скелета δ_m , которая в общем случае зависит от минерального состава пород. Задача определения минерального состава пород методами ГИС для сложнопостроенных коллекторов очень трудоёмкая и требует наличия данных специальных методов каротажа, которые проводятся редко. В этой связи при разработке методики определения пористости прямого расчета параметра δ_m всячески стараются избегать.

Ранее автором представлена петротипизация пород ДЮК с генетической интерпретацией, состоящая из 24-х петротипов, распределенных по семи группам [Алексеев и др., 2025]. Первая группа включает в себя эффузивы с афировой структурой (А); вторая – эффузивы с порфировой структурой (П); третья – эффузивы в основной массе сферолитовые; четвертая группа – вулканокластиты/туфы (КЛ, КТ); пятая группа – вулканогенно-обломочная (Тал, Тар, Тов); шестая – осадочная (Ал, Арал, Ар, Аров); седьмая – метасоматиты (М). Яркие облики в полях кривых ГИС ни одной из указанных групп петротипов не представлены, очевидных различий в породообразующих минералах тоже нет, поэтому путь определения плотности скелета δ_m через идентификацию петротипа не имеет под собой оснований, нужно изыскивать альтернативный способ.

На рис. 2 представлены кросс-плоты по керновым данным с целью обоснования параметров формулы (1). Если руководствоваться общим видом формулы (1), то имеющееся на рис. 2а облако точек не получится описать только одним линейным трендом так, чтобы

обеспечить требуемую для расчетов коэффициентов пористости по ГИС точность ($\pm 2\%$). Чтобы избежать трудоёмкой процедуры построения объёмной модели пород для целей определения плотности скелета породы (δm), можно ограничиться использованием двух значений этого параметра, а критерий выбора обосновать с помощью вспомогательного параметра, представляющего разницу между показаниями нейтронного каротажа в единицах водородосодержания с пористостью, рассчитанной с постоянным значением δm , например, $2,64 \text{ г/см}^3$. Этот параметр принято называть водородосодержанием твердой фазы и обозначать $W_{\text{ТВ}}$.

На рис. 2б также представлены гистограммы, из которых видно, что параметры $W_{\text{ТВ}}$ и δm имеют ярко выраженные двухмодальные распределения, поэтому можно использовать правило, основанное на отсечке (критическом значении). В данном случае оно примет вид: если $W_{\text{ТВ}} \leq 0,08$, то $\delta m = 2,74 \text{ г/см}^3$; иначе $\delta m = 2,64 \text{ г/см}^3$.

Способ определения граничного значения для коэффициентов пористости

На практике для обоснования способа разделения пород на коллекторы и неколлекторы принято руководствоваться двумя видами критериев. В основе первого, который носит название «петрофизического», лежит построение зависимостей между коэффициентами динамической пористости, характеризующей долю подвижных пластовых жидкостей или газа по отношению к объёму всей породы, и другими параметрами, определяемыми по результатам лабораторного исследования керна. При этом сами лабораторные замеры производятся на стандартных цилиндрических образцах, которые отбираются из наиболее однородных слоев колонок керна, поэтому они не могут учитывать влияние присущей всему разрезу неоднородности свойств и по своей сути являются характеристиками внутреннего строения блоков.

Второй критерий – «статистический» – является более универсальным, применим для всех типов коллекторов, вне зависимости от структуры пустотного пространства. В общепринятом «классическом» варианте он основывается на анализе кривых накопленной вероятности, построенных индивидуально по прослоям коллектора и неколлектора, выделяемых с использованием «прямых признаков» по ГИС. Прямые признаки являются наиболее надёжными свидетельствами способности породы вмещать и отдавать пластовый флюид при разработке. К ним обычно относят проникновение фильтрата бурового раствора в пласт в проницаемых разностях пород, которое находит отражение в диаграммах методов ГИС открытого ствола, либо результаты определения профиля притока по данным промыслово-геофизических исследований (ПГИ) в обсаженных скважинах.

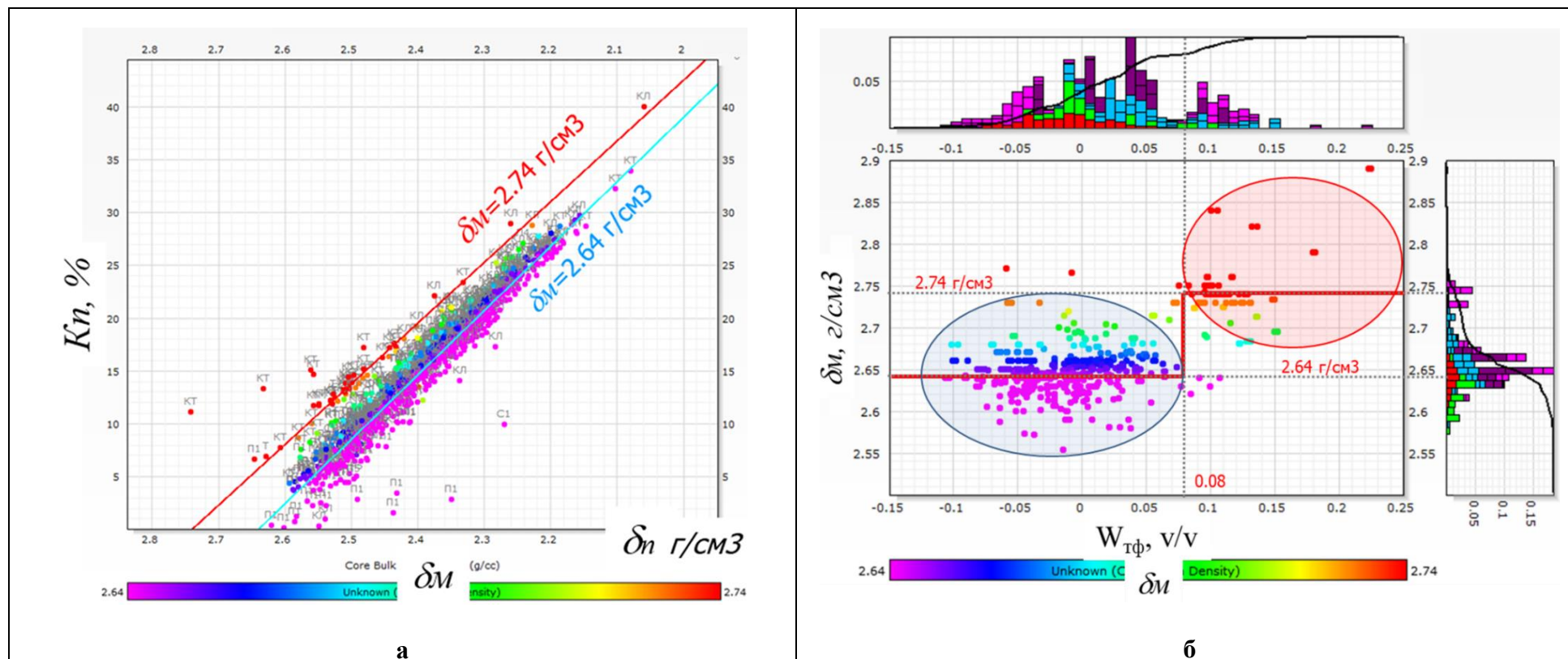


Рис. 2. Обоснование основных подсчетных параметров

a - кросс-плот по керновым данным « $\delta\rho$ - Kn »; *б* - кросс-плот керн-ГИС « $W_{TФ}$ - δM ».

В итоге оба критерия независимыми методами позволяют обосновать количественное значение граничной величины для коэффициентов пористости ($K_{пгр}$), которая применяется в качестве отсечки «коллектор-неколлектор».

Коллекторы вулканогенно-обломочного ДЮК являются сложнопостроенными [Добрыдень и др., 2024; Немова и др., 2024], могут включать в себя сразу несколько видов пустотного пространства, точная идентификация которого возможна только оптическими методами изучения керна. В этой связи следует ожидать, что критерии выделения коллектора не могут являться простыми.

На изучаемом месторождении формальный петрофизический критерий, применяемый для порового коллектора, даёт достаточно высокое значение коэффициентов граничной пористости – 15,3% (и это на глубине более 3000 м!). При этом в ряде случаев получены промышленные притоки из интервалов при существенно меньших значениях коэффициента пористости, что, скорее всего, обусловлено влиянием структурных особенностей емкостного пространства, по-видимому, вызванных влиянием вторичной пустотности.

Выполнить обоснование $K_{пгр}$ статистическим способом для пород ДЮК оказалось непростой задачей. В силу низкой проницаемости прямые качественные признаки коллектора по ГИС, обусловленные проникновением фильтрата бурового раствора в пласт, проявляются крайне слабо либо не проявляются вовсе. Привлечь профили притока по данным ПГИ тоже не представляется возможным. Из-за недостаточной чувствительности приборов при невысоких дебитах, вероятного искажения положений приточных интервалов после проведения гидроразрыва пласта, а также наличия технических ограничений для проведения ПГИ в скважинах, оборудованных погружными электроцентробежными насосами, информативность и целесообразность проведения таких исследований под большим вопросом. По совокупности вышеуказанных причин пришлось изыскивать другие не менее эффективные варианты.

С развитием современных технологий особую актуальность стала приобретать цифровая обработка фотографий керна, результаты которой находят все больше применений при решении прикладных геологических задач. С целью обоснования критерия коллектора статистическим способом для вулканитов ДЮК посредством компьютерного алгоритма осуществлено RGB-разложение¹ фотографий керна в ультрафиолетовом свете (УФС). По результатам рассчитана числовая кривая интенсивности люминесцентного свечения керна в УФС, диапазон значений которой приведён к интервалу от 0 до 1. Весь задействованный в работе керновый материал изучен в одном и том же лабораторном центре при соблюдении

¹ RGB - аббревиатура от английских названий трёх основных цветов: red - красный, green - зеленый, blue - синий. Разложение означает определение вклада каждого из цветов.

единых стандартов изучения керна, что позволяет для выделения нефтенасыщенных пород использовать общее для всех скважин граничное значение интенсивности люминесцентного свечения. В рамках выполняемых работ к нефтенасыщенным интервалам отнесены все те участки колонок керна, где интенсивность люминесцентного свечения в УФС превысила величину 0,25, которая подобрана эмпирически, исходя из превышения над уровнем фонового свечения; после чего эта величина проверена статистикой по работающим скважинам.

Таким образом, результаты выделения нефтенасыщенных коллекторов посредством RGB-разложения фотографий керна в УФС можно использовать для построения индивидуальных кривых накопленной вероятности по прослоям коллектора и неколлектора. При этом необходимо учесть, что данный метод неприменим для водонасыщенных коллекторов, поэтому колонки керна стоит ограничить кровлей самого верхнего люминесцирующего в УФС пропластка и подошвой самого нижнего.

На рис. За представлены результаты определения граничного значения коэффициента пористости статистическим способом по всему имеющемуся керну. Как видно, оно до десятых долей совпадает со значением, полученным петрофизическим способом [Алексеев и др., 2025]. Следовательно, в целом по всей выборке влияние вторичной ёмкости на критическую величину пористости никак не проявилось, что можно объяснить несколькими причинами. К ним относится низкий охват керном коллекторов с осложненной структурой пустотного пространства, вытеснение нефти из вторичных пустот фильтратом бурового раствора, влияние усреднения по выборке с широким разбросом значений, также могут быть и иные причины.

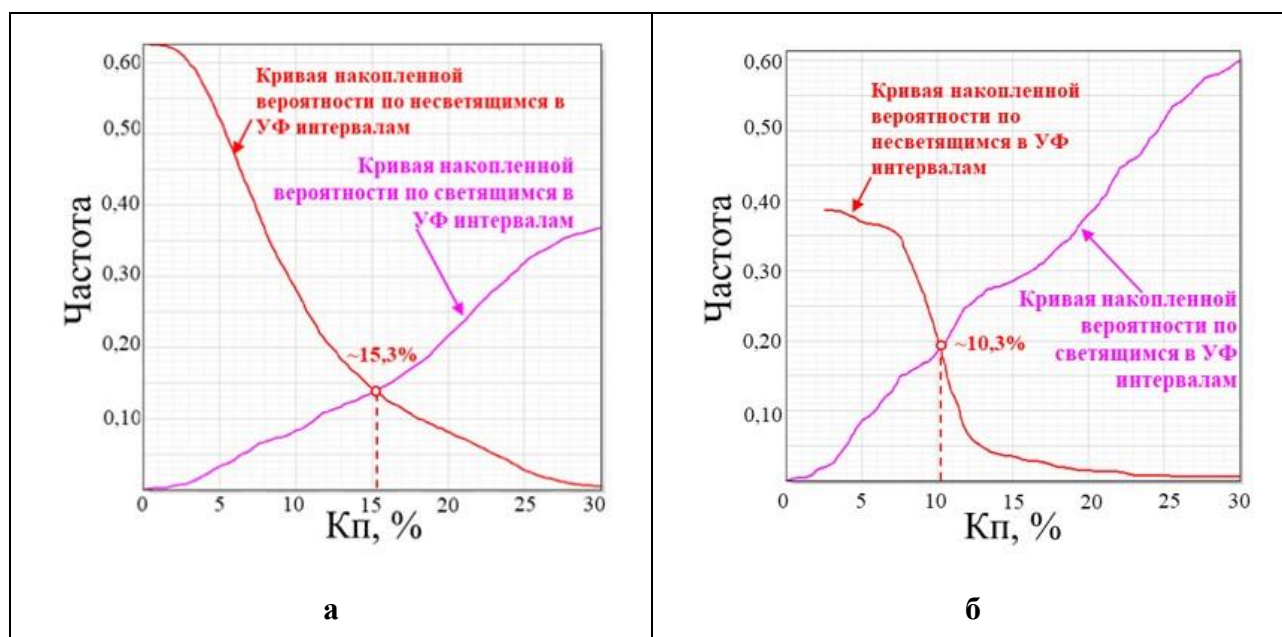


Рис. 3. Обоснование $K_{п,р}$ статистическим способом по свечению керна в ультрафиолетовом свете [Алексеев и др., 2025]

а - по всем имеющимся данным; *б* - по одной скважине с минимальным значением $K_{п,р}$.

Для выяснения причин получения притоков из интервалов с пониженными значениями пористости определено $K_{гр}$ по каждой скважине индивидуально. В результате подтвердилось изначальное предположение о низком охвате керном коллекторов со сложной структурой пустотного пространства и широком разбросе по скважинам граничных отсечек, диапазон изменений которых составил от 10,3 до 24%. Из чего можно сделать вывод, что ранее определенное значение $K_{гр} = 15,3\%$ представляет собой усредненную по статистически неоднородной выборке величину, которая на самом деле не является универсальным критическим значением коллектора для всех типов пород в изучаемом разрезе.

Самое минимальное статистически обоснованное значение $K_{гр}$ по люминесцирующим в УФС интервалам составляет 10,3%, оно получено по материалам одной из скважин, кумулятивные кривые накопленной вероятности по которой представлены на рис. 3б. Тестовая проверка на предмет возможного использования этой величины в качестве отсечки для выделения пород-коллекторов во всех скважинах показала, что оно не подходит в качестве универсального критерия, так как полученные результаты вступают в противоречие с данными анализа фотографий керна в УФС, а также с результатами опробований обсаженных скважин.



Рис. 4. Вероятности коллектора и величин коэффициентов пористости по типам пород доюрского комплекса [Алексеев и др., 2025]

Т - туффиты; КЛ, КТ - вулканокластиты/туфы; М - метасоматиты; П - эффузивы с порфировой структурой (П1 - с массивной текстурой; П4 - с миндалекаменной текстурой; П5 - с перлитовой текстурой; С1 - эффузивы в основной массе сферолитовые; ТМ - вулканогенно-обломочные породы с метасоматическими изменениями.

По совокупности полученных фактов, можно сделать вывод, что нижний абсолютный предел коллектора в вулканогенно-обломочных породах ДЮК по факту определяется сочетанием межзерновой пористости и величиной/наличием вторичной пустотности, которую необходимо учитывать. Также нельзя исключать, что критерии коллектора могут зависеть от петротипа породы.

На рис. 4 приведена гистограмма вероятности коллектора и величин коэффициентов пористости по типам пород, построенная на основе лабораторных исследований керна и признака люминесцентного свечения по данным специальной обработки фотографий колонок [Алексеев и др., 2025]. Из нее видно, что коллекторы со средней пористостью не более полученного среднего значения $K_{пгр} = 15,3\%$ могут быть приурочены сразу к нескольким группам: пятой (вулканогенно-обломочной (Т)); второй (эффузивы с порфириковой структурой (П)); третьей (эффузивы в основной массе сферолитовые (С1)). При этом наибольшую вероятность отнесения к коллектору с $K_{пгр} \leq 15,3\%$ имеют вулканиты второй группы, характеризующиеся перлитовой текстурой (П5); а наименьшую – сферолитовые эффузивы (С1). Из чего можно сделать вывод, что коллекторы с пониженной относительно среднестатистической величины граничной пористости в 15,3% могут встречаться в различных петротипах, принадлежащих разным группам.

Таким образом, в вулканитах изучаемого месторождения встречаются два типа пород-коллекторов: первый характеризуется граничной величиной пористости 15,3%, второй имеет пористость менее 15,3%, не принадлежит к какой-либо группе петротипов, и, по-видимому, его выделяют иные особенности, которые только предстоит выяснить, что будет сделано и описано далее.

Определение коэффициентов нефтенасыщенности по модели переходной зоны

Для изучаемого месторождения характерно нестандартное поведение кривых зондов УЭС, показания которых в коллекторах зачастую не зависят от типа насыщающей их пластовой жидкости. На рис. 5 представлена часто встречающаяся ситуация, когда в кровельной части нефтенасыщенного пласта большой мощности в условиях очень близких значений коэффициентов пористости наблюдается значительное снижение УЭС.

Эту особенность можно было бы связать с наличием трещин, заполненных проводящей жидкостью, каковой является пластовая вода, но опыт многочисленных опробований скважин показал, что для подобных интервалов разреза не характерна повышенная проницаемость, к которой трещиноватость должна приводить. Более того, указанные аномалии исследованы с помощью электрических пластовых микроимджеров, которые показали отсутствие значимых систем проводящих трещин.

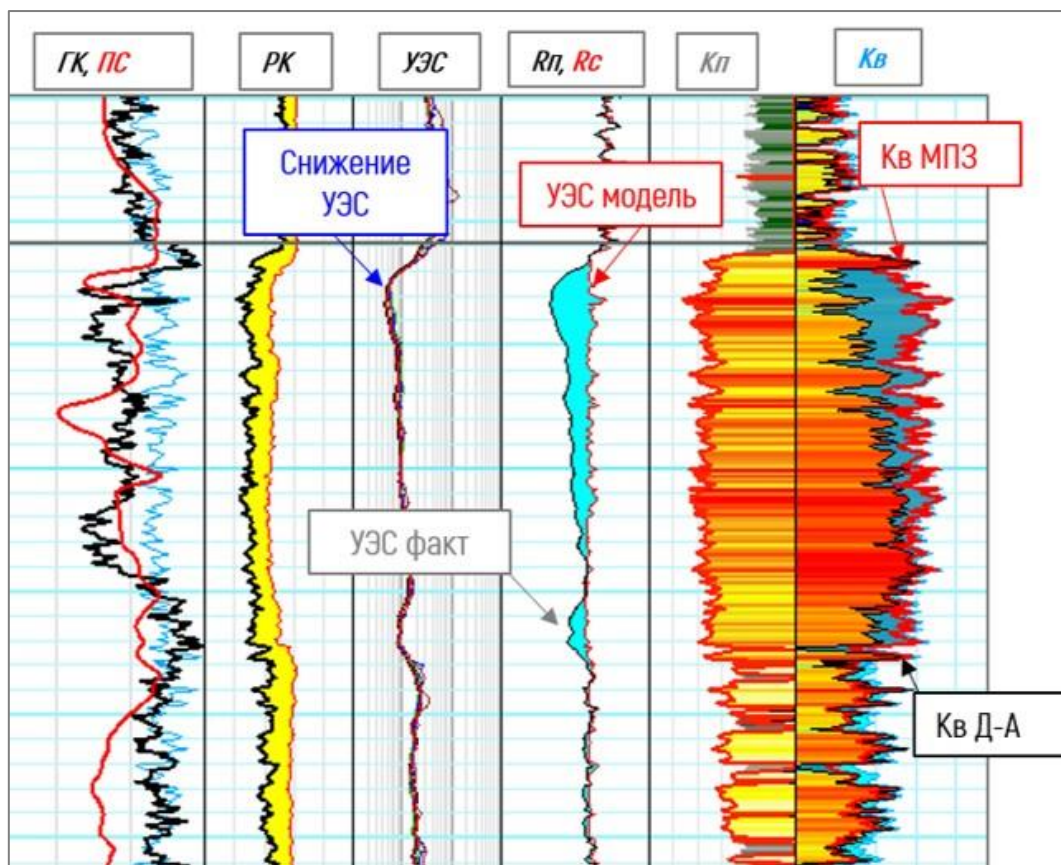


Рис. 5. Пример планшета, иллюстрирующего снижение удельных электрических сопротивлений в кровельной части однородного по фильтрационно-емкостным свойствам нефтенасыщенного пласта

Кп - коэффициенты пористости; *Кв* - коэффициенты водонасыщенности (МПЗ - модель переходной зоны, Д-А - модель Дахнова-Арчи); *ГК* - гамма-каротаж; *ПС* - потенциал самопроизвольной поляризации; *РК* - радиоактивный каротаж (гамма-гамма плотностной и нейтрон-нейтронный); *Rn* - измеренное УЭС; *Rмодель* - обращенное из *Кв* МПЗ УЭС.

С целью выяснения причин снижения УЭС в кровельной части нефтесыщенных пластов выполнено сопоставление интервалов аномалий с описаниями керна, которое позволило установить, что они наиболее часто проявляются в породах с брекчиевой структурой. С физической точки зрения указанный эффект можно объяснить наличием как минимум двух сред: плохо проводящего электрический ток «матрикса» и «заполнителя», который может иметь более высокую электрическую проводимость. Также наличие брекчиевой структуры у породы отвечает меньшим величинам граничной пористости в случае коллекторов. По сути, пористость в образцах керна с брекчиевой структурой зависит от соотношения в них объёмов «матрикса» и «заполнителя».

Можно допустить ситуацию, когда «матрикс» и «заполнитель» представлены породами-коллекторами, но в силу различной структуры пустотного пространства, одна составляющая брекчиевой породы может быть насыщена нефтью, а другая – водой. Возможность одновременного присутствия нефти и воды на одной глубине в силу особенностей строения пустотного пространства высказывают также Добрыдень С.В. с соавторами [Добрыдень и др.,

2024]. Это предположение в будущем следует проверить, так как опыт эксплуатации скважин часто показывает незакономерный характер притока в соседних скважинах, интервалы перфораций которых находятся на практически одинаковых абсолютных отметках.

Традиционные методы оценки характера насыщения, базирующиеся на показаниях зондов УЭС, для пород ДЮК изучаемого месторождения в общем случае не работают. Эта особенность обусловлена наличием второй среды с более высокой электрической проводимостью, которая вызывает их значительное снижение. В этой связи построение модели переходной зоны (МПЗ) является актуальной задачей, так как МПЗ даёт ещё один метод определения коэффициентов водонасыщенности (K_v), независимый от УЭС.

Модели переходной зоны опираются на результаты капилляриметрических исследований керн. Среди них можно указать: Брукса-Кори, Лямбда, Скелта-Харрисона, Тимура, J-функцию (модель Леверетта), КСПП (концепция связанности порового пространства) [Хабаров, Волокитин, 2009; Brooks, Corey, 1964; Buckley, Leverett, 1942; Leverett, 1941; Беляков, 2020]. Для изучаемого месторождения капилляриметрические исследования керн включены в перечень обязательных, выполняются как методом центрифугирования на ультрацентрифуге, так и методом полупроницаемой мембраны на капилляриметре высокого давления.

Предпочтение отдано модели Брукса-Кори, как наиболее простой и в то же время учитывающей форму капиллярных кривых [Brooks, Corey, 1964]. Обработка осуществлялась без разделения на группы петро/лито-типов, но их влияние учитывается опосредовано через форму капиллярных кривых, на которую настраивается модель Брукса-Кори. В результате перебора настроечных параметров удалось достигнуть приемлемого соответствия с замеренными на керне кривыми капиллярного давления. На рис. 6 представлен результат подбора кривых капиллярного давления на примере одной из скважин. Обращает на себя очень широкий разброс коэффициентов водонасыщенности (K_v) в зависимости от нормализованного капиллярного давления (IFT1), из-за чего переходная зона от уровня зеркала чистой воды до уровня притока чистой нефти может растянуться на 100 и более метров.

Для расчета капиллярного давления в залежи важно учитывать плотность нефти и воды в пластовых условиях, а также уровень зеркала чистой воды (УЗЧВ). На изучаемом месторождении специальные исследования, направленные на определение УЗЧВ, не проводились. По результатам RGB-анализа фотографий керн в ультрафиолете определены три отметки УЗЧВ, одна из которых используется по умолчанию. Если она противоречит испытаниям и работе скважин, то в расчетах применяется какая-либо из указанных двух других. Когда ни одна из трех не подходит, то УЗЧВ подбирается исходя из критерия идентичности величин K_v в поровом коллекторе по двум моделям (Дахнова-Арчи и Брукса-

Кори). Как правило, несоответствие ни одному из трёх УЗЧВ, выявленных по результатам анализа фотографий керна, случается, когда тело коллектора ДЮК примыкает непосредственно к мезозойско-кайнозойскому осадочному чехлу. Опытным путем установлено, что для таких случаев подходит одна отметка УЗЧВ, что позволяет предположить, что в пределах изучаемого месторождения в рассматриваемом комплексе имеется четыре УЗЧВ. Данное заключение согласуется с результатами исследований поверхностных проб нефти методами резервуарной геохимии, описанных в опубликованной статье [Алексеев, Бажукова, Немова, 2025].

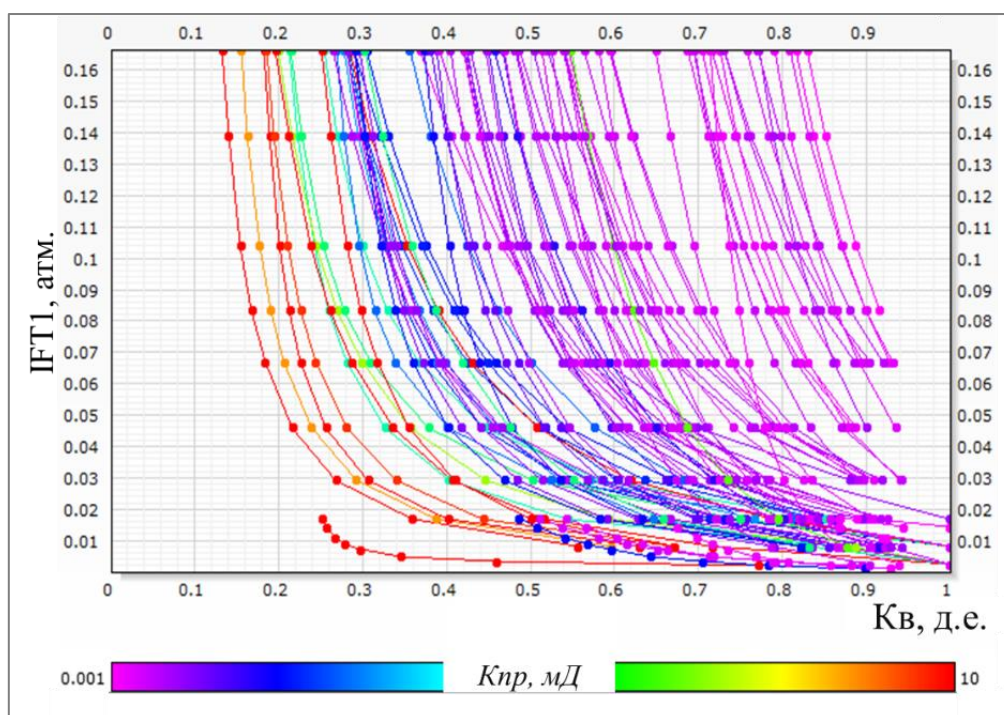


Рис. 6. Результат подбора кривых капиллярного давления на примере одной из скважин

Таким образом, для отложений ДЮК посредством уравнения Брукса-Кори построена приемлемая модель переходной зоны, которая учитывает форму капиллярных кривых в зависимости от ФЕС, а через неё опосредованно моделируется влияние различных петро/литотипов пород на насыщение.

Методика определения вторичной пустотности по данным стандартного комплекса геофизических исследований скважин

Существует формула определения коэффициентов вторичной пористости по ГИС, где используются показания больших и малых зондов сопротивления в качестве характеристик блока и всего объёма породы, характеризующейся её наличием. Тестирование такого подхода

в условиях рассматриваемой толщи показало противоречивые результаты, что не позволяет использовать данный подход в практической работе.

В вулканогенно-обломочном разрезе ДЮК изучаемого месторождения наблюдается эффект снижения УЭС, характерный для брекчированных участков. В них обломки представлены вулканитами, а цементирующая масса – преимущественно алевро-глинистыми породами с повышенной электрической проводимостью за счет повышенного содержания глинистых минералов, в особенности хлорита. Природа подобных аномалий поведения УЭС в породах-коллекторах требует глубокого и детального изучения. В широком смысле это явление можно охарактеризовать как отсутствие устойчивой связи между электрическим удельным сопротивлением и характером насыщения для некоторых типов вулканитов ДЮК Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна вследствие особенностей строения пустотного пространства.

Можно предположить, что описанный выше эффект будет наблюдаться не только в лавокластитах, к которым относятся брекчии, но и в вулканитах со сложной структурой пустотного пространства, формирующей несколько проводящих сред, когда электропроводность одной в разы выше, чем у других. Так, к примеру, течение потока лавы, сопровождающееся быстрым остыванием его верхней части, может способствовать формированию упорядоченных структур вкраплений минералов, по которым в результате процессов гидротермального выщелачивания развивается вторичное пустотное пространство. В качестве примера можно привести вулканиты с перлитовой или миндалекаменной текстурой, для которых характерно наличие в основной массе концентрических форм, образующихся посредством дегазации лавового потока. По имеющимся в них пустотам способен циркулировать горячий флюид, способствующий либо выщелачиванию породы, либо залечиванию, формируя аномально проводящие или, наоборот, экранирующие зоны в пустотном пространстве коллектора. Сюда же можно отнести туффиты, содержащие как осадочную, так и пирокластическую составляющую [Ростовцева и др., 2025], а также вулканиты с включениями в виде жил минералов [Краснова, Ростовцева, Гаврилов, 2019], которые также подвержены гидротермальному выщелачиванию.

Описанную выше особенность поведения каротажа сопротивлений можно использовать при расчленении пород-коллекторов с целью выделения интервалов с наличием вторичной пустотности, упорядоченная структура которой способствует повышению проводимости электрического тока по породе и снижению УЭС вне зависимости от типа насыщающей пластовой жидкости. Для этого необходимо иметь в арсенале альтернативный метод оценки насыщения, на который наличие второй среды с повышенной электрической проводимостью никак не влияет.

Для изучаемого разреза в качестве альтернативного метода оценки водонасыщенности можно задействовать разработанную ранее модель переходной зоны Брукса-Кори, опирающуюся на результаты капилляриметрических исследований керна. Стандартные образцы цилиндрической формы в основном отбираются из целостных участков колонок, поэтому данные их лабораторных исследований не подвержены влиянию вторичных пустот межблокового пространства, следовательно, насыщение, рассчитанное по данным капилляриметрических исследований керна, можно принять в качестве характеристики блоков. В породах с преимущественно однородной структурой пустотного пространства, близких по характеристикам к поровому коллектору, результаты расчетов коэффициентов водонасыщенности по электрической и капиллярной моделям будут идентичны. В разностях со сложной структурой пустотного пространства водонасыщенность по данным электрометрии будет выше, так как упорядоченные вдоль отдельных направлений вторичные пустоты обуславливают повышение электрической проводимости. Следовательно, сравнение коэффициентов водонасыщенности, рассчитанных двумя описанными способами, позволит на качественном уровне разделить различные типы пород-коллекторов, отличающихся по типами пустотного пространства.

Если результаты применения модели переходной зоны Брукса-Кори с параметрами электрической модели Дахнова-Арчи пересчитать в УЭС блоков, то можно выйти на количественную величину коэффициентов вторичной пустотности. С физической точки зрения не имеет значения за счет чего будет обеспечиваться повышенная электропроводность пород вдоль выделенных направлений, за счет ориентированной структуры вторичного пустотного пространства, или за счет проводящих в тех же самых направлениях трещин, поэтому оба процесса можно описывать одними и теми же теоретическими моделями, например, моделью электропроводности горных пород, базирующейся на правиле Кирхгофа для параллельных и последовательных проводников [Геофизические исследования..., 2010]:

$$\frac{1}{\rho_{\text{ГИС}}} = \frac{K_{\text{пвт}}}{A \cdot \rho_{\text{ж}}} + \frac{1}{\rho_{\text{м}}} \quad (2),$$

где $\rho_{\text{ГИС}}$ – измеренное УЭС по ГИС; $\rho_{\text{м}}$ – расчетное УЭС блока, полученное обратным пересчетом из водонасыщенности по МПЗ; $\rho_{\text{ж}}$ – УЭС жидкости, заполняющей вторичные пустоты; $K_{\text{пвт}}$ – искомое значение вторичной пустотности; A – эмпирическая константа, которая для случая хаотического распределения пустот обычно принимается равной 0,67. Выразив $K_{\text{пвт}}$ из формулы (2), нетрудно получить искомое значение, которое для рассматриваемых пород характеризует ёмкость, обусловленную пустотами гидротермального выщелачивания. Описанный способ не требует наличия каких-либо специализированных приборов, а базируется на методах, входящих в стандартный комплекс ГИС.

Таким образом, на изучаемом месторождении для всего фонда скважин, охарактеризованных каротажными исследованиями, выделены интервалы с наличием вторичной пустотности, а также оценена связанная с ней ёмкость.

Методика разделения пород на коллекторы и неколлекторы

Ранее при описании проблематики определения коэффициентов нефтенасыщенности представлен планшет на рис. 5, на котором в кровельной части пласта можно наблюдать значительное снижение УЭС, нехарактерное для привычных объектов, насыщенных УВ. Оно становится еще более явным, если провести сопоставление фактических замеренных значений с модельными УЭС (пересчитанными из капиллярной модели насыщения). Подобные аномалии снижения УЭС являются признаком наличия второй среды с повышенной электрической проводимостью, которая в изучаемом вулканогенно-обломочном разрезе ДЮК соответствуют интервалам залегания пород, осложненных наличием вторичной пустотности. В силу влияния вторичной пустотности выделение продуктивных пород по методике для обычных поровых коллекторов будет работать только тогда, когда коэффициенты пористости превысят пороговое значение $K_{пгр}$. Для пород-коллекторов, чьи коллекторские свойства обусловлены исключительно вторичной пустотностью, такой способ не подойдет – нужно вводить дополнительные условия на наличие второй проводящей среды.

С практической точки зрения для вулканитов ДЮК изучаемого месторождения удобно определить два типа коллекторов: I тип – для выделения которого подходит граничное значение коэффициента пористости $K_{пгр} = 15,3\%$; II тип – с меньшим коэффициентом пористости, но обладающим коллекторскими свойствами вследствие наличия вторичной пустотности. Если с I типом коллектора все ясно, то критерии для выделения II типа предстоит разработать.

На рис. 7 представлен планшет, на котором кроме результатов определения коэффициентов насыщения двумя способами (по модели переходной зоны Брукса-Кори (K_v МПЗ) и по общепринятой модели Дахнова-Арчи с использованием данных по УЭС (K_v Д-А), представлена кривая коэффициентов вторичной пустотности $K_{пвт}$, а также фотография колонки керна в УФС вместе с результатами её RGB-разложения. Как видно из рисунка, в коллекторе с повышенными значениями коэффициентов пористости ($K_p > 20\%$), превышающими граничную величину в 15,3%, определенную петрофизическим способом, обе модели дают очень близкие значения, что нельзя сказать о верхней части пласта, где по электрической модели получаются сильно заниженные значения, хотя нефтяное насыщение присутствует, что видно по фотографии колонки в УФС. В этой части пласта пористость составляет 11-13%, что заведомо ниже 15,3%, но выше ранее выявленной минимальной

отсечки в 10,3%. При этом коэффициент вторичной пористости ($K_{п\text{вт}}$) в этой части разреза существенно больше нуля.

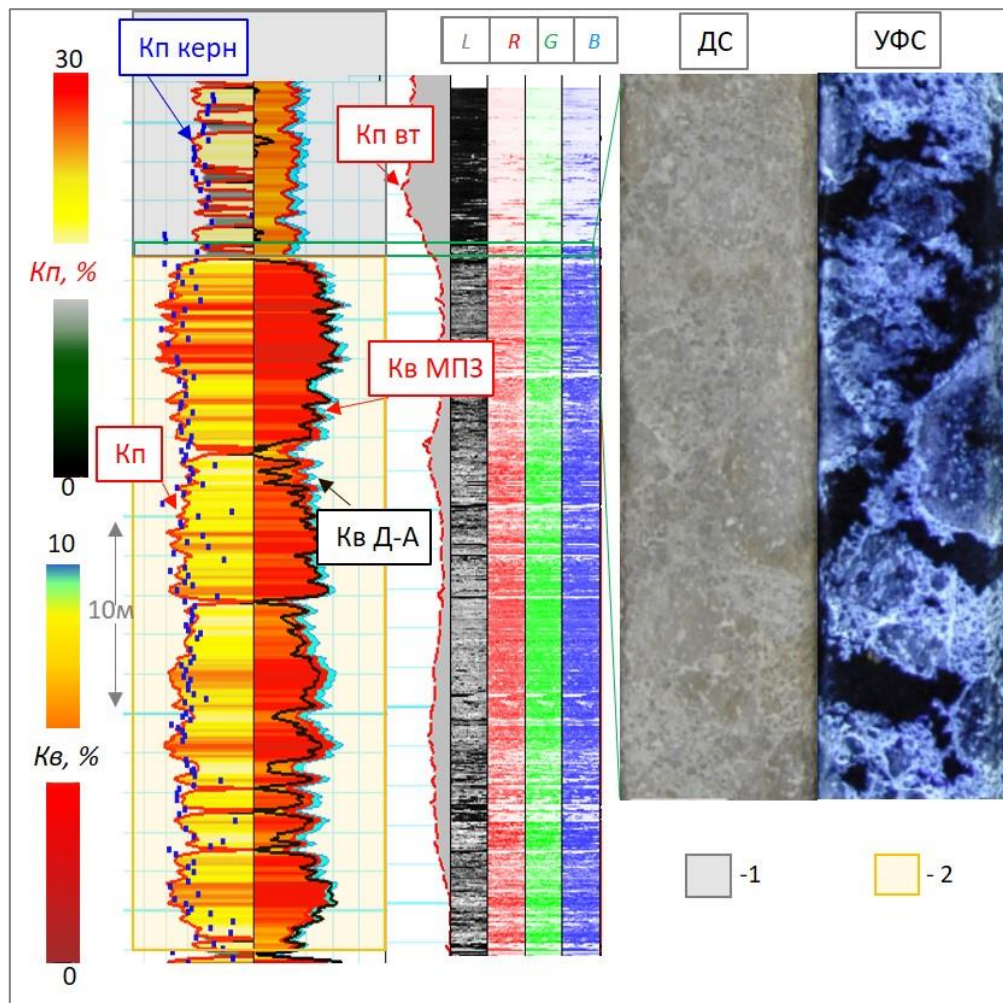


Рис. 7. Пример выделения коллекторов по керну и определения вторичной пустотности при помощи двух моделей насыщения

1 - коллектор с брекчиевой структурой породы; 2 - преимущественно поровый коллектор [Алексеев и др., 2025]. $K_{п}$ - коэффициенты общей пористости, $K_{п\text{вт}}$ - коэффициенты вторичной пористости, $K_{в}$ - коэффициенты водонасыщенности (МПЗ - модель переходной зоны, Д-А - модель Дахнова-Арчи); ДС - дневной свет, УФС - ультрафиолетовый свет, RGB - разложение фотографий керна в УФС по основным цветам: R - красный, G - зеленый, B - синий, L - цифровой образ люминесценции керна в УФС.

Исходя из предположения об индивидуальных граничных параметрах для выделяемых типов коллекторов, сформулирована гипотеза, согласно которой для пород с однородной структурой пустотного пространства, близких по характеристикам к поровому коллектору, эта величина соответствует принятому ранее петрофизическому критерию – $K_{п\text{гр}} = 15,3\%$, а для пород со сложной структурой порового пространства следует привлекать дополнительный параметр в виде величины коэффициента вторичной ёмкости $K_{п\text{вт}}$, определяемого вышеописанным способом. Повторный анализ, представляющий собой статистическую обработку фотографий в УФС с одновременным привлечением результатов количественной

$K_{п_{вт}}$ по данным ГИС, подтвердил справедливость выдвинутой гипотезы. При наличии вторичной ёмкости ($K_{п_{вт}} > 0$) нижняя среднестатистическая граница коллектора по пористости, согласно имеющимся фактическим данным, может уменьшаться вплоть до 10,3%.

Таким образом, по результатам проведенных исследований в разрезах ДЮК изучаемого месторождения к эффективной мощности отнесены разности со следующими характеристиками: $K_{п} \geq 15,3\%$ (тип I, коллектор с однородной структурой пустотного пространства, близкий по характеристикам к поровому); $K_{п} \geq 10,3$ при $K_{п_{вт}} > 0$ (тип II, породы-коллекторы со сложной структурой пустотного пространства, обусловленной развитием вторичных пустот вдоль обособленных направлений).

Вопрос правомерности второго типа коллектора, который выявлен путем совместного анализа фотографий и результатов определения коэффициентов вторичной по ГИС вышеописанным способом, требует особого внимания и наличия фактического подтверждения притоков. С этой целью в 2024-2025 гг. сформирована программа испытаний в рамках проведения геолого-технических мероприятий, направленных на повышение производительности действующих скважин за счет «нового» типа коллектора (II тип). К настоящему времени работы проведены в 9 скважинах, во всех из них без исключения получены промышленно значимые дебиты нефти. В качестве примера на рис. 8 представлен планшет, где на крайних двух треках которого отмечены флаги коллекторов I и II типов. Как видно из рисунка, I тип коллектора почти полностью отсутствует, а эффективная мощность, приуроченная к коллекторам II типа, составляет несколько десятков метров. Скважина после проведения геолого-технических мероприятий запущена по фонду, прирост дебита нефти составил несколько десятков тонн в сутки, похожая ситуация в остальных скважинах. Работы по приобщению II типа коллекторов продолжаются, но уже сейчас с уверенностью можно заключить, что методика его выделения является достаточно надежной.

Выводы и заключения

На примере месторождения, расположенного в Западно-Сибирском нефтегазоносном бассейне, рассмотрены проблемные вопросы изучения пород ДЮК, представленного вулканитами кислого состава, главным образом риолитами и дацитами. Основное внимание уделено обоснованию петрофизических параметров, участвующих в оценке ресурсной базы УВ. Базовые положения предлагаемой методики, следующие:

- ✓ коэффициенты пористости определяются по данным ГГКп, при этом изменчивость плотности скелета породы учитывается посредством отсечки по водородосодержанию «твердой фазы»;
- ✓ для выделения коллектора используется два набора критериев $K_{п}$:

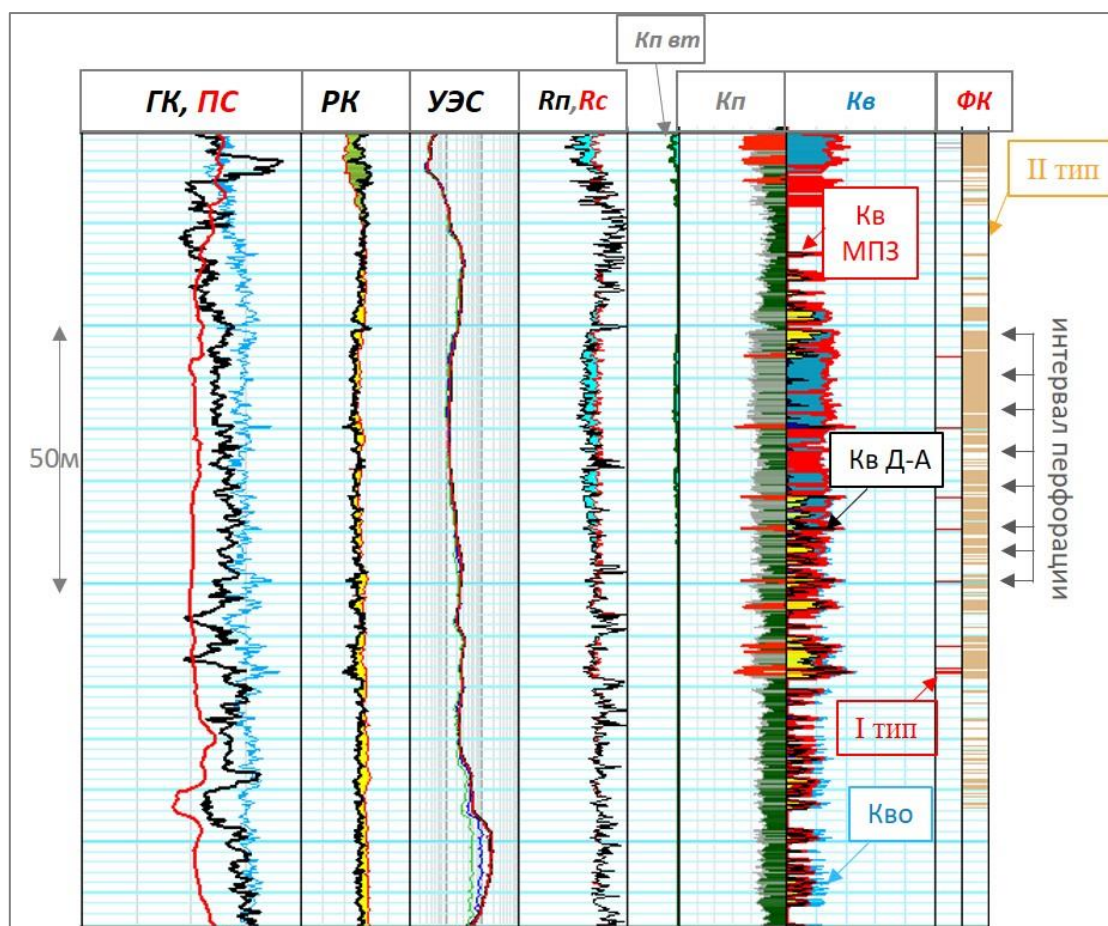


Рис. 8. Планшет к обоснованию II типа коллектора

K_p - коэффициенты общей пористости, $K_{p\text{ вт}}$ - коэффициенты вторичной пористости, K_v - коэффициенты водонасыщенности (МПЗ - модель переходной зоны, Д-А - модель Дахнова-Арчи), $K_{во}$ - коэффициенты остаточной водонасыщенности, ГК - гамма-каротаж, ПС - потенциал самопроизвольной поляризации, РК - радиоактивный каротаж (гамма-гамма плотностной и нейтрон-нейтронный), R_n - измеренное УЭС, R_c - синтетическое УЭС (обращенное из K_v МПЗ УЭС).

- превышение рассчитанных K_p над граничной величиной $K_{p\text{ гр}} = 15,3\%$ (аналог порового коллектора с однородной структурой порового пространства);

- одновременное выполнение двух условий: превышение K_p над $K_{p\text{ гр}} = 10,3\%$ и наличие расхождения замеренных и модельных УЭС, полученных в результате обращения коэффициентов водонасыщенности, определенных с использованием данных капилляриметрии (породы-коллекторы со сложной структурой пустотного пространства, обусловленной развитием направленных вторичных пустот);

- ✓ коэффициенты вторичной пустотности $K_{p\text{ вт}}$ определяются по данным фактических и синтетических данных электрметрии (обращенных с параметрами Дахнова-Арчи коэффициентов водонасыщенности, полученных по данным капилляриметрических исследований керна);

- ✓ коэффициенты нефтенасыщенности определяются с использованием двух моделей электрической и переходной зон по данным капилляриметрических исследований

керна, которые рекомендуются для оценки ресурсной базы.

Изложенные выше приемы позволяют повысить надёжность и достоверность при подсчете параметров ДЮК, представленного вулканогенно-обломочными породами, а также дают возможность прогнозирования разработки, приуроченных к ним коллекторов.

Литература

Алексеев А.Д., Бажукова Т.А., Немова В.Д. Изучение гидродинамической связанности природных резервуаров доюрского вулканогенно-осадочного комплекса Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна петрофизическими и геохимическими методами // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2025. - №9 (405). - С.37-45. EDN: [ZTVOOY](#)

Алексеев А.Д., Немова В.Д., Сапогова Е.Е., Ростовцева Ю.В. Изучение природных резервуаров вулканогенно-осадочного доюрского комплекса Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна // Russian Journal of Earth Sciences. - 2025. - Т. 25. - ES4014. DOI: [10.2205/2025ES001043](#)

Беляков Е.О. Базовые закономерности концепции связанности порового пространства для петрофизического моделирования фильтрационно-емкостных свойств нефтенасыщенных терригенных пород // PRОнефть. Профессионально о нефти. - 2020. - 2(16). - С. 25-30. EDN: [QNPCVY](#)

Геофизические исследования и работы в скважинах, том 1 «Промысловая геофизика» / Р.А. Валиуллин, Л.Е. Кнеллер. - Уфа: Информреклама, 2010. - С.28-29. EDN: [OTSSIC](#)

Добрыдень С.В., Ефимов В.А., Кондаков А.П., Туренко С.К. Петрофизика вулканогенно-осадочной толщи Красноленинского свода. - Тюмень: ТИУ, 2024. - 162 с. EDN: [IFQSFU](#)

Краснова А.В., Ростовцева Ю.В., Гаврилов А.Е. Эпигенетические изменения кислых вулканитов кровли доюрского комплекса в юго-восточной части Западно-Сибирской плиты // Вестник Московского Университета. Сер. 4. Геология. - 2019. - № 3. - С.35-43. EDN: [IBCGQG](#)

Немова В.Д., Ростовцева Ю.В., Бажукова Т.А., Ким О.О., Шахов А.С. Литогенетическая классификация, как основа изучения сложнопостроенных вулканогенно-осадочных пород на примере отложений доюрского комплекса Западной Сибири // Осадочные породы: сборник научных материалов (г. Москва, 14 ноября 2024 г.). - 2024. - С. 84-86. EDN: [OSKXMR](#)

Ростовцева Ю.В., Немова В.Д., Немченко Н.В., Томасенко С.В., Пустыльникова В.В. Петрогенетическая типизация кислых вулканитов кровли нефтеносного доюрского комплекса месторождения в Елизаровском прогибе Западно-Сибирской плиты // Russian Journal of Earth Sciences. - 2025. - Т. 25. - ES4013. DOI: [10.2205/2025ES001042](#)

Смирнова М.Е., Панченко И.В., Куликов П.Ю., Латышев А.В., Токмакова А.И.,

Трушкова Ю.И., Сапогова Е.Е., Бакулин А.А., Шмаков Б.Д. Строение, петротипы и коллекторские свойства измененных пермско-триасовых риацитов в грабенах Фроловской мегавпадины Западной Сибири // Литология и полезные ископаемые. - 2024. - № 2. - С. 245-276. DOI: [10.31857/S0024497X24020065](https://doi.org/10.31857/S0024497X24020065)

Хабаров А.В., Волокитин Я.Е. Оценка проницаемости терригенных пластов-коллекторов по керну, каротажу и промысловым данным // Каротажник. - 2009. - №12 (189). - С. 167-211. EDN: [KXZYAR](https://www.edn.ru/KXZYAR)

Brooks R.H., Corey A.T. Hydraulic Properties of Porous Media. Colorado State University Hydrology. - 1964. - №3. - P.1-27.

Buckley S.E., Leverett M.C. Mechanism of fluid displacement in sands. Transactions of The American Institute of Mining, Metallurgical and Petroleum Engineers. - 1942. - Vol. 146. - P. 107-116. DOI: [10.2118/942107-G](https://doi.org/10.2118/942107-G)

Leverett M.C. Capillary behavior in porous solids. Transactions of the American Institute of Mining, Metallurgical and Petroleum Engineers. - 1941. - Vol. 142. - P. 148-152. DOI: [10.2118/941152-G](https://doi.org/10.2118/941152-G)

This is an open access article under the CC BY 4.0 license

Received 20.05.2026

Published 26.06.2026

Alekseev A.D.

"LUKOIL-Engineering LLC", Moscow, Russia, Alexey.Alexeev@lukoil.com

SELECTED ISSUES IN THE PETROPHYSICAL STUDY OF VOLCANOCLASTIC ROCKS OF THE PRE-JURASSIC STRATA WEST SIBERIAN PETROLEUM BASIN

This article examines current issues in the study of the pre-Jurassic volcanoclastic strata, using the example of a developing field located in the West Siberian petroleum basin. The focus is on methods for determining petrophysical parameters involved in assessing hydrocarbon resource potential and forecasting development. Methods for calculating the capacitive properties of volcanic rocks and substantiating reservoir boundary values using statistical criteria are proposed. Particular emphasis is placed on finding a solution to the problem of quantitatively assessing oil saturation in the absence of stable relationships between the nature of rock saturation and its electrical resistivity, due to the structural features of the void space.

Keywords: *volcanogenic-clastic rocks, pre-Jurassic strata, quantitative assessment of oil saturation, West Siberian petroleum basin.*

For citation: Alekseev A.D. Selected issues in the petrophysical study of volcanoclastic rocks of the pre-Jurassic strata West Siberian petroleum basin. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika*, 2026, vol. 21, no. 2, available at: https://www.ngtp.ru/rub/2026/16_2026.html EDN: YJVBFK

References

Alekseev A.D., Bazhukova T.A., Nemova V.D. Study of the hydrodynamic connectivity of natural reservoirs of the Pre-Jurassic volcanogenic-sedimentary strata of the West Siberian petroleum basin by petrophysical and geochemical methods. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy*, 2025, no. 9 (405), pp.37-45. (In Russ.). EDN: [ZTVOOY](#)

Alekseev A.D., Nemova V.D., Sapogova E.E., Rostovtseva Yu.V. Study of natural reservoirs of the volcanogenic-sedimentary pre-Jurassic strata of the West Siberian petroleum basin. *Russian Journal of Earth Sciences*, 2025, vol. 25, ES4014. (In Russ.). DOI: [10.2205/2025ES001043](#)

Belyakov E.O. Basic patterns of the pore space connectivity concept for petrophysical modeling of filtration and capacitance properties of oil-saturated terrigenous rocks. *PROneft'. Professional'no o nefti*, 2020, no. 2(16), pp. 25-30. (In Russ.). EDN: [QNPCVY](#)

Brooks R.H., Corey A.T. *Hydraulic Properties of Porous Media*. Colorado State University Hydrology, 1964, no. 3, pp. 1-27.

Buckley S.E., Leverett M.C. Mechanism of fluid displacement in sands. *Transactions of The American Institute of Mining, Metallurgical and Petroleum Engineers*, 1942, vol. 146, pp. 107-116. DOI: [10.2118/942107-G](#)

Dobryden S.V., Efimov V.A., Kondakov A.P., Turenko S.K. Petrophysics of the volcanogenic-sedimentary strata of the Krasnoleninsk arch. Tyumen: TIU, 2024, 162 p. (In Russ.). EDN: [IFQSFU](#)
Geophysical research and activity in wells, volume 1 "Field Geophysics". R.A. Valiullin, L.E. Kneller. Ufa: Informreklama, 2010, pp. 28-29. (In Russ.). EDN: [OTSSIC](#)

Khabarov A.V., Volokitin Ya.E. Assessment of the permeability of terrigenous reservoir formations based on core, logging and field data. *Karotazhnik*, 2009, no. 12 (189), pp. 167-211. (In Russ.). EDN: [KXZYAR](#)

Krasnova A.V., Rostovtseva Yu.V., Gavrilov A.E. Epigenetic changes of acidic volcanites of the roof of the Pre-Jurassic strata in the southeastern part of the West Siberian plate. *Vestnik*

Moskovskogo Universiteta. Ser. 4. Geologiya, 2019, no. 3, pp. 35-43. (In Russ.). EDN: [IBCGQG](#)

Leverett M.C. Capillary behavior in porous solids. *Transactions of the American Institute of Mining, Metallurgical and Petroleum Engineers*, 1941, vol. 142, pp. 148-152. DOI: [10.2118/941152-G](#)

Nemova V.D., Rostovtseva Yu.V., Bazhukova T.A., Kim O.O., Shakhov A.S. Lithogenetic classification as the basis for studying volcanogenic-sedimentary rocks on the example of the Pre-Jurassic strata of Western Siberia. *Sedimentary rocks: collection of scientific materials* (Moscow, 14 Nov 2024), 2024, pp. 84-86. (In Russ.). EDN: [OSKXMR](#)

Rostovtseva Yu.V., Nemova V.D., Nemchenko N.V., Tomasenko S.V., Pustyl'nikova V.V. Petrogenetic typification of acidic volcanites of the roof of the oil-bearing pre-Jurassic strata in the Elizarov trough of the West Siberian plate. *Russian Journal of Earth Sciences*, 2025, vol. 25, ES4013. (In Russ.). DOI: [10.2205/2025ES001042](#)

Smirnova M.E., Panchenko I.V., Kulikov P.Yu., Latyshev A.V., Tokmakova A.I., Trushkova Yu.I., Sapogova E.E., Bakulin A.A., Shmakov B.D. Structure, petrotypes and reservoir properties of altered Permian-Triassic rhyodacites in grabens of the Frolov megawall in Western Siberia. *Litologiya i poleznye iskopaemye*, 2024, no. 2, pp. 245-276. (In Russ.). DOI: [10.31857/S0024497X24020065](#)