

Новые идеи в петрофизике: разные механизмы изменения исходной гидрофильной смачиваемости коллекторов, как фактор влияния на коэффициент нефтенасыщенности по ГИС

Т.Ф. Дьяконова¹, Л.К. Бата^{1*}, И.П. Гурбатова¹, Г.А. Калмыков¹, А.Д. Егорова¹, Е.И. Бронскова²

¹Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия

²ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Москва, Россия

Одним из важных свойств породы является степень смачиваемости водой поверхности порового пространства (переход от исходной гидрофильной смачиваемости к гидрофобизации поверхности), которая оказывает влияние на большинство петрофизических, геофизических и гидродинамических параметров: остаточная водонасыщенность, удельное электрическое сопротивление нефтегазонасыщенных пород, коэффициенты нефтегазонасыщенности ($K_{\text{нг}}$), вытеснения, относительные фазовые проницаемости. Неучет смачиваемости коллекторов приводит к искажению геологических и извлекаемых запасов нефти и газа. Изменение исходной гидрофильной смачиваемости коллекторов происходит в процессе длительного геологического времени формирования залежей углеводородов. Комплексный анализ геологических условий и петрофизических свойств коллекторов, которые оказывают влияние на изменение смачиваемости пород, должен начинаться с установления типа природной смачиваемости отложений. При наличии негидрофильного типа смачиваемости стандартную петрофизическую методику для определения $K_{\text{нг}}$ по электрической модели ГИС необходимо корректировать по специальной технологии исследований керна с учетом изменения исходных поверхностных свойств. Установлен ряд геологических-диагностических признаков оценки исходной смачиваемости пород, таких как минеральный состав скелета породы и глинистой компоненты, свойства воды и нефти, структура пустотного пространства, электрическое сопротивление по керну и ГИС, зная которые, можно сделать априорные оценки типа смачиваемости породы. Сочетание различных комбинаций диагностических факторов приводит к разным механизмам гидрофобизации отложений, которые отражаются на петрофизических связях для определения $K_{\text{нг}}$ и на оценках подсчета запасов. Поэтому важно изучать совокупность признаков влияния смачиваемости на породу, составляющих механизм гидрофобизации в природных условиях, а не влияние отдельных параметров.

В настоящей работе собраны и проанализированы основные геологические факторы, влияющие на изменение исходной смачиваемости, полученные по исследованиям Тимано-Печорского нефтегазонасыщенного бассейна по продуктивным пластам, охватывающим практически весь продуктивный разрез отложений от P_2 до S_1 .

Ключевые слова: коллектор, смачиваемость, лабораторные исследования, коэффициент нефтегазонасыщенности, петрофизические связи, диагностические критерии, механизм гидрофобизации

Для цитирования: Дьяконова Т.Ф., Бата Л.К., Гурбатова И.П., Калмыков Г.А., Егорова А.Д., Бронскова Е.И. (2025). Новые идеи в петрофизике: разные механизмы изменения исходной гидрофильной смачиваемости коллекторов, как фактор влияния на коэффициент нефтенасыщенности по ГИС. *Георесурсы*, 27(2), с. 42–53. <https://doi.org/10.18599/grs.2025.2.4>

Введение

Смачиваемость – это поверхностное явление, возникающее на границе соприкосновения фаз, одна из которых твердое тело, другие фазы – флюиды. Смачиваемость является главным фактором, контролирующим и регулирующим распределение жидкостей в пласте.

Гидрофобность пород – это приобретенное, но не постоянное свойство породы, связанное с формированием залежей нефти и газа, при котором происходит смена,

* Ответственный автор: Лейла Кифах Бата
e-mail: leilabata@gmail.com

© 2025 Коллектив авторов

Статья находится в открытом доступе и распространяется в соответствии с лицензией Creative Commons Attribution (CC BY) License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).

частичная или полная, исходно гидрофильной поверхности поровых каналов и пор на промежуточную и гидрофобную, при определенном сочетании минералогических характеристик пород, свойств исходных пластовых флюидов и приходящих углеводородов (УВ).

Коллекторы с гетерогенной (негидрофильной) смачиваемостью широко распространены, как в карбонатных, так и терригенных отложениях большинства нефтегазовых бассейнов Российской Федерации. Гидрофобизация отложений оказывает влияние на большинство петрофизических, геофизических и гидродинамических параметров, таких как остаточная водонасыщенность, электрическое сопротивление нефтегазонасыщенных пород, коэффициент вытеснения, относительные фазовые проницаемости и др. Как следствие, неучет смачиваемости приводит к искажению как геологических, так и извлекаемых запасов. Именно поэтому при подсчетах запасов комплексный анализ геологических условий и петрофизических свойств пород надо начинать с анализа исходных природных поверхностных свойств коллекторов, который включает изучение исходных показателей смачиваемости условно до этапа формирования залежей углеводородов, перед выполнением экстракции (очистки) образцов от углеводородных пленок при подготовке образцов, для петрофизического обоснования коэффициента нефтегазонасыщенности по электрическим методам ГИС.

В методических пособиях по интерпретации ГИС всегда указывается, что петрофизическое обоснование методик определения $K_{нг}$ по электрической модели ядерных данных должно выполняться на образцах с исходной, не измененной, природной смачиваемостью. Но в научной литературе практически нигде не предлагаются физически обоснованные подходы получения природной смачиваемости пород в разрезе скважин. Целью данной работы является разработка варианта учета **природной и измененной смачиваемости пород** для получения петрофизических зависимостей по ядерным данным и для их использования в методиках определения нефтенасыщенности по электрической модели ГИС. Задачами исследований были выявление наиболее значимых диагностических критериев, влияющих на гидрофобизацию отложений, а также рассмотрение возможных механизмов приобретения породами негидрофильного типа смачиваемости, как различных совокупностей выявленных диагностических критериев.

Этот подход позволяет получить представление об исходной смачиваемости породы в разрезе скважины до искусственного химического воздействия на образцы по результатам стандартной экстракции, приводящей к изменению поверхностных свойств породы по сравнению с исходными.

В стандартной практике лабораторных исследований ядра до недавнего времени, замеры смачиваемости до экстракции образцов практически не производились или выполнялся только замер измененной смачиваемости поверхности по воде, согласно ОСТ 39-180-85 (Нефть. Метод определения смачиваемости..., 1985). Однако, даже после установленного гетерогенного типа смачиваемости отложений, коэффициент нефтенасыщенности определялся стандартным способом по измененной смачиваемости без учета природных поверхностных

свойств по электрической модели Дахнова-Арчи, что приводило к высоким значениям $K_{нг}$, превышающим значения 95–98%.

В 2021 г. коллективом авторов, большая часть из которых работала над текущей статьей, были выпущены Временные, а в 2024 г. уже постоянные «Методические рекомендации по определению коэффициента нефтенасыщенности коллекторов с гетерогенным типом смачиваемости при подсчете запасов нефти месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции» (Протокол ЭТС ГКЗ №17 от 20.09.2024 г.). В Методических рекомендациях закреплены основные положения технологии лабораторных исследований ядра с учетом поверхностных свойств отложений, а также представлен алгоритм получения коэффициента нефтенасыщенности по электрической модели Дахнова-Арчи для коллекторов с гетерогенной смачиваемостью. Показанные в статье результаты были представлены на I Международной научно-практической конференции «Комплексные исследования пород и флюидов нефтегазоносных бассейнов, методы интерпретации и моделирования природных и геолого-технологических процессов» в 2023 г. (Дьяконова и др., 2024).

1. Геологические факторы, влияющие на гидрофобизацию осадочных пород

Одним из наиболее сложных на текущий момент вопросов для петрофизиков-нефтяников остается вопрос прогнозного или раннего диагностирования проблемы негидрофильных коллекторов и теоретического понимания механизма гидрофобизации отложений. Для решения проблемы диагностирования природной смачиваемости пород необходимо комплексное обобщение и анализ известных по литературе, а также уже выполненных, разрозненных и системных, исследований, признаков и критериев, которые авторы назвали «априорными диагностическими признаками», включающими геологическую, ядерную и геофизическую информацию. Знание априорных признаков позволяет предусмотреть возможность учета неблагоприятных последствий гетерогенной смачиваемости коллекторов при разработке, начиная с ранней стадии изучения месторождения.

Изучение проблемы смачиваемости по ядру и ГИС было проведено на обширной территории месторождений Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна (ТПНГБ) по продуктивным пластам, охватывающим практически весь продуктивный разрез от P_2 до S_1 отложений. Большой объем фактической информации позволил выявить наиболее влияющие на смачиваемость диагностические критерии, которые ранее в разрозненном виде уже представлялись в научной литературе другими исследователями (Дьяконова и др., 2019, 2021а, 2021б, 2021в, 2024; Злобин, Юшков, 2014; Михайлов и др., 2016; Клубова, 1973; Тиаб, Дональдсон, 2009; Шершнева и др., 2018; Березин, 1979).

Механизмы гидрофобизации пород могут быть различными при разных комбинациях представленных признаков, поэтому, начиная работу над оценкой смачиваемости пород-коллекторов изучаемого продуктивного объекта, необходимо анализировать, по возможности,

полную совокупность влияющих факторов, приведенных на рис. 1, каждый из которых ниже будет рассмотрен детально.

Для обсуждения указанных на рисунке априорных признаков, составляющих при совокупности сочетаний разные механизмы приобретения гидрофобизации пород, были выбраны два пласта терригенных отложений с негидрофильными коллекторами ТПНГБ: породы отложений P_2-T_1 и D_2st . Эти объекты были выбраны в качестве примера из-за сложности механизмов гидрофобизации, так как в терригенных отложениях только совокупность всех факторов, представленных на рис. 1, может привести к гетерогенной смачиваемости, в отличие от карбонатных пород.

До экстракции керна пласта D_2st показатель смачиваемости по методике Амотта-Харви составляет $-0,48$ (преимущественно гидрофобный тип смачиваемости), в отложениях P_2-T_1 показатель смачиваемости в среднем $+0,17$, что соответствует промежуточному типу смачиваемости, ближе к преимущественно гидрофильному типу (рис. 2). Ниже рассматриваются индивидуальные причины разных показателей смачиваемости терригенных продуктивных пластов.

1.1. Минеральный состав скелета породы и глинистого цемента

Минеральный скелет породы показал, что негидрофильный тип смачиваемости чаще, до 80–90% исследованных пород, встречается в карбонатных породах нефтяных месторождений. Это связано с тем, что поверхность карбонатных отложений имеет щелочную среду, которая вступает в реакцию с преобладающими в составе нефти кислыми компонентами. В терригенных отложениях негидрофильные коллекторы встречаются реже по сравнению с карбонатными, их доля не превышает 60–70%. Поверхность основных минералов, составляющих терригенные породы – кварца, полевых шпатов (ПШ), обычно кислая, в нефтяной залежи происходит реакция минералов с щелочными компонентами нефти, содержание которых в нефти существенно меньше, чем кислот. Именно этим, в первую очередь, объясняется более низкий процент распространения гетерогенных терригенных

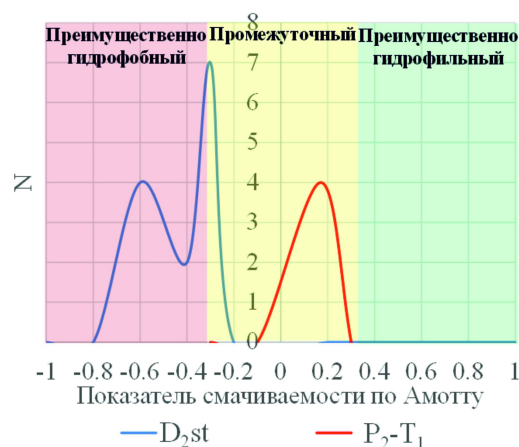


Рис. 2. Распределения показателей смачиваемости по методике Амотта-Харви пластов терригенных отложений ТПНГБ

пород в продуктивных отложениях УВ. Диагностирование влияния состава пород терригенных отложений на гидрофобизацию по сравнению с карбонатными, в большинстве негидрофильными отложениями, более нетривиальная задача, включающая также анализ глинистой компоненты.

Терригенные отложения нуждаются в дифференциации вещественного состава скелета породы для диагностирования влияния на смачиваемость, так как механизмы гидрофобизации для кварцевых D_2st и граувакковых P_2-T_1 отложений существенно различаются. В граувакковых породах P_2-T_1 содержание полевых шпатов, слюд и обломков пород повышает поверхностную активность пород, которые чаще вступают в реакции с компонентами нефтяных углеводородов, ускоряя процесс гидрофобизации. Также влияет большая удельная поверхность породы, образовавшаяся в результате множественных вторичных преобразований полевых шпатов с высокой долей микропористости (Клубова, 1973; Тиаб, Дональдсон, 2009). Большое количество крупных пустот и узких каналов с защемлением путей фильтрации также повышают вероятность гидрофобизации поверхности, что было обнаружено в негидрофильных отложениях P_2-T_1 месторождения ТПНГБ (Рис. 3а).

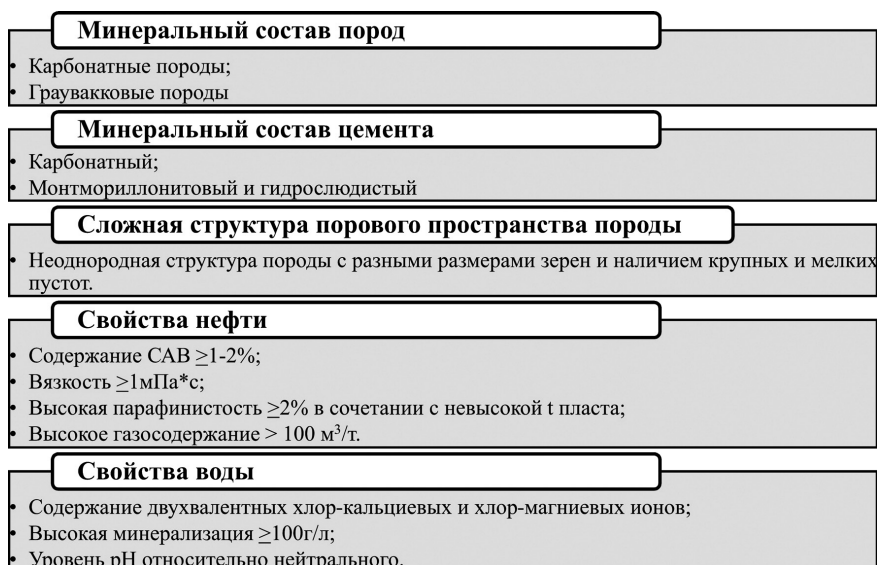


Рис. 1. Априорные диагностические признаки гидрофобности нефтегазовых коллекторов

В кварцевых песчаниках D_2st сам по себе кварцевый состав не является благоприятным для гидрофобизации отложений, так как кварц является гидрофильным минералом. Но опыт работы по нефтяным месторождениям с продуктивными отложениями D_2st ТПНГБ показывает, что чистые кварцевые песчаники гидрофобизированы, вероятнее всего, за счет продолжительной геологической истории образования залежей миграционной нефтью, являющейся главной причиной изменения гидрофильной природной смачиваемости, особенно с высокой поверхностной активностью в сочетании с высокой минерализацией пластовой воды (рис. 3б) (Клубова, 1973; Тиаб, Дональдсон, 2009).

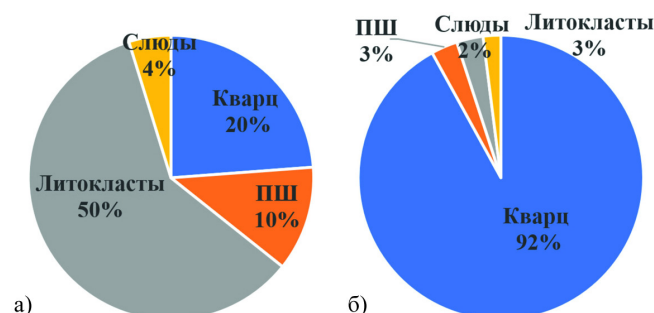


Рис. 3. Состав терригенных отложений ТПНГБ: а) граувакковые отложения P_2-T_1 , б) кварцевые отложения D_2st

Минеральный состав цемента породы важен прежде всего для терригенных коллекторов. Наиболее часто гидрофобность терригенных пород повышается при наличии карбонатного цемента, что объясняется тем, что при цементации кальцитом песчаники при смачиваемости водой приближаются к карбонатным породам, способным активно гидрофобизироваться в процессе формирования нефтяных залежей.

При наличии глинистого цемента в породе, известно (Клубова, 1973; Тиаб, Дональдсон, 2009), что каолинит не меняет гидрофильность пород в связи с его инертностью. Особенностью каолинита является постоянство в составе силикатного слоя, вследствие чего замещения внутри решетки редки и заряды внутри слоя скомпенсированы. Связь силикатных слоев осуществляется водородом, который препятствует расширению решетки и затрудняет проникновение в нее воды и углеводородов, таким образом предохраняя сцементированную каолиновым цементом породу от гидрофобизации. Содержание монтмориллонитов и гидрослюдов может способствовать образованию адсорбированной углеводородной пленки, частично гидрофобизирующей поверхность породы. При этом с увеличением содержания в породе пелитовой фракции адсорбция углеводородов на глинистых частицах возрастает.

По изучаемым терригенным объектам Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна анализ цементирующей глинистой компоненты показал, что несмотря на различающийся по пластам состав глин, в обоих исследуемых отложениях цемент повышает вероятность гидрофобизации отложений: в пласте P_2-T_1 преобладает монтмориллонит, а также гидрослюда и хлорит; в пласте D_2st цемент местами карбонатный, глинистая компонента

сложена гидрослюдой, хлоритом, что также способствует гидрофобизации пород.

1.2. Свойства пластовых флюидов нефти и воды в залежах миграционного типа

Нефть является основным агентом, заполняющим залежь и гидрофобизирующим породу, поэтому изучение свойств нефти крайне важно для проблемы смачиваемости отложений. Нефти любого состава присуща поверхностная активность в той или иной степени. Состав нефти – главная причина изменения смачиваемости природно гидрофильной поверхности породы, потому что в нефти содержатся компоненты, изменяющие поверхностные свойства – полярные соединения, содержащиеся в асфальтенах. Гидрофобизация происходит путем осаждения тяжелых смолисто-асфальтеновых веществ (САВ) нефти на минеральной поверхности порового пространства породы, нарушая и прорывая пленки воды, выстилающие поры. В смолах сконцентрирована основная масса сернистых, кислородных и азотистых соединений, что создает высокую полярность нефти и поверхностную активность нефтяных смол (Мархасин, 1977; Тиаб, Дональдсон, 2009; Шершнева и др., 2018; Березин, 1979; Ахметов и др., 2012; Халитов, 2000; Амикс и др., 1962; Buckley et al., 2007; Dubey, Waxman, 1991). В состав асфальтенов могут входить металлпорфириновые комплексы, которые увеличивают поверхностную активность нефтей. Были проведены лабораторные исследования по гидрофобизации кварца растворами асфальтенов с высоким содержанием металлпорфириновых комплексов и асфальтенами, лишенными их. В результате установлена зависимость степени гидрофобизации пород от содержания металлпорфиринов, из чего можно сделать вывод, что поверхностная активность нефтей зависит от поверхностной активности асфальтенов, в частности от содержания металлпорфиринов (Мархасин, 1977; Тиаб, Дональдсон, 2009; Шершнева и др., 2018; Березин, 1979; Ахметов и др., 2012; Халитов, 2000; Амикс и др., 1962; Buckley et al., 2007; Dubey, Waxman, 1991). В связи с ранее выполненными работами о доказанной гидрофобности пород практически всего продуктивного разреза ТПНГБ, можно сделать предположение о высокой поверхностной активности нефтей на территории ТПНГБ – что является наиболее важным фактором, объясняющим широкое распространение негидрофильных коллекторов по всей территории Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна.

Процесс гидрофобизации породы в реакции порода-нефть протекает, если нефть в своем составе содержит смолисто-асфальтеновые вещества не менее 1–2% (рис. 4а), которые легко проходят через тонкие пленки воды, выстилающие гидрофильные участки породы, и накапливаются на поверхности пор, изменяя характер смачиваемости в сторону гидрофобности. При этом асфальтеновые соединения нефти, содержащие металлпорфириновые компоненты, отвечают за истончение пленок воды, покрывающих поверхность породы, а тяжелые смолистые компоненты нефти осаждаются на поверхности породы, приводя к ее гидрофобизации.

Судить о высоком содержании смолисто-асфальтеновых веществ можно по свойствам нефти – возрастает

плотность и вязкость нефти (рис. 4б, в) (Гудок и др., 2007; Мархасин, 1977; Тиаб, Дональдсон, 2009; Шершнева и др., 2018; Березин, 1979; Ахметов и др., 2012; Халитов, 2000; Амикс и др., 1962; Buckley et al., 2007; Dubey, Waxman, 1991). На рисунке 4а видно, что в отложениях P_2-T_1 содержание смолисто-асфальтеновых веществ превышает 5–8%, тогда как в отложениях D_2st их содержание ниже 3–6%, что делает нефти P_2-T_1 более активным гидрофобизирующим породу агентом.

Высокое содержание парафинов в нефти в сочетании с невысокой пластовой температурой также является благоприятным условием для гидрофобизации коллектора, так как с уменьшением температуры ниже 50 °С происходит выпадение парафинов из нефти, увеличивается вязкость парафинистой нефти, уменьшается относительная проницаемость по нефти, и, следовательно, уменьшается скорость фильтрации нефти, что влияет на осаждение тяжелых компонент нефти на стенки пор, приводя к гидрофобизации породы (Гудок и др., 2007; Мархасин, 1977; Тиаб, Дональдсон, 2009; Шершнева и др., 2018; Березин, 1979; Ахметов и др., 2012; Халитов, 2000; Амикс и др., 1962; Buckley et al., 2007; Dubey, Waxman, 1991; Мугатабарова, 2018). Именно сочетание высокого содержания смолисто-асфальтеновых веществ, высокой парафинистости при невысокой температуре, не превышающей 40–45 °С, делает нефти отложений P_2-T_1 эффективным гидрофобизирующим агентом (рис. 4а, д, е).

Согласно научной литературе, при контакте газонасыщенной нефти с водой газ, растворенный в нефти, частично переходит в воду. При этом происходит адсорбция газа как на границе нефть-вода, так и на границе вода-порода. Это ведет к гидрофобизации породы путем разрыва пленок воды в поровом пространстве породы (Михайлов и др., 2016). В отложениях D_2st высокое газосодержание, в среднем 170 м³/т, приводит к высушиванию поверхности породы, что позволяет смолисто-асфальтеновым компонентам нефти, содержание которых составляет около 3%, осаждаться на поверхности породы, приводя к ее гидрофобизации (рис. 4а, д).

Свойства пластовой воды являются одним из важных факторов, влияющих на показатель смачиваемости, так как процесс гидрофобизации протекает в системе «вода-нефть-порода». В сформированной нефтяной залежи остаточная вода в породе содержится в крупных и мелких каналах в виде пленок и капель, а также полностью заполняет мелкие поры размером менее 1 мкм. Установлено, что водяные пленки имеют разную степень устойчивости в соприкосновении с минеральным скелетом в зависимости от свойств пластовой воды: при содержании в воде двухвалентных хлоркальциевых и хлормagneйных ионов при минерализации более 100–150 г/л устойчивость водяных пленок снижается, пленки воды в породе заменяются пленками нефти, поверхность породы гидрофобизируется (Дьяконова и др., 2019, 2021а, 2021б, 2021в, 2024; Злобин, Юшков, 2014; Михайлов и др., 2016).

Для исследуемых терригенных отложений P_2-T_1 и D_2st установлен хлоркальциевый тип воды. При этом в отложениях P_2-T_1 минерализация воды менее 100 г/л, что означает, что пластовая вода образует более устойчивые пленки и процесс гидрофобизации проходит сложнее/медленнее

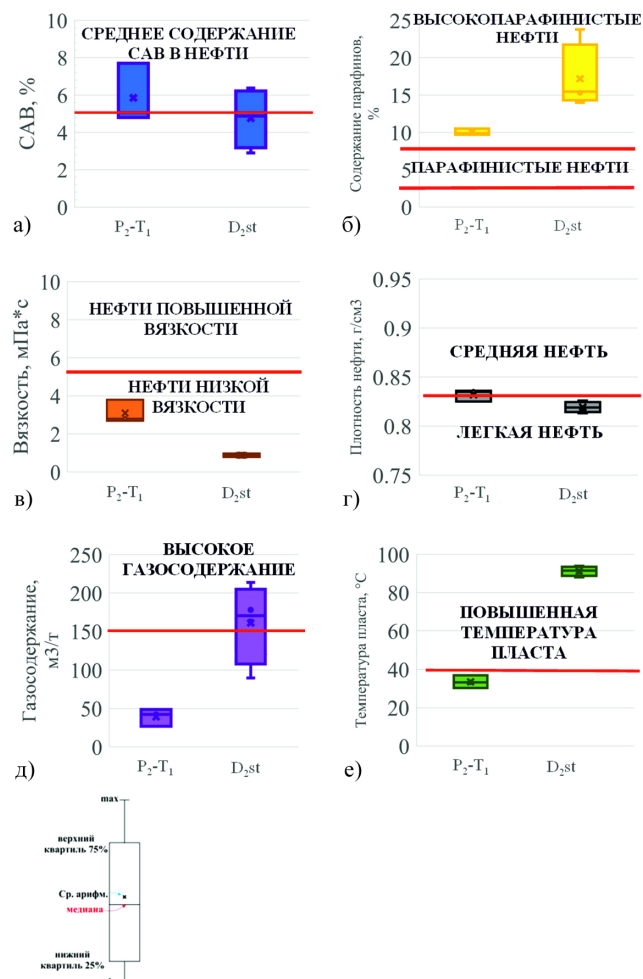


Рис. 4. Свойства нефтей терригенных отложений ТПНГБ: а) содержание САВ, б) содержание парафинов, в) вязкость, г) плотность, д) газосодержание, е) пластовая температура

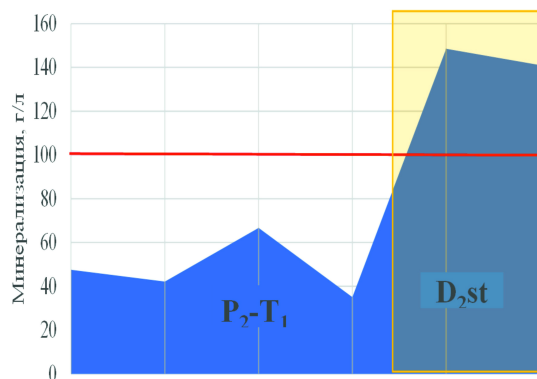


Рис. 5. Минерализация пластовой воды терригенных отложений ТПНГБ

по сравнению с более древними среднедевонскими отложениями с минерализацией воды 140–150 г/л (рис. 5).

Другим важным свойством пластовой воды при анализе смачиваемости является показатель кислотности/щелочности pH. Щелочная поверхность карбонатных пород заряжается положительно при значениях pH воды меньше 7–8. При этом на поверхности карбонатной породы происходит реакция щелочь-кислота, приводящее к нарушению толщины и стабильности пленок воды и, в итоге, к гидрофобизации поверхности породы

(Дьяконова и др., 2019, 2021a, 2021б, 2021в, 2024; Злобин, Юшков, 2014; Михайлов и др., 2016). Соответственно, исходно кислая поверхность терригенных пород заряжается отрицательно при pH воды больше 7, что приводит к утоньшению водных пленок, повышению возможности адсорбции полярных компонент нефти на поверхности пор, способствуя гидрофобизации.

В рассматриваемых терригенных отложениях P_2-T_1 и D_{2st} pH воды составляет 5–6, что благоприятно для гидрофобизации карбонатных пород, но данный фактор не оказал влияния на исследуемые терригенные отложения (рис. 6).

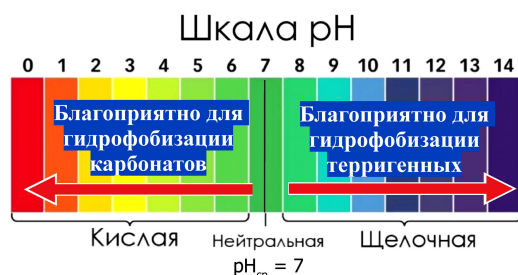


Рис. 6. Разные благоприятные уровни pH для гидрофобизации карбонатных и терригенных пород

1.3. Строение пустотного пространства коллекторов

Сложное строение пустотного пространства также способствует гидрофобизации отложений. В сложных породах с широким диапазоном пустот мелкие поры до 1 мкм заполнены связанной остаточной водой, средние и крупные поры покрыты пленками воды, которые сохранились после образования залежи УВ в процессе миграции нефти, которые, в первую очередь, будут заменяться пленками тяжелых компонент нефти, остаточная вода будет концентрироваться в центрах пор. Исследованиями установлено, что чем больше удельная поверхность породы – за счет наличия глинистых компонент или микропористости, тем с большей вероятностью при прохождении нефти порода подвергается гидрофобизации.

Анализ смачиваемости поверхности в сочетании со строением порового пространства показал, что негидрофильные породы в отличие от гидрофильных, обычно имеют более сложную структуру порового пространства, что выражается в широком диапазоне размеров пор, сложном сочетании минеральных фракций, высокой извилистостью поровых каналов. Чем больше в породе крупных пор, искривлений путей фильтрации, тем больше вероятность гидрофобизации в таких участках породы.

Сравнительный анализ размеров пор граувакковых (отложения P_2-T_1) и кварцевых (отложения D_{2st}) песчаников показал (рис. 7), что кварцевые породы имеют большую суммарную долю пор среднего и крупного размеров 77% по сравнению с граувакковыми песчаниками отложений P_2-T_1 , где суммарная доля средних и крупных пор составляет всего 33% и в основном преобладают мелкие поры (67%). В соответствии с предыдущим утверждением, вероятность гидрофобизации поверхности кварцевых песчаников теоретически должна быть выше, чем граувакковых пород, что подтверждается фактическими данными, даже при отсутствии влияния других факторов (рис. 7).

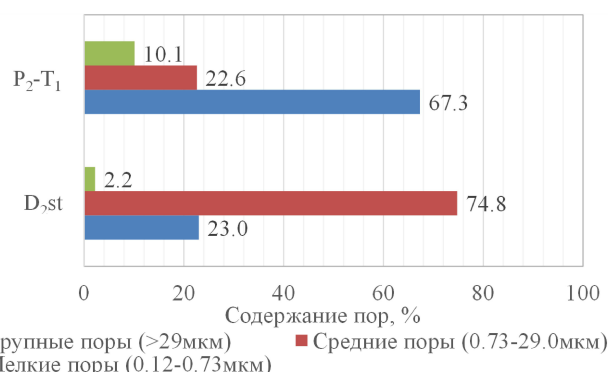


Рис. 7. Результаты определения размеров пор по данным капилляриметрических исследований в системе вода-газ граувакковых P_2-T_1 и кварцевых D_{2st} песчаников месторождений ТПНГБ

2. Разные механизмы гидрофобизации пород в рассмотренных залежах миграционного типа двух месторождений ТПНГБ

Описанные выше априорные качественные диагностические признаки рассмотрены с точки зрения одиночного влияния на гидрофобизацию продуктивных отложений. В залежи углеводородов все признаки – геологические, геохимические и термобарические – совокупно влияют на поверхностные свойства коллекторов, создавая условия для гидрофобизации, а сочетание различных одиночных признаков усиливает и ускоряет этот процесс. Превалирование одного или нескольких влияющих на смачиваемость факторов в итоге формирует интегральную характеристику смачиваемости в природных условиях. Только сочетание комплекса геологических условий, строения образцов пород, свойств флюидов позволит выявить проблему гидрофобности пород, даже при отсутствии выполнения специальных ядерных исследований. При наличии гидрофобного типа смачиваемости при интерпретации данных ГИС требуется корректировка стандартного петрофизического обоснования, уточнения алгоритмов определения подсчетных параметров и, возможно, изменения не только подсчета запасов, но и технологии промышленной разработки продуктивных отложений.

Комплексный анализ основных признаков гидрофобизации по рассмотренным отложениям позволил сделать выводы о возможных механизмах гидрофобизации при образовании залежей нефти и изменения природной гидрофильной смачиваемости. В результате были определены как общие факторы, влияющие на гидрофобизацию двух типов отложений (рис. 8), так и различные факторы (рис. 9), которые обусловили разные механизмы гидрофобизации отложений P_2-T_1 и D_{2st} .

Для терригенных отложений пластов P_2-T_1 процесс гидрофобизации, с большой вероятностью, происходил из-за сочетания высокого содержания парафинов в нефти и невысокой температурой пласта, а также повышенным содержанием смолисто-асфальтеновых веществ. Вероятность гидрофобизации отложений возросла из-за высокой удельной поверхности породы в результате неоднократных вторичных преобразований граувакковых

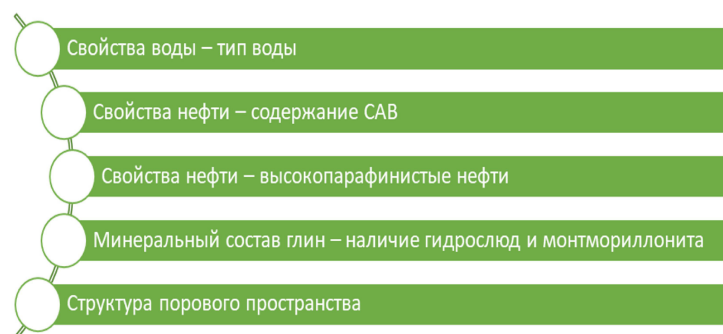


Рис. 8. Общие факторы гидрофобизации породы для месторождений с терригенными коллекторами

Рис. 9. Индивидуальные факторы гидрофобизации пород для месторождений с терригенными коллекторами: а) граувакковые породы P_2-T_1 , б) кварцевые породы D_2st

отложений, что привело к увеличению площади контактов с тяжелыми компонентами нефти (рис. 9а).

Для **терригенных отложений пласта D_2st** механизм гидрофобизации пород несколько иной. Кварцевый мономиктовый песчаник не способствует гидрофобизации пород, однако высокая минерализация пластовой воды с двухвалентными ионами хлор-кальциевого типа, высокая пластовая температура и высокое газосодержание нефти сделало водяные пленки очень тонкими, подверженными разрыву тяжелыми компонентами нефти, а преобладание пор большого размера повысило вероятность гидрофобизации поверхности (рис. 9б).

2.1. Определение коэффициента нефтегазонасыщенности $K_{нг}$ для разных механизмов гидрофобизации

При определении коэффициента нефтегазонасыщенности $K_{нг}$ при выполнении подсчета запасов с использованием электрической модели ГИС важным является знание поверхностных свойств пород и общего механизма гидрофобизации. Анализ зависимостей P_n-K_v терригенных отложений месторождений ТПНГБ показал, что для **различных механизмов гидрофобизации пород зависимости P_n-K_v получаются разными по специальным исследованиям керна с учетом поверхностных свойств.**

Для **отложений пластов P_2-T_1** после стандартной экстракции керна при определении коэффициента водонасыщенности капилляриметрией в системе вода-газ в атмосферных условиях зависимости P_n-K_v имеют показатель степени n равный 2,05, что соответствует установленной негидрофильной смачиваемости отложений (рис. 2, 10а).

Для **отложений D_2** после стандартной экстракции керна при определении коэффициента водонасыщенности капилляриметрией в системе вода-газ в атмосферных условиях зависимости P_n-K_v имеют показатель степени $n = 1,69$ ниже двух, хотя

их негидрофильность также установлена замерами смачиваемости, являясь более высокой по сравнению с кернам пластов P_2-T_1 (рис. 2, 10б).

Расхождения в показателях степени зависимостей P_n-K_v могут быть объяснены тем, что для отложений первой группы (P_2-T_1) в процессе гидрофобизации граувакковых коллекторов большую роль играет высокая **удельная поверхность породы, связанная с вторичными преобразованиями полевых шпатов и других минералов**, что привело к повышению показателя степени в зависимости P_n-K_v проэкстрагированных образцов. Для второй группы чисто кварцевых пород D_2st , сложенных гидрофильным по своим свойствам кварцем, большую роль в гидрофобизации играют флюиды, насыщающие коллектор, а именно **высокое газосодержание нефти, высокая минерализация пластовой воды хлоркальциевого типа, высокая пластовая температура**, в связи с чем исследования проэкстрагированных образцов при определении водонасыщенности в системе вода-газ гидрофобного керна были некорректными и привели к существенному искажению зависимости P_n-K_v .

2.2. Обоснование достоверности зависимостей P_n-K_v для электрической модели ГИС

Выбор достоверных зависимостей P_n-K_v , полученные по кернам негидрофильных коллекторов, согласно Методическим рекомендациям, производится путем сопоставления значений УЭС по образцам керна при разных экспериментах получения связей P_n-K_v с УЭС по ГИС, как эталонного фактора природной смачиваемости пород. Для достоверной зависимости P_n-K_v типа «керна-керна» расхождение УЭС по кернам и ГИС не должно превышать 20% (Дьяконова и др., 2021в).

В отложениях P_2-T_1 сопротивление по исследованным образцам керна в среднем составляет 15,4 Ом, УЭС по ГИС 17,3 Ом, расхождение средних величин

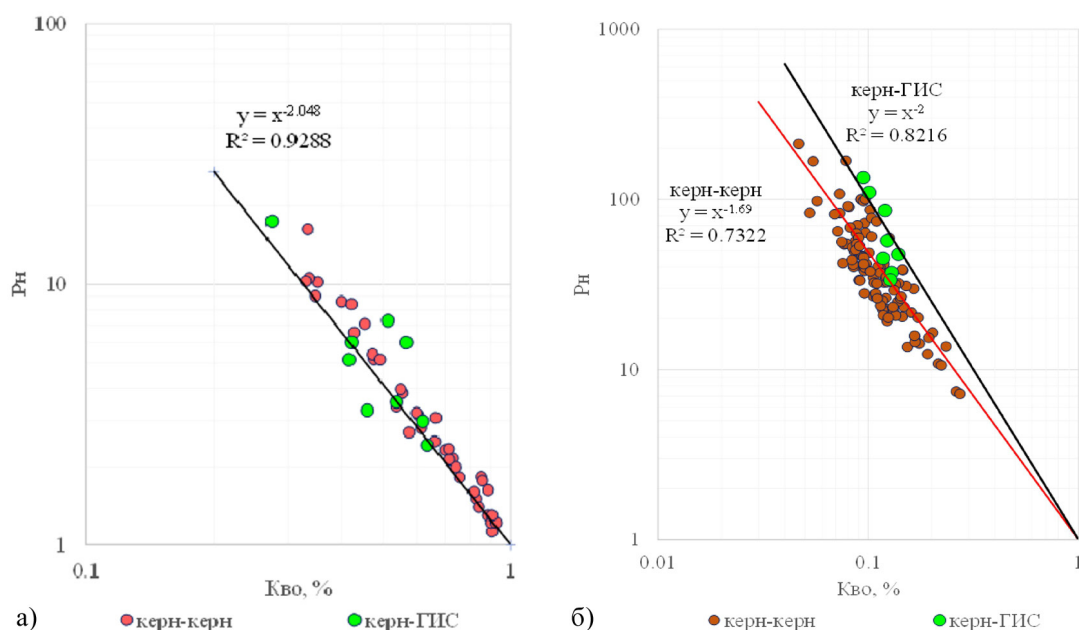


Рис. 10. Зависимости P_n - K_v месторождений ТПНП с терригенными пластами отложений: а) граувакковые породы P_2 - T_1 , б) кварцевые породы D_{2st}

составляет 1,9 Омм или 12,3%, что соответствует допустимому расхождению между керном и ГИС. Поэтому зависимость P_n - K_v типа «керн-керн» с показателем степени равным 2,05 считать достоверной и использовать для определений $K_{нт}$ по ГИС (рис. 11а, табл. 1).

В отложениях пласта D_{2st} сопротивление пород по данным керна в среднем равно 16 Омм, УЭС по ГИС – 65,3 Омм, расхождение 49,3 Омм или 308%. В итоге расхождение превышает допустимый предел 20%,

что свидетельствует о недостоверной зависимости P_n - K_v по данным капилляриметрии в системе вода-газ в ходе стандартных исследований на проэкстрагированном керне с показателем степени 1,69, что не соответствует минимально допустимому значению показателя $n=2$ для гидрофобных пород (рис. 11б, табл. 1). Поэтому зависимость P_n - K_v типа «керн-керн» для отложений D_{2st} нельзя применять для определений $K_{нт}$ по ГИС, так как будут получаться недопустимо высокие значения $K_{нт}$.

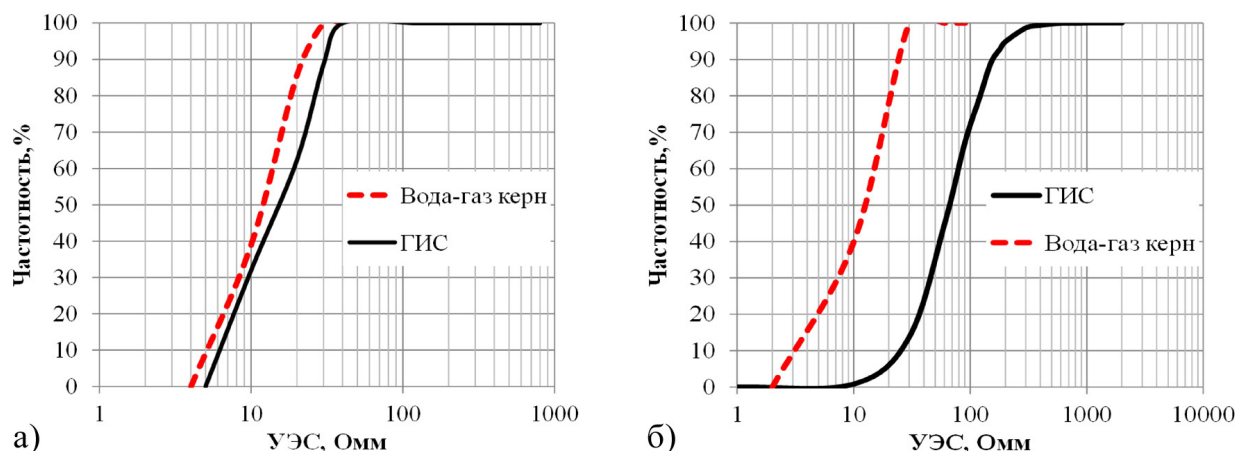


Рис. 11. Распределения сопротивлений УЭС частично водонасыщенной породы по данным керна и по методам ГИС нефтенасыщенных отложений: а) P_2 - T_1 , б) D_{2st}

Отложения	Статистич. параметр	УЭС _{керна} , Омм	УЭС _{гис} , Омм
P_2 - T_1	мин-макс	3,8–31,2	4,0–36,3
	среднее	15,4	17,3
	Расх.	абс., Омм	1,9
		отн., %	12,3
D_{2st}	мин-макс	24,1–123,2	10,0–886,6
	среднее	16,0	65,3
	Расх.	абс., Омм	49,3
		отн., %	308,1

Табл. 1. Результаты статистической обработки величин УЭС по керну и ГИС отложений P_2 - T_1 и D_{2st}

Соответствие показателей степени n гидрофобным породам для отложений P_2-T_1 и их несоответствие для гидрофобных пород D_{2st} по зависимостям R_n-K_b в стандартном варианте их получения на экстрагированном керне также видно на сопоставлениях УЭС- K_n (рис. 12): для отложений P_2-T_1 значения УЭС по керну и УЭС по нефтенасыщенным интервалам по ГИС в зоне предельного насыщения совпадают (рис. 12а), тогда как в отложениях D_{2st} видно частичное несоответствие величин УЭС по керну и УЭС при расчетной линии сопротивления с показателем степени $n = 1,69$ и значений УЭС по ГИС предельно нефтенасыщенных пород, лежащих выше расчетной линии УЭС по керну с $n = 1,69$ (рис. 12б). Интересной особенностью также является уровень электрических сопротивлений по керну и ГИС в отложениях: разница в механизмах гидрофобизации отложений привела к существенному, в 10 раз, превышению значений УЭС по ГИС нефтенасыщенных пород в отложениях D_{2st} с диапазоном изменения 10,0–886,6 Омм по сравнению с отложениями P_2-T_1 , где УЭС по керну и ГИС в нефтенасыщенных породах меняются в едином диапазоне 4,0–36,3 Омм (рис. 12а, б).

Для того, чтобы достоверно оценить коэффициент нефтенасыщенности негидрофильных коллекторов при отсутствии специальных исследований на керне, необходимо построить зависимость R_n-K_b типа «керна-ГИС», где K_b принимаются по результатам исследований керна, а значения R_n рассчитаны из УЭС по ГИС, как эталон природной смачиваемости коллекторов, по прослоям с привязанным керном.

Для отложений P_2-T_1 на рисунке 10а видно, что красные точки керновых исследований лежат в общем облаке с зелеными точками УЭС по ГИС для связи «керна-ГИС», показатель степени для зеленых точек не изменился и остался равным $n = 2,05$.

Для отложений D_{2st} (рис. 10б) полученная связь типа «керна-ГИС» (черная линия регрессии с зелеными точками) лежит выше керновых исследований (красная линия регрессии с красными точками) и показатель степени изменился с $n = 1,69$ до $n = 2$. После коррекции зависимости R_n-K_b до $n = 2$ фактические точки на рис. 12б расположились ниже линии УЭС, рассчитанной по связи «керна-ГИС» в пределах зоны нефтенасыщенных коллекторов,

что в итоге подтверждает достоверность полученной зависимости R_n-K_b типа «керна-ГИС» для выполнения интерпретации и получения величин $K_{нт}$ для подсчета запасов по электрической модели ГИС.

Различия зависимостей определения $K_{нт}$ по электрической модели ГИС в терригенных объектах можно уверенно обосновать с точки зрения разных механизмов гидрофобизации коллекторов в нефтяных залежах.

Отложения P_2-T_1 имеют промежуточный тип смачиваемости с тяготением к преимущественно гидрофильному типу (рис. 2), подтвержденный косвенными геологическими признаками: анализ данных ГИС показал близость УЭС к преимущественно гидрофильному типу смачиваемости – низкие значения УЭС по ГИС в продуктивных интервалах, не превышающие 20–40 Омм. Зависимость R_n-K_b , полученная стандартным путем на экстрагированных образцах капилляриметрией в системе «вода-газ», с показателем $n = 2,05$ соответствует фактическим данным ГИС, что видно на рисунках 10а, 11а, 12а. Комплексное сочетание других факторов – сложной структуры порового пространства, большой удельной поверхности породы из-за вторичных изменений скелета породы в сочетании со свойствами воды и нефти не оказалось достаточным для создания гидрофобизации породы и влияния на электрическую модель Дахнова-Арчи.

Отложения D_{2st} демонстрируют классический случай негидрофильных пород – прямые замеры смачиваемости на керне до экстракции оценивают коллектор, как преимущественно гидрофобный (рис. 2). Косвенные геологические критерии указывают на наличие условий для гидрофобизации пород, геофизический критерий сопротивления в продуктивных интервалах имеет в среднем высокие УЭС, порядка 100 Омм (рис. 10б, 11б, 12б). Зависимость R_n-K_b , полученная по действующим регламентным документам на керне после экстракции капилляриметрией в системе «вода-газ», не соответствует высоким фактическим значениям УЭС по ГИС (рис. 10б), что связано с гидрофобностью коллекторов. Зависимость R_n-K_b типа «керна-ГИС» расположена выше классической R_n-K_b «керна-керна» и удовлетворяет фактическим данным по ГИС.

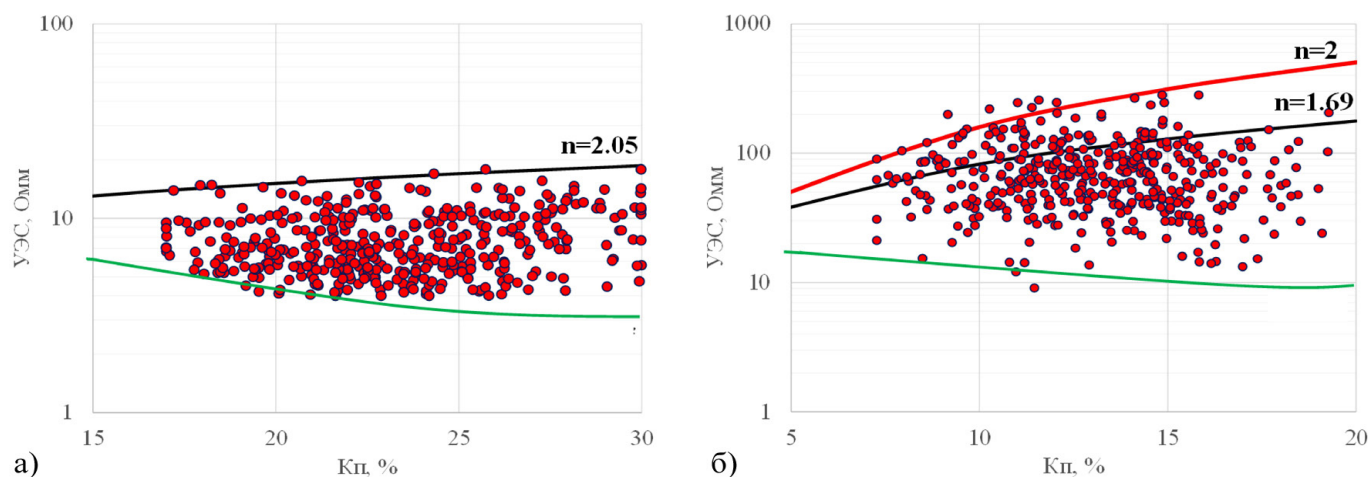


Рис. 12. Зависимости УЭС- K_n с нанесенными фактическими точками для нефтенасыщенных отложений: а) P_2-T_1 , б) D_{2st}

Заключение.

Переход пород от гидрофильных свойств в начальных условиях осадконакопления в водном бассейне к гидрофобным при формировании залежей миграционной нефти осуществляется разными путями за геологическую историю формирования объектов исследований. На примере двух терригенных пластов Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна показаны возможные механизмы приобретения породами негидрофильного типа смачиваемости.

Самые молодые по стратиграфическому возрасту в ТПНГБ коллекторы пород в P_2-T_1 в легкой степени гидрофобизированы, приобретя смешанный тип смачиваемости, ближе к преимущественно гидрофильному. Зависимость P_n-K_v , полученная стандартным регламентным путем в системе «вода-газ» с показателем степени $n = 2,05$ и подтвержденная точками P_n-K_v при сопоставлении «кern-ГИС», соответствует прямым оценкам на неэкстрагированных образцах керна смешанному типу смачиваемости.

Более древние по стратиграфическому возрасту с большей историей развития породы **отложений D_2st** Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна содержат зрелые коллекторы чисто кварцевого состава, что не является достаточными условиями для гидрофобизации. Однако «сильная» комбинация факторов насыщающих флюидов – высокого газосодержания нефти при высокой минерализации воды хлоркальциевого типа, высокой температуре и наличие тяжелых смолисто-асфальтеновых веществ в нефти в количестве более 1–2% – привела к существенной гидрофобизации отложений и преимущественно гидрофобному типу смачиваемости. При оценке $K_{нт}$ по электрической модели Дахнова-Арчи с такими породами необходимо проведение специальных исследований керна с получением зависимостей P_n-K_v типа «кern-кern» в системе «вода-нефть» или при их отсутствии получение зависимости P_n-K_v типа «кern-ГИС».

Влияние смачиваемости отложений на комплекс петрофизических, геофизических, гидродинамических параметров и, как следствие, на величину геологических и извлекаемых запасов показывает необходимость изучения свойств коллектора как совокупности геологических факторов, проводя цепочку рассуждений от микроуровня, как, например, свойство поверхности породы, до макроуровня – соответствия величины запасов всей исследуемой площади. Так, изучение только смачиваемости, или только величины остаточной водонасыщенности в отрыве от остальных свойств коллекторов в отложениях на месторождении, не позволит сделать вывод о различных механизмах гидрофобизации разновозрастных отложений одного месторождения, сформировать корректную программу керновых исследований с учетом поверхностных свойств отложений и обосновать достоверную методику определения $K_{нт}$ коллекторов по ГИС с гетерогенным негидрофильным типом смачиваемости.

При изучении пород с целью установления проблемы негидрофильности важен комплексный подход с анализом геологических условий, петрофизических параметров по керну и данных электрических методов ГИС.

Литература

- Амикс Дж., Басс Д., Уайтинг Р. (1962). Физика нефтяного пласта. Перевод с английского. Москва: Гостоптехиздат.
- Ахметов А.Ф., Красильникова Ю.В., Органюк О.В., Парфенова М.А., Ляпина Н.К. (2012). К вопросу изучения металлопорфиринов в нефтях. *Нефтегазовое дело*, 5, с. 336–342.
- Березин В.И. (1979). Адсорбция асфальтенов продуктивными породами нефтяных месторождений. *Нефтепромысловое дело*, 5.
- Гудок Н.С., Богданович Н.Н., Мартынов В.Г. (2007). Определение физических свойств нефтеводосодержащих пород. Москва: Недра, 592 с.
- Дьяконова Т.Ф., Бата Л.К., Бронскова Е.И. (2024). Алгоритм ранней диагностики негидрофильных пород в разрезах скважин при изучении месторождений УВ. *Сборник статей I Международной научно-практической конференции «Комплексные исследования пород и флюидов нефтегазоносных бассейнов, методы интерпретации и моделирования природных и геолого-технологических процессов»*. Волгоград.
- Дьяконова Т.Ф., Бата Л.К., Гурбатова И.П., Бронскова Е.И., Саэтгараев А.Д. (2019). Проблемы петрофизического обоснования по керну и ГИС начальной нефтенасыщенности негидрофильных коллекторов. *НТВ «Каротажник»*, 1(295), с. 85–97.
- Дьяконова Т.Ф., Бата Л.К., Саэтгараев А.Д., Бронскова Е.И. (2021а). Низкая достоверность определения величин коэффициента нефтенасыщенности негидрофильных коллекторов по стандартной методике Дахнова-Арчи. *НТВ «Каротажник»*, 2(308), с. 14–22.
- Дьяконова Т.Ф., Бата Л.К., Саэтгараев А.Д., Бронскова Е.И. (2021б). Геологические факторы и диагностические признаки пород с негидрофильной смачиваемостью на месторождениях Тимано-Печорской провинции. *НТВ «Каротажник»*, 1(307), с. 19–30.
- Дьяконова Т.Ф., Терентьев В.Ю., Саэтгараев А.Д., Гурбатова И.П., Крестя Е.Е., Бата Л.К., Мелехин С.В., Чижов Д.Б. (2021в). Временные методические рекомендации по определению коэффициента нефтенасыщенности негидрофильных коллекторов при подсчете запасов нефти и газа месторождений компании ПАО «ЛУКОЙЛ» в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. *Недропользование XXI*, 2.
- Злобин А.А., Юшков И.Р. (2014). О механизме гидрофобизации поверхности пород-коллекторов нефти и газа. *Вестник Пермского университета*, 3(24). <http://dx.doi.org/10.17072/psu.geol.24.68>
- Клубова Т.Т. (1973). Глинистые минералы и их роль в генезисе, миграции и аккумуляции нефти. Москва: Недра.
- Мархасин И.Л. (1977). Физико-химическая механика нефтяного пласта. Москва: Недра.
- Михайлов Н.Н., Моторова К.А., Сечина Л.С. (2016). Геологические факторы смачиваемости пород-коллекторов нефти и газа. *Деловой журнал Neftegaz.ru*, 3(51), с. 80–90.
- Мугатабарова А.А. (2018). Влияние смачиваемости карбонатных коллекторов на приемистость скважин при снижении пластовой температуры. *Нефтегазовое дело*, 16(4), с. 25–30.
- Нефть. Метод определения смачиваемости углеводородсодержащих пород (1985). ОСТ 39-180-85.
- Тиаб Д., Дональдсон Э.Ч. (2009). Петрофизика: теория и практика изучения коллекторских свойств горных пород и движения пластовых флюидов. Технопресс.
- Халитов Г.Г. (2000). Металлопорфирины остаточных и добываемых нефтей типичных месторождений. Автореферат. Уфа.
- Шершнева В.А., Василько Е.Н., Боровская Л.В. (2018). Физико-химические факторы воздействия на смачиваемость горных пород — коллекторов нефти и газа. Кубанский государственный технологический университет.
- Buckley J.S., Wang J., Creek J.L. (2007). Solubility of the least-soluble asphaltenes. *Asphaltenes, Heavy Oils, and Petroeconomics*, 16. https://doi.org/10.1007/0-387-68903-6_16
- Dubey S.T., Waxman M.H. (1991). Asphaltene adsorption and desorption from mineral surfaces. *SPE Reservoir Engineering*, 8. <https://doi.org/10.2118/18462-PA>

Сведения об авторах

Татьяна Федоровна Дьяконова – доктор геол.-мин. наук, профессор, чл.-кор. РАЕН, эксперт ФБУ «ГКЗ» по петрофизике; ведущий научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 1

Лейла Кифах Бата – кандидат геол.-мин. наук, эксперт ФБУ «ГКЗ» по петрофизике; ведущий специалист кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 1
e-mail: leilabata@gmail.com

Ирина Павловна Гурбатова – кандидат тех. наук, ведущий специалист кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 1

Георгий Александрович Калмыков – доктор геол.-мин. наук, заведующий кафедрой нефтегазовой седиментологии и морской геологии, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 1

Алена Дмитриевна Егорова – кандидат тех. наук, младший научный сотрудник лаборатории сейсмоакустических методов разведки, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 1

Елена Ивановна Бронскова – кандидат геол.-мин. наук, начальник отдела экспертизы и методического сопровождения подсчета запасов
ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
Россия, 129110, Москва, ул. Щепкина, д. 61/2, стр.12

*Статья поступила в редакцию 11.02.2025;
Принята к публикации 08.04.2025;
Опубликована 30.05.2025*

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

New Ideas in Petrophysics: Different Mechanisms for Changing the Initial Hydrophilic Wettability of Reservoirs as a Factor Influencing the Oil Saturation Coefficient According to Well Logging

T.F. Diakonova¹, L.B. Bata^{1}, I.P. Gurbatova¹, G.A. Kalmykov¹, A.D. Egorova¹, E.I. Bronskova²*

¹Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russian Federation

²LUKOIL-Engineering LLC, Russian Federation

*Corresponding author: Leila K. Bata, e-mail: leilabata@gmail.com

Abstract. One of the important properties of the rock is the degree of water wettability of the pore space's surface, which affects most petrophysical, geophysical and hydrodynamic parameters: residual water saturation, electrical resistivity of oil and gas saturated rocks, oil and gas saturation coefficients (S_o), displacements, relative phase permeability. Omission of wettability leads to geological and recoverable reserves distortion. Therefore, a comprehensive analysis of the geological conditions and petrophysical properties of reservoirs should begin with establishing the type of sediment wettability. When establishing a heterogeneous (non-hydrophilic) type of wettability, the standard method for determining S_o using the electrical GIS model must be adjusted using a special technology for core research, taking into account surface properties or using the P_n - S_w dependence of the "core-GIS" type. There are a number of diagnostic features of rock wettability, such as the mineral composition of the rock and clay components, the properties of water and oil, the structure of the void space, electrical resistance along the core and GIS, knowing which, it is possible to make qualitative assessments of the rock wettability type. The combination of various diagnostic factors leads to different mechanisms of sediment hydrophobization, which have different effects on the P_n - S_w relationships for determining S_o and on reserves estimation. Therefore, it is important to study the combination of signs that influence on wettability on the rock in natural conditions, rather than the influence of individual parameters.

When studying sections of productive wells using geophysical GIS and core methods, it was found that the GIS WPP in the productive section is a reliable value of the natural wettability of productive rocks in the well section. The values of RP, as a standard for the wettability of productive rocks according to GIS, allow us to select reasonable petrophysical P_n - S_o dependences for determining reliable coefficients of oil and gas saturation according to GIS. This paper collects and analyzes the main and most important factors affecting wettability, obtained from extensive studies of deposits in the Timan-Pechora oil and gas basin from north to south, in productive formations covering almost the entire productive section from P_2 to S_1 . The article considers an example of the formation of different mechanisms of sediment hydrophobization for two types of heterogeneous reservoirs of terrigenous composition P_2 - T_1 and D_2 st.

Keywords: reservoir, wettability, laboratory studies, oil and gas saturation coefficient, petrophysical connections, diagnostic criteria, hydrophobization mechanism

Recommended citation: Diakonova T.F., Bata L.B., Gurbatova I.P., Kalmykov G.A., Egorova A.D., Bronskova E.I. (2025). New Ideas in Petrophysics: Different Mechanisms for Changing the Initial Hydrophilic Wettability of Reservoirs as a Factor Influencing the Oil Saturation Coefficient According to Well Logging. *Georesursy = Georesources*, 27(2), pp. 42–53. <https://doi.org/10.18599/grs.2025.2.4>

References

- Amix J., Bass D., Whiting R. (1962). Physics of Oil Reservoirs. Translation from English. Moscow: Gostoptekhizdat. (In Russ.)
- Akhmetov A.F., Krasilnikova Yu.V., Organyuk O.V., Parfenova M.A., Lyapina N.K. (2012). On the issue of studying metalloporphyrins in oils. *Neftegazovoe delo*, 5, pp. 336–342. (In Russ.)
- Berezina V.I. (1979). Adsorption of asphaltenes by productive rocks of oil fields. *Neftepromyslovoe delo*, 5. (In Russ.)
- Buckley J.S., Wang J., Creek, J.L. (2007). Solubility of the least-soluble asphaltenes. *Asphaltenes, Heavy Oils, and Petroleomics*, 16. (In Russ.) https://doi.org/10.1007/0-387-68903-6_16
- Dubey S.T., Waxman M.H. (1991). Asphaltene adsorption and desorption from mineral surfaces. *SPE Reservoir Engineering*, 8. (In Russ.) <https://doi.org/10.2118/18462-PA>
- Dyakonova T.F., Bata L.K., Bronskova E.I. (2024). Algorithm for early diagnostics of non-hydrophilic rocks in well sections when studying hydrocarbon deposits - Modeling of oil and gas basins. *Proc. I International scientific and practical conference «Comprehensive studies of rocks and fluids of oil and gas basins, methods of interpretation and modeling of natural and geological-technological processes»*. Volgograd. (In Russ.)
- Dyakonova T.F., Bata L.K., Gurbatova I.P., Bronskova E.I., Saetgaraev A.D. (2019). Problems of petrophysical substantiation of the initial oil saturation of non-hydrophilic reservoirs using core and well logging. *Karotazhnik*, 1(295), pp. 85–97. (In Russ.)
- Dyakonova T.F., Bata L.K., Saetgaraev A.D., Bronskova E.I. (2021a). Low reliability of determining the values of the oil saturation coefficient of non-hydrophilic reservoirs using the standard Dakhnov-Archi method. *Karotazhnik*, 1(295), pp. 85–97. (In Russ.)
- Dyakonova T.F., Bata L.K., Saetgaraev A.D., Bronskova E.I. (2021b). Geological factors and diagnostic features of rocks with non-hydrophilic wettability in the fields of the Timan-Pechora province. *Karotazhnik*, 1(295), pp. 85–97. (In Russ.)
- Dyakonova T.F., Terentyev V.Yu., Saetgaraev A.D., Gurbatova I.P., Kristya E.E., Bata L.K., Melehin S.V., Chizhov D.B. (2021c). Temporary methodological recommendations for determining the oil saturation coefficient of non-hydrophilic reservoirs when calculating oil and gas reserves of PJSC LUKOIL fields in the Timan-Pechora oil and gas province. *Nedropolzovanie XXI*, 2. (In Russ.)
- Gudok N.S., Bogdanovich N.N., Martynov V.G. (2007). Determination of physical properties of oil- and water-containing rocks. Moscow: Nedra, 592 p.
- Khalitov G.G. (2000). Metalloporphyrins of residual and produced oils of typical fields. Abstract Diss. Ufa. (In Russ.)
- Klubova T.T. (1973). Clay minerals and their role in the genesis, migration and accumulation of oil. Moscow, Nedra. (In Russ.)
- Markhasin I.L. (1977). Physicochemical mechanics of the oil reservoir. Moscow: Nedra, 214 p. (In Russ.)
- Mikhailov N.N., Motorova K.A., Sechina L.S. (2016). Geological factors of wettability of rocks - oil and gas reservoirs. *Neftegaz.ru*, 3(51), pp. 80–90. (In Russ.)
- Mugatabarova A.A. (2018). Effect of Wettability of Carbonate Reservoirs on Well Injectivity with Reducing Reservoir Temperature. *Neftegazovoe delo*, 16(4), pp. 25–30. (In Russ.)
- Oil. Method for determining the wettability of hydrocarbon-containing rocks. (1985). Standart No. 39-180-85. (In Russ.)
- Shershneva V.A., Vasilko E.N., Borovskaya L.V. (2018). Physicochemical factors affecting wettability of rocks - oil and gas reservoirs. Kuban State Technological University. (In Russ.)
- Tiab D., Donaldson E.Ch. (2009). Petrophysics: Theory and Practice of Studying Reservoir Properties of Rocks and Movement of Reservoir Fluids.
- Zlobin A.A., Yushkov I.R. (2014). On the mechanism of hydrophobization of the surface of oil and gas reservoir rocks. *Bulletin of Perm University*, 3(24). (In Russ.) <http://dx.doi.org/10.17072/psu.geol.24.68>

About the Authors

Tatyana F. Dyakonova – Dr. Sci. (Geology and Mineralogy), Leading Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Leila K. Bata – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Leading Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

e-mail: leilabata@gmail.com

Irina P. Gurbatova – Cand. Sci. (Engineering), Leading Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Georgy A. Kalmykov – Dr. Sci. (Geology and Mineralogy), Head of the Department of Petroleum Sedimentology and Marine Geology, Faculty of Geology, Lomonosov Moscow State University.

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Alena D. Egorova – Cand. Sci. (Engineering), Junior Researcher at the Department of Seismometry and Geoacoustics, Faculty of Geology, Lomonosov Moscow State University.

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Elena I. Bronskova – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Head of the Department of expertise and methodological support of inventory counting, LUKOIL-Engineering LLC

Build.12, 61/2, Shchepkin st., Moscow, 129110, Russian Federation

Manuscript received 11 February 2025;

Accepted 8 April 2025;

Published 30 June 2025

© 2025 The Authors. This article is published in open access under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)