

## НОВЫЕ МЕТОДЫ И ТЕХНОЛОГИИ ИЗУЧЕНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ СРЕДЫ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ БАССЕЙНОВ

Оригинальная статья

УДК 550.8.053

<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-1.art1>

### Комплексный подход к обоснованию граничных значений и оценке характера насыщения в отложениях тюменской свиты

П.А. Боронин<sup>1</sup>, К.Я. Гильманова<sup>1,2</sup> ✉

1 – Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть», Тюмень, Россия

2 – Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

**Аннотация.** *Актуальность.* Тюменская свита отличается сложностью строения залежей, представляя из себя отложения различных групп фаций. Для построения гидродинамических моделей, совершенствования системы разработки, выделения перспективных зон необходим учет условий осадконакопления. *Цель работы.* Повышение достоверности оценки проницаемости коллекторов, уточнение критических сопротивлений при оценке характера насыщения, что требует новых подходов к петрофизическому моделированию. *Материалы и методы.* В работе использованы результаты исследований керна и интерпретация данных геофизических исследований скважин для пласта ЮВ2 с учетом фациальной принадлежности. *Результаты.* Изучена смачиваемость экстрагированных и неэкстрагированных образцов, скорректирована зависимость параметра насыщения от коэффициента водонасыщенности с учетом смачиваемости коллекторов, а также выполнен расчет относительных фазовых проницаемостей для условий дренирования в системе «нефть–вода». *Выводы.* Комплексный подход позволил уточнить значения проницаемости, критических сопротивлений и нефтегазонасыщенности коллекторов, что может быть использовано для выделения перспективных зон при бурении новых скважин.

**Ключевые слова:** фации, коэффициент проницаемости, литология, гидродинамическая активность, высокодинамические отложения, низкодинамические отложения, смачиваемость, относительные фазовые проницаемости, параметр насыщения, критические сопротивления

**Финансирование:** источники финансирования отсутствовали.

**Для цитирования:** Боронин П.А., Гильманова К.Я. Комплексный подход к обоснованию граничных значений и оценке характера насыщения в отложениях тюменской свиты // Актуальные проблемы нефти и газа. 2024. Т. 15, № 1. С. 3–20. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-1.art1>

---

✉ Гильманова Ксения Яновна, e-mail: [Kseniya.Gilmanova@lukoil.com](mailto:Kseniya.Gilmanova@lukoil.com)

© Боронин П.А., Гильманова К.Я., 2024



Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License.

## Введение

Тюменская свита является одним из перспективных нефтегазоносных объектов, но при этом отличается большой сложностью в строении залежей.

Для качественной и количественной оценки перспектив нефтегазоносности отложений тюменской свиты решение вопроса разработки алгоритмов дифференциации отложений, определения их пористости, проницаемости и нефтенасыщенности с учетом фациальной принадлежности по данным геофизических исследований скважин (ГИС) и керна является актуальной задачей [1].

Фа́ция в геологии – это геологическое тело или ассоциация горных пород, которая обладает характерными признаками, отражающими условия их образования (термодинамические условия, концентрации компонентов, агрегатное состояние, динамику осадконакопления и т. п.) и отличающимися их от соседних или ассоциирующих с ними пород [2]. Большое количество зарубежных и российских публикаций посвящено развитию фациального анализа, в том числе и по данным геофизических исследований скважин [3–5]. Наиболее часто используются подходы, отраженные в монографии Муромцева В.С. [4] и в работе Изотовой Т.С., Денисова С.Б., Вендельштейна Б.Ю. [5].

В настоящей работе была поставлена цель дифференциации петрофизической модели с учетом условий осадконакопления для повышения достоверности оценки фильтрационно-емкостных свойств (проницаемости) коллекторов, их нефтегазоносности, уточнения критических сопротивлений при делении нефте- и водонасыщенных прослоев, прогноза продуктивности.

## Выделение типов условий осадконакопления

В МГУ была создана методика идентификации фаций, отличающаяся от всех, используемых ранее. Она заключается в комплексировании значений метода собственных потенциалов, гамма-каротажа и данных удельного электрического сопротивления (УЭС) [6]. Использование методики МГУ позволяет выделить различные группы фаций во всех скважинах (включая эксплуатационный фонд), а потом адресно применить петрофизические алгоритмы [1, 6].

На изучаемом месторождении в интервале пластов ЮВ2 тюменской свиты по методике МГУ выделялись две обстановки осадконакопления: морская и континентальная, которые в свою очередь были поделены по степени гидродинамической активности среды.

Отличие высокодинамических (в/дин) морских и континентальных фаций (отложения подводных течений и подводные валы, русла) от низкодинамических (н/дин) фаций фиксируется в значениях коэффициентов пористости ( $K_p$ ), проницаемости ( $K_{пр}$ ) и остаточной водонасыщенности ( $K_{во}$ ), а также по значениям песчаности ( $C_{песч}$ ), алевритистости ( $C_{ал}$ ) и глинистости ( $C_{гл}$ ). Анализ фильтрационно-емкостных свойств проводился по данным 590 образцов из интервалов морских отложений и 420 – континентальных.

Установлено, что для группы высокодинамических отложений пористость и проницаемость выше, чем для низкодинамических отложений. Пористость коллекторов высокодинамических отложений изменяется от 11,7% до 19,6% (среднее – 14,5%); в низкодинамических отложениях – 11,7–17,9% (среднее – 13,6%).

Проницаемость высокодинамических отложений находится в пределах 0,2–40,1 мД (среднее – 2,8 мД), низкодинамических отложений – 0,2–3,9 мД (среднее – 0,5 мД). По результатам анализа гранулометрических исследований высокодинамические отложения (и морские, и континентальные) характеризуются высоким содержанием песчаной фракции ( $C_{\text{песч}} = 66 \div 66,7\%$ ), низким содержанием алевритовой ( $C_{\text{ал}} = 24,4 \div 28,6\%$ ) и глинистой ( $C_{\text{гл}} = 5,4 \div 8,9\%$ ) фракций [1]. Основным литотипом высокодинамических отложений являются песчаники. Низкодинамические отложения по сравнению

с высокодинамическими имеют пониженное содержание песчаной фракции (37,5–38,7%), повышенное содержание алевритовой (47,3–50,9%) и глинистой (11,6–14%) фракций. Основным литотипом низкодинамических отложений являются алевриты [1].

Учитывая различия в гранулометрическом составе, можно было предположить расхождения в основных петрофизических связях пористости, проницаемости, остаточной водонасыщенности при сопоставлении друг с другом [6].

Однако деления по фациям или по гидродинамической активности среды не произошло, за исключением зависимости проницаемости от пористости:

$$\text{в/дин } K_{\text{пр}} = 2,767 \cdot \frac{10^{-11}}{K_{\text{п}}^{-9,38}}, R^2 = 0,5741 \quad (1)$$

$$\text{н/дин } K_{\text{пр}} = 0,67 \cdot \frac{10^{-7}}{K_{\text{п}}^{-5,99}}, R^2 = 0,3579 \quad (2)$$

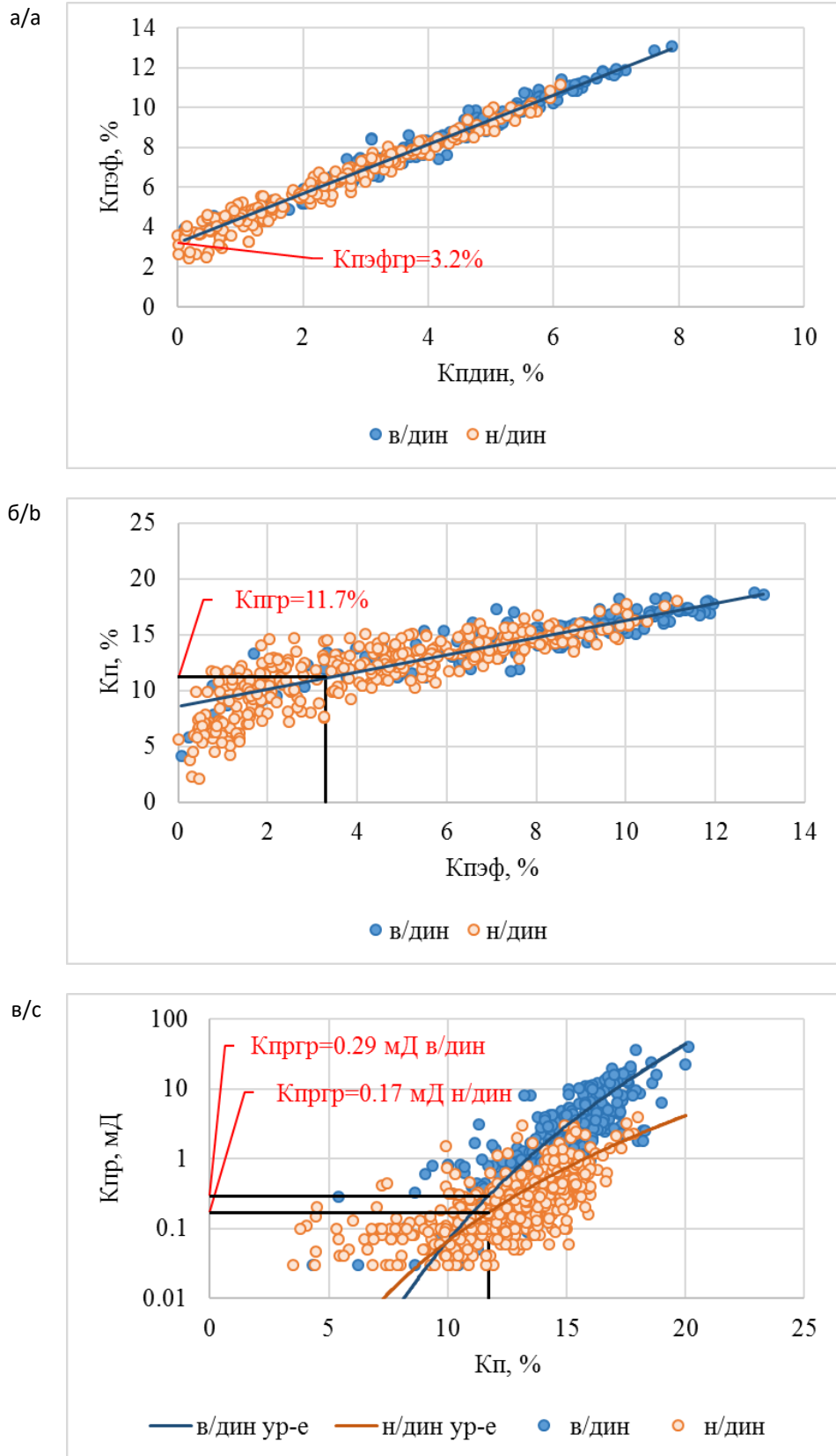
Граничные значения пористости, определенные стандартным способом по зависимостям  $K_{\text{пэф}} = f(K_{\text{пдин}})$  и  $K_{\text{п}} = f(K_{\text{пэф}})$ <sup>1</sup>, оказались близки для различных фаций  $K_{\text{пр}} = 11,7\%$  (рис. 1а, 1б), так как коэффициент остаточной нефтенасыщенности по высоко- и низкодинамическим отложениям имеет близкие средние значения – 28,4% (20 экспериментов) и 27,6% (17 экспериментов), и при этом зависимость остаточной нефтенасыщенности от пористости не прослеживается (исследования проведены в диапазоне пористости 13,7–17,4%). Тогда наблюдаемые различия в граничных

значениях проницаемости объясняются зависимостью от условий осадконакопления и гранулометрического состава (рис. 1в).

По уравнениям (1) и (2) при  $K_{\text{пр}} = 11,7\%$  граничные значения проницаемости составляют: для в/дин – 0,29 мД, для н/дин – 0,17 мД. Т. е. граничные значения проницаемости для разных типов фаций пласта ЮВ2 не имеют значительных отличий.

Однако при использовании дифференцированной по гидродинамической активности среды зависимости  $K_{\text{пр}} = f(K_{\text{п}})$  можно добиться существенного увеличения достоверности расчета проницаемости в области коллекторов. Например, для пористости 15% коэффициент проницаемости для высокодинамических отложений составляет 3 мД, а для низкодинамических – 0,74 мД (см. рис. 1в).

<sup>1</sup> Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом / Под ред. В.И. Петерсилье, В.И. Пороскуна, Г.Г. Яценко. М.; Тверь: ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003. 258 с.



**Рис. 1.** Пример петрофизических связей: а –  $K_{пэф} = f(K_{пд})$ ; б –  $K_{п} = f(K_{пэф})$ ; в –  $K_{пр} = f(K_{п})$

**Fig. 1.** Example of petrophysical relationships: а –  $\phi_e = f(\phi_f)$ ; б –  $\phi = f(\phi_e)$ ; с –  $k = f(\phi)$

При увеличении пористости до 20% разница в оценке проницаемости составляет один порядок значений (в/дин – 44 мД, н/дин – 4,2 мД). Таким образом, проведенный фациальный анализ позволил увеличить достоверность определения проницаемости коллекторов, что имеет существенное значение при построении гидродинамических моделей.

Также выявленное различие фильтрационно-емкостных свойств высокодинамических и низкодинамических отложений позволяет выделить зоны развития лучших коллекторов и оптимизировать размещение бурящихся скважин.

Кроме стандартных связей типа «кern–кern» для уточнения граничных значений и расчета проницаемости были проанализированы зависимости для оценки пористости и насыщенности. Для изучаемого пласта существенного деления указанных сопоставлений по фациям не произошло. При этом зависимость  $P_n = f(K_v)$  была построена по логарифмическому уравнению (последнее применяется для коллекторов Западной Сибири с целью лучшей аппроксимации нелинейности связи, подход апробирован разными авторами и организациями: ВНИГНИ, ОАО «СибНАЦ», Петерсилье В.И., Таужнянским Г.В. и др.).

Полученные корреляционные связи  $P_n = f(K_n)$  и  $P_n = f(K_v)$  аппроксимируются следующими петрофизическими уравнениями:

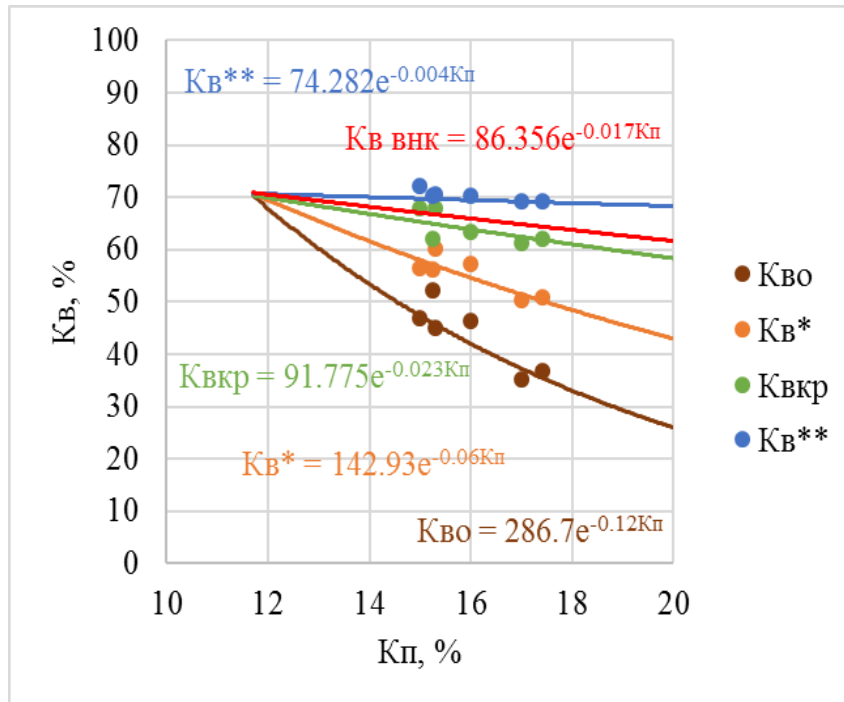
$$P_n = \frac{1}{K_n^{1,83}}, R^2 = 0,793 \quad (3)$$

$$P_n = 10^{\frac{4,4}{\log K_v + 1,75} - 2,5}, R^2 = 0,8821 \quad (4)$$

Указанные уравнения используются при прямом пересчете критических водонасыщенностей (по результатам экспериментов с определением относительной фазовой проницаемости (ОФП), см. рис. 2) в критические сопротивления (рис. 3). При описании ОФП использованы формулировки для значений водо-нефтенасыщенности на границе «нефтяного столба» по данным Л.М. Дорогиницкой [7]:  $K_v^*$  соответствует однопроцентному обводнению притока;  $K_{vкр}$  – водонасыщенность, для которой фазовые проницаемости по воде и нефти равны;  $K_v^{**}$  определяет кровлю зоны остаточной нефти, в этом случае фазовая проницаемость по нефти равна нулю. Для обоснования  $K_v^{ВНК}$  (водонасыщенности на водонефтяном контакте – ВНК) в данной работе учитывалось, что ниже контакта существует подвижная нефть, не имеющая промышленного значения ввиду низких значений фазовой проницаемости при ее фильтрации. В качестве  $K_v^{ВНК}$  использовались данные ОФП при 98%-й обводненности [7], рассчитанной по касательной к функции Леверетта.

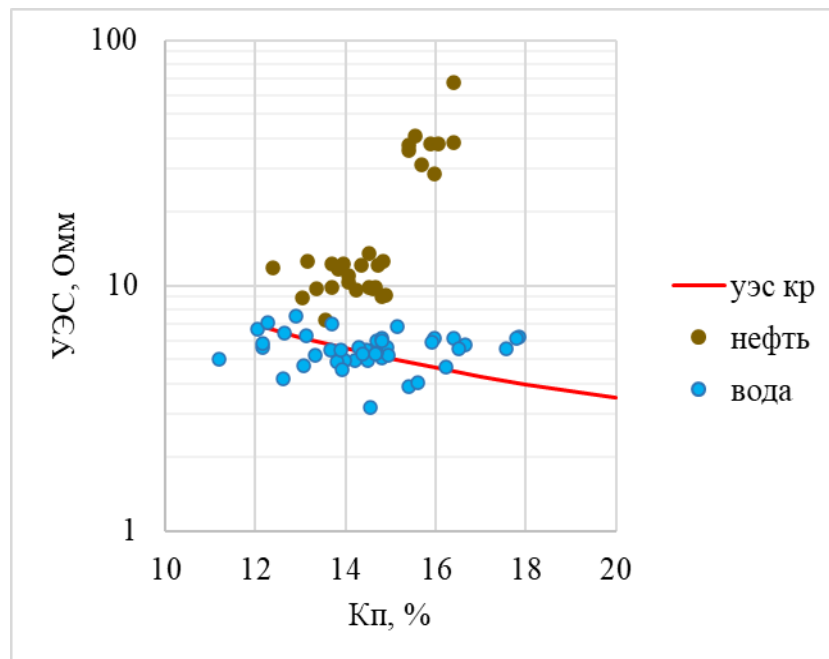
Однако полученные алгоритмы не привели к корректировкам критических сопротивлений для границы «вода–продуктивный коллектор», линия критических сопротивлений «сечет» водонасыщенные прослой (см. рис. 3).

В связи с этим были рассмотрены возможности учета смачиваемости коллекторов [8, 9].



**Рис. 2.** Сопоставление критических водонасыщенностей с коэффициентом пористости для коллекторов ЮВ2 по результатам определения ОФП

**Fig. 2.** Comparison of critical water saturations with porosity coefficient for the JV2 reservoirs based on the results of determining the RPP



**Рис. 3.** Сопоставление удельного электрического сопротивления с коэффициентом пористости для коллекторов ЮВ2 с различным характером насыщения

**Fig. 3.** Comparison of electrical resistivity with porosity coefficient for the JV2 reservoirs with different saturation patterns

### Смачиваемость и ее влияние на оценку параметров пластов

Если породы-коллекторы, насыщенные нефтью и водой, рассматривать в упрощенном виде как сумму капилляров различного диаметра, то в случае полной или преимущественной смачиваемости породы водой пленочная вода заполняет самые узкие поры и поровые каналы, в то время как нефть находится в больших порах. Наоборот, когда поверхность породы преимущественно смачивается нефтью, то

вода содержится в более широких порах в виде изолированных капель. В то же самое время, коллекторы представляют собой полимиктовые разности, состоящие из множества минералов. Так, в терригенных породах наряду с кварцем в различном соотношении содержатся полевые шпаты, глинистые и карбонатные минералы (рис. 4). Стенки пор, соответственно, могут состоять из совершенно различного материала, обладающего специфической смачиваемостью [10].

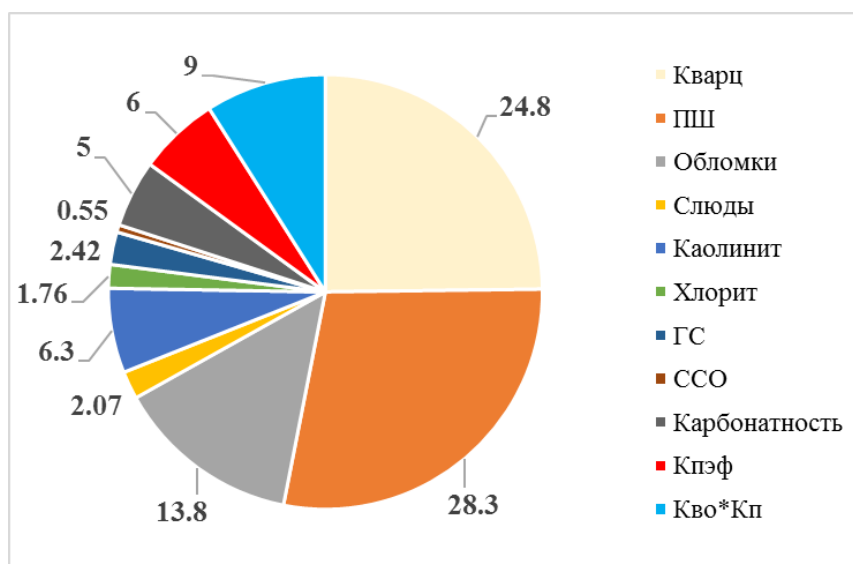


Рис. 4. Объемно-компонентная модель коллекторов пласта ЮВ2 (средние значения)

Fig. 4. Volumetric component model of reservoirs of the JV2 formation (average values)

Истинная смачиваемость породы-коллектора зависит не только от минерального состава пород-коллекторов, но и от содержащихся в порах флюидов. Известно, что в пластовой нефти присутствуют поверхностно-активные и полярные вещества, которые могут адсорбироваться породой. Такие компоненты нефти, как асфальтены, смолы, нафтеновые кислоты, адсорбируются полярными группами к поверхности породы, вследствие чего поверхность породы становится

гидрофобизованной. В случае, если поверхность породы неполярна в результате адсорбции нефти углеводородными радикалами к поверхности, она покрывается гидратированной оболочкой полярных групп и может приобрести гидрофильные свойства. В [11] установлено, что гидрофобизация образцов зерна терригенных отложений тюменской свиты обусловлена наличием на поверхности обломочных зерен и глинистого цемента тонких пленок органического вещества.

В ряде случаев гидрофобные свойства частично сохраняются даже после исчерпывающей экстракции спирто-бензольной смесью, вероятно, за счет присутствия нерастворимого углефицированного органического вещества. Соответственно, интерес для изучения смачиваемости поверхности порового пространства пород представляют как экстрагированные, так и неэкстрагированные образцы кернa.

В настоящей работе использовались: индекс смачиваемости I (Амотт–Харви) на неэкстрагированных и экстрагированных образцах и показатель смачиваемости по Тульбовичу (ОСТ 39-180-85 «Нефть. Метод определения смачиваемости углеводородосодержащих пород»).

Оригинальный метод Амотта предусматривает, что цилиндрический образец, насыщенный нефтью, центрифугируют в рассоле до достижения остаточной нефтенасыщенности. Модифицированный метод, известный как метод Амотта–Харви, предусматривает, что процедура имеет дополнительную стадию подготовки кернa до начала испытания: керн центрифугируют сначала в рассоле, а затем в нефти, чтобы уменьшить водонасыщенность до начального значения [12].

Показатель смачиваемости Амотта–Харви ( $I_w$ ) выражается в виде относительного параметра, определяемого следующим образом – из отношения объемов нефти, вытесненного водой ( $V_{osp}/V_{ot} = \delta_w$ ) в процессе

центрифугирования, вычитают отношение объемов воды, вытесненной нефтью ( $V_{wsp}/V_{wt} = \delta_o$ ):

$$I_w = V_{osp}/V_{ot} - V_{wsp}/V_{wt} = \delta_w - \delta_o \quad (5)$$

Показатель смачиваемости Амотта изменяется от +1 для бесконечно гидрофильных пород до –1 для бесконечно гидрофобных пород, а его нулевое значение представляет нейтральную смачиваемость.

Метод определения показателя смачиваемости по ОСТ 39-180-85 также основан на данных капиллярного впитывания в образец воды и керосина при атмосферных условиях и в гравитационном поле при центрифугировании. Метод включает все те же этапы, что и тест Амотта, однако показатель смачиваемости по ОСТ вычисляют как отношение объема керосина, вытесненного из образца при капиллярной пропитке в воде, к суммарному объему керосина, вытесненного водой при пропитке и центрифугировании [13]. Таким образом, значения показателя смачиваемости по ОСТ всегда положительны. По существу, определение смачиваемости по ОСТ является упрощенным вариантом теста Амотта. ОСТ 39-180-85 регламентирует определение смачиваемости на экстрагированных образцах кернa.

Сравнение количественных величин показателей смачиваемости представлено в табл. 1.

**Табл. 1.** Сравнение показателей смачиваемости

**Table 1.** Comparison of wettability indices

Метод	Гидрофильный	Нейтральный	Гидрофобный
Индекс смачиваемости Амотта–Харви ( $I_w$ )*	$0,3 \leq I_w \leq 1,0$	$-0,3 < I_w < 0,3$	$-1,0 \leq I_w \leq -0,3$
Показатель смачиваемости (M)** по стандарту (ОСТ 39-189-85)	0,6–1,0	0,4–0,6	0–0,4

Источники: \*Anderson W.G. [14]; \*\*Тульбович Б.И. [13]

Sources: \*Anderson W.G. [14]; \*\*Tulbovich B.I. [13]



Экспериментальные исследования предусматривают экстракцию образцов керна. В настоящей работе при сравнении показателей смачиваемости, определенных на образцах с естественным

насыщением (до экстракции) и после экстракции, установлено, что экстракция изменяет поверхностные свойства пород в сторону их большей гидрофильности (рис. 5).

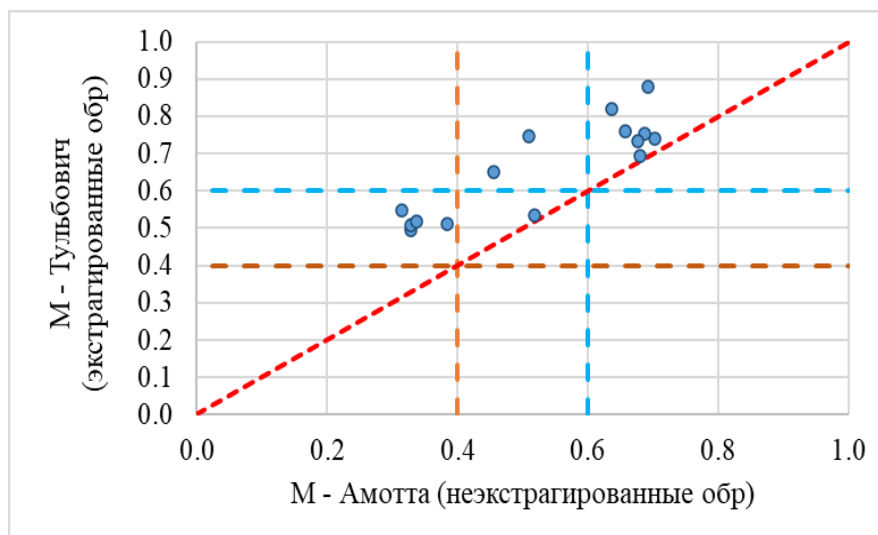


Рис. 5. Сопоставление смачиваемости образцов до экстракции и после экстракции по пластам ЮВ2

Fig. 5. Comparison of wettability of the samples before extraction and after extraction for the JV2 formations

Также было установлено, что при уменьшении пористости коллектор фобизируется за счет развития карбонатного цемента (рис. 6, 7). Получены пересчетные

уравнения индекса смачиваемости, определенного на экстрагированных образцах, в индекс смачиваемости для неэкстрагированных.

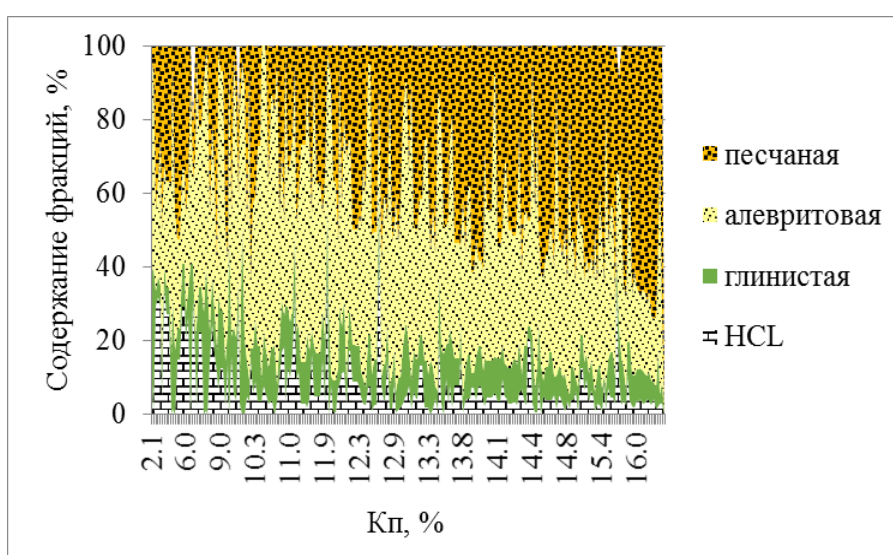


Рис. 6. Сопоставление гранулометрического состава пород с пористостью, пласт ЮВ2

Fig. 6. Comparison of rock granulometric composition with porosity, the JV2 formation

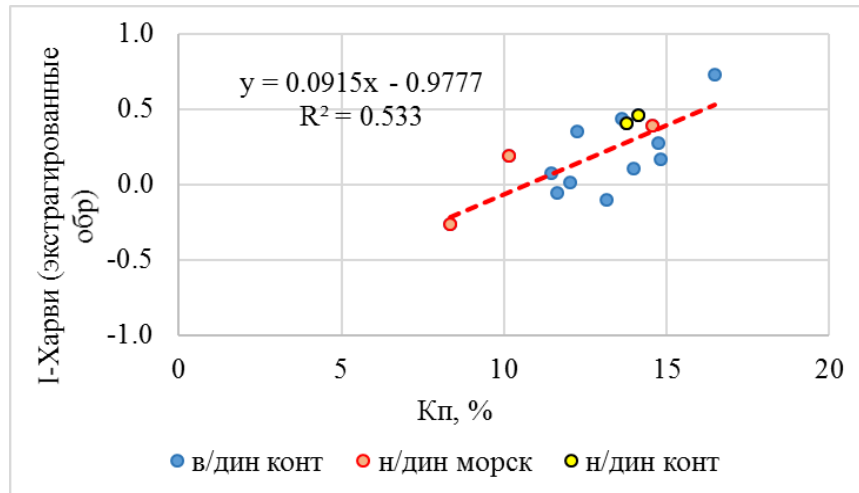


Рис. 7. Сопоставление смачиваемости образцов с пористостью по пластам ЮВ2

Fig. 7. Comparison of sample wettability with porosity for the JV2 formations

Искусственная гидрофилизация образцов керн приводит к смещению зависимости  $R_n(K_v)$  в сторону меньших значений удельного электрического сопротивления и меньших  $R_n$ , а следовательно, занижает коэффициент водонасыщенности и завышает коэффициент нефтенасыщенности. Зависимость  $R_n(K_v)$  нуждается в корректировке с учетом смачиваемости коллекторов. Такая корректировка была выполнена для зоны предельно нефтенасыщенного коллектора с уверенным определением УЭС по данным

ГИС и  $K_{во}$  по керну (рис. 8). При этом удельное электрическое сопротивление оценивалось по методу высокочастотного индукционного каротажного изопараметрического зондирования в пластах с мощностью более 1,8 м (для минимизации влияния вмещающих пород) с учетом введения поправок за скважинные условия и окаймляющую зону. Оценка значений остаточной водонасыщенности прямым методом (Дина–Старк) проводилась на единичных образцах после восстановления смачиваемости.

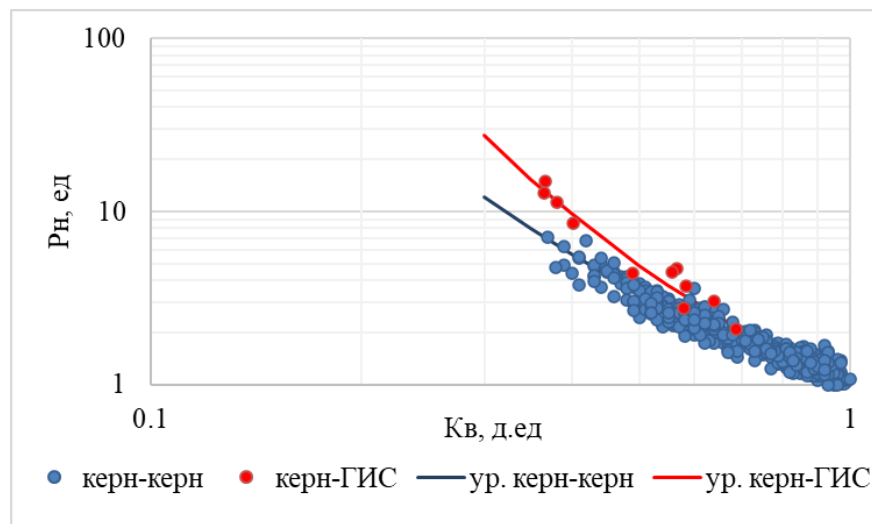


Рис. 8. Зависимость  $R_n=f(K_v)$  скорректированная по данным ГИС для пластовых условий

Fig. 8. Dependence  $I_r=f(S_w)$  adjusted according to well-logging data for reservoir conditions

Из рис. 8 видно, что показатель степени зависимости  $P_n = f(K_v)$  увеличивается и лучше подходит для коллекторов с промежуточной смачиваемостью.

Скорректированная зависимость определяется уравнением:

$$P_n = 10^{\frac{6}{\log K_v + 1,75} - 3,45}, R^2 = 0,851 \quad (6)$$

Для корректировки значений критических УЭС необходимо рассматривать не только скорректированное уравнение  $P_n = f(K_v)$  в зависимости от смачиваемости, но и установить критические насыщенности для режима дренирования (который лучше соответствует условиям формирования залежи, когда нефть вытесняет воду, а не наоборот).

Так как рассматриваемые коллекторы имеют преимущественно промежуточную смачиваемость, то частично сохраняется модель распределения флюида в поровом пространстве, когда пленочная вода хотя и

имеет области отсутствия, но при этом сохраняет связность пленки на поверхности в целом. Поэтому с некоторым допущением возможно использование уравнений, предложенных Пирсоном С.Д. для гидрофильных коллекторов. На основании того, что закон линейной фильтрации (закон Дарси) близок по форме к закону проводимости, С.Д. Пирсон предложил уравнения для расчета относительных фазовых проницаемостей по электрическому параметру насыщения  $P_n$  [7]. Формулы расчета относительной проницаемости учитывают аномальную по электропроводности и подвижности воду ( $\alpha$ ) и направление движения смачивающей фазы (впитывание, дренирование). По данным Леонтьева Е.И. [15] пределы  $\alpha$  составляют 0,05–0,09 мкм. Более низкие значения характерны для пород с меньшими значениями остаточной водонасыщенности, что и наблюдается для коллекторов с промежуточной смачиваемостью.

Для расчета относительных фазовых проницаемостей нефти ( $K_{прн}$ ) и воды ( $K_{прв}$ ) на режиме дренирования использованы уравнения [7]:

$$K_{прн} = (1 - S_n) \left\{ 1 - S_n^{1/4} \left[ 1 - \frac{1}{(1-\alpha)} P_n^{-1} \right]^{1/4} \right\}^2 \quad (7)$$

$$K_{прв} = S_n^{1/2} \left[ 1 - \frac{1}{(1-\alpha)} (1 - P_n^{-1}) \right]^{3/2} \quad (8)$$

$$\frac{K_{присп}}{K_{прабс(в)}} = (1 - \alpha)^3, \quad (9)$$

где  $S_n = (K_v - K_{во}) / (1 - K_{во})$  – подвижность воды в порах;

$P_n$  – параметр насыщения;

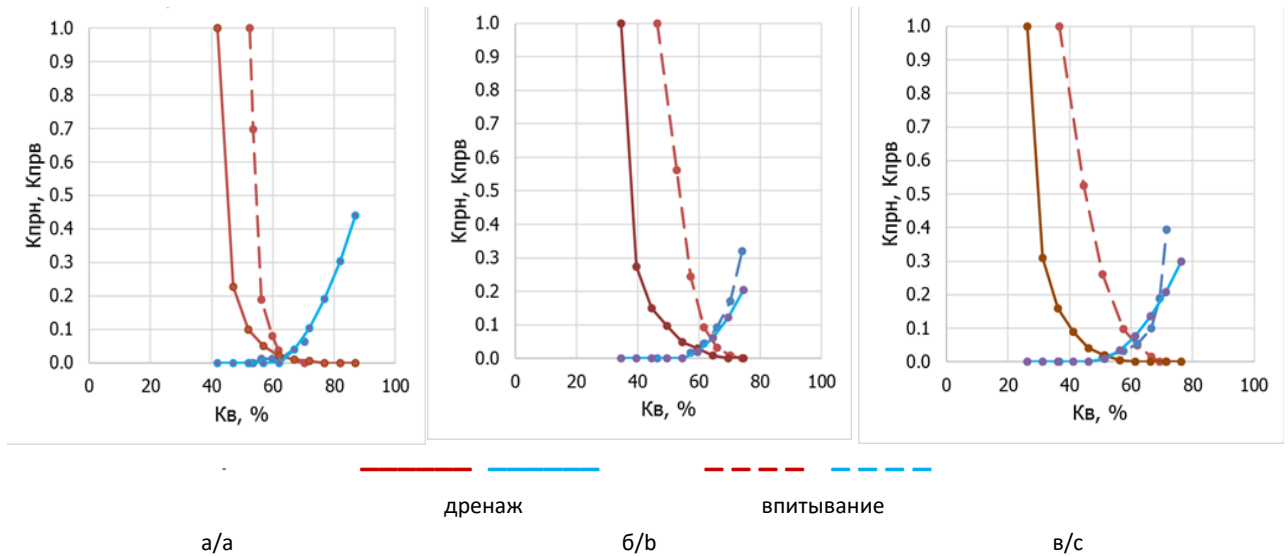
$K_{во}$  – остаточная водонасыщенность;

$\alpha$  – объем аномальной воды (0,05);

$K_{присп}$  – газопроницаемость, исправленная за эффект Клинкинберга;

$K_{прабс(в)}$  – проницаемость при воде при 100% водонасыщенности пластовой водой.

В итоге (с учетом пластовых условий, смачиваемости и режима дренирования) получены относительные фазовые проницаемости, смещенные по оси  $K_v$  влево (рис. 9).



**Рис. 9.** Сравнение рассчитанных относительных фазовых проницаемостей с результатами фактических экспериментов:

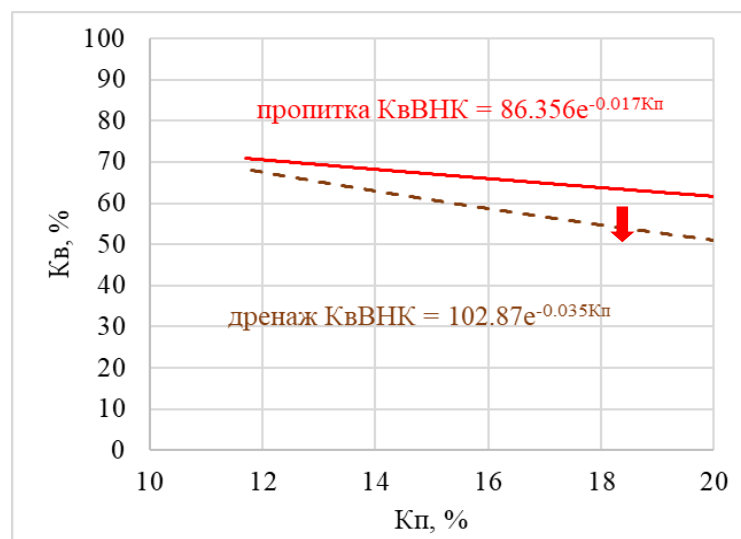
- а – впитывание  $K_{пр}=2,7$  мД, расчетный дренаж 3 мД;
- б – впитывание  $K_{пр}=6,3$  мД, расчетный дренаж 6 мД;
- в – впитывание  $K_{пр}=16,2$  мД, расчетный дренаж 16 мД

**Fig. 9.** Comparison of calculated relative phase permeabilities with the results of actual experiments:

- a – absorption  $k=2.7$  mD, design drainage 3 mD;
- b – absorption  $k=6.3$  mD, design drainage 6 mD;
- c – absorption  $k=16.2$  mD, design drainage 16 mD

По смещенным графикам ОФП в сторону меньших значений  $K_v$  были определены критические водонасыщенности на водонефтяном контакте в условиях формирования залежи и

с учетом смачиваемости коллекторов, которые оказались ниже получаемых по ОФП на режиме пропитки примерно на восемь абсолютных процентов (рис. 10).



**Рис. 10.** Корректировка критических водонасыщенностей с учетом расчетных ОФП

**Fig. 10.** Correction of critical water saturations considering calculated RPPs

Скорректированная зависимость  $K_v$  на водонефтяной контакт (дренаж) определяется уравнением:

$$K_v^{ВНК} = 102,87 \cdot e^{-0,035K_n}, \quad (10)$$

Пересчет скорректированных  $K_v$  на ВНК в критические сопротивления по известным зависимостям  $P_{нк} = f(K_n)$ ,  $P_{нк} = f(K_v)$  позволил изменить (увеличить) критические сопротивления для границы «вода–нефть», что устранило наблюдаемые противоречия с результатами испытаний (рис. 11).

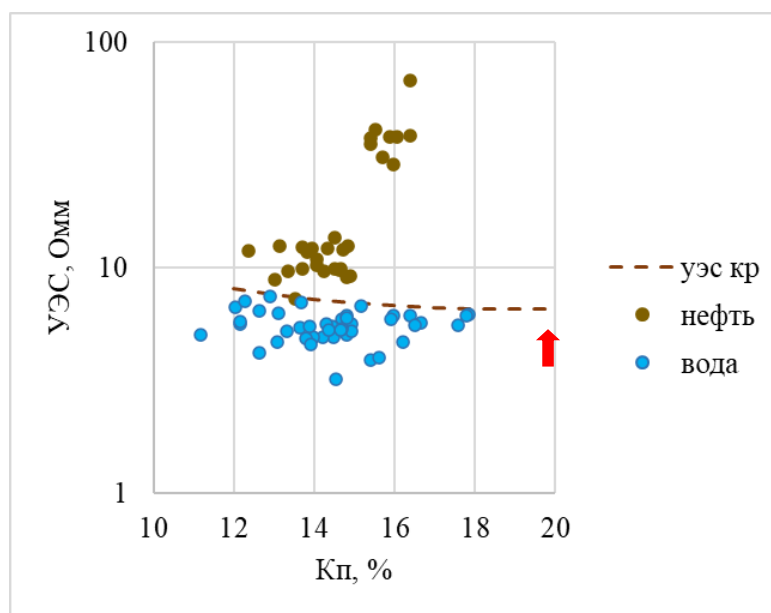


Рис. 11. Корректировка критических сопротивлений с учетом расчетных ОФП

Fig. 11. Correction of critical resistances considering calculated RPPs

### Выводы

Использование фациального анализа позволяет уточнить зависимости проницаемости между высоко- и низкодинамическими отложениями.

Анализ результатов определения смачиваемости образцов керна до экстракции методом Амотта–Харви показал, что изучаемые породы тюменской свиты характеризуются промежуточной смачиваемостью.

В связи с этим для таких коллекторов рекомендуется использовать следующий подход:

- корректировать зависимость  $P_n = f(K_v)$  с учетом УЭС по данным ГИС

и  $K_{во}$  по керну с восстановленной смачиваемостью;

- рассчитывать ОФП в условиях дренирования с использованием зависимости  $P_n = f(K_v)$  и на этой основе корректировать значения критических водонасыщенностей и сопротивления.

Таким образом, примененный комплексный подход позволит получить более достоверные величины параметров коллекторов по ГИС, повысить детальность и достоверность геологических моделей. Позволит оценивать наиболее перспективные зоны для бурения новых скважин и улучшить прогноз продуктивности.

**Конфликт интересов**

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

**Список источников**

1. *Боронин П.А., Москаленко Н.Ю., Аскерова Д.Э., Персидская А.Н.* Типизация разреза тюменской свиты по фаціальным условиям осадконакопления // Труды РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина. 2021. № 4(305). С. 21–32. [https://doi.org/10.33285/2073-9028-2021-4\(305\)-21-32](https://doi.org/10.33285/2073-9028-2021-4(305)-21-32)
2. Фации (геологические осадочные) // Геологический словарь: В 2 т. / Под ред. К.Н. Паффенгольца, Л.И. Боровикова, А.И. Жамойда и др. М.: Недра, 1973. Т. 2. С. 351–352.
3. *Гильманов Я.И.* Повышение достоверности определения подсчетных параметров сложно-построенных коллекторов на основе литолого-фаціального анализа по данным ГИС: Автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук. Тюмень, 2003. 23 с.
4. *Муромцев В.С.* Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа. Л.: Недра, 1984. 260 с.
5. *Изотова Т.С., Денисов С.Б., Вендельштейн Б.Ю.* Седиментологический анализ данных промысловой геофизики. М.: Недра, 1993. 176 с.
6. *Исакова Т.Г., Персидская А.С., Хотылев О.В.* и др. Типизация отложений тюменской свиты по степени гидродинамической активности условий осадконакопления при создании петрофизической модели и дифференцированной интерпретации геофизических исследований скважин // Георесурсы. 2022. Т. 24, № 2. С. 172–185. <https://doi.org/10.18599/grs.2022.2.16>
7. *Дорогиницкая Л.М., Дергачева Т.Н., Анашкин А.Р.* и др. Количественная оценка добывных характеристик коллекторов нефти и газа по петрофизическим данным и материалам ГИС. Томск: STT, 2007. 278 с.
8. *Бата Л.К.* Методика определения коэффициента нефтенасыщенности гидрофобных коллекторов и диагностические критерии их выделения на нефтяных месторождениях Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции: Автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук. М., 2022. 25 с.
9. *Дьяконова Т.Ф., Терентьев В.Ю., Саитгараев А.Д.* и др. Временные методические рекомендации по определению коэффициента нефтенасыщенности негидрофильных коллекторов при подсчете запасов нефти и газа месторождений компаний ПАО «ЛУКОЙЛ» в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции // Геология и недропользование. 2021. № 2(2). С. 60–75.
10. *Михайлов Н.Н., Гурбатова И.П., Моторова К.А., Сечина Л.С.* Новые представления о смачиваемости коллекторов нефти и газа // Нефтяное хозяйство. 2016. № 7. С. 80–85.
11. *Зубков М.Ю., Сотникова Г.П., Прямоносова И.А.* и др. Некоторые причины гидрофобизации коллекторов: Депонированная рукопись ВНИИОЭНГ, № 1870-НГ от 30.05.1990. 17 с.
12. *МакФи К., Рид Дж., Зубизаретта И.* Лабораторные исследования керна: гид по лучшим практикам / Пер. с англ. И.Н. Иванова; под ред. М.А. Тугаровой. М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2018. 924 с.
13. *Тульбович Б.И.* Методы изучения пород-коллекторов нефти и газа. М.: Недра, 1979. 199 с.

14. *Anderson W.G.* Wettability literature survey – Part 2: Wettability measurement // *Journal of Petroleum Technology*. 1986. Vol. 38, No. 11. P. 1246–1262. <https://doi.org/10.2118/13933-PA>

15. *Леонтьев Е.И., Дорогиницкая Л.М., Кузнецов Г.С., Малыхин А.Я.* Изучение коллекторов нефти и газа месторождений Западной Сибири геофизическими методами. М.: Недра, 1974. 239 с.

#### **Информация об авторах**

*Павел Александрович Боронин* – главный специалист, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть», Тюмень, Россия; SPIN-код: 2207-2280, <https://orcid.org/0009-0006-2551-7657>; e-mail: [Pavel.Boronin@lukoil.com](mailto:Pavel.Boronin@lukoil.com)

*Ксения Яновна Гильманова* – геолог 2-й категории, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть», Тюмень, Россия; аспирант, Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия; SPIN-код: 2481-2970, <https://orcid.org/0009-0009-1188-9865>; e-mail: [Kseniya.Gilmanova@lukoil.com](mailto:Kseniya.Gilmanova@lukoil.com)

**Поступила в редакцию 19.12.2023**

## NEW METHODS AND TECHNOLOGIES OF STUDYING THE GEOLOGICAL ENVIRONMENT OF OIL AND GAS BASINS

Original article

<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-1.art1>

# An integrated approach to the substantiation of the boundary values and the assessment of the character of saturation in the deposits of the Tyumen formation

P.A. Boronin<sup>1</sup>, K.Ya. Gilmanova<sup>1,2</sup> ✉

1 – KogalymNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC, Tyumen, Russia

2 – Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

**Abstract.** *Background.* The Tyumen formation is characterized by the complexity of the structure of deposits and consists of the sediments of different facies groups. To build hydrodynamic models, improve the development system and identify prospective zones, the conditions of sedimentation must be taken into account. *Objective.* Increasing the reliability of reservoir permeability assessment and clarifying critical resistivities when assessing the nature of saturation, which requires new approaches to petrophysical modeling. *Materials and methods.* The work uses the results of core studies and interpretation of well-logging data for the JV2 formation considering the facies. *Results.* The wettability of extracted and nonextracted samples is studied, the dependence of the saturation parameter on the water saturation coefficient is corrected taking into account the wettability of reservoirs, and the relative phase permeabilities are calculated for drainage conditions in the “oil–water” system. *Conclusions.* An integrated approach makes it possible to clarify the values of permeability, critical resistivities and oil and gas saturation of reservoirs, which can be used to identify prospecting zones when drilling new wells.

**Keywords:** facies, permeability coefficient, lithology, hydrodynamic activity, high-dynamic deposits, low-dynamic deposits, wettability, relative phase permeabilities, saturation parameter, critical resistances

**Funding:** the work received no funding.

**For citation:** Boronin P.A., Gilmanova K.Ya. An integrated approach to the substantiation of the boundary values and the assessment of the character of saturation in the deposits of the Tyumen formation. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2024. Vol. 15, No. 1. P. 3–20. (In Russ.). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-1.art1>

---

✉ Kseniya Ya. Gilmanova, e-mail: [Kseniya.Gilmanova@lukoil.com](mailto:Kseniya.Gilmanova@lukoil.com)

© Boronin P.A., Gilmanova K.Ya., 2024



The content is available under Creative Commons Attribution 4.0 License.



### Conflict of interests

The authors declare no conflict of interests.

### References

1. Boronin P.A., Moskalenko N.Yu., Askerova D.E., Persidskaya A.N. Typification of section of Tyumen formation according to facies conditions of sedimentation. *Proceedings of Gubkin Russian State University of Oil and Gas*. 2021. No. 4. P. 21–32. (In Russ.). [https://doi.org/10.33285/2073-9028-2021-4\(305\)-21-32](https://doi.org/10.33285/2073-9028-2021-4(305)-21-32)
2. Facies (geological sedimentary). In: Paffenholtz K.N., Borovikov L.I., Zhamoid A.I. et al., eds. *Geological Dictionary*. Vol. 2. Moscow: Nedra, 1973. P. 351–352. (In Russ.).
3. Gilmanov Ya.I. Increasing the reliability of determining the calculation parameters of complex reservoirs based on lithological and facies analysis according to GIS data. Cand. Sci. diss. abstr. Tyumen, 2003. 23 p. (In Russ.).
4. Muromtsev V.S. *Electrometric Geology of Sand Bodies of Lithological Oil and Gas Traps*. Leningrad: Nedra, 1984. 260 p. (In Russ.).
5. Izotova T.S., Denisov S.B., Vendelshtein B.Yu. *Sedimentological Analysis of Field Geophysics Data*. Moscow: Nedra, 1993. 176 p. (In Russ.).
6. Isakova T.G., Persidskaya A.S., Khotylev O.V. et al. Typification of the deposits of the Tyumen formation according to the degree of hydrodynamic conditions of sedimentation to create a petrophysical model and differentiated interpretation of well log data. *Georesursy*. 2022. Vol. 24, No. 2. P. 172–185. (In Russ.). <https://doi.org/10.18599/grs.2022.2.16>
7. Doroginitskaya L.M., Dergacheva T.N., Anashkin A.R. et al. *Quantitative Estimation of Production Characteristics of Oil and Gas Collectors on Petrophysical Data and GIS Materials*. Tomsk: STT, 2007. 278 p. (In Russ.).
8. Bata L.K. Methodology for determining the oil saturation coefficient of hydrophobic reservoirs and diagnostic criteria for their identification in oil fields of the Timan-Pechora oil and gas province. Cand. Sci. diss. abstr. Moscow, 2022. 25 p. (In Russ.).
9. Diakonova T.F., Terentyev V.Yu., Saetgaraev A.D. et al. Temporary guidelines for determining the oil saturation coefficient of non-hydrophilic reservoirs when calculating the oil and gas reserves of the fields of PJSC LUKOIL in the Timan-Pechora oil and gas province. *Geology and Subsoil Use*. 2021. No. 2(2). P. 60–75. (In Russ.).
10. Mikhailov N.N., Gurbatova I.P., Motorova K.A., Sechina L.S. New representations of wettability of oil and gas reservoirs. *Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry*. 2016. No. 7. P. 80–85. (In Russ.).
11. Zubkov M.Yu., Sotnikova G.P., Pryamnosova I.A. et al. Some causes for the hydrophobization of reservoirs. Deposited paper No. 1870-NG, VNIOENG, 30.05.1990. 17 p. (In Russ.).
12. McPhee K., Reed J., Zubizaretta I. *Core Analysis: A Best Practice Guide*. Amsterdam: Elsevier, 2015. 829 p. <https://doi.org/10.1016/c2014-0-00418-2>
13. Tulbovich B.I. *Methods for Studying Oil and Gas Reservoir Rocks*. Moscow: Nedra, 1979. 199 p. (In Russ.).
14. Anderson W.G. Wettability literature survey – Part 2: Wettability measurement. *Journal of Petroleum Technology*. 1986. Vol. 38, No. 11. P. 1246–1262. <https://doi.org/10.2118/13933-PA>

15. Leontyev E.I., Doroginitskaya M.T., Kuznetsov G.S. et al. *Study of Oil and Gas Reservoirs in Western Siberia Using Geophysical Methods*. Moscow: Nedra, 1974. 239 p. (In Russ.).

***Information about the authors***

*Pavel A. Boronin* – Chief Specialist, KogalymNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC, Tyumen, Russia; <https://orcid.org/0009-0006-2551-7657>; e-mail: [Pavel.Boronin@lukoil.com](mailto:Pavel.Boronin@lukoil.com)

*Kseniya Ya. Gilmanova* – Second Category Geologist, KogalymNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC, Tyumen, Russia; Postgraduate, Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia; <https://orcid.org/0009-0009-1188-9865>; e-mail: [Kseniya.Gilmanova@lukoil.com](mailto:Kseniya.Gilmanova@lukoil.com)

**Received 19.12.2023**