

СТАТЬИ

УДК 553.98

DOI 10.17513/use.38351

ИССЛЕДОВАНИЕ СМАЧИВАЕМОСТИ ГОРНЫХ ПОРОД ПЛАСТОВ-КОЛЛЕКТОРОВ СЕВЕРО-ВАРТОВСКОЙ МЕГАТЕРРАСЫ**Жидков Е.О., Фаррахова О.А., Решетников М.В.***ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Когалым, e-mail: Mikhail.Reshetnikov@lukoil.com*

Целью исследования является определение характера смачиваемости горных пород продуктивных пластов и их зависимость от минералогического состава. В работе исследован параметр смачиваемости пород коллекторов, слагающих продуктивные пласты BV_8 и $YV_{1/1}$. Исследования проводились по ОСТ 39-180-85. Породы пласта BV_8 характеризуются высокими значениями показателя смачиваемости M 0,70–0,97, что классифицирует их как гидрофильные и преимущественно гидрофильные. Для формирования более детального представления о минералогическом и литологическом составе исследуемых горных пород в рамках исследования было проведено детальное литологическое описание горных пород и петрографических шлифов, также для описания минералогического состава и строения пустотного и порового пространства использованы результаты исследований, полученных при помощи электронно-микроскопических исследований. По результатам определения параметра смачиваемости коллектора пласта $YV_{1/1}$ показатель смачиваемости M варьируется в пределах от 0,03 до 0,40, что классифицирует его как гидрофобную и преимущественно гидрофобную породу. Полученные данные о характере смачиваемости коллекторов, слагающих продуктивные пласты, рекомендуется рассматривать как уточняющий параметр в совокупности с коэффициентами фазовой проницаемости и коэффициентами вытеснения нефти водой для выбора агента вытеснения при планировании методов повышения нефтеотдачи пластов.

Ключевые слова: смачиваемость горных пород, пласт BV_8 , пласт $YV_{1/1}$ **WETTABILITY OF ROCKS OF BV_8 AND $YV_{1/1}$ FORMATIONS WITHIN THE EASTERN PART OF THE NORTH VARTOVSKAYA MEGATERRACE****Zhidkov E.O., Farrakhova O.A., Reshetnikov M.V.***LUKOIL-Engineering LLC, Kogalym, e-mail: Mikhail.Reshetnikov@lukoil.com*

The purpose of the study is to determine the character of wettability of rocks of productive formations and its dependence on the mineralogical composition. In the work the parameter of wettability of reservoir rocks composing productive formations BV_8 and $YV_{1/1}$ was investigated. The studies were carried out according to OST 39-180-85. The rocks of the BV_8 formation are characterized by high values of the wettability parameter M 0.70-0.97, which classifies them as hydrophilic and predominantly hydrophilic. To form a more detailed idea of the mineralogical and lithological composition of the studied rocks, a detailed lithological description of the rocks and petrographic samples was carried out within the framework of the research; also, the results of studies obtained by means of electron-microscopic research were used to describe the mineralogical composition and the structure of the void and pore space. According to the results of determining the wettability parameter of the reservoir of the $YV_{1/1}$ formation, the wettability parameter M varies from 0.03 to 0.40, which classifies it as hydrophobic and predominantly hydrophobic rock. It is recommended to consider the obtained data on the character of reservoir wettability, which compose productive formations, as a clarifying parameter in conjunction with phase permeability coefficients and oil displacement coefficients with water to select a displacement agent when planning enhanced oil recovery methods.

Keywords: rock wettability, reservoir BV_8 , reservoir $YV_{1/1}$ **Введение**

Смачиваемость поверхности горных пород – это физическое свойство, которое в значительной степени определяет процесс извлечения нефти из пласта. Смачиваемость оказывает существенное влияние на различные свойства горных пород, такие как капиллярное давление, относительные фазовые проницаемости, остаточная нефтенасыщенность и др. Структурно-текстурные и поверхностно-молекулярные сложности горных пород определяют зависимость разных свойств горных пород от их смачиваемости, что придает ей значимость в перемещении флюидов внутри пласта и в процессах выдавливания нефти [1].

В горных породах смачиваемость может варьировать от сильно гидрофильной до сильно гидрофобной, во многом это зависит от взаимодействия пластовых флюидов с поверхностью горной породы, вследствие чего смачиваемость представляется одним из ключевых критериев характеристики коллектора [2–4]. В последние годы вырос интерес к изучению смачиваемости горных пород при решении производственных задач в нефтяной геологии [5–7]. Особое внимание уделяется изменениям смачиваемости пород-коллекторов в процессе разработки [8].

Целью исследования является определение характера смачиваемости горных

пород продуктивных пластов и их зависимость от минералогического состава.

Материалы и методы исследования

Определение смачиваемости выполнено по ОСТ 39-180-85 [9]. Для определения показателя смачиваемости породы необходим стандартный цилиндр для определения фильтрационно-емкостных свойств, хорошо консолидированный [10, с. 360]. На образцах недопустимо наличие сколов и трещин.

Проведение эксперимента

1. Экстрагированный образец с известной проницаемостью (не менее 0,01 мкм²) насыщают и производят гидростатическое взвешивание образца в воде.

2. Погружают насыщенный моделью пластовой воды образец в керосин на 20 ч. Производят гидростатическое взвешивание, определяют массу образца в воде.

3. Образец помещают в стакан центрифуги, заполненный керосином, и производят центрифугирование в течение 30 мин при факторе разделения 2500. Производят гидростатическое взвешивание, определяя массу образца в воде.

4. Испытуемый образец породы погружают в модель пластовой воды на 20 ч. Производят гидростатическое взвешивание, определяя массу образца в воде.

5. Цилиндр опускают в емкость, содержащую модель пластовой воды, и центрифугируют полчаса. Производят гидростатическое взвешивание, определяя массу образца в воде.

6. Полученные значения вносят в таблицу [9].

Обработка результатов эксперимента

Количество воды, вытесненной керосином из образца в результате противоточной капиллярной пропитки, определяется по формуле [10, с. 356]:

$$V_B = \frac{(P_1 - P_2)}{(\rho_B - \rho_K)}, \quad (1)$$

где V_B – объем воды, выдавленный керосином, см³; P_1 – масса образца в модели пластовой воды, насыщенного моделью пластовой воды, г; P_2 – масса цилиндра в модели пластовой воды после противоточной капиллярной пропитки, г; ρ_B – плотность модели пластовой воды, г/см³; ρ_K – плотность керосина, г/см³.

Количество воды (V_B^Σ), вытесненной керосином из образца в результате про-

тивоточной капиллярной пропитки и центрифугирования, определяется по формуле [10, с. 356]:

$$V_B^\Sigma = \frac{(P_1 - P_3)}{(\rho_B - \rho_K)}, \quad (2)$$

где P_3 – масса цилиндра в модели пластовой воды после центрифугирования в керосине, г; остальные обозначения приведены в формуле (1).

Количество керосина (V_K), вытесненного моделью пластовой воды из образца за счет противоточной капиллярной пропитки, определяется по формуле [10, с. 172]:

$$V_K = \frac{(P_4 - P_3)}{(\rho_B - \rho_K)}, \quad (3)$$

где P_4 – масса образца в модели пластовой воды после погружения его в модель пластовой воды в течение 20 ч, г; остальные обозначения приведены в формулах 1 и 2.

Общий объем керосина (V_K^Σ), вытесненного моделью пластовой воды из образца в результате противоточной капиллярной пропитки и центрифугирования, определяется по формуле [11, с. 356]:

$$V_K^\Sigma = \frac{(P_5 - P_3)}{(\rho_B - \rho_K)}, \quad (4)$$

где P_5 – масса образца в модели пластовой воды после капиллярной пропитки и центрифугирования в воде, г.

Смачиваемость (М) поверхности цилиндра определяется по формуле [11, с. 173]:

$$M = \frac{V_K}{V_K^\Sigma} = \frac{(P_4 - P_3)}{(P_5 - P_3)}. \quad (5)$$

Результаты определения категории смачиваемости представлены в таблице.

Характеристика смачиваемости поверхности породы по показателю смачиваемости М [11, с. 173]

| Показатель смачиваемости М | |
|----------------------------|------------------------------|
| 0,0–0,2 | Гидрофобная |
| 0,2–0,4 | Преимущественно гидрофобная |
| 0,4–0,6 | Промежуточная смачиваемость |
| 0,6–0,8 | Преимущественно гидрофильная |
| 0,8–1,0 | Гидрофильная |

Для формирования более детального представления о минералогическом и ли-

тологическом составе исследуемых горных пород в рамках исследований было проведено детальное литологическое описание горных пород и петрографических шлифов, также для описания минералогического состава и строения пустотного и порового пространства использованы результаты электронно-микроскопических исследований.

Результаты исследования и их обсуждение

В работе представлены результаты изучения смачиваемости пород коллекторов, слагающих продуктивные пласты БВ₈ и ЮВ_{1/1}. Продуктивные пласты выделены в отложениях мегионской, баженовской, васюганской и тюменской свит. Залежи нефти выявлены в пластах БВ₇, БВ₈, БВ₉, БВ₁₀, Ю_{1/1} и Ю₂.

Литология пласта БВ₈

Горизонт БВ₈ приурочен к верхней части мегионской свиты. Основные запасы углеводородов месторождения сосредоточены в этом пласте. Отложения представлены переслаиванием песчаников и алевролитов. Песчаники светло-серые, мелкозернистые, алевроитовые, неравномерно глинистые. Алевролиты темно-серые, мелко-крупнозернистые, песчанистые, неравномерно

глинистые, рассеянная примесь глинистого материала 40%. По данным рентгеноструктурного анализа основным глинистым минералом цемента является хлорит в виде тонких пленок вокруг зерен.

По данным электронно-микроскопического исследования значительный объем породы составляют мелкие межмикроагрегатные микропоры изометричной формы со средним диаметром 2–4 мкм, межмикроагрегатно-зернистые микропоры анизометричной формы с сечением 10–15 мкм, межчастичные ультрамикропоры щелевидной формы с диаметром 0,05–0,1 мкм. Поверхность большинства зерен кварца и полевых шпатов покрыта тонкими пластинчатыми глинистыми частицами и ультрамикроагрегатами хлоритового состава (рис. 1).

Алевролиты мелко-крупнозернистые песчаные пласта БВ₈ имеют следующую характеристику. Поровое пространство породы состоит из межмикроагрегатных пор щелевидной формы со средней шириной 2–4 мкм, межультрамикроагрегатных тонких микропор анизометричной формы со средним диаметром 0,3–0,5 мкм. Поверхность большинства зерен кварца и полевых шпатов покрыта тонкими изометрично-пластинчатыми глинистыми частицами иллит-хлоритового состава (рис. 2).

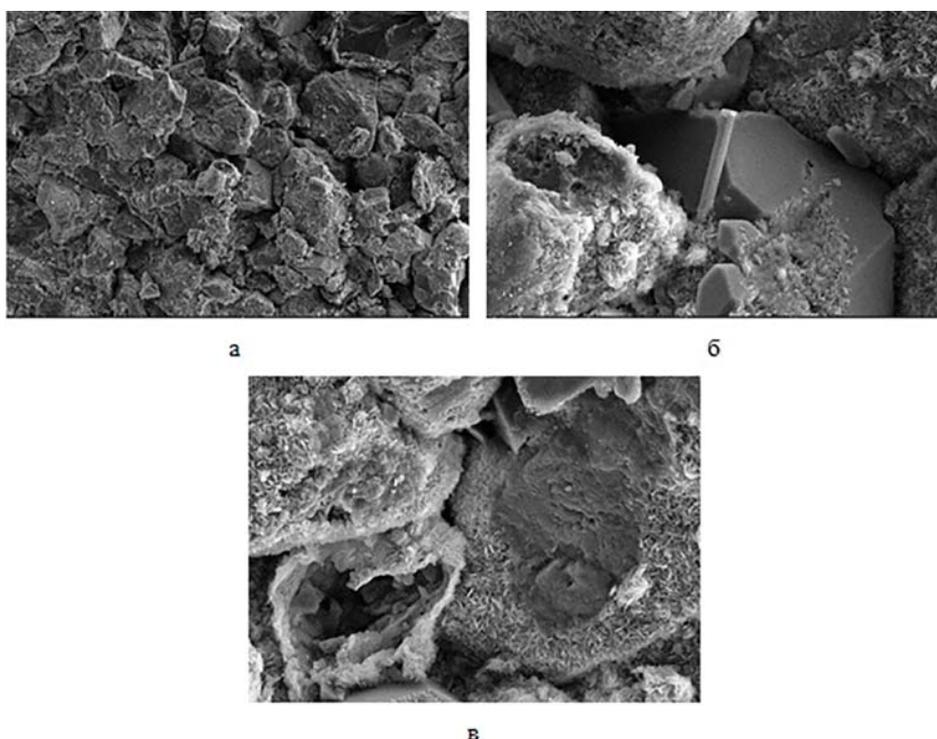


Рис. 1. Микрофотографии участков поверхности образца: а – общий вид песчаника; б, в – обломочные зерна кварца и полевых шпатов, микроагрегаты хлорита

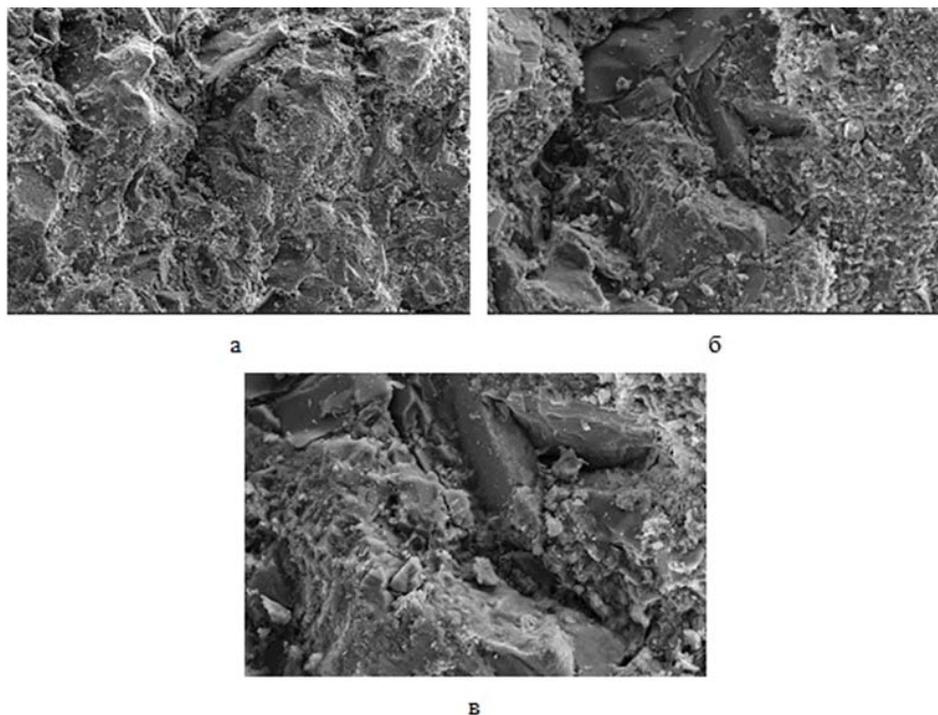


Рис. 2. Микрофотографии участков поверхности образца: а – общий вид алевролита; б, в – тонкие пленки глинистых частиц на поверхности обломочных зерен кварца, полевых шпатов

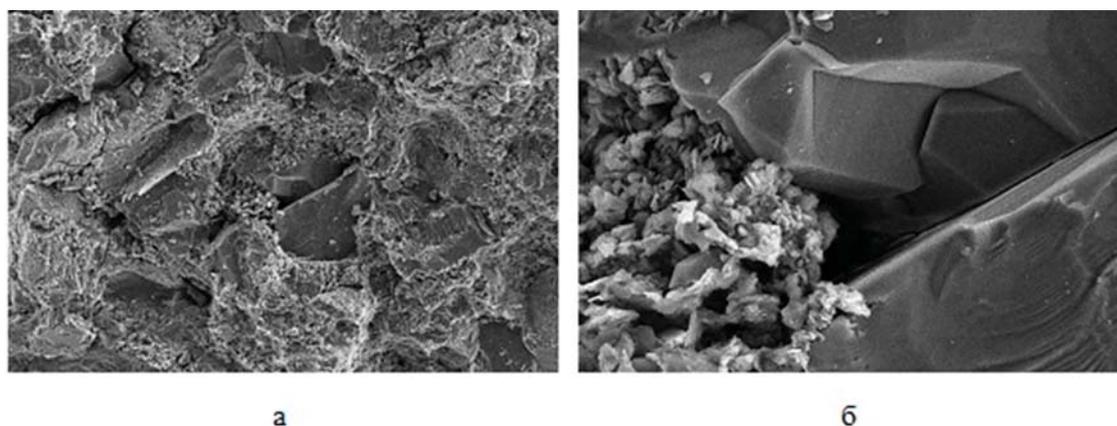


Рис. 3. Микрофотографии участков поверхности образца: а – общий вид песчаника; б – поровое пространство, частично выполненное каолинитом

Литология пласта ЮВ_{1/1}

Нефтегазоносность васюганской свиты связана с пластом ЮВ_{1/1}, залегающим в ее верхней части, достаточно выдержанным по площади и по разрезу. Отложения пласта ЮВ_{1/1} представлены песчаниками средне-мелкозернистыми, алевритистыми, с признаками углеводородов и алевролитами мелко-крупнозернистыми, песчанистыми, слабо пелитистыми, с признаками углеводородов. Цемент карбонатно-глинистый. В глинистой составляющей преобладает каолинит. Кар-

бонатная составляющая представлена кальцитом, доломитом и сидеритом.

По данным электронно-микроскопического исследования основную часть порового пространства составляют мелкие микропоры неравномерной формы со средним диаметром 2–4 мкм и крупные межмикроагрегатные микропоры изометричной формы с сечением 10–15 мкм, наиболее многочисленны межчастичные ультрамикропоры щелевидной формы со средней толщиной 0,1–0,2 мкм (рис. 3).

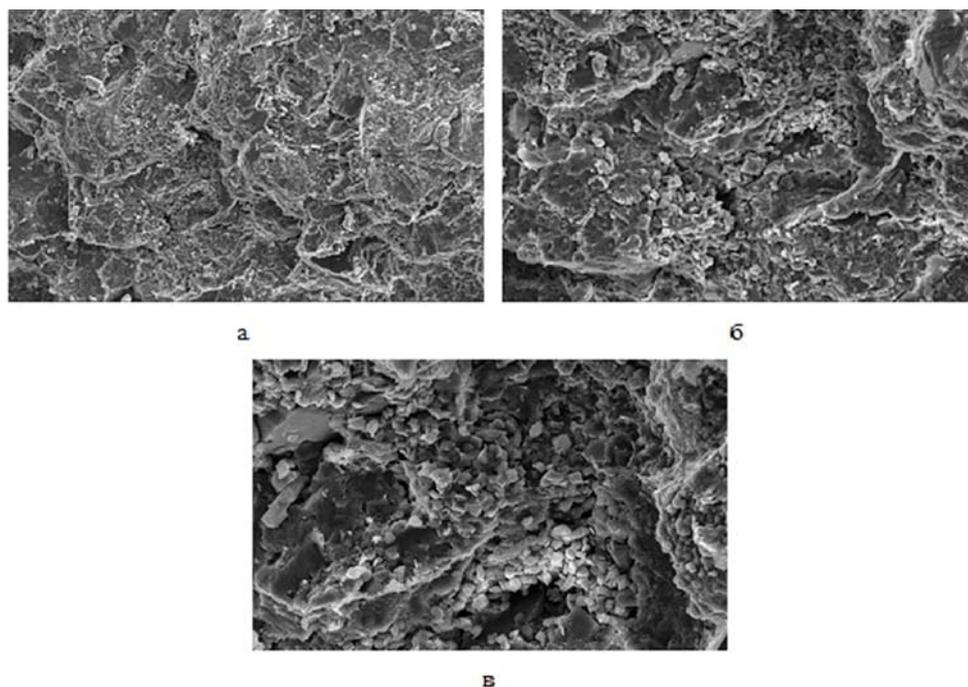


Рис. 4. Микрофотографии участков поверхности образца: а – общий вид песчаника; б, в – многочисленные участки развития каолинита

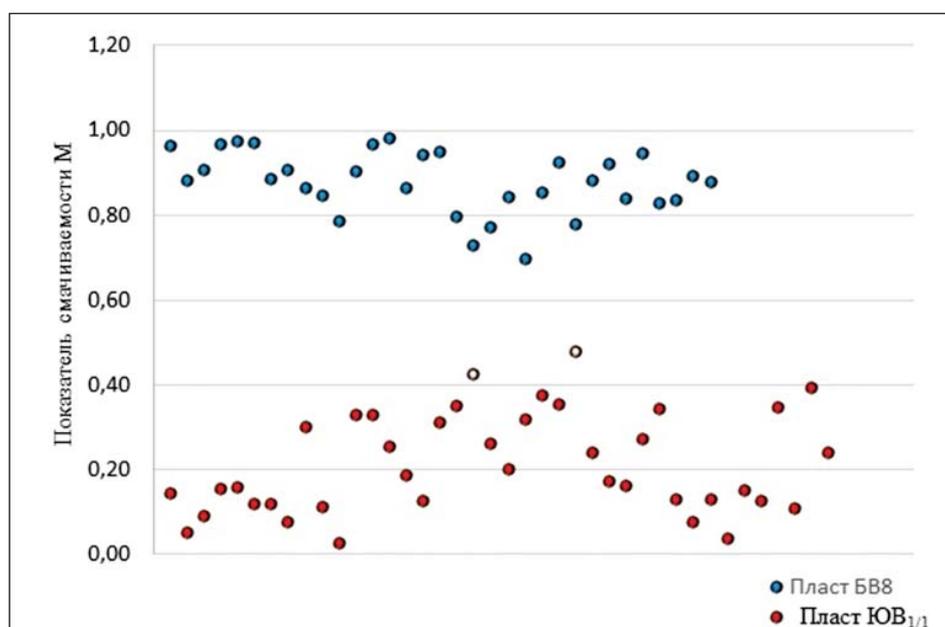


Рис. 5. Результаты определения показателя смачиваемости для пластов БВ₈ и ЮВ_{1/1}

Песчаники мелкозернистые алевритовые, слабо глинистые пласта ЮВ_{1/1} имеют следующую характеристику. Пространство между порами формируется микропорами со средним диаметром 1–3 мкм, межмикроагрегатно-зернистыми микропорами неравномерной формы со средней шириной 3–5 мкм, межчастичными ультрами-

кропорами щелевидной формы со средней толщиной 0,1–0,2 мкм. Отмечается среднекристаллический каолинит. Кристаллы хорошо окристаллизованы и часто образуют многочисленные плотные букетовидные агрегаты псевдогексагонального габитуса, заполняющие собой поровое пространство (рис. 4).

Результаты определения характера смачиваемости коллекторов, слагающих продуктивные пласты БВ₈ и ЮВ_{1/1}

Породы пласта БВ₈ характеризуются высокими значениями показателя смачиваемости М 0,70–0,97, что классифицирует их как гидрофильные и преимущественно гидрофильные. По результатам определения параметра смачиваемости коллектора пласта ЮВ_{1/1} показатель смачиваемости М варьируется в пределах от 0,03 до 0,40, что классифицирует его как гидрофобную и преимущественно гидрофобную породу. В гидрофильной системе вода покрывает зерна скелета и заполняет мелкие поры, а нефть заполняет крупные поры, находясь в их центре. В гидрофобных системах нефть обволакивает зерна скелета и занимает меньшие поры, а вода заполняет центр больших пор. Показатель М изменяется в зависимости от состава нефти, минерального состава внутрипоровой поверхности, цементации, петрофизических характеристик образца.

На смачиваемость влияют концентрации карбонатных минералов и минералов группы глин (хлорит, каолинит). Известно, что в нефтенасыщенных песчаниках каолинит является чаще гидрофобным, а иллиты и хлориты, как правило, больше тяготеют к гидрофильности. Различия в характере смачиваемости этих элементов связаны со структурными различиями этих глинистых минералов. Для коллекторов, сложенных обломочными породами, гидрофобиза-

ция увеличивается в процессе увеличения карбонатного цемента [12].

Результаты определения характера смачиваемости пород коллекторов представлены на рис. 5.

По результатам петрофизических исследований параметров удельного электрического сопротивления частично насыщенных образцов и коэффициентов водоудерживающей способности для каждого пласта были построены зависимости $\log(P_H)$ и $\log(KBC)$ (рис. 6), где P_H – показатель, указывающий на рост удельного электрического сопротивления не полностью насыщенной породы по сравнению с ее удельным электрическим сопротивлением в насыщенном цилиндре.

Параметр насыщения рассчитывается согласно уравнению Арчи – Дахнова [9]:

$$P_H = \frac{a_n}{K_B^n}, \quad (6)$$

где $a_n(a)$ и n – эмпирические константы, определяемые для каждой коллекции образцов; K_B – коэффициент водонасыщенности, д.ед. %.

$a_n(a)$ – определяется геометрией объема остаточной воды в порах. Обычно $a_n(a) \approx 1$. n – показатель насыщения, степень гидрофобности или гидрофильности, определяется характером смачиваемости породы. Абсолютно гидрофобными ($n > 5$) принято считать лишь твердые битумы и ископаемые угли, а также в ряде случаев породы нефтегазоматеринских толщ.

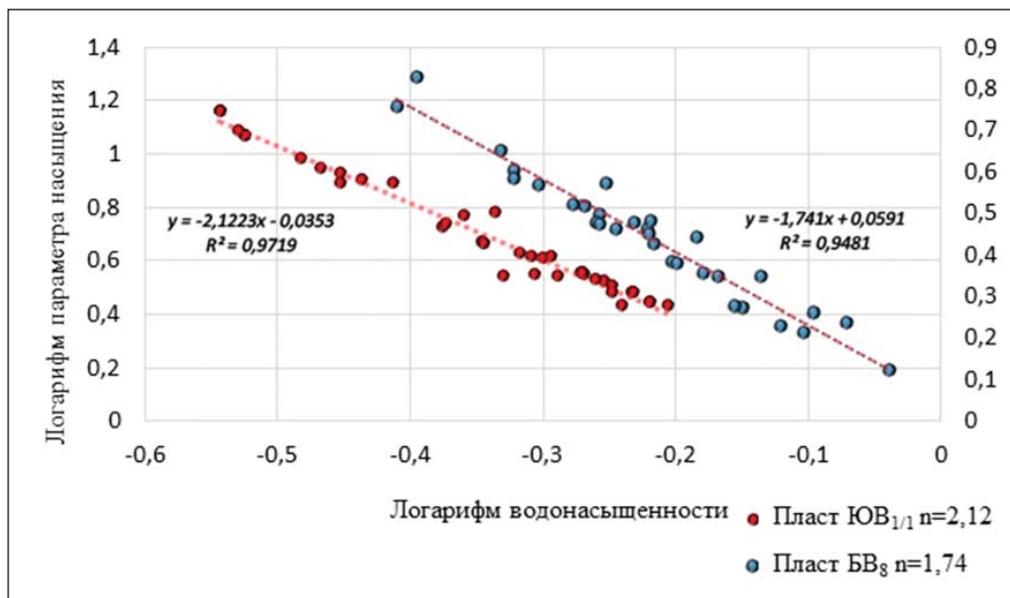


Рис. 6. График зависимостей $\log(P_H)$ и $\log(KBC)$

При $n > 2$ – порода гидрофобная, чем больше значение n , тем более гидрофобна порода. Увеличение гидрофобизации с увеличением n характерно для пород с любым типом пустотного пространства [12].

Заключение

В ходе исследования были определены значения коэффициента n для пластов БВ₈ и ЮВ_{1/1}, равные 1,74 и 2,12 соответственно, что, в свою очередь, подтверждает гидрофильность пласта БВ₈ и гидрофобность пласта ЮВ_{1/1}. Полученные данные о характере смачиваемости коллекторов, слагающие продуктивные пласты, рекомендуется рассматривать как уточняющий параметр в совокупности с коэффициентами фазовой проницаемости и коэффициентами вытеснения нефти водой для выбора агента вытеснения при планировании методов повышения нефтеотдачи пластов.

Список литературы

1. Гвоздик С.П., Макатров А.К., Русских К.Г., Шишлова Л.М. Оценка смачиваемости образцов терригенных горных пород на основе измерений диффузионно-адсорбционной активности // Нефтегазовое дело. 2021. Т. 19, № 4. С. 50–56. DOI: 10.17122/ngdelo-2021-4-50-56.
2. Гурбатова И.П., Мелехин С.В., Чижов Д.Б., Файрузова Ю.В. Особенности изучения смачиваемости сложно построенных карбонатных пород-коллекторов лабораторными методами // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2016. № 1. С. 43–47.
3. Сергеев В.В., Танимото К., Абэ М. Оценка влияния коллоидных систем с наночастицами на смачиваемость поверхности карбонатных горных пород // Нанотехнологии в строительстве: научный интернет-журнал. 2020. Т. 12, № 3. С. 166–173. DOI: 10.15828/2075-8545-2020-12-3-166-173.
4. Мурцовкин В.А. Использование метода ядерно-магнитного резонанса для определения смачиваемости горных пород // Каротажник. 2016. № 1 (259). С. 35–44.
5. Шульга Р.С., Саломатин Е.Н., Новосадова И.В. Влияние смачиваемости на удельное электрическое сопротивление водонасыщенных и нефтеводонасыщенных горных пород в атмосферных и термобарических условиях пласта // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2020. № 10 (346). С. 99–105. DOI: 10.30713/2413-5011-2020-10(346)-99-105.
6. Разницын А.В., Кочергин Е.А., Чижов Д.Б. Изучение петрофизических и динамических характеристик негидрофильных коллекторов месторождений Пермского края // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2024. № 10 (394). С. 47–55.
7. Неволин А.И., Чижов Д.Б., Путилов И.С. Комплексный подход к определению остаточной водонасыщенности в лабораторных условиях на керне негидрофильных коллекторов месторождений нефти // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2022. № 5 (365). С. 43–49. DOI: 10.33285/2413-5011-2022-5(365)-43-49.
8. Колычев И.Ю. Изучение зональности распределения показателей смачиваемости по данным бокового каротажа для нефтенасыщенных визейских коллекторов Соликамской депрессии // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2017. Т. 16, № 4. С. 331–341. DOI: 10.15593/2224-9923/2017.4.4.
9. ОСТ 39-180-85. Нефть. Метод определения смачиваемости углеводородсодержащих пород. М.: Миннефтепром, 1985. 14 с.
10. Макфи К., Рид Дж., Зубизаретта И. Лабораторные исследования керна: гид по лучшим практикам. М. – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2018. 924 с.
11. Михайлов Н.Н., Моторова К.А., Сечина Л.С. Смачиваемость нефтегазовых пластовых систем: учебное пособие. М.: Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2019. 360 с.
12. Абасов М.Т., Алиев Р.Ю., Кондрушкин Ю.М., Мусаев Р.А., Гашимов А.Ф., Лунина В.Н., Мустафаев Р.Т., Гасымов А.Ш., Адигезалова А.А. Смачиваемость пород-коллекторов в процессе разработки залежей нефти // Нефтяное хозяйство. 2004. № 8. С. 69–71.