



СМАЧИВАЕМОСТЬ ПОРОД ПЛАСТА Ю1-1 ВАСЮГАНСКОЙ СВИТЫ

Н.С.Меленюк¹, И.Б.Ратников², Е.А.Романов³,
Р.С.Шульга³, О.В.Андреев⁴

¹АО Сибирский научно-исследовательский институт нефтяной промышленности, Тюмень, Россия;

²ООО «Нефтеком», Тюмень, Россия; ³ООО «Корэстет Сервис», Тюмень, Россия;

⁴Тюменский государственный университет, Тюмень, Россия

The Wettability of Formation Rocks U1-1 Vasyugan Series

N.S.Melenyuk¹, B.I.Ratnikov², E.A.Romanov³, R.S.Shulga³, O.V.Andreev⁴

¹Siberian Scientific-Research Institute of Oil Industry, Tyumen, Russia; ²JSC Neftekom, Tyumen, Russia;

³JSC Coretest Service, Tyumen, Russia; ⁴Tyumen State University, Tyumen, Russia

Abstract

An indicator of the wettability of formation rocks U1-1 Vasyugan Suite (hydrophilicity and hydrophobicity) depends on the reservoir characteristics and composition of oil deposits. Oil fields are characterized as paraffin-naphthene and contain hydrocarbons: naphthenic-27 wt.% (Deposit 1, M1), 61 wt.% (M2); paraffin – 72 wt.% (M1), 22 wt.% (M2.) The increase in the paraffin content in the fluid (M1) creates the conditions of high water-repellency of the rock. M1 rocks have a porosity coefficient of 14-16, the prevailing pore sizes are 0.69-1.69 and 1.62-3.90 μm , which determines the sorption of paraffinic hydrocarbons. An indicator of the wettability of rocks has a value of 0.20-0.35, the wettability is defined as «predominantly hydrophobic». The smaller characteristic pore size M2 – porosity 12-13.5%, 1.62-of 3.90 μm , and prevents water-repellency of the rock. Wettability of rocks M2 is characterized as «predominantly hydrophilic», the index of wettability is 0.62 and 0.75. The wettability index on cracking pressure dependences determining the beginning of fluid displacement are constructed. Hydrophobic rocks M1 are characterized by lower values of shear pressure-0.195 kgf/cm², for hydrophilic rocks M2 it is – 0.571 kgf/cm².

Keywords:

Wettability;
Water flowing;
Resin-asphaltene substances;
Pressure shift;
Paraffins;
Petrographic thin sections;
Adsorption

© 2018 «OilGasScientificResearchProject» Institute. All rights reserved.

Введение

Использование на территории Западной Сибири заводнения нефтяных месторождений определяет актуальность количественного определения смачиваемости пород месторождений [1]. Смачиваемость — физическое взаимодействие жидкости с поверхностью твёрдого тела. Смачиваемость одно из главных свойств, влияющих на коэффициент нефтеизвлечения [2, 3], определяющих эффективность практически всех технологий разработки месторождений с использованием заводнения [4, 5].

Количественно смачиваемость характеризуется показателем смачиваемости М. В методе Аммота-Тульбовича смачиваемость изменяется от 0 (гидрофобная порода) до 1 (гидрофильная) [6, 7]. В методе USMB смачиваемость изменяется

от 1 до -1, где значение 0 - нейтральна.

Гидрофобизация изначально гидрофильной породы-коллектора обусловлена селективной адсорбцией активных компонентов нефти, преимущественно органических кислот и оснований, на поверхности минералов. Полярные соединения, содержащиеся в смолах и асфальтенах, обладают одновременно и гидрофильными, и гидрофобными характеристиками [6, 8]. Породы, имеющие положительный заряд адсорбируют преимущественно кислотные компоненты нефти, а терригенные породы (силикаты) за счет отрицательного заряда поверхности – щелочные компоненты нефти [4]. Полярные компоненты нефти адсорбируются на поверхности минералов и образуют граничные аномальные слои нефти, влияющие на фазовую проницаемость нефти и коэффициент вытеснения [4, 9, 10].

При формировании залежи происходит изменение поверхностей пор. Породы контактиро-

*E-mail: nadezhdamelenyuk@yandex.ru
<http://dx.doi.org/10.5510/OGP20180100342>

вавшие с нефтью породы становятся преимущественно гидрофобными, а неконтактировавшие остаются гидрофильными [6, 11]. Как следствие коллектора отличаются распределением фаз воды и нефти в поровом объеме и динамикой вытеснения [4]. В гидрофильных коллекторах имеется тенденция к заполнению мелких пор водой и непосредственному контакту водной фазы с внутрипоровой поверхностью. Увеличивается период основной нефтеотдачи гидрофильных коллекторов, тогда как суммарная нефтеотдача гидрофобных коллекторов часто существенно превышает нефтеотдачу гидрофильных [12, 13].

Низкая нефтеотдача высоковязких нефтей определяет необходимость подбора ПАВ на основе петрофизических исследований и изучения структуры порового пространства. Применение ПАВ повышает гидрофильность породы для большего вытеснения нефти [14-18].

Запасы сосредоточены в антиклинальных ловушках юрского периода и интенсивно разрабатываются. Пласт Ю1 Васюганской свиты характеризуется наиболее крупными запасами нефти – Q_n от 0.8 до 20 м³/с. Продуктивный горизонт включает Сургутский и Нижневартовский свод и представляет единый седиментационный комплекс [19].

В литературе имеются единичные данные по смачиваемости пород месторождений пласта Ю1-1. В [20] смачиваемость определена на песчаниках пластов Ю1 и Ю2 Сургутского свода. Смачиваемость породы коллектора изменяется от преимущественно гидрофобного до гидро-

фильного. Отмечено влияние пластовых условий на вторичную гидрофобизацию пород. Не рассмотрено влияние состава нефти на гидрофобизацию пород пласта Ю1-1.

Систематические петрографические исследования пород месторождений слабо учитываются в процессах гидрофобизации пород месторождений, не обнаружены зависимости между характеристиками пор и степенью их гидрофобизации.

Для сравнительного исследования выбраны два месторождения (в статье обозначены М1 и М2), которые принадлежат одной стратиграфической единице – пласт Ю1-1 Вартовского района Среднеобской НГО. Отсутствие систематических сведений по гидрофильности и гидрофобности пород пласта определяет актуальность исследования.

Цель работы состоит в установлении зависимости гидрофильности-гидрофобности пород-коллекторов месторождений М1 и М2 пласта Ю1-1 Васюганской свиты от группового состава нефти месторождений и петрофизических характеристик пород-месторождений.

Методики исследования

Исследуемые образцы керна относятся к тонко- и мелкозернистым песчаникам от коричневых до серых, с признаками нефтенасыщения (коричневое, желто-голубое свечение в УФ свете, испарения углеводородов (УВ) из образца). Стандартные образцы (D 30 мм) выбурены параллельно напластованию ствола скважины.

Таблица 1

Показатель смачиваемости и фильтрационно-емкостные характеристики рассматриваемых пород

Номер образца	Глубина отбора, м	Открытая пористость, K_{pr} %	Абсолютная газопроницаемость, $K_{пр}$ мД	Остаточная водонасыщенность, $K_{во}$ %	Давление сдвига (для вытеснения воды), кгс/см ²	Плотность, г/см ³		Показатель смачиваемости (M)	Тип смачиваемости по Аммоту-Тульбовичу
						объемная	минералогическая		
Месторождение 1									
1-1	3296.54	14.1	0.5	59.4	0.252	2.30	2.67	0.340	преим. гидрофобный
1-2	3296.70	16.1	1.2	46.3	0.146	2.25	2.68	0.211	преим. гидрофобный
1-3	3296.83	14.5	0.4	59.1	0.386	2.30	2.69	0.260	преим. гидрофобный
1-4	3297.55	14.2	1.0	54.0	0.195	2.28	2.66	0.405	промежуточный
1-5	3299.19	15.2	0.2	67.3	0.448	2.28	2.69	0.279	преим. гидрофобный
Месторождение 2									
2-1	2675.97	12.0	0.2	68.8	0.698	2.36	2.68	0.635	преим. гидрофильный
2-2	2677.29	10.4	0.1	91.0	1.010	2.44	2.72	0.757	преим. гидрофильный
2-3	2677.59	11.9	0.3	61.8	0.565	2.36	2.68	0.712	преим. гидрофильный
2-4	2678.10	12.7	0.6	52.6	0.546	2.34	2.68	0.806	гидрофильный
2-5	2678.19	12.6	0.4	58.8	0.607	2.36	2.70	0.668	преим. гидрофильный
2-6	2678.42	13.0	0.6	56.0	0.543	2.34	2.69	0.701	преим. гидрофильный
2-7	2678.98	13.8	0.5	56.8	0.571	2.32	2.69	0.560	промежуточный

Образцы керн проэкстрагированы спирто-бензольной смесью для очищения от УВ. Фильтрационно-емкостные характеристики образцов определены по ГОСТ 26450-85. Определение показателя смачиваемости проводилось по капиллярному впитыванию воды и керосина в образец при атмосферных условиях и в гравитационном поле при центрифугировании по ОСТ 39-180-85 (табл.1).

Исследования порового пространства проводились петрографическим методом. Размеры и форму битумных отложений определили на поляризационном микроскопе Polam L-213M при разрешении 100 и 1000 мкм. Описание породы в тонком срезе шлифа использовалось для изучения свойств коллекторов и условий их формирования (рис.1).

Содержание ароматических, нафтеновых и парафинистых УВ определяли во фракции нефти месторождений НК-62 °С (бензиновая фракция). Пробы анализировали на приборе «Кристалл 2000М» методом капиллярной газожидкостной хроматографии в температурном режиме от 95 °С до 350 °С (табл.2) [21].

При анализе шлифов образцов на заданной

площади поверхности определяли количество пор по размерам, на основе чего строили гистограммы распределения пор. Зависимость удаления воды из образцов месторождений М1 и М2 (рис.2) на ультрацентрифуге URC-628 по ОСТ 39-180-85. Долю каналов, принимающих участие в фильтрации нефти определяли по методике двухфазной фильтрации жидкости (вода-нефть) Тех-ОФП [22].

Обсуждение результатов

Песчаники пласта Ю1-1 месторождений М1 и М2 отличаются по характеру взаимодействия с водой – преимущественно-гидрофобный (М1) и преимущественно-гидрофильный (М2). Выделены два основных фактора, влияющих на смачиваемость породы и формирующих гидрофильные и гидрофобные поверхности: размер открытых пор коллектора и состав флюида месторождения.

По петрографическому анализу свободных пор образцы имеют следующую морфологию (рис.1): М1 от 0.01 до 0.14 мм, пористость от площади шлифа 1.8-4%, замкнутые поры отсутствуют; М2 - от 0.05 до 0.17 мм, замкнутые и

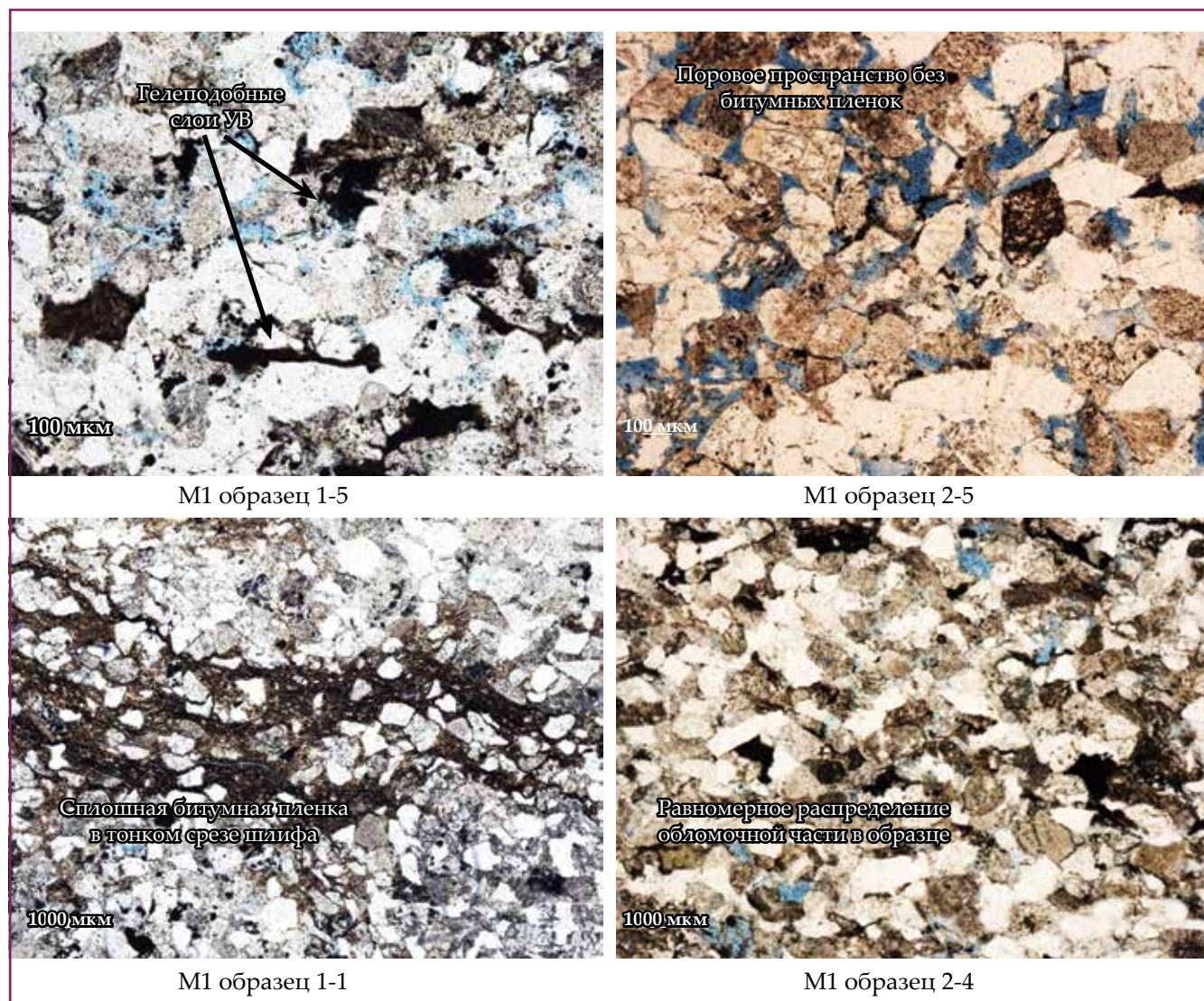


Рис.1. Изображения шлифов песчаников (номера образцов соответствуют таблице 1)

Таблица 2

Состав фракции НК-62 °С месторождений М1 и М2, пласт Ю1

Месторождение	Выход, %	Плотность при 20 °С, кг/м ³	Содержание углеводородов, % фракции		
			Ароматические	Нафтеновые	Парафиновые
М1	3.71	659.1	0.16	27.17	72.67
М2	2.01	642.2	17.10	61.00	21.90

сообщающиеся друг с другом, составляют 10-15% площади шлифа.

Образец месторождения М1 (рис.1, образец 1-5) - песчаник мелко-тонкозернистый, алевритовый, плохо сортированный, аркозовый, с глинистым цементом (алеваитовая фракция 46%, среднезернистой псаммитовой фракции 2%). Зерна кварца полуугловатой, полуокатанной, изометричной формы, в основном чистые, местами с пелитовыми включениями, отмечаются тонкие прерывистые регенерационные каемки и наросты. Встречаются единичные срезы трубочек червей и углефицированные растительные остатки.

Образец месторождения М2 (рис.1, образец 2-5) - песчаник тонко-мелкозернистый, алевритистый, аркозовый, с карбонатно-глинистым цементом (алеваитовая фракция 22-25%, среднезернистой псаммитовой фракции 1-2%). Кварц прозрачный, чистый и с включениями пелитовой размерности, с тонкими регенерационными каемками и наростами.

В шлифах образца М1 (рис.1, образец 1-1) наблюдается твердое битуминозное вещество представленное черным цветом, в тонких частях шлифа коричневыми просвечивающими участками. Овально-капельвидная форма свидетельствует о вязкости битума до затвердевания [23, 24]. Подобные битумные отложения наблюдали в пласте Ю1-1 [25]: битум на обломочных зернах образует пленки, залечивает поры в обломках и микропоры в каолинистом цементе.

По данным [26] образование битумных отло-

жений происходит в результате стадийной адсорбции. Большое количество центров адсорбции, обусловленных гранулометрическим составом алевритовой части является причиной повсеместного наличия битумных пленок в поровом пространстве (рис.1, образец 1-1). Породы, не содержавшие битума, имеют неравномерно распределенное поровое пространство, межзерновые поры размером 0.02-0.1 мм, слабосообщающиеся между собой, разделенные непроницаемыми участками уплотненного цемента или бесцементного соединения нескольких зерен (рис.1, образец 2-4).

Фактором, определяющим смачиваемость месторождений пласта Ю1-1 является состав нефти. Нефть, содержащая 40-60% парафиновых УВ (табл.2), рассматривается как предрасположенная к образованию АСПО остаточной нефти в пластах [27]. Образцы пород, насыщенные высоковязкой нефтью, содержат в тонкопоровых объемах нефть, мало изменяющую состав. Данная нефть тяжелее нефти в крупнопоровых объемах, содержащей более высокий процент легких фракций и менее вязкой [3].

После экстракции нефти [28] гидрофильность пород возрастает, но полностью породы из гидрофобизированных нефтью пород в гидрофильные не переходят – наблюдается недоэкстартированность. Часть гидрофобных образцов переходит в преимущественно гидрофобный и промежуточный типы [29]. Явление вторичной гидрофоб-

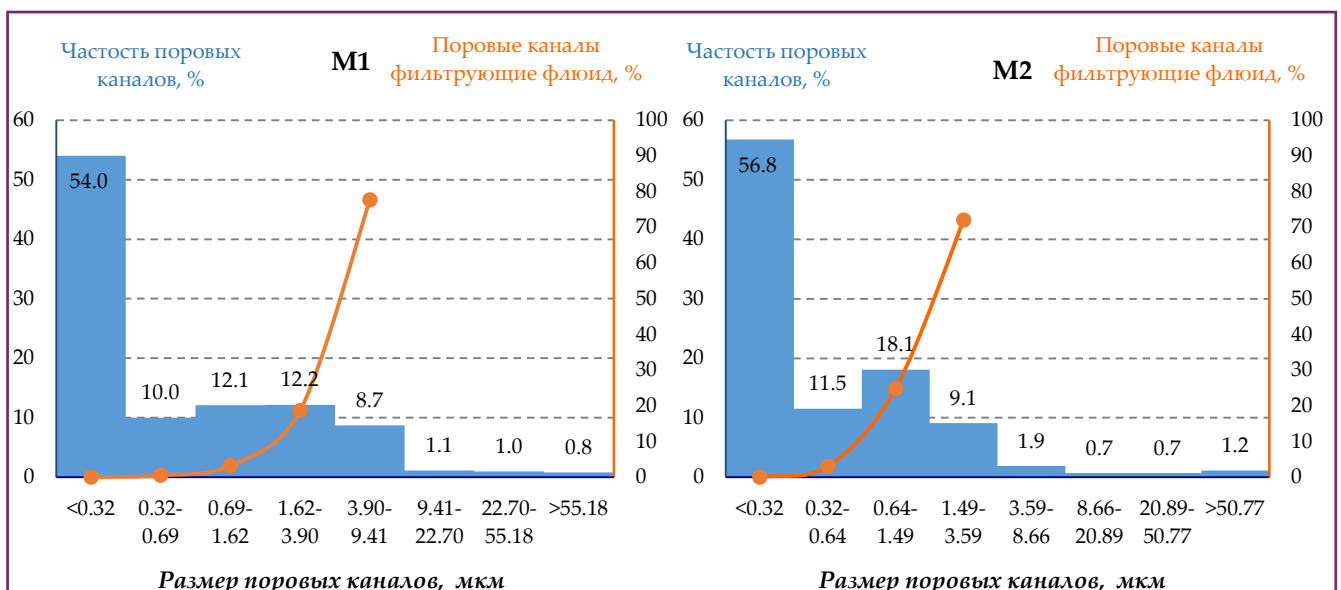


Рис.2. Распределение поровых каналов по размерам и их участие в фильтрации нефти при значениях коэффициентов пористости K_p ; М1 – 14.2%; М2 – 13.8%

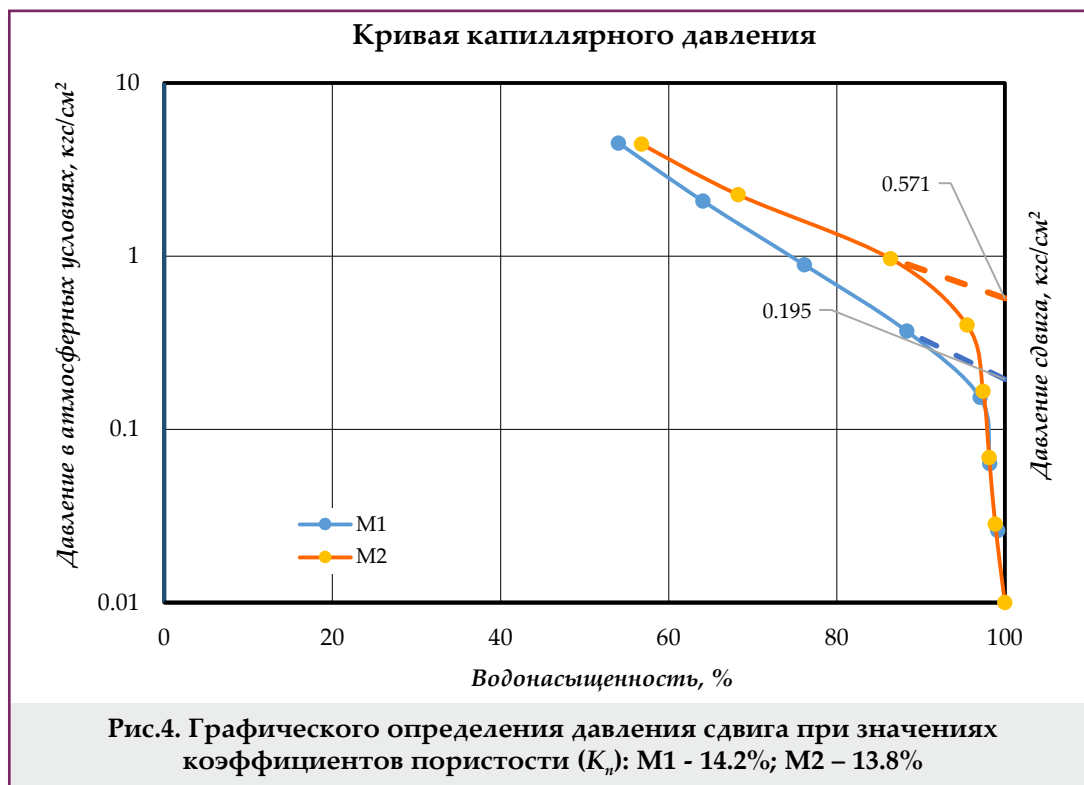
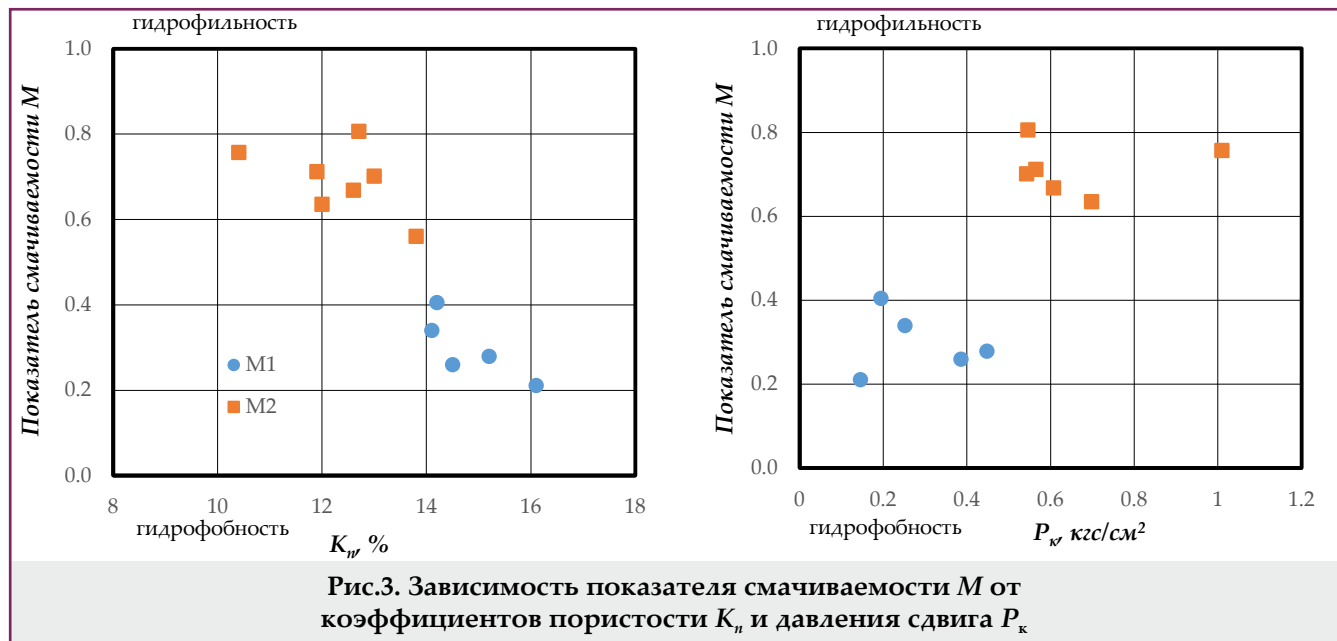
ности обусловлено взаимодействием пород с УВ при определенных пластовых условиях [20].

Из сопоставления показателя M с открытой пористостью и давлением сдвига (с которого начинается вытеснение воды) (рис.3) видно, что преимущественно гидрофобные породы ($M1$) обладают наилучшими фильтрационно-емкостными свойствами. Тенденция снижения степени гидрофобизации на месторождении 2 также связана с меньшими значениями размеров пор и поровых каналов (рис.2) и как следствие повышенным значением давления сдвига для вытеснения воды (рис.3). Молекулам тяжелых углеводородов в породах $M2$ сложно занять место во внутривыводовом пространстве, вследствие чего снижается адсорбция активных компонентов нефти

на поверхности породообразующих минералов.

Для более наглядного представления, рассмотрим определение давления сдвига (давление, с которого начинается вытеснение жидкости) в графическом виде (рис.4)

Подобное явление встречается на территории Сургутского и Вартовского сводов Западно-Сибирской НПП и учитывается при изучении многофазной фильтрации нефти и воды в коллекторах. Экспериментальное изучение фазовых проницаемостей на месторождениях провинции [30] приводят к эмпирическим зависимостям, в нефтенасыщенных коллекторах определяемым как геометрией пустотного пространства породы, так и характеристиками остаточного нефте- и водонасыщения [7, 31].



Выводы

Смачиваемость пород пласта Ю1-1 Васюганской свиты зависит от фильтрационно-емкостных характеристик коллектора и состава нефти месторождения.

Высокое содержание парафинистых УВ в нефти М1 (72%) по сравнению с нефтью М2 (13%) приводит к образованию гидрофобных пленок по поверхностям зерен и скоплениям битумных веществ в узких каналах и межзерновом пространстве породы.

Влияние фильтрационно-емкостных характеристик рассмотрено на графиках зависимости коэффициентов пористости и давления сдвига от показателя смачиваемости. Меньший размер пор М2 – пористость 12-13.5%, размер пор 1.62-3.90 мкм соответствует разнице гидрофобизации породы. Гидрофобные породы, характеризуются более низкими значениями давления сдвига – 0.195 кгс/см², для гидрофильной породы оно составляет – 0.571 кгс/см².

Литература

1. Ю.А.Куликов. Изучение капиллярных давлений пластов АС10 и АС12 южной части Приобского месторождения нефти //Материалы Всероссийской научно-технической конференции «Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирского мегабассейна». –2011. –С. 225-229.
2. Р.Т.Ахметов, А.В.Андреев, В.В.Мухаметшин. Оценка характера смачиваемости продуктивных пластов по данным промысловой геофизики //Материалы XIII международной научно-практической конференции «Проблемы экономики, организации и управления в России и мире». –2017. – С. 14-17.
3. В.А.Кузьмин, Н.Н.Михайлов, Н.А.Скибицкая. Электронно-микроскопическое исследование влияния микроструктурной смачиваемости на характер насыщения порового пространства пород нефтью // Поверхность. Рентгеновские, синхротронные и нейтронные исследования. –2013. – Т. 13. – № 9. – С. 102-109.
4. А.А.Злобин, И.Р.Юшков. О механизме гидрофобизации поверхности пород-коллекторов нефти и газа // Вестник Пермского Университета. Геология. –2014. –Т. 3. –№ 24. –С.68-79.
5. А.В.Андреев, В.Ш.Мухаметшин, Ю.А.Котенев. Прогнозирование продуктивности залежей в карбонатных коллекторах с трудно извлекаемыми запасами // SOCAR Proceedings. –2016. –№3. –С.40-45.
6. Н.Н.Михайлов, Л.С.Сечина, И.П.Гурбатова. Показатели смачиваемости в пористой среде и зависимость между ними //Актуальные проблемы нефти и газа. –2011. –№1. –С.1-10.
7. И.А.Титова, С.А.Латц. Выявление перспективных объектов пласта Ю1-1 в пределах лицензионных участков Когалымского региона //Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология, нефтегазовое и горное дело. –2007. –№2. –С.46-51.
8. Г.П.Хижняк, А.М.Амиров, А.М.Мошева и др. Влияние смачиваемости на коэффициент вытеснения нефти // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. –2013. – №6. –С. 54-63.

References

1. Ū.A.Kulikov. Izučenie kapillárnyh davlenij plastov AS10 i AS12 ūžnoj časti Priobskogo mestoroždeniâ nefti //Materialy Vserossijskoj naučno-tehničeskoj konferencii «Geologiâ i neftegazonostnost' Zapadno-Sibirskogo megabassejna». –2011. –S.225-229.
2. R.T.Ahmetov, A.V.Andreev, V.V.Muhametšin. Ocenka haraktera smačivaemosti produk-tivnyh plastov po dannym promyslovoj geofiziki //Materialy XIII meždunarodnoj naučno-praktičeskoj konferencii «Problemy èkonomiki, organizacii i upravleniâ v Rossii i mire». –2017. – S. 14-17.
3. V.A.Kuzmin, N.N.Mikhailov, N.A.Skibitskaya. SEM study of the influence of microstructure wettability on the character of the oil saturation of the porous space of rocks //Journal of Surface Investigation. X-ray, Synchrotron and Neutron Techniques. –2013. –Vol. 7. –No. 5. –P. 907-913
4. A.A.Zlobin, I.R.Yushkov. About the mechanism of hydrophobization of surface of rock in oil and gas reservoirs // Bulletin of Perm University. Geology. –2014. –Vol. 3. –No. 24. –P. 68-79.
5. A.V.Andreev, V.Sh.Mukhametshin, Yu.A.Kotenev. Deposit productivity forecast in carbonate reservoirs with hard to recover reserves //SOCAR Proceedings. –2016. – No.3. –P. 40-45.
6. N.N.Mikhailov, L.S.Sechina, I.P.Gurbatova. Wettability indicators in the porous environment and dependence between them //Aktual'nye problemy nefti i gaza. –2011. –No.1. –P.1-10.
7. I.A.Titova, S.A.Latz. Identification of promising J1-1 formation objects within the license area Kogalym region //Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering. –2007. –No.2. –P.46-51.
8. G.P.Xizhnyak, A.M.Amirov, A.M.Mosheva, et al. Influence of wettability on oil displacement efficiency // Bulletin of PNRPU. Geology. Oil and Gas Engineering and Mining. –2013. – No. 6. – P. 54-63.

9. О.Р.Эбзеева, А.А.Злобин. Анализ свойств граничных слоев нефти после заводнения пластов //Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2012. –№2. –С.87-94.

10. V.Hematfar. Experimental study of asphaltene adsorption in porous media and its effects on rock fluid properties and displacement performance of waterflooding. PhD dissertation. Canada: University of Calgary, 2015.

11. В.Г.Жогло, А.В.Халецкий. О роли капиллярной пропитки в извлечении нефти из карбонатных пород на примере подсольевых залежей нефти Припятского прогиба //SOCAR Proceedings. –2010. –№4. –С.36-38.

12. В.Л.Барабанов. Влияние сейсмического взаимодействия на смачиваемость нефтяных коллекторов и возможность резонансного возбуждения пульсаций тонких пленок и капель нефти //Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. –2002. –№5. –С.67-72.

13. С.А.Демахин, А.Г.Демахин, В.Б.Губанов. Изучение влияния гидрофобизирующих составов на водонасыщенность и проницаемость призабойной зоны нефтяного пласта //Нефтепромысловое дело. –2009. –№6. –С. 25-28.

14. O.ElMofty. Surfactant enhanced oil recovery by wettability alteration in sandstone reservoirs. Masters Theses. Missouri, USA: Missouri University of Science and Technology, 2012.

15. Л.П.Семихина, С.В.Штыков, А.М.Пашнина, Е.А.Карелин. Влияние температуры на способность водных растворов реагентов отмывать нефть с поверхности твердого тела //Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. –2015. –Т.1. –№3. –С.39-51.

16. А.М.Гасымлы, Ш.Ф.Мусаева, С.Д.Рзаева, М.Г.Абдуллаев. Повышение эффективности нефтевытеснения из слоисто-неоднородного пласта //SOCAR Proceedings. –2013. –№2. –С.53-55.

17. А.О.Солодовников, К.В.Киселёв, О.В.Андреев. Исследование межфазного натяжения на границе нефть-кислотный раствор в присутствии поверхностно-активных веществ //Вестник Тюменского государственного университета. – 2013. –№5. –С. 148-155.

18. O.V.Andreev, S.M.Antonov, K.V.Kiselev. Kinetics of reaction between gelled HCl and dolomite $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$ and filtration acid in a reservoir core sample //Oil, Gas and Coal Technology. – 2017. –Vol. 14. – No. 4.–P. 369-379.

19. Новые технологии – нефтегазовому региону: материалы Всероссийской с международным участием научно-практической конференции. Т. 1. Тюмень: ТюмГНГУ, 2015.

20. Л.А.Благова. Использование механизмов поведения смачиваемости с целью совершенствования разработки залежей Сургутского свода /в кн.: Западно-Сибирская нефтяная конференция. Инновационные технологии в нефтегазовой отрасли: сборник научных трудов IX Международной научно-технической конференции. Тюмень: ТюмГНГУ, 2015. – С. 15-19.

9. O.R.Ebzeeva, A.A.Zlobin. Analysis of properties boundary layers oil after its water flooding //Bulletin of PNRPU. Geology. Oil and Gas Engineering and Mining. –2012. –No.2. –P.87-94.

10. V.Hematfar. Experimental study of asphaltene adsorption in porous media and its effects on rock fluid properties and displacement performance of waterflooding. PhD dissertation. Canada: University of Calgary, 2015.

11. V.G.Zhoglo, A.V.Haletski. About role of capillary impregnation in oil recovery from carbonate reservoirs from the example of subsalt oil deposits in the Pripyatskiy trough //SOCAR Proceedings. –2010. –No.4. –P.36-38.

12. V.L.Barabanov. Vliânie sejsmičeskogo vzaimodejstviâ na smačivaemost' neftânyh kollektorov i vozmožnost' rezonansnogo vozbuždeniâ pul'sacij tonkih plenok i kapel' nefti //Geologîâ, geofizika i razrabotka neftânyh i gazovyh mestoroždenij. –2002. –№5. –S.67-72.

13. S.A.Demakhin, A.G.Demakhin, V.B.Gubanov. Study of hydrophobization compositions impact on water saturation and permeability of oil reservoir near-bottom zone //Oilfield Engineering. –2009. –No.6. –P.25-28.

14. O.ElMofty. Surfactant enhanced oil recovery by wettability alteration in sandstone reservoirs. Masters Theses. Missouri, USA: Missouri University of Science and Technology, 2012.

15. L.P.Semikhina, S.V.Shtykov, A.M.Pashnina, E.A.Kareli. Effect of temperature on detergency of water solutions of reagents to remove oil from solid surface //Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy. –2015. –Vol.1. –No.3. –P.39-51.

16. A.M.Gasimli, Sh.F.Musayeva, S.D.Rzayeva, M.G.Abdullayev. Enhanced oil displacement from a layered heterogeneous stratum //SOCAR Proceedings. –2013. –No. 2. –P.53-55.

17. A.O.Solodovnikov, K.V.Kiselëv, O.V.Andreev. Issledovanie mežfaznogo natâženiâ na granice neft'-kislотноj rastvor v prisutstvii poverhnostno-aktivnyh vešestv //Vestnik Tûmenskogo gosudarstvennogo universiteta. –2013. –№5. –S.148-155.

18. O.V.Andreev, S.M.Antonov, K.V.Kiselev. Kinetics of reaction between gelled HCl and dolomite $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$ and filtration acid in a reservoir core sample //Oil, Gas and Coal Technology. – 2017. –Vol. 14. – No. 4.–P. 369-379.

19. Novye tehnologii – neftegazovomu regionu: materialy Vserossijskoj s meždunarodnym učastiem naučno-praktičeskoj konferencii. T. 1. Tûmen': TûmGNGU, 2015.

20. L.A.Blagova. Ispolzovanie mehanizmov povedeniâ smačivaemosti s cel'û soveršen-stvovaniâ razrabotki zalezěj Surgut'skogo svoda /v kn.: Zapadno-Sibirskââ neftânaâ konferenciâ. Innovacionnye tehnologii v neftegazovoj otrasli: sbornik naučnyh trudov IX Meždunarodnoj naučno- tehničeskoj konferencii. Tûmen': TûmGNGU, 2015. –S.15-19.

21. А.Е.Соколовский, Н.А.Коваленко, Г.Н.Супиченко, Е.В.Радион. Хроматографические методы анализа: Методические указания для студентов химико-технологических специальностей. Минск: БГТУ, 2002.
22. ОСТ 39-235-89. Нефть. Метод определения фазовых проницаемостей в лабораторных условиях при совместной стационарной фильтрации.
23. К.А.Мещеряков, Т.В.Карасева. Особенности обнаружения разрушенных залежей нефти на больших глубинах //Нефтегазовая геология. Теория и практика. –2011. –Т.6. –№ 3. –С.1-11.
24. Д.О.Сафиева. Адсорбция асфальтенов на твердых поверхностях и их агрегация в нефтяных дисперсных системах. Диссертация на соискание ученой степени кандидата химических наук. Москва: Институт биохимической физики им. Н.М. Эмануэля РАН, 2011.
25. Н.М.Недоловко. Эволюция пустотно-порового пространства в зонах водонефтяных контактов // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. –2010. –Т. 316. –№1. –С. 99-107.
26. Е.М.Томилина, Т.М.Федосеева. Изучение терригенных коллекторов с использованием автоматизированного анализа микрофотографий шлифов //Проблемы минералогии, петрографии и металлогении. –2016. – №19. –С. 207-209.
27. К.И.Матиев, А.Д.Агадзе, С.С.Келдибаева. Удаление асфальтосмолопарафиновых отложений различных месторождений //SOCAR Proceedings. –2016. –№4. –С. 64-68.
28. И.П.Гурбатова, С.В.Мелехин, Д.Б.Чижов, Ю.В.Файрузова. Особенности лабораторного изучения карбонатных пород-коллекторов, характеризующихся различными типами смачиваемости // Нефтепромысловое дело. –2016. –№10. –С.43-46.
29. А.А.Ефимов, Я.В.Савицкий, С.В.Галкин и др. Исследование смачиваемости коллекторов нефтяных месторождений методом рентгеновской томографии ядра //SOCAR Proceedings. –2016. –№4. –С.55-63.
30. А.В.Тудвачев, П.К.Коносавский. Анализ и прогнозирование зависимостей функции фазовой проницаемости нефтенасыщенных коллекторов на примере месторождений Сургутского и Вартовского сводов Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции //Вестник Санкт-Петербургского государственного университета. Серия 7. Геология. География. –2013. –№1. –С.31-41.
31. А.А.Злобин. Влияние смачиваемости пород-коллекторов на коэффициент извлечения нефти // Нефтепромысловое дело. –2013. –№9. –С.49-53.
21. A.E.Sokolovskij, N.A.Kovalenko, G.N.Supichenko, E.V.Radion. Hromatografičeskie metody analiza: Metodičeskie ukazaniâ dlâ studentov himiko-tehnologičeskikh special'nostej. Minsk: BGTU, 2002.
22. OST 39-235-89. Neft'. Metod opredeleniâ fazovyh pronicaemostej v laboratornyh usloviâh pri sovmestnoj stacionarnoj fil'tracii.
23. K.A.Mescheryakov, T.V.Karaseva. Detection of deep-seated destroyed oil pools //Petroleum Geology - Theoretical and Applied Studies. –2011. –Vol. 6. –No.3. –P. 1-11.
24. D.O.Safieva. Adsorbciâ asfal'tenov na tverdyh poverhnostâh i ih agregaciâ v neftânyh dispersnyh sistemah. Dissertaciâ na soiskanie učnoj stepeni kandidata himičeskikh nauk. Moskva: Institut biohimičeskoj fiziki im. N.M. Èmanuèlâ RAN, 2011.
25. N.M.Nedolivko. Èvolúciâ pustotno-porovogo prostranstva v zonah vodoneftânyh kontaktov //Izvestiâ Tomskogo politehničeskogo universiteta. Inžiniring georesursov. –2010. –T. 316. –№1. –S. 99-107.
26. E.M.Tomilina, T.M.Fedoseeva. Study of sandstone collector with use of automatic analysis of photomicrographs of thin section //Problemy mineralogii, petrografii i metallogenii. –2016. –No.19. –P.207-209.
27. K.I.Matijev, A.D.Aga-zade, S.S.Keldibayeva. Removal of asphaltene-resin-paraffin deposits of various fields // SOCAR Proceedings. –2016. –No.4. –P.64-68.
28. I.P.Gurbatova, S.V.Melekhin, D.B.Chizhov, Yu.V.Fairuzova. Specific features of laboratory studying of carbonate reservoir rocks with different types of wettability //Oilfield Engineering. –2016. –No.10. –P.43-46.
29. A.A.Efimov, Ya.V.Savitskiy, S.V.Galkin, et al. Study of wettability of reservoirs of oil fields by the method of X-ray tomography core //SOCAR Proceedings. –2016. –No.4. –P.55-63.
30. A.V.Tudvachev, P.K.Konosavsky. Analysis and prediction of the relative permeability dependence of oil-saturated reservoir on the example of deposits Surgut and Vartovsk arches in the West Siberian petroleum province //Vestnik of St.Petersburg University. Series 7. Geology. Geography. –2013. –No.1. –P.31-41.
31. A.A.Zlobin. Impact of rock-collectors wettability on oil recovery factor //Oilfield Engineering. –2013. –No.9. –P. 49-53.

Смачиваемость пород пласта Ю1-1 Васюганской свиты

Н.С.Меленюк¹, И.Б.Ратников², Е.А.Романов³, Р.С.Шульга³, О.В.Андреев⁴

¹АО Сибирский научно-исследовательский институт нефтяной промышленности, Тюмень, Россия; ²ООО «Нефтеком», Тюмень, Россия;

³ООО «Корэтест Сервис», Тюмень, Россия;

⁴Тюменский государственный университет, Тюмень, Россия.

Реферат

Показатель смачиваемости пород пласта Ю1-1 Васюганской свиты (гидрофильность и гидрофобность) зависит от фильтрационно-емкостных характеристик коллектора и состава нефти месторождения. Нефти месторождений характеризуются как парафино-нафтеновые и содержат УВ: нафтеновые – 27 масс.% (месторождение 1, М1), 61 масс.% (М2); парафинистые – 72 масс.% (М1), 22 масс.% (М2). Повышение содержания парафинов в флюиде (М1) создает условия высокой гидрофобизации породы. Породы М1 имеют коэффициент пористости 14-16, преобладающие размеры пор 0.69-1.69 и 1.62-3.90 мкм, что определяет сорбцию парафинистых углеводородов. Показатель смачиваемости пород имеет значение 0.20-0.35, смачиваемость определяется как «преимущественно гидрофобная». Меньший характерный размер пор М2 – пористость 12-13.5%, 1.62-3.90 мкм, препятствует гидрофобизации породы. Смачиваемость породы М2 характеризуется как «преимущественно гидрофильная», показатель смачиваемости 0.62-0.75. Построены зависимости показателя смачиваемости от давления сдвига, определяющего начало вытеснения жидкости. Гидрофобные породы М1, характеризуются более низкими значениями давления сдвига – 0.195 кгс/см², для гидрофильной породы М2 оно составляет – 0.571 кгс/см².

Ключевые слова: смачиваемость; заводнение; смолисто-асфальтеновые вещества; давление сдвига; парафины; петрографические шлифы; адсорбция.

Vasyuqansk lay dəstəsinin Yu1-1 layının süxurlarının islanma qabiliyyəti

N.S.Melenyuk¹, İ.B.Ratnikov², Y.A.Romanov³, R.S.Şulqa³, O.V.Andreyev⁴

¹Sibir Neft Sənayesi Elmi Tədqiqat İnstitutu SC, Tümen, Rusiya;

²«Neftekom» MMC, Tümen, Rusiya; ³«Korettest Servis» MMC, Tümen, Rusiya;

⁴Tümen Dövlət Universiteti, Tümen, Rusiya

Xülasə

Vasyuqansk lay dəstəsinin Yu1-1 layının süxurlarının islanma göstəricisi (hidrofillik və hidrofobluq) kollektorun süzülmə-həcm xarakteristikasından və yatağın neftinin tərkibindən asılıdır. Yataqların neftləri parafin-naftenli kimi xarakterizə olunur və tərkibinə karbohidrogenlər: naften – 27 kütlə% (yataq 1, M1), 61 kütlə% (M2); parafin – 72 kütlə% (M1), 22 kütlə% (M2) daxildir. Flüiddə (M1) parafinin miqdarının yüksək olması süxurun yüksək hidrofoblaşması şəraitini yaradır. M1 süxurları 14-16 məsaməlilik əmsalına malikdir, məsamələrin üstünlük təşkil edən ölçüləri 0.69-1.69 və 1.62-3.90 mkm-dir ki, bu da parafinli karbohidrogenlərin sorbsiyasını müəyyən edir. Süxurların islanma göstəricisi 0.20-0.35-dir, islanma qabiliyyəti «əsasən hidrofob» kimi təyin edilir. M2-nin məsamələri üçün xarakterik olan kiçik ölçü – məsaməlilik 12-13.5%, 1.62-3.90 mkm, süxurun hidrofoblaşmasına mane olur. M2 süxurunun islanma qabiliyyəti «əsasən hidrofil» kimi xarakterizə olunur, islanma göstəricisi 0.62-0.75-dir. İslanma göstəricisinin mayenin sıxışdırılmasının başlanğıcını müəyyən edən sürüşmə təzyiqindən asılılıqları qurulmuşdur. M1 hidrofob süxurları sürüşmə təzyiqinin daha aşağı qiymətləri ilə xarakterizə olunur – 0.195 kqsm², M2 hidrofil süxurlar üçün isə bu göstərici 0.571 kqsm² təşkil edir.

Açar sözlər: islanma qabiliyyəti; su vurma; qatran-asfaltın maddələri; sürüşmə təzyiqi; parafinlər; petroqrafik şliflər; adsorbsiya.