



УДК 622

## О РОЛИ СМАЧИВАЕМОСТИ В ПРОЦЕССЕ НЕФТЕДОБЫЧИ

### ON THE ROLE OF WETTABILITY IN THE PROCESS OF OIL PRODUCTION

**Трефилова Татьяна Валериевна**

старший преподаватель  
кафедры БНГС ИНГ им. М.С. Гутериева,  
Удмуртский государственный университет  
trefilova\_tv@udsu.ru

**Trefilova Tatiana Valerievna**

Senior Teacher of AIVT Department BNGS  
ING them. M.S. Gutseriev,  
Udmurt state University  
trefilova\_tv@udsu.ru

**Аннотация.** В статье рассматривается влияние смачиваемости порового пространства на вытеснение нефти водой. Проводится анализ физики процесса вытеснения нефти водой в лабораторных условиях, обсуждаются химические и физические основы смачивания. Основной упор делается на влиянии свойств поверхности пород на коэффициент вытеснения нефти водой.

**Annotation.** In the article influence of moistened of porovogo space is examined on expulping of oil water. The analysis of physics of process of expulping of oil water is conducted in laboratory terms, chemical and physical bases of moistening come into question. Basic support is done on influence of properties of surface of breeds on the coefficient of expulping of oil water.

**Ключевые слова:** смачиваемость, поровое пространство, флюид, керн, коэффициент извлечения нефти.

**Keywords:** wettability, pore space, fluid, core, oil recovery factor.

Смачиваемость является одним из главных факторов, контролирующих и регулирующих распределение нефти и воды в пласте. Поэтому при решении задач, связанных с подсчетом запасов, разработкой нефтяных месторождений или анализом кернового материала, необходимо учитывать смачиваемость поверхности нефтесодержащей породы. Кроме того, смачиваемость в значительной степени влияет также на способы и эффективность добычи нефти, в особенности в процессе вторичных и третичных методов добычи нефти. Поэтому изучение такого явления как смачиваемость, является актуальным на сегодняшний день [1].

Большинство пластов до миграции нефти являются гидрофильными и имеют протяженную переходную зону постепенного изменения характера насыщения – от преимущественной насыщенности нефтью с остаточной водой в верхней части переходной зоны до преимущественной насыщенности водой в ее нижней части. Такой переход определяется разностью давлений в нефтяной и водной фазах, обусловленной контрастом плотности, и тесно связан с определением капиллярного давления. При миграции нефти в гидрофобный коллектор будет другая динамика насыщения: практически максимальная нефтенасыщенность к подошве коллектора. Эта разница отражает легкость проникновения смачивающего флюида в пласт. Слои внутри пласта также могут характеризоваться разной смачиваемостью из-за различий в литологии. Низкопроницаемая зона может оставаться смачиваемой водой, если миграция нефти в нее незначительна или вообще отсутствует, тогда как соседние пласты становятся лучше смачиваемыми нефтью. Смачиваемость также влияет на количество нефти, которое можно извлечь из пор, путем измерения остаточной нефтенасыщенности после заводнения. Нефть в гидрофильном пласте остается в более крупных порах, где она может терять сплошность, распадаясь на отдельные капли, и удерживаться. Кроме того, с изменением смачиваемости пласта изменяются и относительные проницаемости для воды и нефти. Неправильное понимание характера смачиваемости в проектах, связанных с большими начальными капиталовложениями в инфраструктуру (например, на глубоководных месторождениях), может привести к очень дорогостоящим последствиям. Смачиваемость влияет на эффективность заводнения, которое тоже может быть сопряжено с большими начальными затратами. Силы, контролирующие пропитку (т.е. способность пласта впитывать смачивающую фазу), определяют, насколько легко закачать воду в пласт и как она будет мигрировать в гидрофильном пласте. На последующих стадиях заводнения происходит прорыв воды к добывающим скважинам. Нефтеотдача из гидрофильного пласта до прорыва воды обычно превышает допрорывную нефтеотдачу из гидрофобного пласта. Смачиваемость также может влиять на вытеснение нефти газом. Фронт закачиваемого газа или нефтяной вал может вытеснять воду, если она подвижна, опять же изменяя приток в зависимости от преимущественной смачиваемости пласта водой или нефтью. Кроме того, если в нефти присутствуют асфальтены, то контакт с закачиваемым углеводородным газом может нарушить фазовое равновесие и привести к осаждению асфальтенов. Как будет изложено далее, такое осаждение может изменить характер смачиваемости поверхностей пор. Смачиваемость или ее изменение может повлиять на разработку даже газоносных пластов. Блокирование призабойной зоны конденсатом снижает приток газа. В некоторых методах извлечения применяются химические средства для изменения смачиваемости в этой зоне, чтобы вызвать приток нефти



и устранить закупоривание. Некоторые способы повышения нефтеизвлечения обеспечивают преодоление сил смачивания, которые удерживают нефть. С этой целью, либо изменяют предпочтительную смачиваемость пласта в сторону большей смачиваемости нефтью, либо снижают поверхностное натяжение на границе раздела флюидов, тем самым уменьшая силы смачивания.

Пласт – это сложная структура, характеризующаяся разнообразным минеральным составом. Разные минералы могут обладать смачиваемостью различных типов. Как правило, основные минералы пород пласта – это кварцы, известняки и доломиты, которые до миграции в них нефти являются гидрофобными. При формировании залежей нефти происходило изменение смачиваемости порового пространства. Так, поверхности пор, ранее контактировавшие с нефтью, оказались гидрофобными, а не контактировавшие – гидрофильными.

Коэффициент вытеснения нефти – важнейшая характеристика пласта. Значение коэффициента вытеснения входит в основную формулу подсчета извлекаемых запасов нефти и влияет на выбор оптимального способа разработки месторождения. Изменение коэффициента вытеснения нефти связано с эффективностью применения различных методов интенсификации добычи. Наиболее часто для определения коэффициента вытеснения нефти проводятся прямые лабораторные исследования на керне. Достоверность полученных результатов напрямую зависит от приближения параметров керновой модели к реальным условиям пласта [2].

Основными факторами, влияющими на достоверность определения коэффициента вытеснения, являются:

1. Условия проведения эксперимента (моделирование пластовой температуры, пластового давления и скорости фильтрации, сопоставимой со скоростью движения флюидов в пласте);
2. Используемые флюиды (пластовые воды и нефти);
3. Используемый керн (проведение исследования на керновом материале рассматриваемого месторождения);
4. Масштабный фактор (использование в качестве объекта исследования керна с сохраненным при выбурировании диаметром);
5. Моделирование поверхностных свойств, соответствующих условиям залегания пород объекта исследования.

На Чутырско-Киенгопском месторождении были проведены лабораторные испытания процесса вытеснения нефти водой. Исследования представлены на трех моделях, составленных из образцов керна продуктивных отложений среднего карбона. Для достоверности полученных данных были соблюдены все вышеописанные факторы.

Полученные результаты представлены в таблице 1.

**Таблица 1** – Характеристики вытеснения нефти водой

Месторождение	Возраст	Проницаемость, мкм <sup>2</sup>	Пористость, д.ед.	Вязкость нефти $\mu_n$ , мПа·с	Вязкость воды $\mu_v$ , мПа·с	$K_{пр}/\mu_0$	$K_{вт}$ , д.ед.
Чутырско-Киенгопское	C2	0,056	0,184	10,9	1,0	0,005138	0,573
	C2b	0,134	0,184	10,9	1,0	0,012294	0,593
	C2b + vr	0,264	0,214	10,9	1,0	0,02422	0,590

Представлено уравнение (1) зависимости коэффициента вытеснения от проницаемости породы и относительной вязкости пластовых жидкостей продуктивных пластов среднего карбона Чутырско-Киенгопского месторождения:

$$K_{em} = 0,6368 + 0,0115 \cdot \ln(K_{пр}/\mu_0), \tag{1}$$

где  $K_{пр}$  – проницаемость в мкм<sup>2</sup>;  $\mu_0$  – отношение динамической вязкости нефти к динамической вязкости воды  $\mu_n/\mu_v$ .

При статистической обработке данных получили обобщенные зависимости (2), (3) коэффициента вытеснения от фильтрационных характеристик пород и относительной вязкости пластовых жидкостей.

Для залежей нефти в терригенных отложениях нижнего карбона коэффициент вытеснения рассчитывается как:

$$K_{em} = 0,7679 + 0,0524 \cdot \ln(k_{пр}/\mu_0). \tag{2}$$

Со среднеквадратичной погрешностью оценки коэффициента вытеснения  $\pm 0,022$ .

Для залежей нефти в карбонатных отложениях нижнего карбона коэффициент вытеснения рассчитывается как:

$$K_{вт} = 0,8604 + 0,0652 \cdot \ln(k_{пр}/\mu_0). \tag{3}$$

Со среднеквадратичной погрешностью оценки коэффициента вытеснения  $\pm 0,026$ .



Применение обобщенных зависимостей позволяет в любое время рассчитать коэффициенты вытеснения нефти для продуктивных отложений в широком диапазоне изменения проницаемостей пород и вязкостей насыщающих жидкостей.

Смачиваемость поверхности каналов фильтрации горных пород характеризуется индексом Амотта-Гервея [3, 4].

В карбонатных отложениях верейского горизонта Чутырско-Киенгопского месторождения преобладают породы с промежуточной смачиваемостью поверхности каналов фильтрации (индекс Амотта-Гервея изменяется от 0,003 до 0,4, что соответствует углам смачивания 66,4–89,8°).

Для карбонатных отложений башкирского яруса индекс Амотта-Гервея изменяется в пределах от –0,016 до 0,329, что соответствует промежуточной смачиваемости поверхности каналов фильтрации, характеризующейся углами смачивания 70,8–90,9°.

Положительные значения индекса Амотта-Гервея соответствуют более проницаемым гидрофильным участкам пород.

Для терригенных отложений нижнего карбона Чутырско-Киенгопского месторождения этот показатель изменяется в пределах от –0,002 до 0,026, что более свойственно кварцевым песчаникам и алевролитам с промежуточной смачиваемостью, характеризующейся углами смачивания 88,5–90,1°.

Коэффициент вытеснения нефти от 0,4 до 0,61 д.е., что соответствует гидрофобным поровым каналам.

График зависимости коэффициента проницаемости  $K_{пр}$  башкирского яруса от индекса Амотта Гервея приведен на рисунке 1.

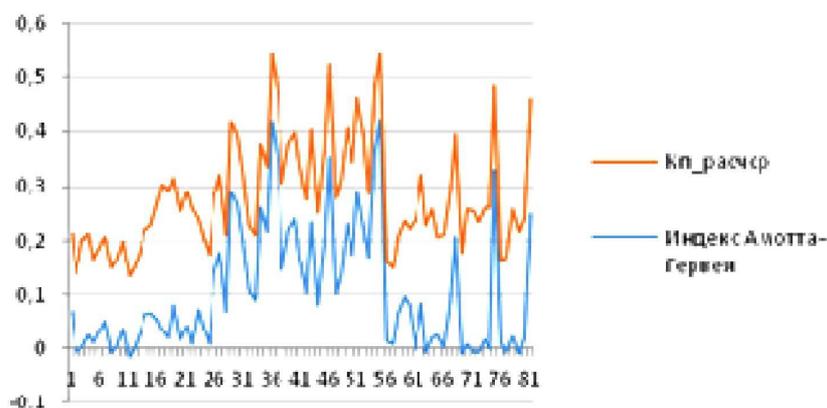


Рисунок 1 – Зависимость  $K_{пр}$  башкирского яруса от Индекса Амотта-Гервея

На рисунках 2, 3 представлены формы графиков относительных фазовых проницаемостей, рассчитанных как отношение фазовых проницаемостей для воды и нефти к максимальным фазовым проницаемостям по нефти.

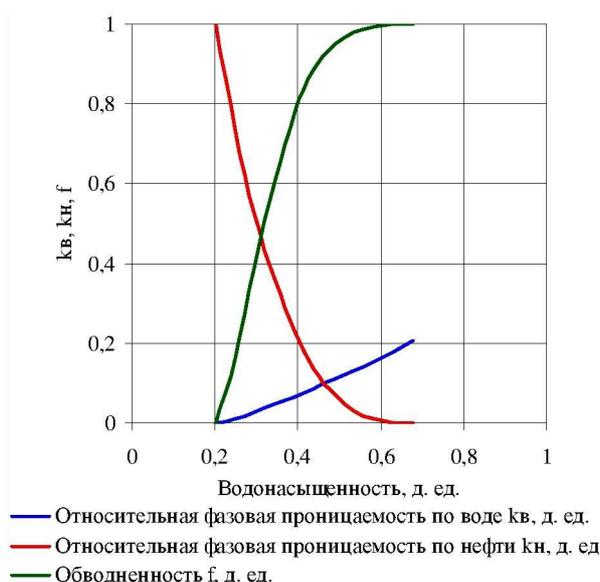
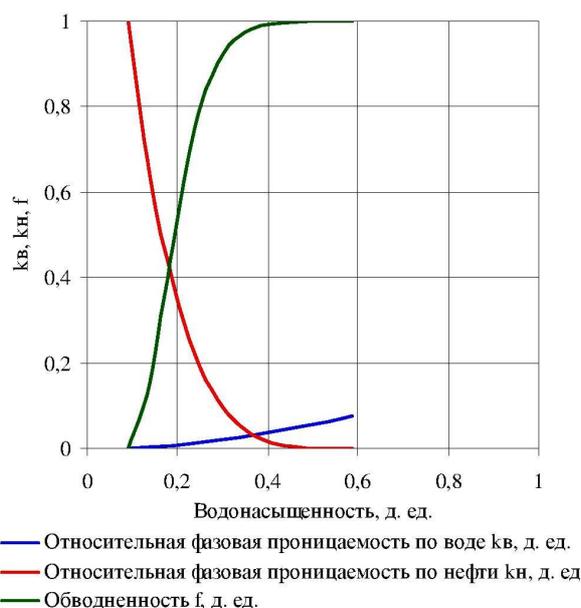


Рисунок 2 – Зависимости относительных фазовых проницаемостей для воды, нефти и обводненности продукции от водонасыщенности продуктивных пластов башкирского яруса Киенгопской площади ( $K_{пр} = 0,181 \text{ мкм}^2$ ;  $\mu_n = 12,83 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ )



**Рисунок 3** – Зависимости относительных фазовых проницаемостей для воды, нефти и обводненности продукции от водонасыщенности продуктивных пластов визейского яруса Киенгопской площади ( $K_{пр} = 0,847 \text{ мкм}^2$ ;  $\mu_n = 58,98 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ )

Анализ зависимостей ОФП для нефти и воды, представленных на рисунках 1, 2 показывает, что точка их пересечения соответствует водонасыщенности, меньшей 50 %. Это указывает на гидрофобную поверхность порового пространства.

### Выводы

При вытеснении нефти водой гидрофобный характер поверхности порового пространства снижает скорость капиллярной пропитки пористой среды водой и, как следствие, коэффициент вытеснения нефти.

Точка равных ОФП для нефти и воды в гидрофильных прослоях соответствует водонасыщенности, в среднем на 17 % большей, чем в гидрофобных.

При проведении исследований по определению коэффициента вытеснения нефти водой необходимо учитывать возможное изменение поверхностных свойств керна с момента его отбора из скважины до подготовки к исследованиям.

### Литература:

1. Гудок Н.С., Изучение физических свойств пористых сред. – М. : Недра, 1970. – 206 с.
2. Ахметов Р.Т., Андреев А.В., Мухаметшин В.Ш., Пахомкин А.Н. Оценка коэффициента вытеснения карбонатных коллекторов по данным ГИС : Современный технологии в нефтегазовом деле – 2016 / сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2-х т. (Октябрьский, 25 марта 2016 г.) – Уфа : Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – С. 99–105.
3. Абдалла В., Бакли Д., Карнеги Э., Эдвардс Д., Херольд Б., Форздэм Э., Грауэ А., Хабаша Т., Селезнев Н., Синьер К., Хусейн Х., Монтарон Б., Зиауддин М. Основы смачиваемости // Нефтегазовое обозрение. – 2007. – С. 54–75.
4. Тульбович Б.С., Методы изучения пород-коллекторов нефти и газа. – М. : Недра, 1979. – 200 с.

### References:

1. Gudok N.S. Studying of physical properties of porous environments. – M. : Nedra, 1970. – 206 p.
2. Akhmetov R.T., Andreyev A.V., Mukhametshin V.Sh., Pakhomkin A.N. Assessment of coefficient of replacement of carbonate collectors according to GIS : Modern technologies in oil and gas business – 2016 / collection works of the international scientific and technical conference devoted to the 60 anniversary of branch in 2 t. (October, on March 25, 2016) – Ufa : UGNTU publishing house, 2016. – T. 1. – P. 99–105.
3. Abdalla V., Buckley D., Carnegie E., Edwards D., Herold B., Forzdem E., Graue And., Habasha T., Seleznyov N., Sinyer K., Hussein X., Montaron B., Ziauddin M. Wettability bases // Oil and gas review. – 2007. – P. 54–75.
4. Tulbovich B.S., Methods of studying of breeds collectors of oil and gas. – M. : Nedra, 1979. – 200 p.