

**Министерство образования и науки Российской Федерации  
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования**

**«Российский государственный университет нефти и газа  
(национальный исследовательский университет)  
имени И. М. Губкина»**

# **СБОРНИК ТРУДОВ**

**72-Я МЕЖДУНАРОДНАЯ МОЛОДЕЖНАЯ  
НАУЧНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ**

## **«НЕФТЬ И ГАЗ – 2018»**

23–26 апреля 2018 г.



**Москва  
2018**

**Сборник трудов 72-й Международной молодежной научной конференции «Нефть и газ – 2018». – М.: Издательский центр РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина, 2018. – 396 с  
ISBN 978-5-91961-244-5**

В сборнике представлены статьи участников 72-й Международной молодежной научной конференции «Нефть и газ – 2018». В докладах рассматривается широкий круг вопросов, касающихся: геологии, геофизики и мониторинга месторождений нефти и газа; разработки и эксплуатации месторождений природных углеводородов; проектирования, сооружения и эксплуатации систем трубопроводного транспорта углеводородов и нефтегазопродуктообеспечения; вопросов технологии переработки нефти и газа, нефтехимии и химмотологии топлив и смазочных материалов; проектирования, изготовления и эксплуатации оборудования и сооружений нефтегазового комплекса; автоматизации, моделирования и энергообеспечения технологических процессов нефтегазового комплекса; экономики и управления нефтегазовым производством; совершенствования систем управления трудом и персоналом в компаниях нефтегазовой отрасли; правового регулирования деятельности организаций нефтегазового комплекса и международного энергетического бизнеса.

Ответственный редактор: профессор А. В. Мурадон

**ISBN 978-5-91961-244-5**

© РГУ нефти и газа (НИУ)  
имени И.М. Губкина, 2018

## РОЛЬ СМАЧИВАЕМОСТИ В ПРОЦЕССЕ НЕФТЕДОБЫЧИ (THE ROLE OF WETTABILITY IN THE PROCESS OF OIL PRODUCTION)

Дубовцев А.В., Трефилова Т.В.

(научный руководитель: к.т.н., доцент Борхович С.Ю.)

ФГБОУ ВО «УдГУ» ИНИ им. М.С. Гудериева

*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 свойства поверхности пород на коэффициент вытеснения нефти водой*

Смачиваемость является одним из главных факторов, контролирующих и регулирующих распределение нефти и воды в пласте. Поэтому при решении задач, связанных с подсчётом 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 протяжённую переходную зону постепенного изменения характера насыщения – от преимущественной насыщенности нефтью с остаточной водой в верхней части переходной зоны до преимущественной насыщенности водой в её 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, распавшись на отдельные капли, и удерживаться. Кроме того, с изменением смачиваемости пласта изменяются и относительные проницаемости для воды и нефти. Неправильное

понимание характера смачиваемости в просектах, 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 керна 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 кернах материала рассматриваемого месторождения);

4) Масштабный фактор (использование в качестве объекта исследования керна с сохраненным при выбуривании диаметром);

5) Моделирование поверхностных свойств, соответствующих условиям залегания пород объекта исследования.

На Чутырско-Киевском 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

Месторождения	Возраст	Проницаемость, мкм <sup>2</sup>	Пористость, д.ед	Вязкость нефти μ <sub>n</sub> , мПа*с	Вязкость воды μ <sub>0</sub> , мПа*с	K <sub>пр</sub> , μо	K <sub>от</sub> , д.ед
Чутырско-Киевское	C2	0.056	0.184	10.9	1.0	0.00513 8	0.573
	C2b	0.134	0.184	10.9	1.0	0.01229 4	0.593
	C2b+vt	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 Чутырского-Киевского месторождения:

$$K_{от} = 0,6368 - 0,0115 * \ln(K_{пр} * \mu_0) \quad (1)$$

где K<sub>пр</sub> – проницаемость в мкм<sup>2</sup>;

μ<sub>0</sub> – отношение динамической вязкости нефти к динамической вязкости воды μн/μв.

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:

$$K_{вт} = 0,7679 + 0,0524 \cdot \ln(k_{сп}/\mu_0) \quad (2)$$

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

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

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

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-Киевского 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-Киевского 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.с., что соответствует гидрофобным поровым каналам.

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

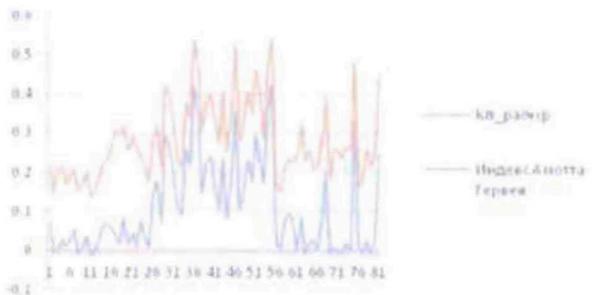
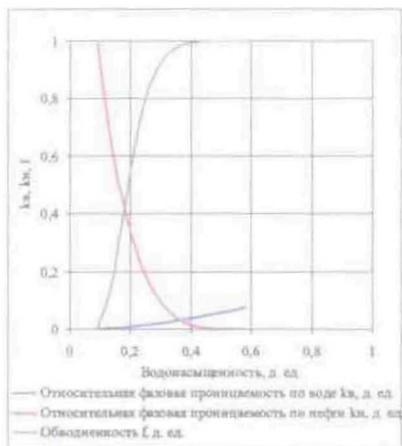


Рисунок 1 - Зависимость  $K_{пр}$  башкирского яруса от Индекса Амотта-Гервея.

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 Киянгопской 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 Кенгосской площади ( $K_{пр}=0,847$  мкм<sup>2</sup>;  $\mu_н=58,98$  мПа·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:**

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

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

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

**Список литературы:**

1. Гудок, Н. С., Изучение физических свойств пористых сред / Н. С. Гудок. - М. : Недра, 1970. - 206с.  
 2. Ахметов Р.Т., Андреев А.В., Мухаметшин В.Ш., Пахомкин А.Н. Оценка коэффициента вытеснения карбонатных коллекторов по данным ГИС [Текст] // 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 УГНГУ, 2016. - Т.1. - С. 99-105.

3.Абдалла В., Бакли Д., Карнеги Э., Элвардс Д., Херольд Б., Фордлэм Э., Грауз А., Хабаш Т., Селезнев Н., Синьер К., Хусейн Х., Монтарон Б., Знауддин М.. Основы смачиваемости [Текст] // Нефтегазовое обозрение. - 2007. - С. 54-75.

4.Тульбович, Б. С., Методы изучения пород-коллекторов нефти и газа / Б. И. Тульбович. - М. : Недра, 1979. - 200 с.