

## Влияние структуры порового пространства и смачиваемости на остаточное газонасыщение

Р.С. Хисамов<sup>1</sup>, В.Г. Базаревская<sup>2</sup>, Н.А. Скибицкая<sup>3\*</sup>, И.О. Бурханова<sup>3</sup>,  
В.А. Кузьмин<sup>3</sup>, М.Н. Большаков<sup>3</sup>, О.О. Марутян<sup>3</sup>

<sup>1</sup>ПАО «Татнефть», Альметьевск, Россия

<sup>2</sup>Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть», Бугульма, Россия

<sup>3</sup>Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия

Значительная часть месторождений углеводородов России находится на поздних стадиях разработки. Распределение остаточных запасов нефти и газа определяется свойствами вмещающих их отложений. Оценка остаточного газонасыщения пластов является важной научной задачей. Выделение зон с максимальными невыработанными запасами газа позволит наиболее эффективно выбирать участки на длительно разрабатываемых месторождениях для проведения работ по интенсификации его добычи. Для поиска таких перспективных зон необходимо определить факторы, обуславливающие величину остаточного газонасыщения.

В статье предложен способ оценки остаточной заземленной в порах газонасыщенности на основе количественных характеристик структуры порового пространства и смачиваемости пород. Влияние величины и характера изменения пластовых давлений на формирование величины остаточной газонасыщенности в процессе разработки месторождения в данной работе не рассматривается.

Исследование обширной коллекции керна, отобранного из продуктивных отложений Оренбургского и Вуктыльского нефтегазоконденсатных месторождений, газо-нефтяного месторождения в Оренбургской области, а также трёх площадей Восточно-Предкавказской нефтегазоносной области, показали, что величина заземленной газонасыщенности карбонатных и терригенных пород прямо пропорциональна отношению диаметров пор и соединяющих их каналов. При этом угловой коэффициент уравнения регрессии этой связи для карбонатных пород напрямую зависит от количественной характеристики преимущественной (относительной) смачиваемости.

Полученные зависимости позволяют прогнозировать величину заземленной в порах остаточной газонасыщенности на основе знаний о структуре порового пространства и поверхностных свойств пород.

**Ключевые слова:** остаточная газонасыщенность, заземленная газонасыщенность, структурно-заземленная газонасыщенность, структура порового пространства, избирательная смачиваемость, относительная смачиваемость, преимущественная смачиваемость

**Для цитирования:** Хисамов Р.С., Базаревская В.Г., Скибицкая Н.А., Бурханова И.О., Кузьмин В.А., Большаков М.Н., Марутян О.О. (2020). Влияние структуры порового пространства и смачиваемости на остаточное газонасыщение. *Георесурсы*, 22(2), с. 2-7. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2020.2.2-7>

### Введение

На завершающих стадиях разработки месторождений встаёт вопрос о повышении углеводородоотдачи пластов. Для достижения этой цели необходимо знать закономерность распределения остаточных запасов углеводородов, которая определяется как свойствами пород, слагающих пласт, так и технологическими факторами (Михайлов, 1992; Сургучев и др., 1984).

Выделяют два основных типа остаточных углеводородов – макро- и микроуровня. Остаточные углеводороды макроуровня находятся в целиках, линзах, непромытых пропластках. Остаточные углеводороды микроуровня образуются в заводнённой части пласта (Михайлов, 1992). В работе рассматривается вариант формирования остаточного газонасыщения на микроуровне, то есть за фронтом обводнения при разработке месторождения на режиме истощения.

Чем более гидрофильной является пористая газонасыщенная среда, тем более высокой будет в ней остаточная газонасыщенность, которая образуется за счет всё большего увеличения размеров пузырьков газа в результате увеличения кривизны и вогнутости менисков движущейся воды на фронте капиллярной пропитки, и всё большего опережения краев менисков, в сравнении с центральной частью, при их смыкании и формировании нового мениска по достижении места сужения пор при следующем входе в канал. Чем крупнее поры и тоньше соединяющие поры каналы, то есть чем много больше единицы будет отношение среднего диаметра пор и среднего диаметра каналов, соединяющих поры  $d_{\text{пор}}/d_{\text{кан}}$ , тем более крупными будут пузырьки заземленного в порах газа и выше коэффициент заземленной в порах остаточной газонасыщенности за фронтом капиллярной пропитки при фиксированных пластовых давлениях (Большаков и др., 2014).

Поскольку образование заземленного в порах остаточного газа определяется в большой степени структурой порового пространства пород-коллекторов, сформированная при этом остаточная газонасыщенность может быть

\* Ответственный автор: Наталья Александровна Скибицкая  
E-mail: [skibitchka@mail.ru](mailto:skibitchka@mail.ru)

© 2020 Коллектив авторов

определена как структурно-защемлённая, а соответствующий ей поровый объём – структурно-защемлённым. Доля эффективного ёмкостного объёма продуктивного коллектора, заполненная водой, внедренной в процессе капиллярной пропитки, определяется, как фильтрующий или динамический ёмкостной объём. Величина этого непрерывно связанного динамического объёма в существенной степени определяется величиной среднего диаметра связывающих поры каналов  $d_{кан}$  и физико-химическими свойствами их поверхности (Большаков и др., 2014, Скибицкая и др., 2010).

На газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождениях, разрабатывающихся, как правило, на режиме естественного падения давления (на режиме «истощения»), различный характер обводнения продуктивных отложений подчиняется закономерностям капиллярной пропитки, зависящим от фильтрационно-ёмкостных, физико-химических, структурно-ёмкостных свойств пород на уровне их макро- и микрообъемов. Чем более гидрофильными свойствами обладает газонасыщенный коллектор, тем выше в нем скорость прямоточной капиллярной пропитки. Как показывают исследования, в гидрофобном газонасыщенном карбонатном коллекторе скорость прямоточной капиллярной пропитки воды может достигать нулевых значений (Скибицкая и др., 2018). Чем более неоднородным будет коллектор по степени гидрофильности, тем с большей вероятностью будет происходить в нем образование микро- и макроцеликов, не затронутых заводнением.



Рис. 1. Обзорная карта расположения изученных месторождений и площадей. ГНМ-1 – газо-нефтяное месторождение в Оренбургской области, П1, П2, П3 – площади Восточно-Предкавказской нефтегазоносной области.

## Материалы и методика исследований

В результате комплексного изучения образцов пород литолого-петрографическими, петрофизическими, геохимическими и физико-химическими методами была накоплена база уникальных данных по таким месторождениям, как Оренбургское нефтегазоконденсатное месторождение

(НГКМ), Вуктыльское НГКМ, газо-нефтяное месторождение (ГНМ) в Оренбургской области (ГНМ-1), а также по трём площадям Восточно-Предкавказской нефтегазоносной области (НГО) (табл. 1, рис. 1) (Хисамов и др., 2014). Совокупная коллекция охватывает отложения девонской, каменноугольной, пермской, триасовой, юрской и меловой

Расположение	Месторождение	Литология	Возраст отложений	Тектоническая приуроченность	Количество образцов, изученных в РЭМ
Волго-Уральская НПП	Оренбургское НГКМ (центральная часть)	Карбонатные породы	$P_1 - C$	Соль-Илецкий свод	51
Тимано-Печорская НПП	Вуктыльское НГКМ	Карбонатные породы	$P_1 - C$	Северная часть Верхнепечорской впадины Предуральского краевого прогиба	49
Волго-Уральская НПП	ГНМ-1	Карбонатные породы	$P_1$	Соль-Илецкий свод	21
Восточно-Предкавказская НГО	Площадь 1	Карбонатные и терригенные породы	$T_1$	Северный борт Восточно-Маньчского прогиба	25
	Площадь 2	Терригенные породы	$K_1, J_2, T_3$	Чограйский прогиб зоны Маньчских прогибов	22
	Площадь 3	Карбонатные и терригенные породы	$D_3$	Юго-западная часть Прикаспийской впадины	10
<b>Всего:</b>					<b>178</b>

Табл. 1. Характеристика изученных отложений

систем. Основная часть образцов относится к карбонатным породам, однако были изучены и терригенные отложения. Важно отметить, что экстракция образцов не проводилась с целью сохранения естественной смачиваемости поверхности пород.

Основными свойствами породы, определяющими эффект защемления газа, считаются структура порового пространства и смачиваемость поверхности пор (Михайлов, 1992; Сургучев и др., 1984; Dullien et al., 1972). Результаты исследования керн вышеперечисленных месторождений позволили авторам проанализировать это влияние.

Изучение структуры порового пространства образцов пород проводилось в растровом электронном микроскопе способом катодolumинесценции (Кузьмин, 1984). Полученные электронно-микроскопические изображения порового пространства обрабатывались с помощью компьютерной программы «Коллектор», алгоритм расчётов в которой основан на представлении о пустотном пространстве породы как системы пор и каналов (Большаков и др., 2007). Программа позволяет оценить различные структурные параметры порового пространства, в том числе отношение среднего диаметра пор к среднему диаметру соединяющих их поровых каналов  $d_{пор}/d_{кан}$ .

Коэффициент остаточной (защемлённой) газонасыщенности  $K_{Г.О}$  определялся способом прямооточной капиллярной пропитки водой неэкстрагированных образцов пород в состоянии их остаточного водонасыщения (Скибицкая и др., 2018). По мнению авторов, такой способ формирования остаточного газонасыщения в образце керн наиболее приближен к процессам образования остаточной газонасыщенности пласта при разработке месторождения.

Избирательная смачиваемость оценивалась на основе традиционной методики оптического измерения угла смачивания по замеру угла мениска, образованного на поверхности образца в системе вода-углеводородная жидкость,

модифицированной с помощью современной цифровой техники (Скибицкая и др., 2016). Определялись углы избирательной смачиваемости водой гексанонасыщенных образцов пород в среде гексан  $\theta_{В-Г}$ , а также гексаном водонасыщенных образцов пород в среде вода  $\theta_{Г-В}$ .

Изучаемые породы характеризуются сложным составом и сложной структурой ёмкостного пространства; поверхность пор неравномерно покрыта высокомолекулярными компонентами нефти разного компонентного состава от дифильных (асфальтены, тяжелые смолы) до гидрофобных (масла). В связи с этим, часть пор породы может быть гидрофильной, а часть гидрофобной. В таком случае для характеристики поверхностных свойств породы следует использовать термин преимущественная смачиваемость. Преимущественная смачиваемость показывает, каким флюидом в присутствии другого флюида порода смачивается в большей степени – нефтью или водой. Для количественной характеристики преимущественной смачиваемости использовался параметр относительной смачиваемости  $\theta_{Г-В}/\theta_{В-Г}$ , который рассчитывается как отношение угла избирательной смачиваемости породы углеводородами к углу избирательной смачиваемости водой. Если параметр относительной смачиваемости меньше 1, тогда образец характеризуется более фильными свойствами по отношению к углеводородам, т.е. порода преимущественно гидрофобная. Если параметр  $\theta_{Г-В}/\theta_{В-Г}$  больше 1, тогда наоборот, образец более филлен к воде, т.е. порода преимущественно гидрофильная.

## Результаты

В результате изучения коллекции образцов керн из центральной части Оренбургского НГКМ экспериментально установлено, что в карбонатных породах продуктивных отложений месторождения остаточная газонасыщенность определяется отношением среднего диаметра пор к диаметру соединяющих их поровых каналов  $d_{пор}/d_{кан}$  (Скибицкая и др., 2010). Прямая линейная связь величин

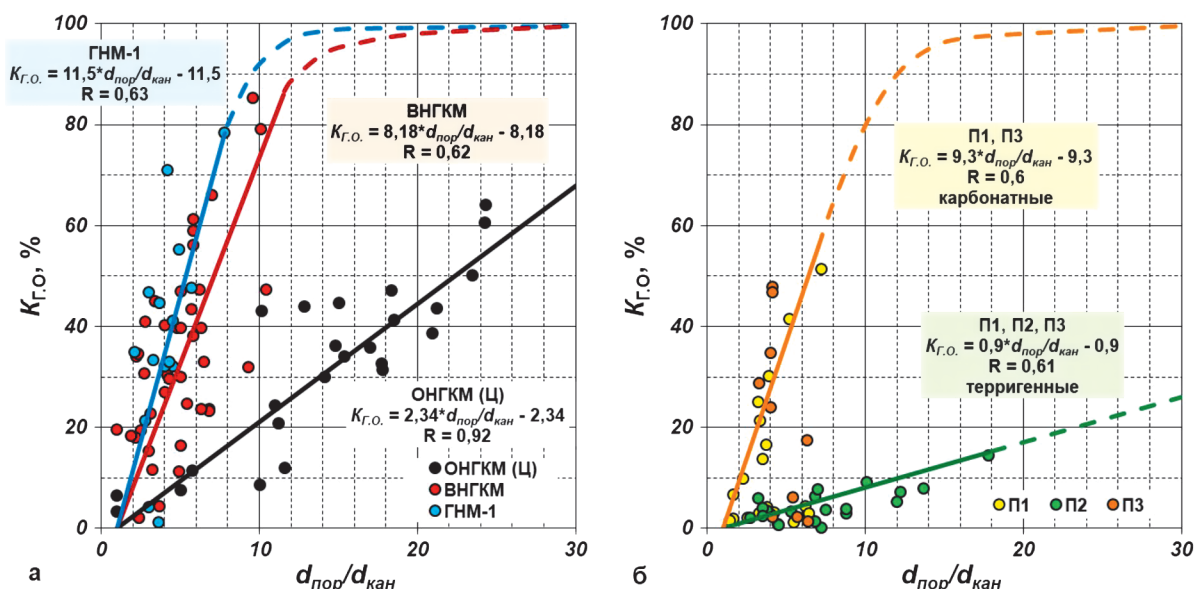


Рис. 2. Связи коэффициента структурно-защемлённой газонасыщенности  $K_{Г.О}$  с отношением диаметров пор и каналов ( $d_{пор}/d_{кан}$ ). а – для продуктивных отложений центральной части Оренбургского НГКМ (ОНГКМ (Ц)), Вуктыльского НГКМ (ВНГКМ), газонефтяного месторождения в Оренбургской области (ГНМ-1); б – для продуктивных отложений площадей 1 (П1), 2 (П2) и 3 (П3) Восточно-Предкавказской НГО.

$K_{Г.О}$  и  $d_{пор}/d_{кан}$  характеризуется высоким коэффициентом корреляции и одинакова для всех стратиграфических подразделений месторождения (рис. 2а). Поскольку при равных диаметрах пор и каналов защемление газа не происходит, эта связь выходит из точки со значением  $d_{пор}/d_{кан}$  равным 1 и  $K_{Г.О}$  равным 0. Таким образом, уравнение регрессии зависимости  $K_{Г.О} = f(d_{пор}/d_{кан})$  имеет вид линейного неоднородного уравнения:

$$K_{Г.О} = a \cdot (d_{пор}/d_{кан}) - b, \quad (1)$$

где  $K_{Г.О}$  – величина структурно-защемлённой газонасыщенности, %;  $a$  – угловой коэффициент линейного уравнения регрессии, %;  $b$  – свободный член линейного уравнения регрессии, численно равный  $a$ , %.

Изучение керна других месторождений позволило получить аналогичные тесные зависимости (рис. 2а, б). Следует отметить, что изученные образцы керна Оренбургского НГКМ характеризуются максимальными величинами  $K_{Г.О}$  не более 65 % в порах, диаметры которых превышают диаметры каналов в 24 раза. Исследование керна Вуктыльского НГКМ и газо-нефтяного месторождения в Оренбургской области (ГНМ-1) показало, что величина остаточной газонасыщенности достигает значений 80-90% уже при величине  $d_{пор}/d_{кан}$  около 10. При более высоких отношениях диаметров пор и каналов, вероятно, функция  $K_{Г.О} = f(d_{пор}/d_{кан})$  для этих месторождений будет нелинейной (рис. 2а). Однако фактических данных, позволяющих это подтвердить для данной коллекции образцов, получено не было.

Аналогичные зависимости построены для продуктивных отложений площадей 1 (П1), 2 (П2) и 3 (П3) Восточно-Предкавказской НГО (рис. 2б). Сравнение линейных участков функций  $K_{Г.О} = f(d_{пор}/d_{кан})$  для разных месторождений показало, что угол наклона этих связей существенно различается (рис. 2а, б).

При комплексном анализе петрофизических, геохимических и физико-химических параметров изученных образцов выявлено, что фактором, определяющим угол наклона связей  $K_{Г.О} = f(d_{пор}/d_{кан})$ ,  $a$ , соответственно, и темп

роста коэффициента остаточной структурно-защемлённой газонасыщенности при изменении структуры порового пространства от капиллярноподобной к крупнопоровой, является относительная (преимущественная) смачиваемость  $\theta_{Г.В}/\theta_{В.Г}$ .

Это утверждение справедливо для изученных карбонатных отложений: пород центральной части Оренбургского НГКМ, Вуктыльского НГКМ, ГНМ-1, а также образцов пород площадей 1 (П1), 2 (П2), и 3 (П3) преимущественно карбонатного состава (табл. 2). Связь  $K_{Г.О} = f(d_{пор}/d_{кан})$  для образцов терригенных пород, отобранных на площадях 1 (П1) и 3 (П3), располагается существенно ниже связей для карбонатных пород, несмотря на высокую величину относительной смачиваемости (табл. 2). Поскольку доля образцов пород терригенного состава среди общего количества изученных образцов невелика, вопрос влияния смачиваемости терригенных пород на величину остаточной газонасыщенности требует дополнительных исследований.

На основе проанализированных данных получена тесная связь относительной смачиваемости и углового коэффициента «а» уравнения (1) (рис. 3). Таким образом, экспериментально доказано влияние величины относительной (преимущественной) смачиваемости на величину зашемлённой газонасыщенности карбонатных пород.

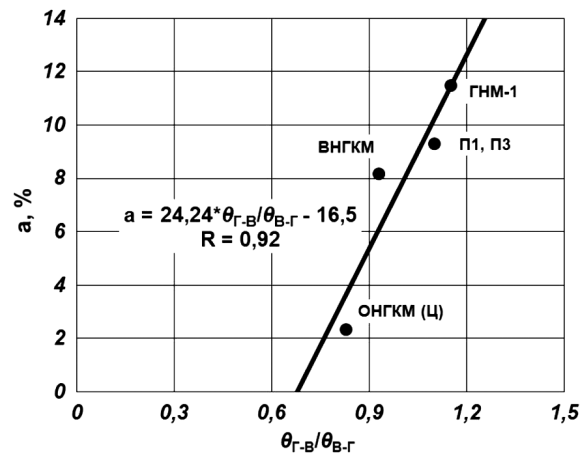


Рис. 3. Связь углового коэффициента  $a$  уравнения зависимости  $K_{Г.О} = f(d_{пор}/d_{кан})$  и относительной смачиваемости  $\theta_{Г.В}/\theta_{В.Г}$  по результатам исследований пород центральной части Оренбургского НГКМ (ОНГКМ (Ц)), Вуктыльского НГКМ (ВНГКМ), газо-нефтяного месторождения в Оренбургской области (ГНМ-1), площадей 1 (П1) и 3 (П3) Восточно-Предкавказской НГО.

Месторождение	Литология	Средняя относительная смачиваемость $\theta_{Г.В}/\theta_{В.Г}$	Кoeff. $a$ , %
Оренбургское НГКМ (центральная часть)	Карбонатные породы	0,83	2,34
Вуктыльское НГКМ	Карбонатные породы	0,93	8,18
ГНМ-1	Карбонатные породы	1,15	11,5
Площади 1 и 3 Восточно-Предкавказской НГО	Карбонатные породы	1,1	9,3
Площади 1, 2 и 3 Восточно-Предкавказской НГО	Терригенные породы	1,06	0,9

Табл. 2. Сравнение средних величин относительной смачиваемости  $\theta_{Г.В}/\theta_{В.Г}$  и углового коэффициента  $a$  уравнения зависимости  $K_{Г.О} = f(d_{пор}/d_{кан})$  для разных месторождений

## Заключение

Исследования показали, что величина структурно-защемлённой газонасыщенности  $K_{Г.О}$  как карбонатных, так и терригенных пород определяется отношением среднего диаметра пор к среднему диаметру соединяющих их поровых каналов  $d_{пор}/d_{кан}$ . Темп роста  $K_{Г.О}$  при изменении структуры порового пространства карбонатных пород от капиллярноподобной к крупнопоровой обусловлен относительной (преимущественной) смачиваемостью пород.

Полученные результаты позволяют прогнозировать величину остаточной газонасыщенности в газонасыщенных карбонатных отложениях газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений по характеристикам

структуры порового пространства и относительной (преимущественной) смачиваемости пород. Согласно проведенным исследованиям, максимальными величинами заземленной газонасыщенности будут характеризоваться преимущественно гидрофильные крупнопоровые карбонатные породы. Результаты исследования подтверждают теоретические представления о влиянии структуры порового пространства, физико-химических и литологических свойств пород на их остаточное газонасыщение.

### Финансирование/Благодарности

Статья написана в рамках выполнения государственного задания (тема: «Прогноз состояния ресурсной базы нефтегазового комплекса России на основе системных исследований перспектив нефтегазоносности природных резервуаров в карбонатных, терригенных и сланцевых формациях», № АААА-А19-119030690047-6).

Авторы выражают искреннюю благодарность рецензенту за ценную рецензию, сделанные по статье замечания и рекомендации.

### Литература

- Большаков М.Н., Скибицкая Н.А., Кузьмин В.А., Марутян О.О. (2014). Определение остаточной нефтегазонасыщенности способом прямооточной капиллярной пропитки. *Нефтяное хозяйство*, 4, с. 30-32.
- Большаков М.Н., Скибицкая Н.А., Кузьмин В.А. (2007). Изучение структуры порового пространства в растровом электронном микроскопе (РЭМ) с помощью компьютерной программы «Коллектор». *Поверхность. Рентгеновские, синхротронные и нейтронные исследования*, 8, с. 108-111.
- Кузьмин В.А. (1984). Методика и основные результаты изучения пород – коллекторов сложного строения на растровом электронном микроскопе. *Автореф. дис. М.: МИНХ и ГП им. И.М. Губкина*.
- Михайлов Н.Н. (1992). Остаточное нефтенасыщение разрабатываемых пластов. М.: Недр, 270 с.
- Скибицкая Н.А., Большаков М.Н., Кузьмин В.А., Марутян О.О. (2018). Закономерности процессов прямооточной капиллярной пропитки в продуктивных карбонатных отложениях Оренбургского НГКМ. *Актуальные проблемы нефти и газа*, 3(22), с. 13. [http://oilgasjournal.ru/issue\\_22/skibitskaya-bolshakov.html](http://oilgasjournal.ru/issue_22/skibitskaya-bolshakov.html)
- Скибицкая Н.А., Кузьмин В.А., Большаков М.Н., Марутян О.О. (2010). Влияние микроструктурных параметров карбонатных пород продуктивных отложений на остаточную нефтегазонасыщенность. *Нефтяное хозяйство*, 12, с. 98-101.
- Скибицкая Н.А., Кузьмин В.А., Марутян О.О., Большаков М.Н., Бурханова И.О., Халиуллина А.Ф. (2016). Результаты изучения избирательной смачиваемости карбонатных пород продуктивных отложений месторождений углеводородов. *Георесурсы, геознергетика, геополитика*, 1(13), с. 3. [http://oilgasjournal.ru/vol\\_13/skibitskaya-kuzmin.html](http://oilgasjournal.ru/vol_13/skibitskaya-kuzmin.html)
- Сургучев М.Л., Желтов Ю.В., Симкин Э.М. (1984). Физико-химические микропроцессы в нефтегазоносных пластах. М.: Недр, 215 с.
- Хисамов Р.С., Базаревская В.Г., Бурханова И.О., Скибицкая Н.А., Кузьмин В.А., Никулин Б.А. (2014). Системный подход к изучению

нефтегазоматеринской карбонатной толщи месторождения углеводородов Оренбургской области. *Нефтяное хозяйство*, 7, с. 12-17.

Dullien F.A., Dhavan G.K., Nur Gurak, Babjak L. (1972). A relationship between pore structure and residual oil saturation in tertiary surfactant floods. *SPEJ*, Aug., pp. 289-296. <https://doi.org/10.2118/3040-PA>

### Сведения об авторах

*Раис Салихович Хисамов* – доктор геол.-мин. наук, профессор, Главный геолог – заместитель генерального директора, ПАО «Татнефть»  
Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина, 75

*Венера Гильмеахметовна Базаревская* – канд. геол.-мин. наук, заместитель директора по научной работе в области геологии трудноизвлекаемых запасов  
Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть»  
Россия, 423236, Бугульма, ул. Мусы Джалиля, 40

*Наталья Александровна Скибицкая* – канд. геол.-мин. наук, заведующий лабораторией трудноизвлекаемых запасов углеводородов, ведущий научный сотрудник  
Институт проблем нефти и газа РАН  
Россия, 119333, Москва, Губкина, 3  
E-mail: skibitchka@mail.ru

*Ирина Оскаровна Бурханова* – канд. геол.-мин. наук, старший научный сотрудник лаборатории трудноизвлекаемых запасов углеводородов  
Институт проблем нефти и газа РАН  
Россия, 119333, Москва, Губкина, 3

*Владимир Александрович Кузьмин* – канд. геол.-мин. наук, ведущий научный сотрудник лаборатории трудноизвлекаемых запасов углеводородов  
Институт проблем нефти и газа РАН  
Россия, 119333, Москва, Губкина, 3

*Михаил Николаевич Большаков* – канд. геол.-мин. наук, старший научный сотрудник лаборатории трудноизвлекаемых запасов углеводородов  
Институт проблем нефти и газа РАН  
Россия, 119333, Москва, Губкина, 3

*Олег Олегович Марутян* – старший научный сотрудник лаборатории трудноизвлекаемых запасов углеводородов  
Институт проблем нефти и газа РАН  
Россия, 119333, Москва, Губкина, 3

Статья поступила в редакцию 27.03.2020;

Принята к публикации 09.06.2020;

Опубликована 30.06.2020

IN ENGLISH

## Influence of the pore space structure and wettability on residual gas saturation

*R.S. Khisamov<sup>1</sup>, V.G. Bazarevskaya<sup>2</sup>, N.A. Skibitskaya<sup>3\*</sup>, I.O. Burkhanova<sup>3</sup>, V.A. Kuzmin<sup>3</sup>,  
M.N. Bolshakov<sup>3</sup>, O.O. Marutyay<sup>3</sup>*

<sup>1</sup>Tatneft PJSC, Almeteyevsk, Russian Federation

<sup>2</sup>Institute TatNIPIneft Tatneft PJSC, Bugulma, Russian Federation

<sup>3</sup>Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russian Federation

\*Corresponding author: Natalia A. Skibitskaya, e-mail: skibitchka@mail.ru

**Abstract.** A significant part of hydrocarbon deposits in Russia is in the late stage of development. The distribution of residual oil and gas reserves is determined by the properties

of the holding rocks. Estimating of deposits' residual gas saturation is an important scientific task. The allocation of zones with the maximum undeveloped gas reserves will allow

to select areas in long-developed fields for the intensification of production in the most efficient way. To search for such "sweet" zones, it is necessary to determine the factors that provide the value of the residual gas saturation.

The reliance of the value of trapped in pores, residual gas saturation on such rock properties as pore space structure and wettability is studied in this article. The influence of formation pressure value and behaviour on making up of residual gas saturation during field development is not accounted in this work.

The study of a wide collection of core sampled from productive deposits of the Orenburg oil and gas condensate field, the Vuktylskoe oil and gas condensate field, oil and gas field of Orenburg region, and also three areas in the East Caucasian petroleum province confirmed that the value of structure-trapped oil and gas saturation of carbonate and terrigenous rocks is directly proportional to the ratio of pore diameters and channels connecting them. Herewith the angular coefficient of the regression equation for this relationship for carbonate rocks directly depends on the quantitative characteristics of the predominant (relative) wettability.

The obtained relationships make it possible to predict the value of residual gas saturation based on knowledge about the pore space structure and the surface properties of rocks.

**Keywords:** residual gas saturation, trapped gas saturation, structure-trapped gas saturation, pore space structure, selective wettability, relative wettability, predominant wettability

**Recommended citation:** Khisamov R.S., Bazarevskaya V.G., Skibitskaya N.A., Burhanova I.O., Kuzmin V.A., Bolshakov M.N., Marutyanyan O.O. (2020). Influence of the pore space structure and wettability on residual gas saturation. *Georesursy = Georesources*, 22(2), pp. 2-7. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2020.2.2-7>

## References

- Bolshakov M.N., Skibitskaya N.A., Kuzmin V.A. (2007). Investigation of the Pore Space Structure by a Scanning Electron Microscope Using the Computer Program Collector. *Journal of Surface Investigation. X-Ray, Synchrotron and Neutron Techniques*, 1(4), pp. 493-496. <https://doi.org/10.1134/S1027451007040222>
- Bolshakov M.N., Skibitskaya N.A., Kuzmin V.A., Marutyanyan O.O. (2014). Determination of residual oil and gas saturation by direct-flow capillary impregnation method. *Neftyanoe khozyaistvo = Oil industry*, 4, pp. 30-32. (In Russ.)
- Dullien F.A., Dhavan G.K., Nur Gurak, Babjak L. (1972). A relationship between pore structure and residual oil saturation in tertiary surfactant floods. *SPEJ*, pp. 289-296. <https://doi.org/10.2118/3040-PA>
- Khisamov R.S., Bazarevskaya V.G., Burkhanova I.O., Skibitskaya N.A., Kuzmin V.A., Nikulin B.A. (2014). A systematic approach to the study of the oil and gas source carbonate sequence of a hydrocarbon field in the Orenburg region. *Neftyanoe khozyaistvo = Oil industry*, 7, pp. 12-17. (In Russ.)
- Kuzmin V.A. (1984). Methodology and main results of studying rocks – reservoirs of complex structure using a scanning electron microscope. Abstract of diss. Moscow: MINKh i GP im. I.M. Gubkina. (In Russ.)
- Mikhailov N.N. (1992). Residual oil saturation of the developed formations. Moscow: Nedra, 270 p. (In Russ.)
- Skibitskaya N.A., Bolshakov M.N., Kuzmin V.A., Marutyanyan O.O. (2018). Regularities of the processes of direct-flow capillary impregnation in

productive carbonate deposits of the Orenburg oil and gas condensate field. *Aktualnye problemy nefti i gaza = Actual problems of oil and gas*, 3(22), pp. 13. (In Russ.). [http://oilgasjournal.ru/issue\\_22/skibitskaya-bolshakov.html](http://oilgasjournal.ru/issue_22/skibitskaya-bolshakov.html)

Skibitskaya N.A., Kuzmin V.A., Bolshakov M.N., Marutyanyan O.O. (2010). The influence of the microstructural parameters of carbonate rocks of productive sediments on the residual oil and gas saturation. *Neftyanoe khozyaistvo = Oil industry*, 12, pp. 98-101. (In Russ.)

Skibitskaya N.A., Kuzmin V.A., Marutyanyan O.O., Bolshakov M.N., Burkhanova I.O., Khaliullina A.F. (2016). Results of studying the selective wettability of carbonate rocks in productive deposits of hydrocarbon deposits. *Georesursy, geoenergetika, geopolitika*, 1(13), p. 3. (In Russ.). [http://oilgasjournal.ru/vol\\_13/skibitskaya-kuzmin.html](http://oilgasjournal.ru/vol_13/skibitskaya-kuzmin.html)

Surguchev M.L., Zheltov Yu.V., Simkin E.M. (1984). Physical-chemical microprocesses in oil and gas bearing strata. Moscow: Nedra, 215 p. (In Russ.)

## About the Authors

*Rais S. Khisamov* – Dr. Sci. (Geology and Mineralogy), Professor, Deputy Director General and Chief Geologist  
Tatneft PJSC

75, Lenin st., 75, Almeteyevsk, 423400, Russian Federation

*Venera G. Bazarevskaya* – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Deputy Director for research in the field of geology of hard-to-recover reserves

Institute TatNIPIneft Tatneft PJSC

40, M.Djalil st., Bugulma, 423326, Russian Federation

*Natalia A. Skibitskaya* – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Head of the Laboratory of hard-to-recover hydrocarbon reserves, Leading Researcher, Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences

3, Gubkin st., Moscow, 119333, Russian Federation

E-mail: [skibitchka@mail.ru](mailto:skibitchka@mail.ru)

*Irina O. Burkhanova* – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Senior Researcher of the Laboratory of hard-to-recover hydrocarbon reserves, Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences

3, Gubkin st., Moscow, 119333, Russian Federation

*Vladimir A. Kuzmin* – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Leading Researcher of the Laboratory of hard-to-recover hydrocarbon reserves, Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences

3, Gubkin st., Moscow, 119333, Russian Federation

*Mikhail N. Bolshakov* – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Senior Researcher of the Laboratory of hard-to-recover hydrocarbon reserves, Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences

3, Gubkin st., Moscow, 119333, Russian Federation

*Oleg O. Marutyanyan* – Senior Researcher of the Laboratory of hard-to-recover hydrocarbon reserves, Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences

3, Gubkin st., Moscow, 119333, Russian Federation

*Manuscript received 27 March 2020;*

*Accepted 09 June 2020;*

*Published 30 June 2020*