

Так как фирмы производители долот PDC не приводят в паспортных характеристиках вышеуказанные характеристики, необходимо проведение специальных стендовых и промышленных исследований. При пересчете данных с использованием графика, приведенного на рис. 3, необходим анализ подобия конструкций долот и их вооружения.

### **Список литературы**

1. Буровые долота: каталог / Хьюз Кристенсен. – Хьюстон: Хьюз Кристенсен Инкорпоратед, 2005. – 45 с.

## **Физико-гидродинамические характеристики вытеснения нефти Чутырско-Киенгопского месторождения**

***Борхович С.Ю., Трефилова Т.В.***

*Удмуртский государственный университет, г. Ижевск, Россия*

***Коломийцев А.В.***

*Северо-Кавказский федеральный университет, г. Ставрополь, Россия*

*Нефтенасыщенный пласт представляет собой огромное скопление поровых каналов и трещин. В связи с этим законы движения флюидов в пласте и их вытеснение из пористой среды определяются не только свойствами пород и жидкостей, но и процессами, протекающими на поверхности нефти и воды с породой.*

Неполный объем информации о продуктивном пласте одна из причин недостаточной обоснованности применяемых решений на этапе проектирования методов увеличения нефтеотдачи и, как следствие, получение неудачных результатов при их осуществлении [1-5].

Характеристики вытеснения нефти водой для средних значений проницаемости (по керну) и вязкости продуктивных пластов Чутырско-Киенгопского месторождения представлены в таблице. Коэффициент вытеснения нефти от 0,4 до 0,61 д.е., что соответствует гидрофобным поровым каналам.

На рисунках 1, 2, 3 представлены формы графиков относительных фазовых проницаемостей, рассчитанных как отношение фазовых проницаемостей для воды и нефти к максимальным фазовым проницаемостям по нефти.

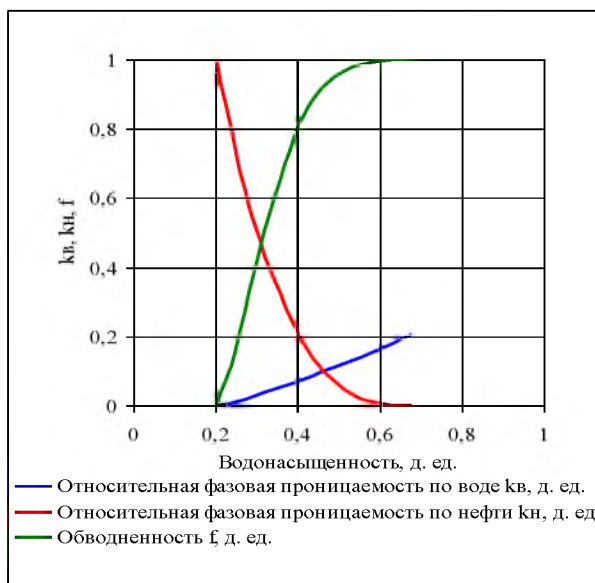


Рисунок 1. Зависимости относительных фазовых проницаемостей для воды, нефти и обводненности продукции от водонасыщенности продуктивных пластов башкирского яруса Кенгопской площади ( $K_{пр}=0,181 \text{ мкм}^2$ ;  $\mu_n=12,83 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ )

Таблица 1

Характеристики вытеснения нефти водой

Объект, продуктивные пласты	Проницаемость, $\text{мкм}^2$ *	Вязкость нефти, $\text{мПа}\cdot\text{с}$	Содержание связанной воды, д.ед.**	Начальная нефтенасыщенность, д.ед.***	Коэффициент остаточной нефтенасыщенности, д.ед.	Коэффициент вытеснения нефти, д.ед.	Относительная проницаемость, д.ед.****	
							для воды при остаточной нефтенасыщенности	для нефти при остаточной водонасыщенности
Кенгопская площадь								
Верейский горизонт	0,053	12,88	0,338	0,662	0,292	0,558	0,0430	0,3681
Башкирский ярус	0,181	12,83	0,207	0,793	0,324	0,592	0,0606	0,3263
Визейский ярус	0,847	58,98	0,089	0,911	0,414	0,546	0,0333	0,4399
Турнейский ярус	0,149	32,6	0,271	0,729	0,358	0,509	0,0393	0,3326
Рудинский участок								
Турнейский ярус	0,112	32,6	0,291	0,709	0,361	0,490	0,0366	0,3420
Чутырская площадь								

Верейский горизонт	0,263	9,78	0,259	0,741	0,289	0,610	0,0760	0,3146
Башкирский ярус	0,159	7,45	0,212	0,788	0,312	0,604	0,0730	0,3305
Визейский ярус	0,063	39,20	0,203	0,797	0,454	0,431	0,0216	0,3546
Турнейский ярус****	0,149	32,6	0,271	0,729	0,358	0,509	0,0393	0,3326

Примечание:

\* – средневзвешенные по объемам нефтенасыщенных пород значения;

\*\* – содержание связанной воды определялось по зависимости

$K_{ов} = f(K_{пр.г.})$ ;

\*\*\* – начальная нефтенасыщенность  $K_{нн} = 1 - K_{ов}$ ;

\*\*\*\* – относительные фазовые проницаемости, рассчитанные как отношение фазовых проницаемостей к абсолютным проницаемостям.

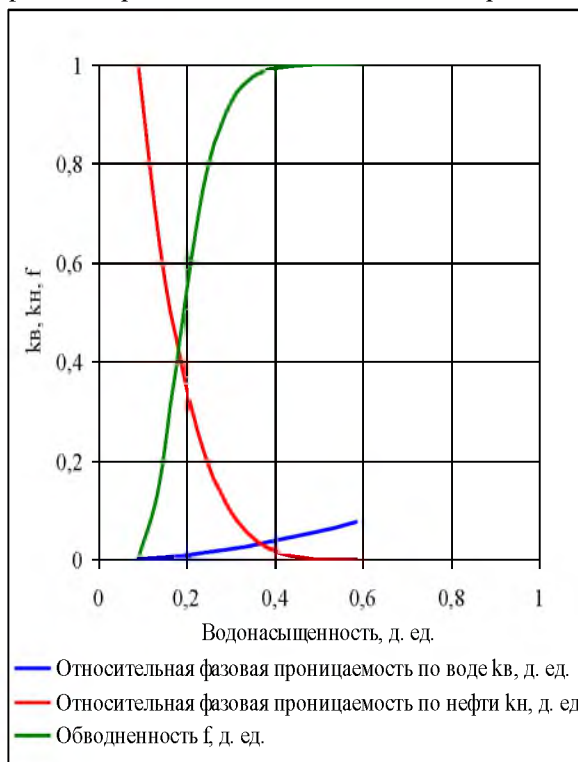


Рисунок 2. Зависимости относительных фазовых проницаемостей для воды, нефти и обводненности продукции от водонасыщенности продуктивных пластов визейского яруса Куенгонской площади ( $K_{np}=0,847 \text{ мкм}^2$ ;  $\mu_n=58,98 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ )

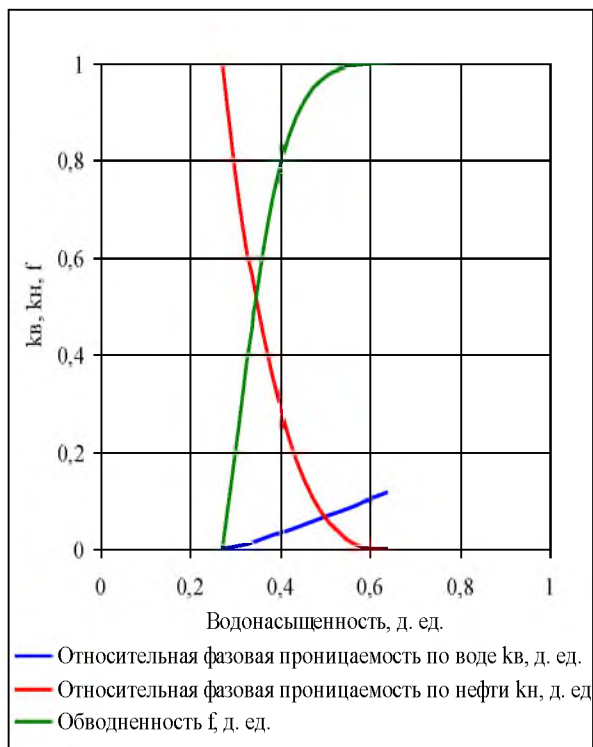


Рисунок 3. Зависимости относительных фазовых проницаемостей для воды, нефти и обводненности продукции от водонасыщенности продуктивных пластов турнейского яруса Кизенгопской площади ( $K_{np} = 0,149 \text{ мкм}^2$ ;  $\mu_i = 32,6 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ )

Анализ зависимостей ОФП для нефти и воды, представленных на рисунках 1, 2, 3 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. Коэффициент вытеснения в гидрофильных прослоях в среднем на 12% выше, чем в гидрофобных.

3. Точка равных ОФП для нефти и воды в гидрофильных про-  
слоях соответствует водонасыщенности, в среднем на 17% боль-  
шей, чем в гидрофобных.

### Список литературы

1. Андреев А. В. Прогнозирование продуктивности залежей в карбонат-  
ных коллекторах с трудноизвлекаемыми запасами / А. В. Андреев, В. Ш. Мухаметшин, Ю. А. Котенев // SOCAR Proceedings. – 2016. – № 3. С. 40–45.

2. Ахметов Р. Т. Оценка коэффициента вытеснения карбонатных кол-  
лекторов по данным ГИС / Р.Т.Ахметов, А. В. Андреев, В. Ш. Мухаметшин,  
А. Н. Пахомкин // Современный технологии в нефтегазовом деле – 2016:  
сборник трудов международной научно-технической конференции, посвя-  
щенной 60-летию филиала в 2-х т. (Октябрьский, 25 марта 2016 г.) - Уфа:  
Изд-во УГНТУ, 2016. – Т.1. – С. 99 – 105.

3. Зейгман Ю. В. Перспективы применения многофункциональных  
жидкостей глушения скважин в карбонатных коллекторах с трудноизвлека-  
емыми запасами / Ю. В. Зейгман, В. Ш. Мухаметшин, А. Р. Хафизов,  
С. Б. Харина // SOCAR Proceedings. – 2016. – С. 33 – 39.

4. Котенев Ю. А. Обоснование циклического воздействия на продук-  
тивные пласты с высоковязкой нефтью / Ю. А. Котенев, Ю. В. Зейгман,  
В. Ш. Мухаметшин, А. И. Пономарев, Ш. Х. Султанов, А. Р. Хафизов,  
А.С. Беляева, А. Ю. Котенев // Известия высших учебных заведений. Нефть  
и газ. – 2016. – № 3. – С.77 – 84.

5. Якупов Р. Ф. Вопросы эффективности разработки низкопродуктив-  
ных карбонатных коллекторов на примере Турнейского яруса Туймазинско-  
го месторождения / Р.Ф. Якупов, В. Ш. Мухаметшин // Нефтяное хозяйство.  
2013. – № 12. – С.106 – 110.

## Особенности осушки природного газа на цеолитах

*Булатова П.А.*

*Северо-Кавказский федеральный университет, г. Ставрополь, Россия*

Из всех современных промышленных адсорбентов – активных  
углей, силикагелей, алюмогелей, цеолитов – последние самые до-  
рогие адсорбенты. В процессах осушки газов они обеспечивают  
самую низкую точку росы (минус 60 – минус 90°С) при высокой  
адсорбционной способности, прочны при истирании и контакте с  
капельной влагой. Достоинствами молекулярных сит при исполь-  
зовании в промышленности являются снижение удельного объема  
адсорбента, более низкий перепад давления на слое адсорбента, ис-