

ПРАВИТЕЛЬСТВО ХАНТЫ-МАНСИЙСКОГО АВТОНОМНОГО ОКРУГА – ЮГРЫ

ДЕПАРТАМЕНТ ПО НЕФТИ, ГАЗУ И МИНЕРАЛЬНЫМ РЕСУРСАМ ХМАО

ГП ХМАО «НАУЧНО-АНАЛИТИЧЕСКИЙ ЦЕНТР
РАЦИОНАЛЬНОГО НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ ИМ. В.И. ШПИЛЬМАНА»

ПУТИ РЕАЛИЗАЦИИ НЕФТЕГАЗОВОГО ПОТЕНЦИАЛА ХМАО

*Девятая
научно-практическая конференция*

Том 1

Под редакцией

КАРАСЕВА В.И. – кандидата экономических наук,
ШПИЛЬМАНА А.В. – кандидата геолого-минералогических наук,
ВОЛКОВА В.А. – кандидата геолого-минералогических наук

Ханты-Мансийск
Издательский Дом «ИздатНаукаСервис»
2006

СУЩЕСТВУЮЩИЕ ОСТЫ, РЕГЛАМЕНТИРУЮЩИЕ ПРОВЕДЕНИЕ ПОТОКОВЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ И НЕОБХОДИМОСТЬ ИХ МОДЕРНИЗАЦИИ

В.В. КОЛПАКОВ, М.Ю. ЗУБКОВ,
Р.В. КОВАЛЕНКО (ООО «ЗапСибГЦ»)

В настоящее время существует два отраслевых стандарта (далее по тексту ОСТ) по проведению потоковых исследований с моделированием пластовых условий, а именно ОСТ 39-235-89 – «Нефть. Метод определения фазовых проницаемостей в лабораторных условиях при совместной стационарной фильтрации» [3] и ОСТ 39-198-86 «Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях» [4].

Проведением исследований по соответствующим ОСТам наша организация занимается уже более 3 лет и хотелось бы отметить некоторые моменты, которые, по мнению авторов настоящей публикации, несколько устарели, а именно:

- десятикратное увеличение скорости фильтрации по сравнению с рабочей скоростью, регламентированные ОСТами;
- форма представления результатов экспериментов.

Влияние десятикратного увеличения скорости фильтрации через составную модель пласта по сравнению с рабочей на положение кривых ОФП и значение остаточной нефтенасыщенности

Пункт 4.12.3 ОСТа 39-235-89 по определению относительных фазовых проницаемостей (ОФП) гласит: «На каждом режиме, при определенном соотношении нефти и воды в потоке, фильтрацию начинать на скорости в 10 раз выше рабочей при отключенном дифманометре для более быстрого установления насыщенности, соответствующей данному соотношению нефти и воды в потоке».

В пункте 4.12.4 того же ОСТа сказано: «После прокачки нефти и воды при заданном соотношении в количестве 2–3 объемов пор образца на повышенной скорости перейти на рабочую скорость». Также на необходимость прокачки воды с поддерживанием высокой скорости указано в пункте 4.6 из ОСТа 39-195-86: «Нагнетание вытесняющей воды при выбранной скорости проводить непрерывно до полного обводнения выходящей жидкости, но не менее 3–5 объемов пустотного пространства. В заключительной стадии каждого испытания прокачать через образец вытесняющую воду в количестве 2 объемов пустотного пространства при скорости, в 10 раз превышающей скорость, выбранную для вытеснения».

Анализ литературы о влиянии скорости фильтрации на ОФП и остаточную нефтенасыщенность показал следующее.

В работе Д. Амикса и др. [1], в соответствии с которой, по мнению авторов, и были предложены эти пункты, предписывающие увеличение скорости фильтрации для уменьшения концевых эффектов путем проведения опытов при высоких скоро-

стях течения и больших перепадах давления (при условии, что эксперимент идет на одном образце или короткой насыпной модели пласта). Если предполагается использовать малые скорости, то необходимо применение торцевых образцов. Из результатов, приведенных в [1], следует, что относительная проницаемость не зависит от градиента давления при условии, если в лабораторных исследованиях для уменьшения концевого эффекта поддерживаются достаточно высокие градиенты давления. В свою очередь, влияние повышения скорости на распределение и насыщение фазами в работе [1] рассмотрено не было. По мнению Mott и Cable [8], при проведении опытов по многофазной фильтрации с большими градиентами давления возникают большие скорости потока, что приводит к отклонению фильтрации от закона Дарси, в связи с проявлением инерционных эффектов.

Из анализа результатов, приведенных в публикациях, можно заключить, что увеличение скорости фильтраций может сильно исказить как положение кривых относительных фазовых проницаемостей, так и величины остаточной нефтенасыщенности.

Рассмотрим влияние повышения скорости фильтрации в 10 раз на результаты экспериментов по определению относительных фазовых проницаемостей и остаточной нефтенасыщенности на примере пласта БВ Мегионской группы месторождений.

Выполнение пунктов 4.12.3 из ОСТа 39-235-89 и 4.6 из ОСТа 39-195-86 приводит к занижению величин остаточной нефтенасыщенности, что вызывает, соответственно, получение завышенных коэффициентов вытеснения нефти водой (рис. 1). Также после прокачки 2–3 поровых объемов при десятикратном увеличении скорости происходит рост проницаемости по воде, что не соответствует величине проницаемости при стационарной фильтрации (которая осуществляется при поддержании постоянной рабочей скорости в течение всего эксперимента). Анализируя рис. 1, можно сделать вывод, что разница между остаточной нефтенасыщенностью, определенной при стационарной фильтрации и после десятикратного увеличения скорости фильтрации,

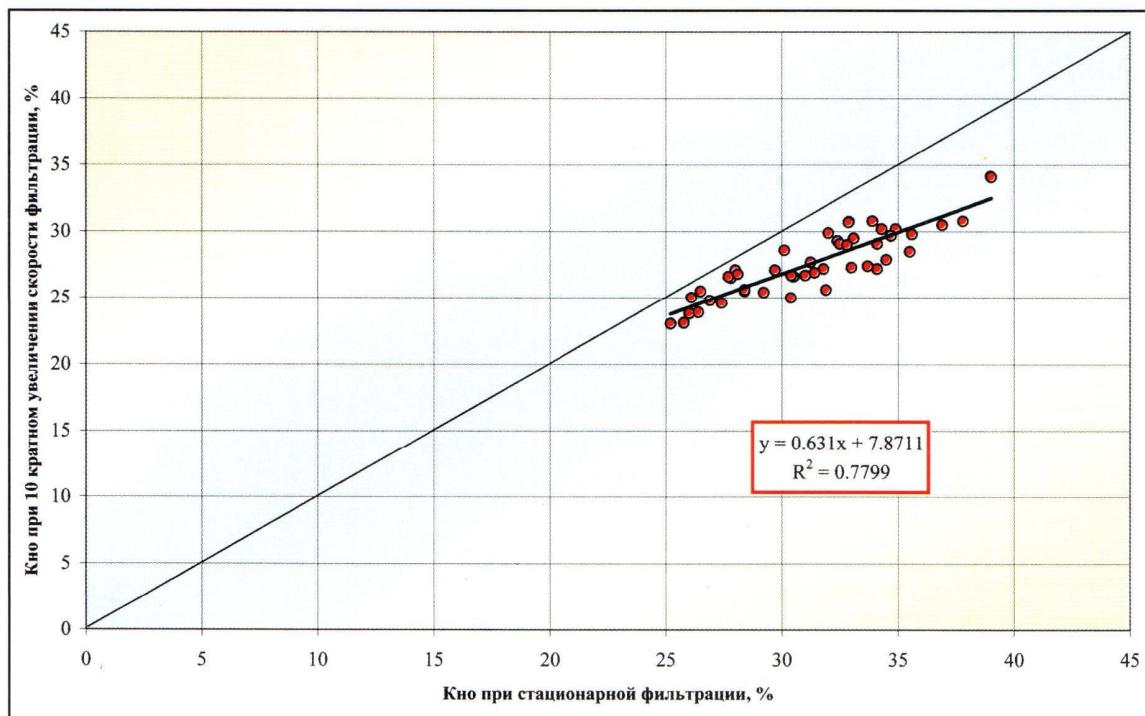


Рис. 1. Сопоставление значений остаточной нефтенасыщенности, полученных после увеличения скорости фильтрации в 10 раз со значениями, определенными при стационарной фильтрации по пласту БВ Мегионской группы месторождений

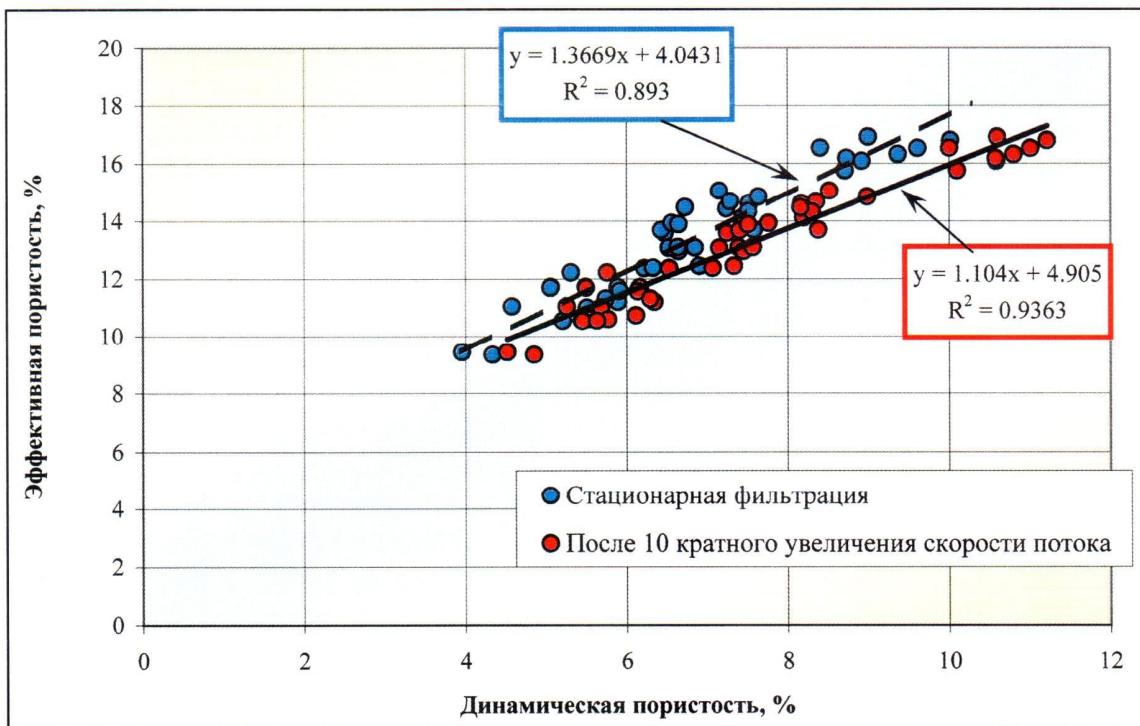


Рис. 2. Сопоставление эффективной пористости с динамической пористостью, определенной при стационарной фильтрации и после 10 – кратного увеличения скорости потока по пласту БВ Мегионской группы месторождений

увеличивается по мере улучшения фильтрационно-емкостных свойств. Это свидетельствует о том, что граничное значение эффективной пористости, определяемой по зависимости $K_{\text{П,ф}} = f(K_{\text{П,дин}})$ при использовании Кно после десятикратного увеличения скорости фильтрации, будет выше, чем при использовании величины остаточной нефтенасыщенности, полученной при рабочей (стационарной) фильтрации (рис. 2).

Вследствие изменения остаточной нефтенасыщенности и проницаемости по воде (до и после проведения 10-кратного увеличения скорости фильтрации) возникает вопрос о практической применимости данных, полученных при выполнении вышеуказанных пунктов.

Форма представления результатов экспериментов по определению ОФП

Результаты определения фазовых проницаемостей в лабораторных условиях при совместной фильтрации нефти и воды представляются в виде графиков, отражающих зависимости относительных фазовых проницаемостей для нефти и воды от текущих значений водонасыщенности, а также в виде таблиц, содержащих информацию о фильтрационно-емкостных свойствах исследуемых образцов, физических свойствах пластовых флюидов, условиях и режимах проведения экспериментов, что и предусмотрено ОСТом [3].

Наряду со стандартными зависимостями, отражающими поведение кривых ОФП по нефти и воде, нами строятся зависимости фильтрационного сопротивления (dP/Q) (представляет собой отношение перепада давления на концах модели к величине расхода жидкости, протекающей через нее за определенный интервал времени, измеряется в $\text{МПа} \cdot \text{с}/\text{см}^3$) от обводненности прокачиваемого через образец потока и обводнен-

ности от водонасыщенности (функция Баклея-Леверетта). Эти данные дают возможность оценить поведение кривой относительной проницаемости по воде в переходной части пласта от зоны, содержащей воду и остаточную нефть, до предельно водонасыщенной зоны, что позволяет прогнозировать скорость притока воды из этой зоны к участку, содержащему нефть или воду, на начальном и последующих этапах разработки при снижении пластового давления в продуктивной части пласта.

По мнению авторов настоящей публикации, минимальное количество режимов по условиям ОСТа 39-235-89 не дает достаточно полной информации о характере поведения кривых ОФП. В соответствии с пунктом 4.12.6. «Количество режимов определять возможностями экспериментальных установок», оно должно быть не менее пяти: 100% нефти в потоке, 25% воды в потоке, 50% воды, 75% воды, 100% воды в потоке (рис. 3).

В свою очередь, минимальное количество режимов, которое используется в экспериментах авторов публикации, равно 9 (рис.4), а именно:

Режим 1. Фильтрация 100% воды.

Режим 2. Фильтрация 100% нефти при присутствии в образце Кво.

Режим 3. Фильтрация 100% нефти при значении Kv^* или прокачке потока, содержащего 99% нефти и 1% воды.

Режим 4. Фильтрация потока 80% нефти и 20% воды.

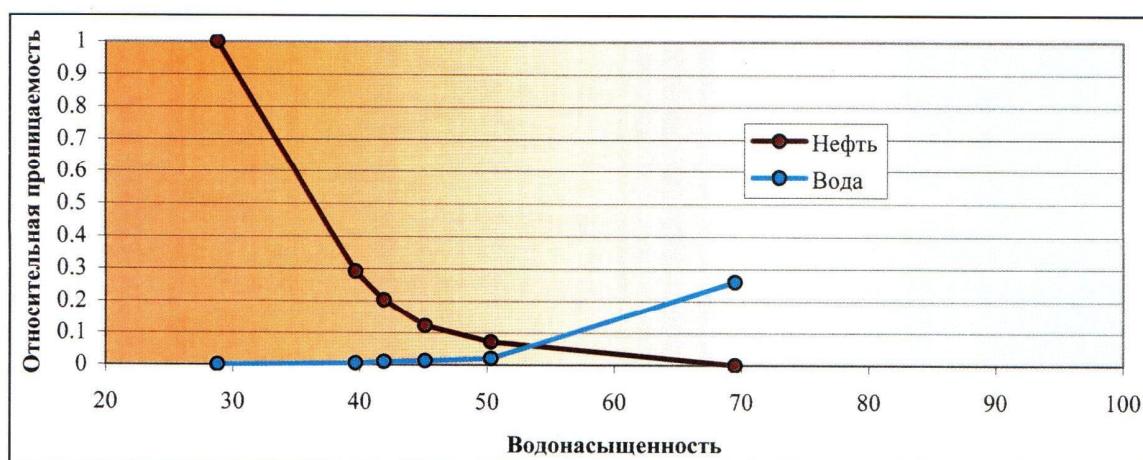


Рис. 3. Кривые относительных фазовых проницаемостей по нефти и воде, построенные по результатам проведения эксперимента на 6 режимах (по ОСТу)

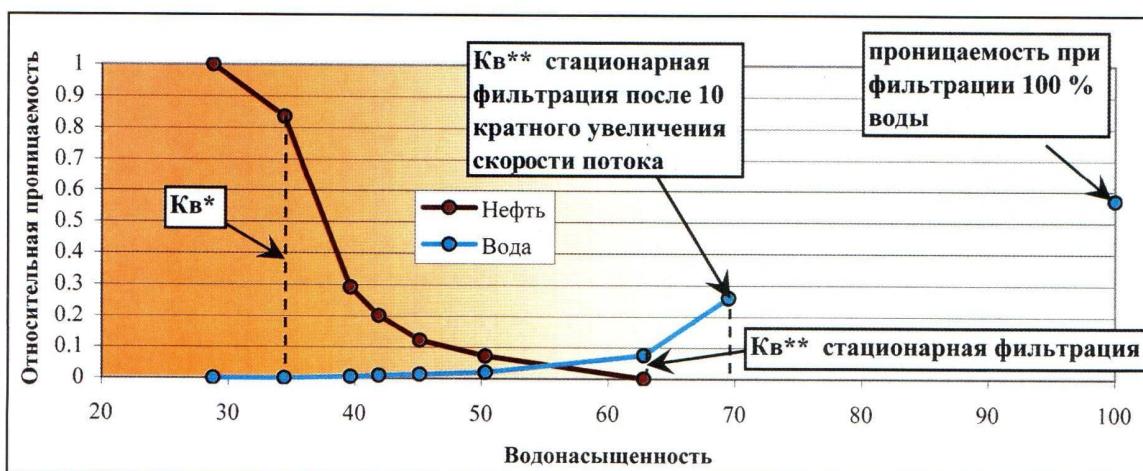


Рис. 4. Кривые относительных фазовых проницаемостей по нефти и воде, построенные по результатам проведения эксперимента на 9 режимах (по данным авторов)

Режим 5. Фильтрация потока 60% нефти и 40% воды.

Режим 6. Фильтрация потока 40% нефти и 60% воды.

Режим 7. Фильтрация потока 20% нефти и 80% воды.

Режим 8. Фильтрация 100% воды при значении Кно, полученной при стационарной фильтрации.

Режим 9. Фильтрация 100% воды при значении Кно, полученном при стационарной фильтрации после десятикратного увеличения скорости фильтрации.

Сопоставим кривые относительных фазовых проницаемостей, полученные при минимальном количестве режимов (в соответствии с ОСТом 39-235-89) с тем минимумом режимов, который авторы считают наиболее оптимальным (рис. 5). На рис. 5 хорошо видно преимущество использования 9 режимов, применяемых для построения кривых относительных фазовых проницаемостей по нефти и воде.

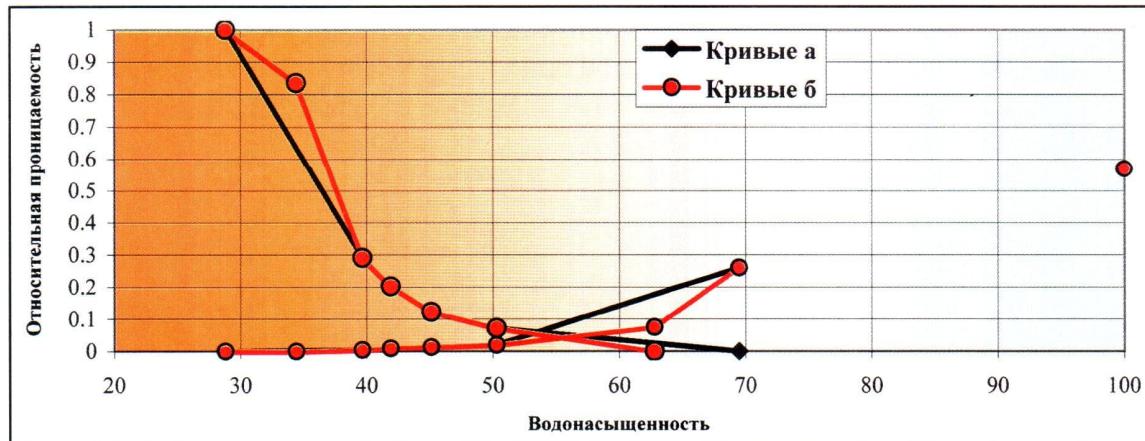


Рис. 5. Сопоставление кривых относительных фазовых проницаемостей по нефти и воде, построенных по результатам экспериментов, проведенных на 6 (а) и 9 (б) режимах

Результаты определения относительных фазовых проницаемостей при выполнении 9 режимов могут использоваться для петрофизического обоснования характера насыщения коллекторов и определения ВНК, что необходимо при подсчете запасов нефти и газа, а также прогнозировании состава притока флюидов при опробовании продуктивных пластов.

Методика проведения экспериментов по определению ОФП хорошо известна, исключая режим под номером 3, а именно определение K_w^* – точки равновесной насыщенности по воде, при превышении которой начинается двухфазная фильтрация нефти и воды. Процедура определения K_w^* подробно изложена в работах В.В. Семенова, М.М. Элланского [5–7], В.Д. Моисеева [2]. Кроме того, предлагаемая методика детально обсуждалась на научно-практическом семинаре по проблеме: «Современная петрофизика. Ее программное обеспечение и роль в существенном повышении эффективности интерпретации данных ГИС», проходившем в Тюмени 14 октября 2004 г.

Область применения величины K_w^* , которая определяется по методике [5], апробирована в ОАО «Ноябрьскнефтегаз», ОАО «СибНИИНП», ЗАО «УфаниПИнефть».

Резюмируя проведенный обзор методик определения относительных фазовых проницаемостей, можно сделать следующие выводы и рекомендации.

1. Эксперименты по определению относительных фазовых проницаемостей в настоящее время проводятся в соответствии с условиями ОСТов 39-235-89 и 39-198-86, которые явно устарели.

2. Существуют значительные различия в величинах остаточной нефтенасыщенности и соответствующей ей проницаемости по воде, определенной при стационарном (рабочем) течении жидкости (при скорости фильтрации, не превышающей 2 м/сут) с результатами, полученными после прокачки 2–3 поровых объемов с увеличением скорости фильтрации в 10 раз.

3. Разница между остаточной нефтенасыщенностью, определенной при стационарной фильтрации и после десятикратного увеличения скорости прокачки воды, увеличивается по мере улучшения фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов.

4. Границное значение эффективной пористости, определяемой по зависимости $K_{\text{П}_{\text{ЭФ}}} = f(K_{\text{П}_{\text{дин}}})$, при использовании остаточной нефтенасыщенности, полученной после десятикратного увеличения скорости фильтрации, будет выше, чем тот же параметр, определенный на основе данных по остаточной нефтенасыщенности, полученной при стационарной фильтрации, что, в свою очередь, приводит к завышению граничного значения коллектор – неколлектор.

8. Необходимо продолжать экспериментальные исследования с целью определения влияния десятикратного увеличения скорости прокачки и промежуточных режимов на вид кривых ОФП по нефти и воде.

9. По данным авторов настоящей публикации, минимальное количество режимов, проводимых в соответствии с ОСТом 39-235-89, не дает исчерпывающей информации о форме кривых ОФП и снижает их информативность.

10. К величинам $K_{\text{В}}$ *, полученным в процессе изучения ОФП, нельзя относиться только как к данным «пионерных» и чисто исследовательских работ – они уже имеют научно-прикладной характер и используются при подготовке гидродинамических моделей продуктивных пластов.

11. Результаты определения ОФП при проведении 9 режимов фильтрации могут использоваться для петрофизического обоснования характера насыщения коллекторов и определения ВНК при подсчете запасов нефти и газа, а также прогнозировании состава притока флюидов при опробовании продуктивных пластов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Амикс Д., Басс Д., Уайтинг Р. Физика нефтяного пласта. – М.– 1962.– 572 с.
2. Мусеев В.Д. Методика определения критических насыщенностей в лабораторных условиях при многофазной фильтрации // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений.– 2001.– № 12.– С. 37–39.
3. Нефть. Метод определения фазовых проницаемостей в лабораторных условиях при совместной стационарной фильтрации. ОСТ 39-235-89.– М.: Миннефтепром.– 1989.– 35 с.
4. Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях. ОСТ 39-195-86.– М.: Миннефтепром.– 1986.– 19 с.
5. Семенов В.В., Элланский М.М. Уточнение понятия «граница коллектора» для нефти и воды // Геофизика.– 2004.– С. 87–82.
6. Семенов В.В., Морева Е.В., Вокин Р.Д., Сокова К.И. Определение характера насыщенности при совместной интерпретации результатов исследований петрофизических характеристик коллектора на примере Ярайнерского месторождения // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО / Седьмая научно-практическая конференция.– Ханты-Мансийск.– 2004.– Т. 3.– С. 91–98.
7. Элланский М.М., Охрименко А.Б., Семенов В.В. Углубленное петрофизическое изучение продуктивных терригенных отложений Западной Сибири с целью повышения эффективности геологической интерпретации данных ГИС // Выделение коллекторов, оценка их ФЕС и нефтегазонасыщенности по данным полевой и промысловой геофизики в Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции / Восьмая геофизическая научно-практическая конференция ОЕАГО.– Тюмень.– 2004.– С. 119–123.
8. Mott R., Cable A., Spearing M. Measurement and simulation of inertial and high capillary number flow phenomena in gas-condensate relative permeability. SPE annual technical conference and exhibition. Dallas. Texas. 1–4 October, 2000.