

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

*Восьмая
научно-практическая конференция*

Том 2

Под редакцией

КАРАСЕВА В.И. — кандидата экономических наук,

АХПАТЕЛОВА Э.А. — кандидата технических наук,

ВОЛКОВА В.А. — кандидата геолого-минералогических наук

Ханты-Мансийск
Издательский Дом «ИздатНаукаСервис»
2005

СОПОСТАВЛЕНИЕ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ И РАСЧЕТНЫХ ДАННЫХ ПО ОТНОСИТЕЛЬНЫМ ФАЗОВЫМ ПРОНИЦАЕМОСТЯМ НЕФТИ И ВОДЫ ДЛЯ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ ПЛАСТОВ БС₁₀ И ЮС₁ ЗАПАДНО-АСОМКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

М.Ю. ЗУБКОВ, Р.В. КОВАЛЕНКО,
В.В. КОЛПАКОВ (ООО «Сибгеоцентр»),
А.П. РЯЗАНОВ
(ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»),
С.П. БУЛЫННИКОВ
(ООО «Славнефть-НПЦ»)

Результаты исследования относительных фазовых проницаемостей (далее ОФП) пород-коллекторов по нефти и воде имеют важное практическое значение. Они используются при подсчете извлекаемых запасов нефти, проектировании технологических схем и выборе способов разработки нефтяных месторождений, а также методов интенсификации добычи нефти. При отсутствии необходимого объема экспериментальных данных, существует соблазн получить информацию о фазовых проницаемостях на основе расчетов, используя для этого, например, результаты капилляриметрии.

Но одних данных о структуре порового пространства далеко недостаточно для построения кривых ОФП, так как на их форму и положение оказывают влияние другие факторы, например, физические свойства пластовых флюидов, а также характер смачиваемости поверхности минеральных зерен и цемента, входящих в состав различных типов и классов пород-коллекторов.

Современные расчетные методы в той или иной мере учитывают реологические свойства нефти и воды, а так же характер смачиваемости поверхности порового пространства, однако они являются собственностью компаний и закрыты для свободного их использования другими специалистами. Поэтому для сопоставления эмпирических и теоретических кривых ОФП по нефти и воде была использована доступная и широко используемая методика расчета кривых фазовых проницаемостей по нефти и воде, предложенная Бурдайнсом [1], а также алгоритм, представленный коллективом авторов в монографии под редакцией Б.Ю. Вендельштейна [1].

В расчетах текущих значений ОФП по нефти и воде, при стационарной их фильтрации через поровое пространство пород, необходимо учитывать несколько факторов, связанных с особенностями структуры порового пространства коллекторов, физико-химических свойств нефти и пластовой воды, а также степени смачиваемости водой или нефтью поверхности пород. Учесть все эти факторы при расчете текущих значений ОФП для различных по всем вышеперечисленным параметрам систем довольно сложно, поэтому расчетные данные, предлагаемые различными авторами, отличаются от результатов экспериментов, моделирующих пластовые условия [2].

Основой для сопоставления послужили результаты 9 экспериментов по определению ОФП по нефти и воде, проведенные на моделях пластов БС₁₀ и ЮС₁ Западно-Асомкинского месторождения, а также капиллярные кривые, полученные на образцах керна, отобранных из тех же пластов, относящихся к тем же классам пород-коллекторов.

Пористость образцов, использованных в моделях, изменялась от 16.2 до 22.7% (пласт БС₁₀) и от 16.2 до 19.3% (пласт ЮС₁), их абсолютная проницаемость варьировала, соответственно, от 24.1 до 559.2 мД (пласт БС₁₀) и от 8.0 до 81.5 мД (пласт ЮС₁). Величина водоудерживающей способности изменялась в пределах 20.3 до 35.9% (пласт БС₁₀) и 30.2 до 39.1% (пласт ЮС₁). Динамическая вязкость пластовой нефти составляла 5.70 (пласт БС₁₀) и 0.81 МПа*с (пласт ЮС₁), а пластовой воды — 0.40 (пласт БС₁₀) и 0.35 МПа*с (пласт ЮС₁).

На основании результатов капилляриметрии и экспериментов по определению ОФП в пластовых условиях, а также расчета фазовых проницаемостей нефти и воды по методу Бурдайна осуществлен прогноз распределения нефти и воды над уровнем нулевого капиллярного давления по высоте залежи. За нулевую отметку высоты над уровнем «зеркала» воды принята величина, ниже которой в пласте находится предельно водонасыщенная зона, а выше расположены следующие зоны: вода+остаточная нефть, вода+нефть, нефть+вода и зона предельной нефтенасыщенности.

По результатам экспериментов определения ОФП и капиллярных кривых проведено осреднение данных по распределению нефти и воды по высоте над уровнем нулевого капиллярного давления для восьми различных классов пород-коллекторов, входящих в состав пластов БС₁₀ и ЮС₁.

Расчет по методу Бурдайна основан на использовании результатов капилляриметрических исследований. Из-за отсутствия надежного алгоритма для определения величины $K_{в}^{**}$ она бралась из экспериментальных данных. Расчеты проводились на основе следующих формул:

$$K_{пр.в} = (\Sigma \Delta S/S) \times ((K_{в} - K_{во})/(1 - K_{во}))^2 \quad (1)$$

$$K_{пр.н} = (1 - \Sigma \Delta S/S) \times ((1 - (K_{в} - K_{во})/(1 - K_{во} - K_{он}))^2 \quad (2)$$

где

$K_{пр.в}$ — коэффициент относительной проницаемости по воде;

$K_{пр.н}$ — коэффициент относительной проницаемости по нефти;

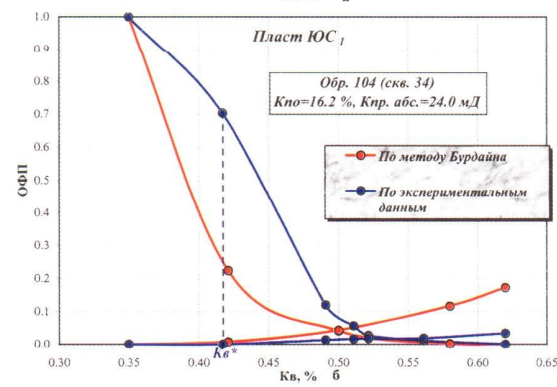
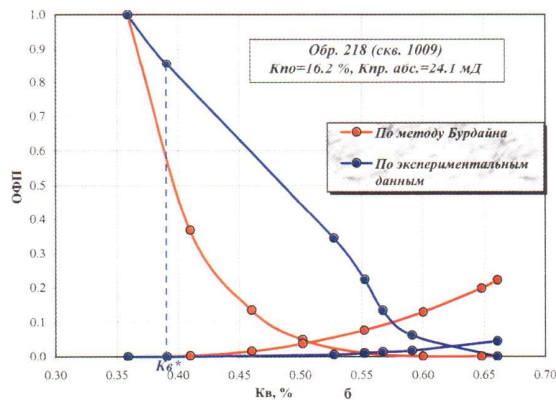
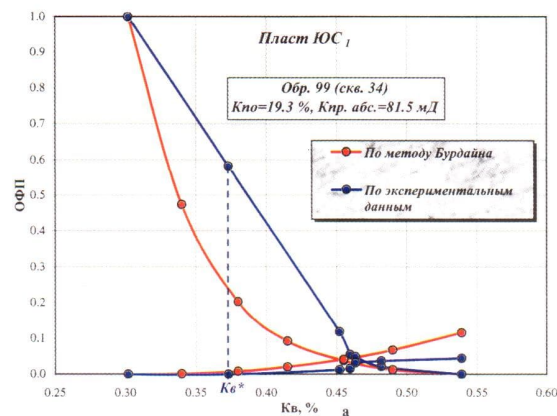
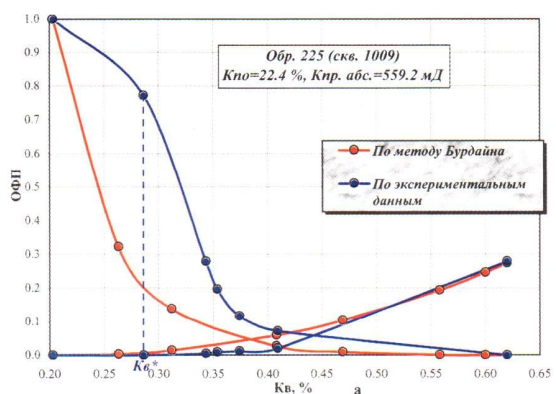
$K_{во}$ — коэффициент остаточной водонасыщенности;

$K_{в}$ — текущие значения водонасыщенности;

S — площадь под кривой капиллярного давления в интервале насыщенности от $K_{во}$ до $K_{в}^{**}$;

ΔS — часть площади под этой же кривой в интервале приращения $\Delta K_{в}$.

Сопоставление положения расчетных кривых ОФП по нефти и воде, построенных с использованием методики Бурдайна и по экспериментальным данным, показало, что точка критической водонасыщенности ($K_{в,кр.}$), в которой фазовые проницаемости по нефти и воде одинаковы, полученная расчетным способом, всегда лежит незначительно (для коллекторов пласта ЮС₁) и существенно (для коллекторов пласта БС₁₀) левее, то есть имеет меньшие величины по сравнению с экспериментально полученными значениями (рис. 1, 2). Из положения расчетных кривых, полученных с помощью этой методики, следует неверный вывод, что значительная часть нефти должна извлекаться из рассматриваемых пород-коллекторов на заключительной стадии разработки месторождения (то есть при вы-



Кв* - соответствует границе водонасыщенности, разделяющей безводный поток нефти и двухфазный поток нефть-вода.

Кв* - соответствует границе водонасыщенности, разделяющей безводный поток нефти и двухфазный поток нефть-вода.

Рис. 1. Сопоставление расчетных (по методу Бурдайна) и экспериментальных данных по относительным фазовым проницаемостям нефти и воды для различных по фильтрационно-емкостным свойствам образцов № 225 (а) и № 218 (б), пласт БС₁₀, Западно-Асомкинское месторождение

Рис. 2. Сопоставление расчетных (по методу Бурдайна) и экспериментальных данных по относительным фазовым проницаемостям нефти и воды для различных по фильтрационно-емкостным свойствам образцов № 99 (а) и № 104 (б), пласт ЮС₁, Западно-Асомкинское месторождение

соком содержании воды в добываемом продукте). Поэтому использование расчетных данных (полученных по методике Бурдайна) при проектировании разработки нефти на перспективу приведет к неверным результатам.

Очень низкая степень сходимости расчетных данных, полученных по этой методике, с экспериментальными, объясняется, главным образом, тем, что в ней априори не учитываются особенности физико-химических свойств нефти и воды, а также степень гидрофильности-гидрофобности поверхности порового пространства пород-коллекторов.

На основании результатов капилляриметрических исследований произведен расчет характера распределения нефти и воды над уровнем нулевого капиллярного давления по высоте залежи для пластов БС₁₀ и ЮС₁ (рис. 3). По данным экспериментов по фазовым проницаемостям на этот же рисунок вынесены точки Кв*, Квкр. и Кв** (см. рис. 3).

Полученные экспериментальные данные по определению ОФП по нефти и воде позволили построить графики распределения нефти и воды над уровнем нулевого капиллярного давления по высоте залежи для продуктивных отложений пластов БС₁₀ и ЮС₁ (рис. 4).

На графиках выделены несколько зон:

- 1) воды и остаточной нефти;

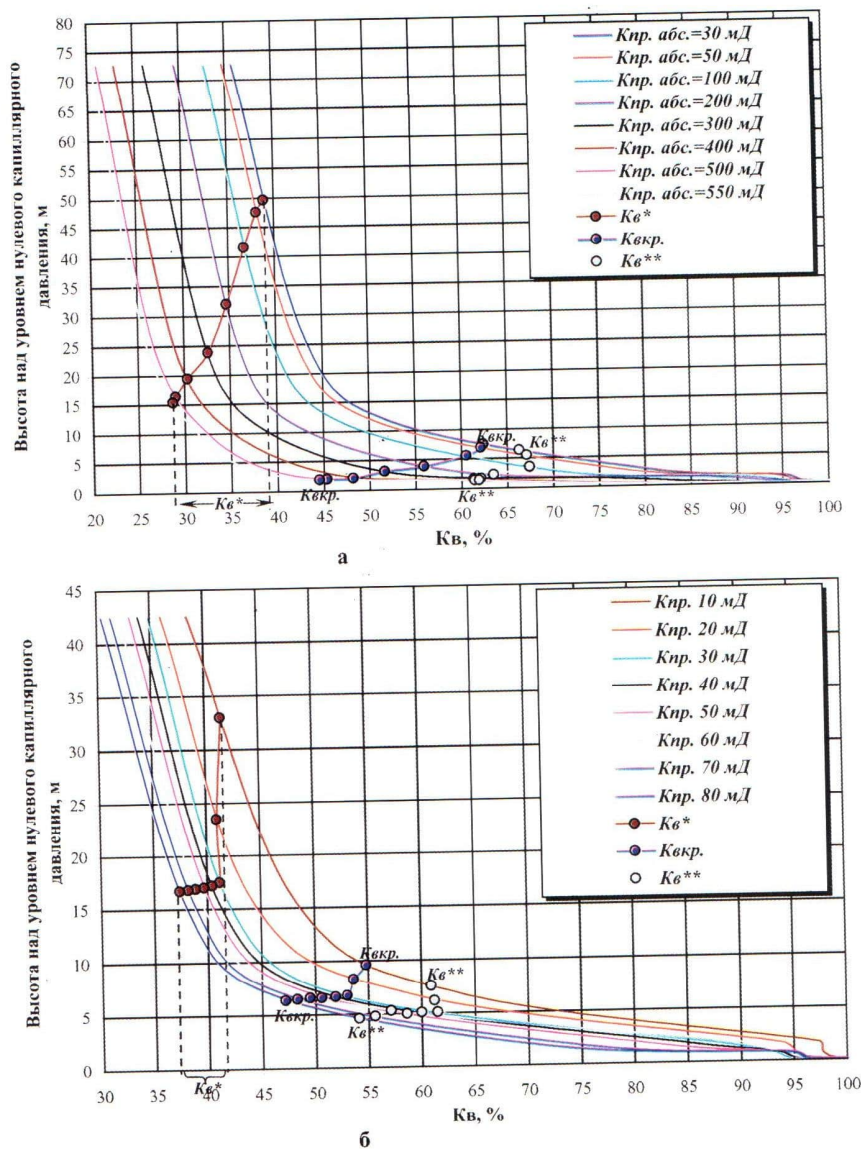


Рис. 3. Графики для прогноза характера распределения нефти и воды по высоте над уровнем нулевого капиллярного давления в зависимости от текущей водонасыщенности для различных классов пород-коллекторов пластов BC_{10} (а) и $ЮС_1$ (б) Западно-Асомкинского месторождения

- 2) воды и нефти (вода преобладает над нефтью);
- 3) нефти и воды (нефть преобладает над водой);
- 4) предельной нефтенасыщенности пласта.

Как видно на рис. 4, для пород-коллекторов, входящих в состав пластов BC_{10} и $ЮС_1$, по мере улучшения их фильтрационно-емкостных свойств отмечается уменьшение мощности переходных зон и увеличение толщины предельно нефтенасыщенной части.

В методическом руководстве к подсчету запасов, выпущенном под редакцией Б.Ю. Вендельштейна, предложен алгоритм для расчета величины K_v^* [1]. Значения K_v^* (величина водонасыщенности на границе раздела однофазного (нефть) и двухфазного (нефть-вода) потоков), определенные в эксперименте и по расчетным данным, полученным в соответствии с упомянутым методическим руководством, заметно отличаются друг от друга (рис. 5).

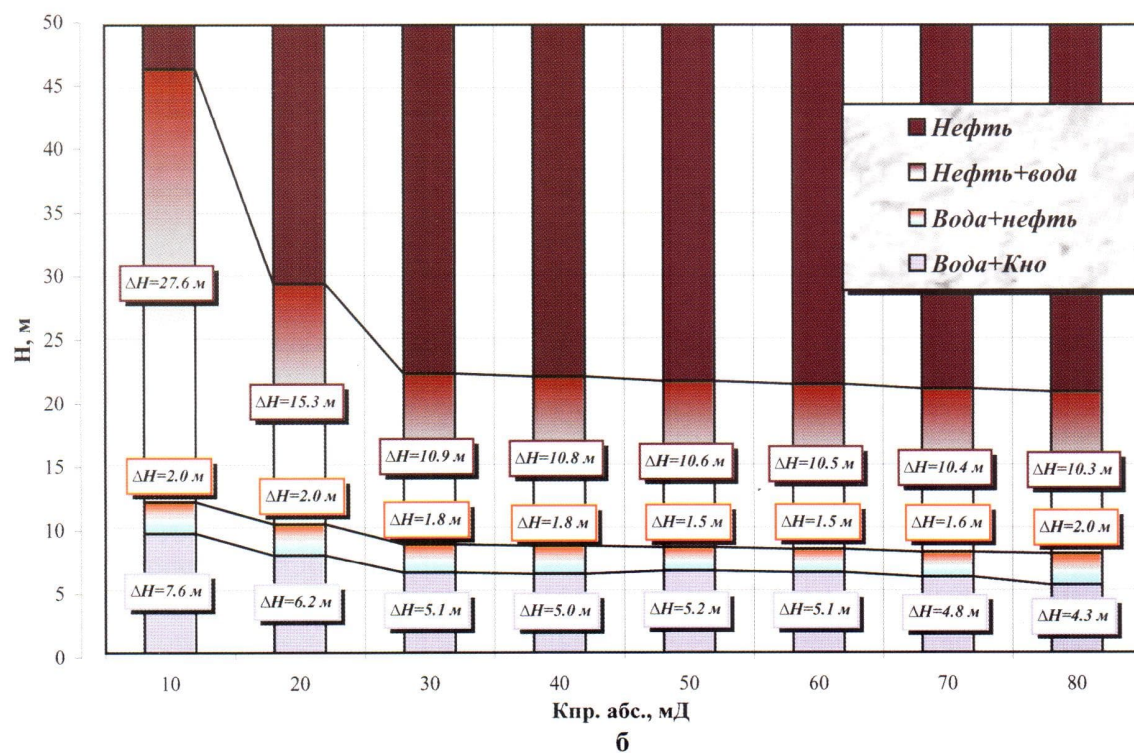
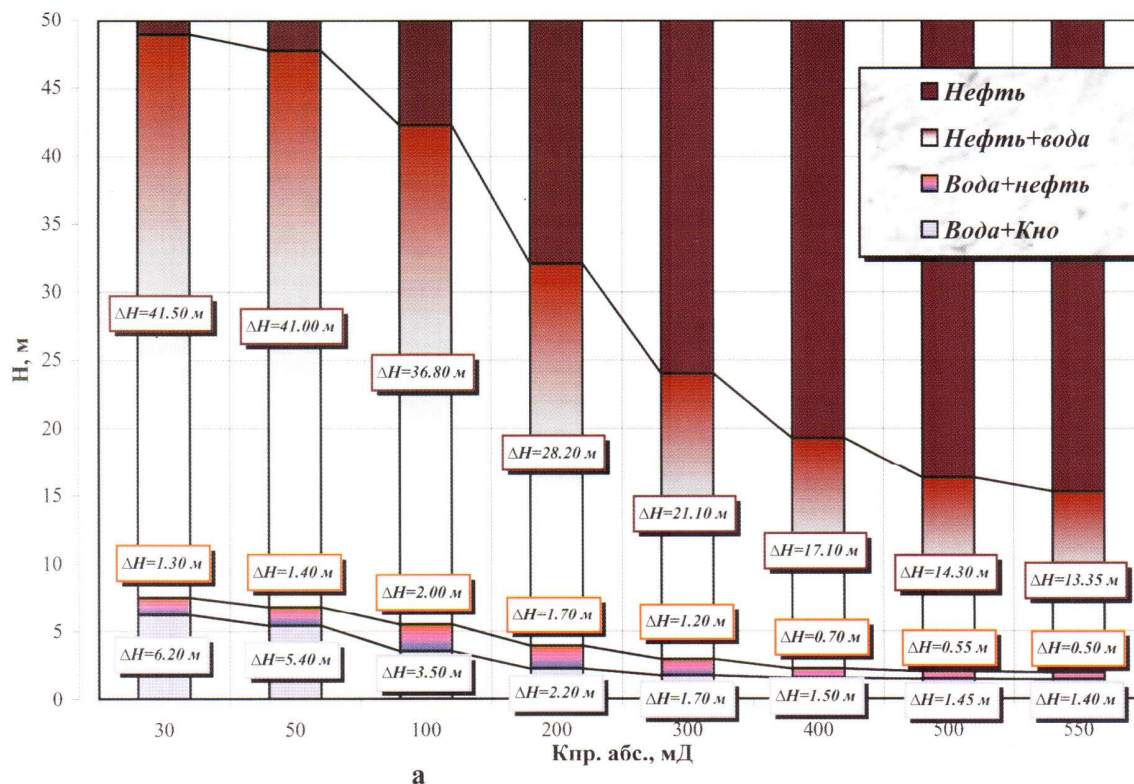


Рис. 4. Распределение нефти и воды по высоте (H) залежи над уровнем нулевого капиллярного давления, прогнозируемое на основе обработки экспериментальных данных для пород-коллекторов пластов БС₁₀ (а) и ЮС₁ (б) Западно-Асомкинского месторождения

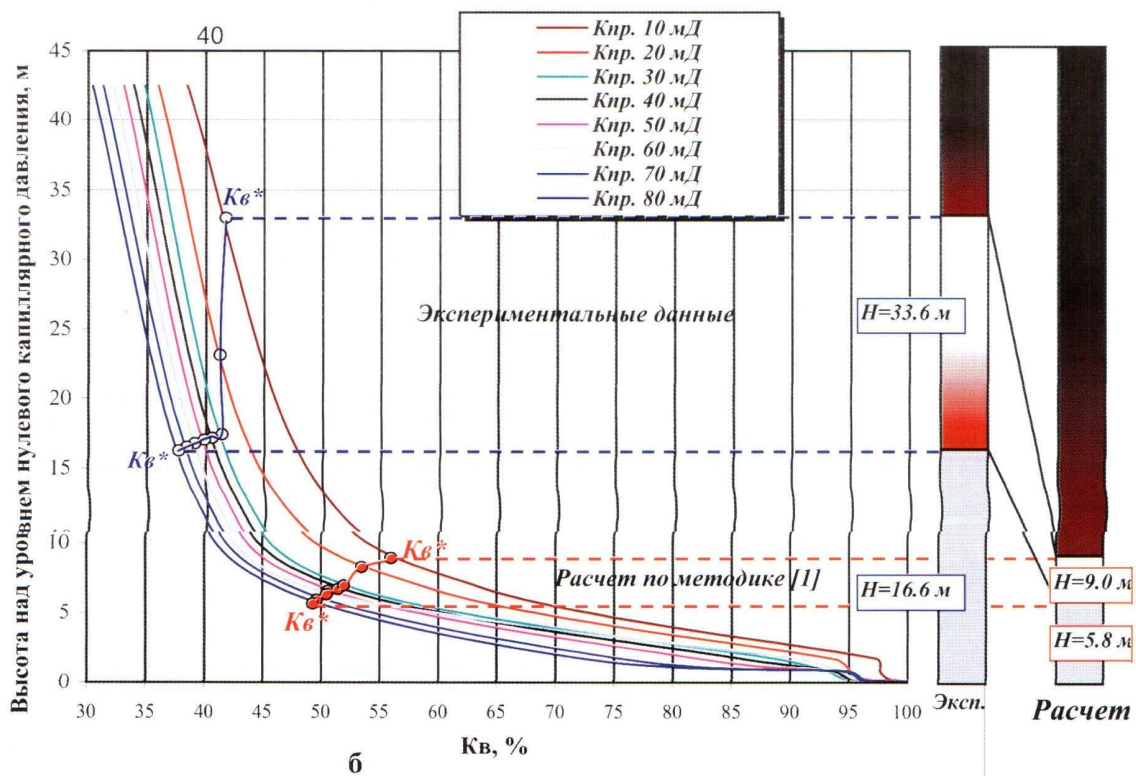
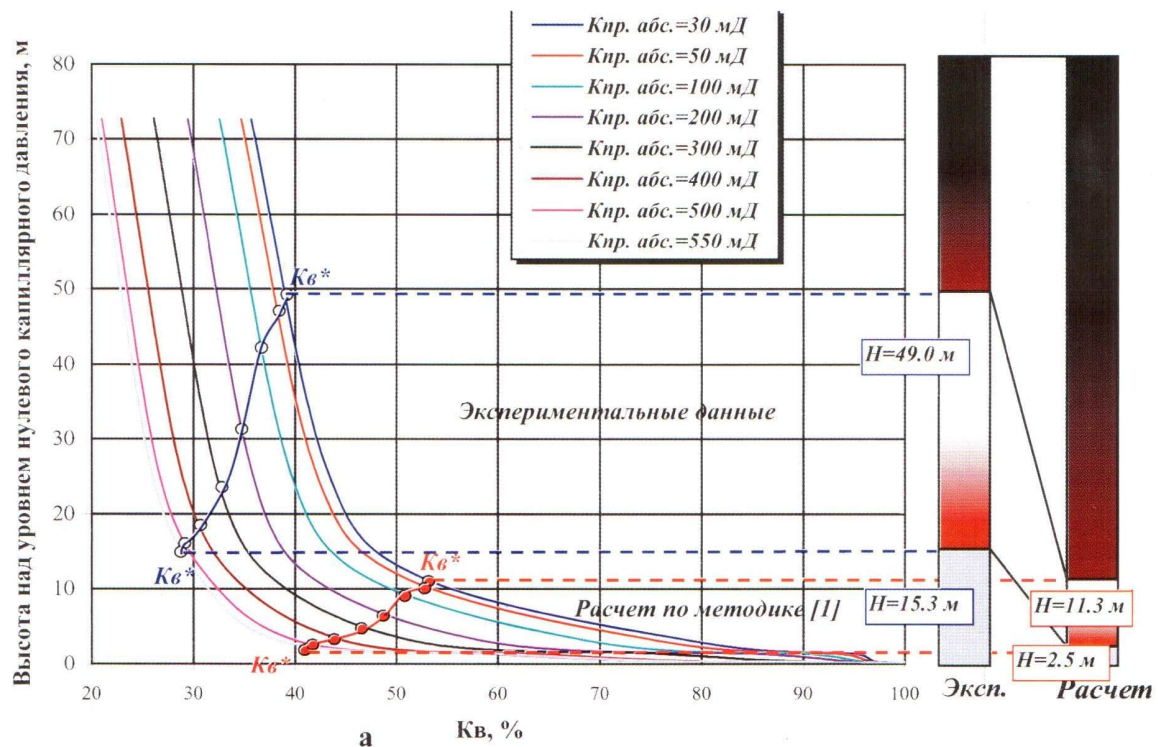


Рис. 5. Сопоставление расчетных (по методике [1]) и экспериментальных данных по определению характера распределения нефти и воды по высоте над уровнем нулевого капиллярного давления и оценке мощности переходных зон, пласты BC_{10} (а) и $ЮС_1$ (б), Западно-Асомкинское месторождение

Сопоставление этих данных показывает, что прогнозируемая мощность переходной зоны в пластах BC_{10} и $ЮС_1$, при использовании расчетной величины $Kв^*$ (по методическому руководству [1]) значительно меньше, чем при использовании $Kв^*$, полученной на основе экспериментальных данных (см. рис. 5). Следовательно, применение расчетного значения $Kв^*$ приводит к увеличению мощности зоны предельной нефтенасыщенности и, соответственно, к значительному завышению запасов нефти в продуктивных пластах BC_{10} и $ЮС_1$.

Выводы

1. Относительная проницаемость по нефти при текущих значениях водонасыщенности, полученная расчетным способом по методу Бурдайна, существенно занижена по сравнению с экспериментальными данными.

2. Величина критической водонасыщенности при расчете фазовых проницаемостей по методу Бурдайна смещена влево (в сторону более низких значений текущей водонасыщенности) по сравнению с экспериментальными данными, поэтому получается неверный вывод, будто основная часть нефти будет добыта из пласта на заключительной стадии разработки (при высокой обводненности продукта).

3. Расчет по методике Бурдайна не позволяет корректно вычислить величину $Kв^*$ и проницаемость по нефти при этой величине водонасыщенности, отсутствует также алгоритм определения $Kв^{**}$.

4. Расчет значения $Kв^*$ (в соответствии с руководством к подсчету запасов под редакцией Вендельштейна) по сравнению с экспериментальными данными приводит к существенному снижению мощности переходной зоны и значительному увеличению зоны предельной нефтенасыщенности, что, в свою очередь, вызывает завышение запасов нефти.

5. В отличие от расчета ОФП по методу Бурдайна, предлагаемые авторами для использования экспериментальные данные позволяют применять при их интерпретации не только относительные, но и абсолютные значения $K_{пр.н}$ и $K_{пр.в}$ при различных текущих значениях $Kв$, давать прогноз величин $Kв^*$ и $Kв^{**}$, абсолютную величину проницаемости по нефти и воде для этого же значения водонасыщенности [2], а также (с использованием данных капилляриметрии) дает возможность произвести оценку распределения нефти и воды по высоте над уровнем нулевого капиллярного давления («зеркалом» чистой воды), мощности переходных зон, что представляет собой важную дополнительную информацию при подготовке гидродинамических моделей месторождений, а также при подсчете запасов и выборе оптимальной схемы их разработки.

ЛИТЕРАТУРА

1. Методические рекомендации по определению подсчетных параметров залежей нефти и газа по материалам геофизических исследований скважин с применением результатов анализов керн опробований и испытаний продуктивных пластов. Под редакцией Б.Ю. Вендельштейна, В.Ф. Козыра, Г.Г. Яценко.— Калинин: НПО «Союзпромгеофизика».— 1990.— 261 с.

2. Зубков М.Ю., Коваленко Р.В., Колпаков В.В., Рязанов А.П., Инюшин В.В. Сопоставление экспериментальных и расчетных данных по относительным фазовым проницаемостям нефти и воды по пласту $ЮВ_1$ Мегинской группы месторождений // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО/ Седьмая научно-практическая конференция.—Ханты-Мансийск. 2003.— С. 247—256.