

ПРАВИТЕЛЬСТВО ХАНТЫ-МАНСИЙСКОГО АВТОНОМНОГО ОКРУГА — ЮГРЫ
ДЕПАРТАМЕНТ ПО НЕФТИ, ГАЗУ И МИНЕРАЛЬНЫМ РЕСУРСАМ ХМАО
ГУП ХМАО «НАУЧНО-АНАЛИТИЧЕСКИЙ ЦЕНТР
РАЦИОНАЛЬНОГО НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ ИМ. В.И. ШПИЛЬМАНА»

ПУТИ РЕАЛИЗАЦИИ НЕФТЕГАЗОВОГО ПОТЕНЦИАЛА ХМАО

*Седьмая
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»
2004

СОПОСТАВЛЕНИЕ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ И РАСЧЕТНЫХ ДАННЫХ ПО ОТНОСИТЕЛЬНЫМ ФАЗОВЫМ ПРОНИЦАЕМОСТЯМ НЕФТИ И ВОДЫ В ПЛАСТЕ ЮВ₁ МЕГИОНСКОЙ ГРУППЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

М.Ю. Зубков, Р.В. Коваленко, В.В. Колпаков
(ООО «Сибгеоцентр»),
А.П. Рязанов, В.В. Иношин
(ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»)

При выборе способа разработки нефтяных месторождений используются данные о фазовых проницаемостях нефти и газа в продуктивных пластах, входящих в состав этих месторождений. Поэтому данные о фазовых проницаемостях представляют огромный практический интерес для разработчиков. Однако проведение экспериментов по определению фазовых проницаемостей нефти и воды в породах-коллекторах в пластовых условиях требует наличия достаточно сложных и дорогих установок, что обуславливает высокую стоимость получаемых результатов. Поэтому всегда существует соблазн получить достаточно достоверную информацию о фазовых проницаемостях на основе расчетов, используя для этого данные о структуре порового пространства [1–5].

Однако одних данных о структуре порового пространства недостаточно для построения кривых относительных фазовых проницаемостей, так как на их форму и расположение большое влияние оказывают физико-химические свойства нефти и пластовой воды, 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 также 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 фазовых проницаемостей по нефти и воде использованы доступные методики [3, 4].

Первая из них [4] основана на использовании результатов капиллярометрических исследований, а также на расчете величины $K_{\text{в}}^{**}$, соответствующей значению водонасыщенности образца или модели пласта при остаточной нефтенасыщенности, то есть когда через образец или модель фильтруется только вода, а нефть находится в неподвижном состоянии.

Для расчетов используются следующие формулы:

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

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

$$K_{\text{в}}^{**} = K_{\text{во}} + 0.8 \cdot (1 - K_{\text{во}}), \quad (3)$$

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

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

- | | |
|------------|--|
| K_{vo} | — коэффициент остаточной водонасыщенности; |
| K_b | — текущие значения водонасыщенности; |
| S | — площадь под кривой капиллярного давления в интервале насыщенности от $K_b = K_{vo}$ до $K_b = 100\%$; |
| ΔS | — часть площади под этой же кривой в интервале приращения ΔK_b . |

Вторая методика получения эмпирических кривых относительных фазовых проницаемостей менее точна, она предназначена лишь для гидрофильтрных коллекторов, к которым в большинстве относятся породы-коллекторы, входящие в состав осадочных отложений Западно-Сибирской плиты, и основана на использовании всего двух уравнений [3]:

$$K_{pr.b} = ((K_b - K_{vo}) / (1 - K_{vo}))^3 \quad (4)$$

$$K_{pr.n} = ((0.9 - K_b) / (0.9 - K_{vo}))^2 \quad (5)$$

Исходя из последнего уравнения, следует, что во всех случаях при использовании этой методики $K_b^{**} = 0.9$, что вряд ли можно считать справедливым даже по отношению к гидрофильтрным породам-коллекторам.

Третья методика, наоборот, предназначена для расчетов фазовых проницаемостей по нефти и воде для гидрофобных коллекторов [3]. Она использована нами для сравнения с рассмотренными выше методиками и экспериментальными данными из тех соображений, что из результатов наших исследований следует, что породы-коллекторы верхнеюрского возраста частично гидрофобизированы.

Для расчетов относительных фазовых проницаемостей по этой методике необходимо знать K_{vo} и величину остаточной нефтенасыщенности (K_{no}), а сами расчеты осуществляются по следующим формулам:

$$K_{pr.n} = S_{n.h}^{1/2} \cdot K_n^3 \quad (6)$$

$$K_{pr.b} = (1 - S_{n.b})^2, \quad (7)$$

- где $S_{n.h}$ — относительное содержание подвижной нефти в эффективном объеме порового пространства, оно определяется отношением: $K_n - K_{no}/1 - K_{no}$;
 $(1 - S_{n.b})$ — относительное содержание подвижной воды в эффективном объеме порового пространства, определяемое отношением: $1 - (K_n - K_{no})/1 - K_{no} - K_{vo}$;
 K_n — величина текущей нефтенасыщенности.

Главным недостатком рассматриваемой методики является необходимость знания величины K_{no} , которая, строго говоря, может быть корректно определена лишь экспериментально. Поэтому мы были вынуждены, используя данную методику, принимать в качестве известного определенные экспериментально значения K_{no} , что конечно значительно увеличивало достоверность получаемых (по сути полуэмпирических) кривых относительных фазовых проницаемостей.

В качестве альтернативной (**четвертой**) методики нами предлагается способ расчета кривых относительных фазовых проницаемостей по нефти и воде на примере узкого стратиграфического класса пород-коллекторов пласта ЮВ₁ Мегионской группы месторождений на основе зависимостей, полученных по экспериментальным данным, что объясняется их близким литологическим составом, коллекторскими свойствами, схожими физико-химическими свойствами

пластовых флюидов и близким характером смачиваемости поверхности обломочных зерен и цемента.

Для построения зависимостей использованы результаты 16 экспериментов по определению фазовых проницаемостей по нефти и воде на моделях пласта ЮВ₁ шести месторождений (Северо-Покурского, Ватинского, Южно-Аганского, Северо-Ореховского, Мысхпайского, Мегионского и Мысхпайского, разрабатываемых ОАО «Мегионнефтегаз»).

Пористость образцов в моделях пласта изменяется от 15.9 до 20.2%, их абсолютная проницаемость варьирует от 4.1 до 225 мД. Величина остаточной водонасыщенности изменяется в пределах от 28.4 до 45.9%. Динамическая вязкость пластовой нефти варьирует в пределах от 0.52 до 0.98 МПа·с, а пластовой воды — от 0.35 до 0.41 МПа·с.

Суть предлагаемой методики заключается в пошаговом построении расчетных фазовых кривых на основе полученных экспериментальных данных.

Первый этап — это прогноз Кпр.н образца при фильтрации одной нефти (100% нефти в продукте) по величине его абсолютной проницаемости (рис. 1а).

Связь между этими параметрами очень хорошая с коэффициентом детерминации почти 1 и описывается уравнением:

$$Кпр.н_{(100\%H)} = f_a \cdot Кпр.г - b, \quad (8)$$

где a и b — эмпирические коэффициенты.

Это и понятно, ведь идеальный коллектор должен иметь одинаковую проницаемость по газу, нефти и воде. Однако поскольку породы-коллекторы, входящие в состав пласта ЮВ₁ Мегионской группы месторождений все-таки не являются идеальным коллектором, то их проницаемость по нефти немного ниже абсолютной (см. рис. 1а). Это обусловлено, главным образом, присутствием в образцах остаточной воды и взаимодействием нефти с поверхностью пор и каналов образцов, которые, как уже упоминалось, нельзя считать чисто гидрофильными, так как они проявляют слабогидрофобные свойства.

Для Кпр.в при 100% содержании воды в продукте (при остаточной нефтенасыщенности, или $K_v = K_v^{**}$) связь с абсолютной проницаемостью ($Кпр.г$) не является значимой, во-первых, из-за сильного взаимодействия водного потока с поверхностью пор и каналов (так как они имеют в значительной степени гидрофильные свойства) и, во-вторых, из-за присутствия в самых крупных порах остаточной нефти, перекрывающей каналы с максимальным радиусом.

Следующий этап — это пошаговое определение Кпр.н при различном соотношении нефти и воды в продукте на основе установленных зависимостей между фильтрационным сопротивлением (ΦC) и Кпр.н на предыдущем режиме и Кпр.н и ΦC на одном режиме прокачки (рис. 1б, в). Установленные зависимости описываются следующими уравнениями

$$\Phi C_{(80\%H)} = f_a_1 \cdot Кпр.н_{(100\%H)}^{-b1} \quad (9)$$

$$Кпр.н_{(80\%H)} = f_a_2 \cdot \Phi C_{(80\%H)}^{-b2} \quad (10)$$

$$\Phi C_{(60\%H)} = f_a_3 \cdot Кпр.н_{(80\%H)}^{-b3} \quad (11)$$

...

$$Кпр.н_{(20\%H)} = f_a_{15} \cdot \Phi C_{(20\%H)}^{-b15}, \quad (16)$$

где a и b — эмпирические коэффициенты.

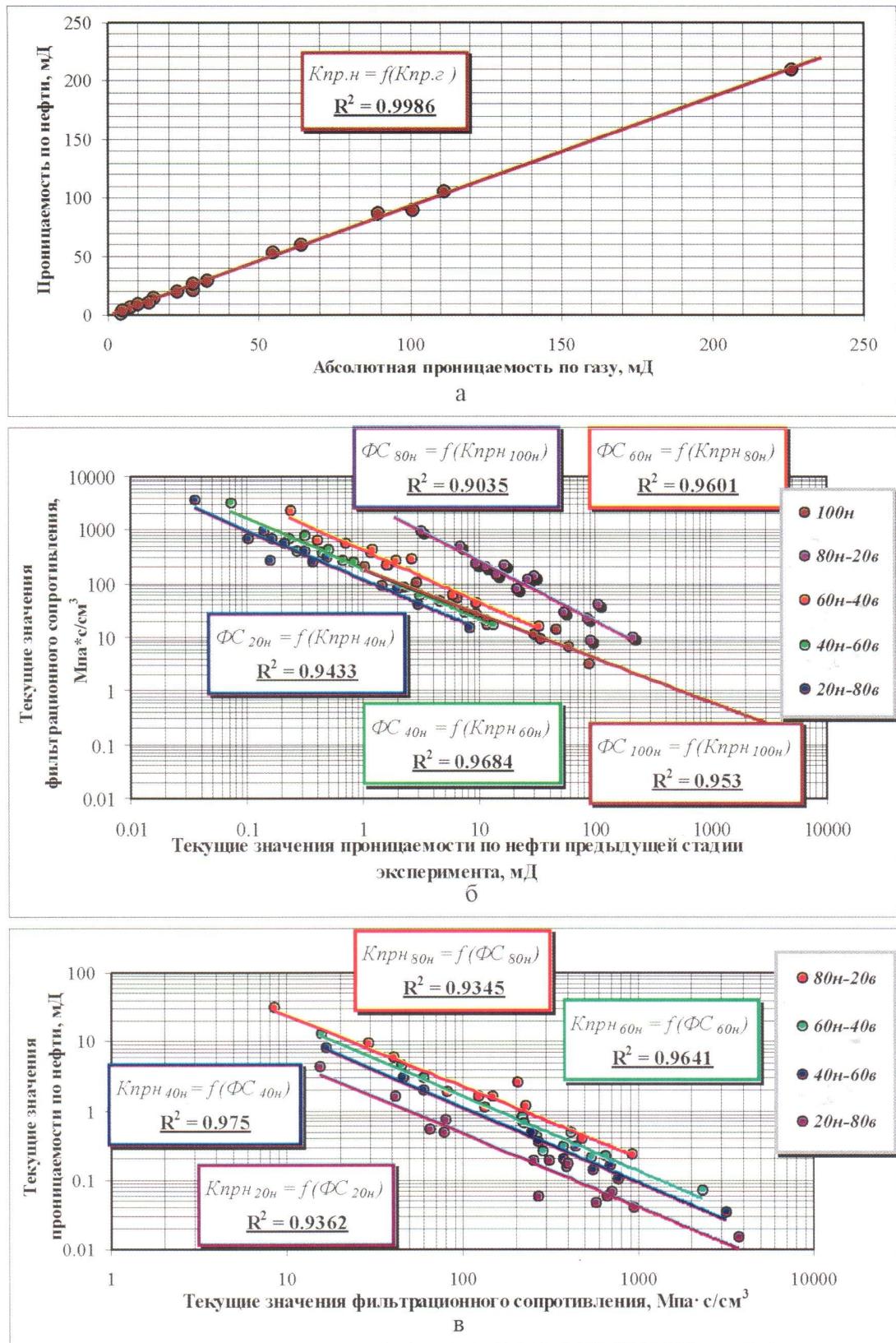


Рис. 1. Связи между величинами абсолютной проницаемости пород по газу и по нефти при остаточной водонасыщенности (а), текущими значениями фильтрационного сопротивления и проницаемости образцов по нефти на предыдущей стадии (б), текущими величинами фильтрационного сопротивления и проницаемости образцов по нефти (в), пласт ЮВ, месторождения ОАО «Славнефть — Мегионнефтегаз»

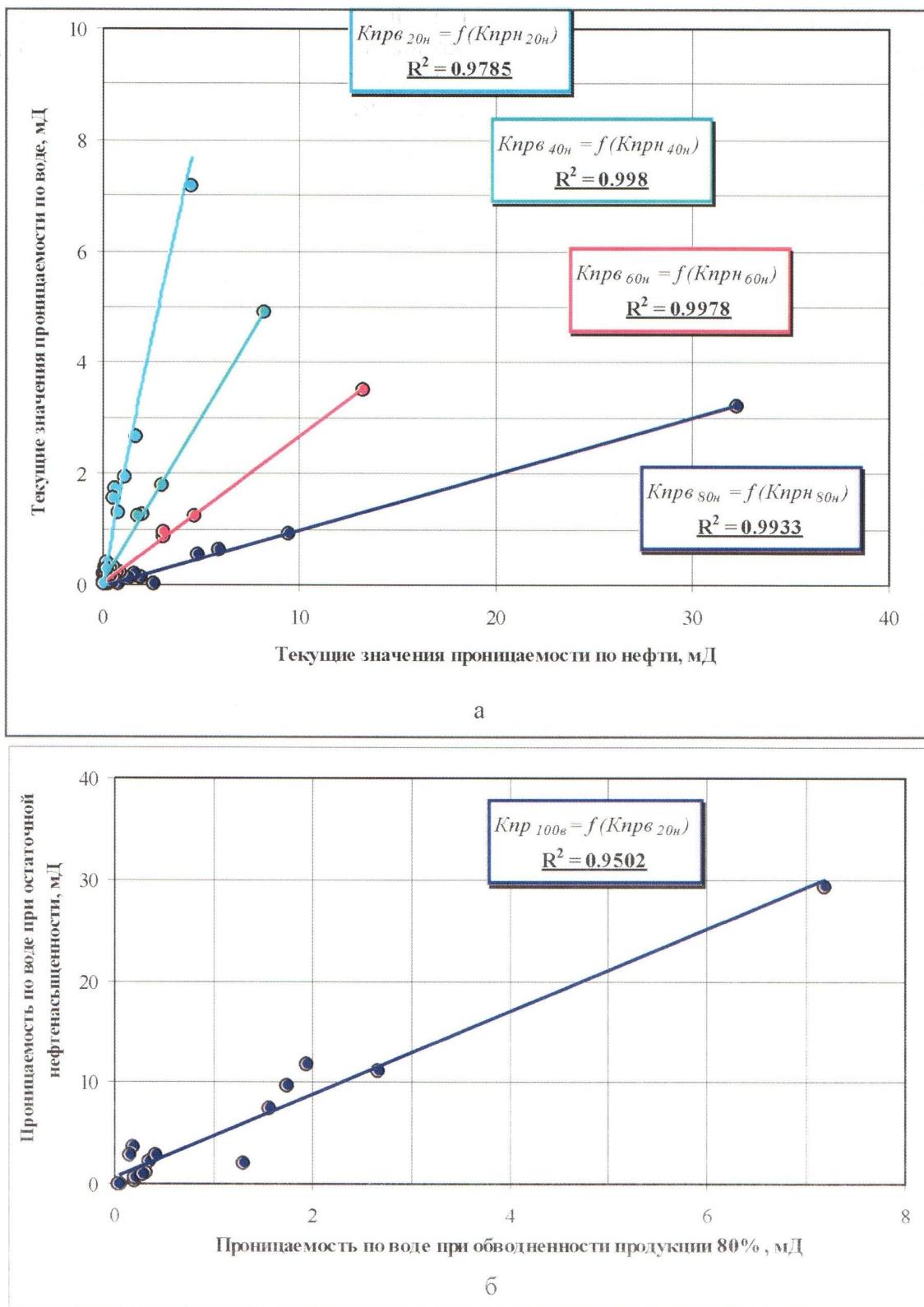


Рис. 2. Сопоставление величин текущей проницаемости по воде с текущими значениями проницаемости по нефти различных по фильтрационно-емкостным свойствам пород пласта ЮВ₁ (а), связь между проницаемостью образцов по воде при остаточной нефтенасыщенности с проницаемостью по воде при обводненности продукции 80% (б), пласт ЮВ₁, месторождения ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»

Определение фазовых проницаемостей образцов по воде ($K_{\text{пр.в}}$) на различных режимах (то есть при различных соотношениях нефти и воды в продукте) производилось на основе полученных зависимостей между обсуждаемым параметром и $K_{\text{пр.н}}$ (рис. 2 а, б) в соответствии со следующими уравнениями

$$K_{\text{пр.в}_{(80\%H)}} = f c_1 \cdot K_{\text{пр.н}_{(80\%H)}}^{d1} \quad (17)$$

...

$$K_{\text{пр.в}_{(20\%H)}} = f c_4 \cdot K_{\text{пр.н}_{(20\%H)}}^{d4} \quad (20)$$

$$K_{\text{пр.в}_{(0\%H)}} = f c_5 \cdot K_{\text{пр.в}_{(20\%H)}}^{d5}, \quad (21)$$

где c и d — эмпирические коэффициенты.

Расчет значений текущей водонасыщенности образца или модели пласта ЮВ_1 (K_v) производится по полученным зависимостям между K_v и $K_{\text{пр.н}}$ и K_v на предыдущей стадии проведения эксперимента (рис. 3 а, б), описываемых следующими уравнениями

$$K_v_{(80\%H)} = f k_1 \cdot K_{\text{пр.н}_{(80\%H)}}^{-m1} \quad (22)$$

$$K_v_{(60\%H)} = f k_2 \cdot K_v_{(80\%H)}^{m2} \quad (23)$$

...

$$K_v_{(20\%H)} = f k_4 \cdot K_v_{(40\%H)}^{m4}, \quad (25)$$

где k и m — эмпирические коэффициенты.

Остается лишь определить значение K_v^{**} , которое находится из уравнения:

$$K_v^{**} = K_v_{(20\%H)} + \Delta K_v \quad (26)$$

В свою очередь величина ΔK_v находится из уравнения:

$$\Delta K_v = f \sqrt{K_{\text{пр.г}} / K_{\text{п.}}} \quad (27)$$

Обсуждаемая зависимость имеет достаточно высокий коэффициент детерминации (рис. 3 в).

Сопоставление полученных расчетным путем в соответствии с рассмотренными выше методиками и экспериментальным способом кривых относительных фазовых проницаемостей по нефти и воде для различных классов пород-коллекторов, входящих в состав пласта ЮВ_1 Мегионской группы месторождений, показало, что для всех использованных расчетных методов наблюдается закономерное приближение прогнозных результатов к экспериментальным данным по мере улучшения фильтрационно-емкостных свойств (рис. 4, 5).

Рассматривая каждый из методов теоретического расчета кривых относительных фазовых проницаемостей, следует отметить.

Сопоставление расчетных кривых фазовых проницаемостей по нефти и воде, построенных с использованием **первой** методики [4] и эмпирических кривых, показало, что положение точки критической водонасыщенности (K_v^{kp}), в которой фазовые проницаемости по нефти и воде одинаковы, полученной расчетным способом, всегда лежит левее, то есть имеет меньшие значения по сравнению с экспериментально полученными значениями (см. рис. 4, 5). Напротив, теоретически рассчитанная величина K_v^{**} имеет гораздо более высокое значение по сравнению с таковой, полученной экспериментально (см. рис. 4, 5). Поэтому из результа-

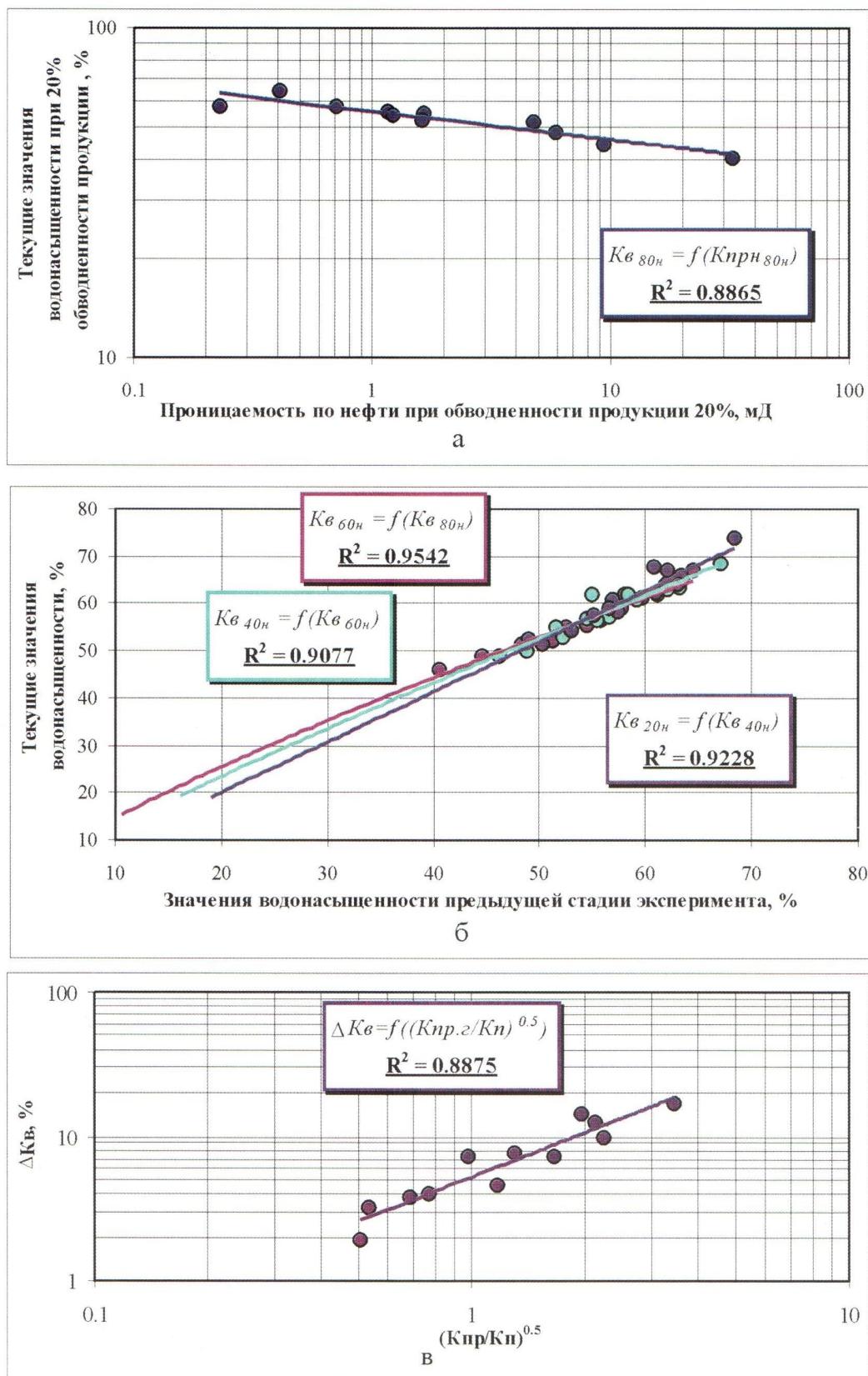


Рис. 3. Связь между текущими значениями водонасыщенности и проницаемости по нефти при обводненности продукции 20% (а), сопоставление текущих значений водонасыщенности со значениями водонасыщенности предыдущих стадий экспериментов (б), зависимость величины ΔK_{e} от параметра $(K_{\text{pr},n}/K_n)^{0.5}$ (в), пласт ЮВ₁, месторождения ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»

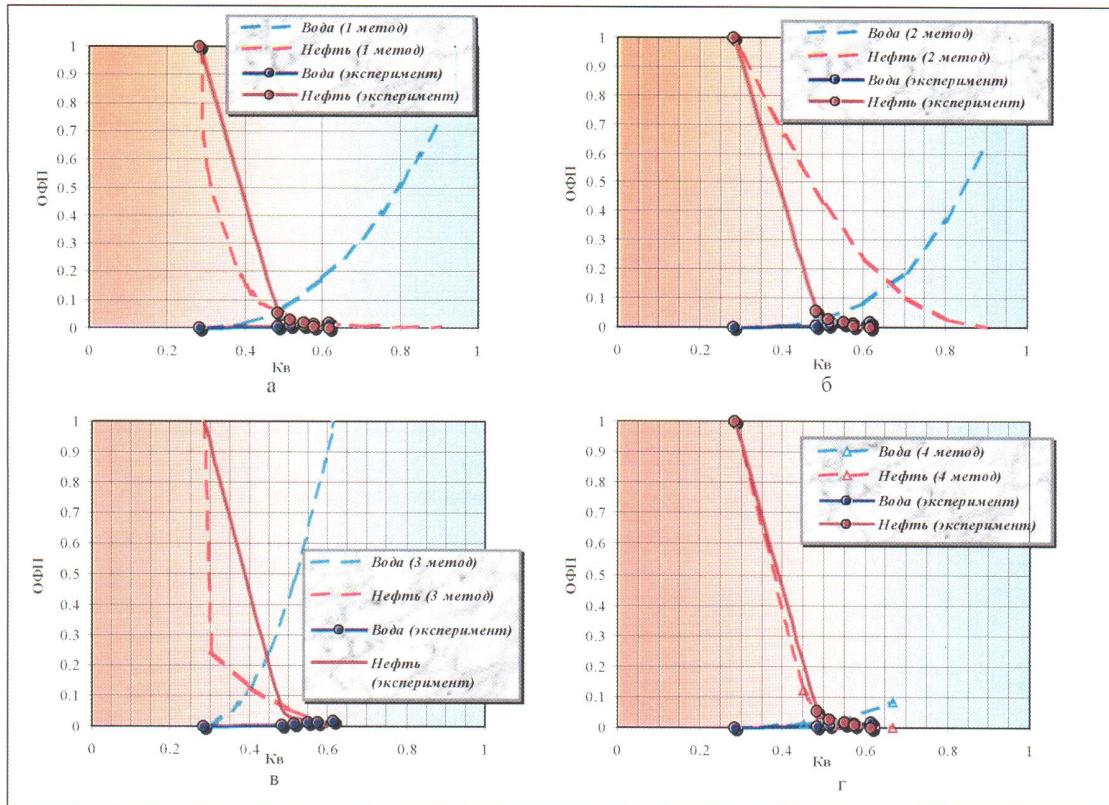


Рис. 4. Сопоставление расчетных данных относительных фазовых проницаемостей по нефти и воде с результатами экспериментов по четырем методам: а — 1 метод, б — 2 метод, в — 3 метод, г — 4 метод; Южно-Аганское месторождение, пласт ЮВ₁, скв. 1312, обр. 13, Кпр. абс. $z = 110.6$ мД

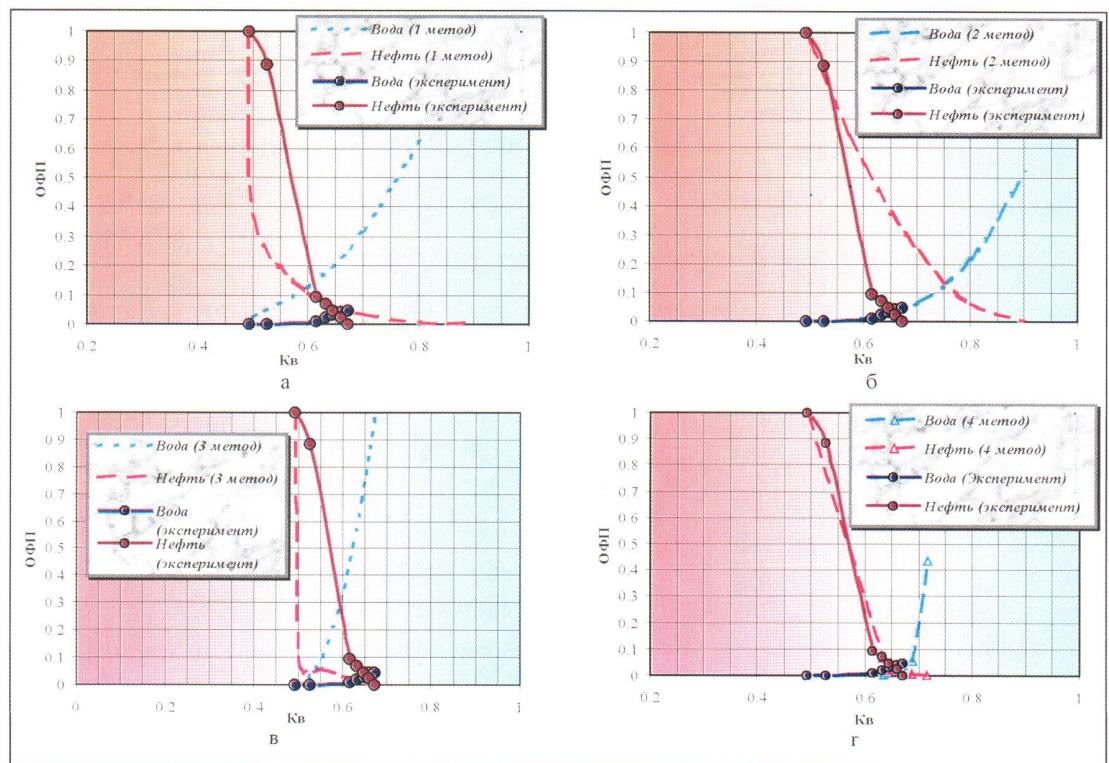


Рис. 5. Сопоставление расчетных данных относительных фазовых проницаемостей по нефти и воде с результатами экспериментов по четырем методам: а — 1 метод, б — 2 метод, в — 3 метод, г — 4 метод; Максимкинское месторождение, пласт ЮВ₁, скв. 353, обр. 102, Кпр. абс. $z = 4.4$ мД

тов расчетов, полученных по этой методике, следует, что значительная часть нефти должна извлекаться из рассматриваемых пород-коллекторов на заключительной стадии разработки месторождения (при высоком содержании воды в добываемом продукте). В целом коэффициент вытеснения нефти водой, рассчитанный по этой методике, значительно выше такового, определенного экспериментальным способом (см. рис. 4, 5).

Результаты, полученные по **второй** методике расчета относительных фазовых проницаемостей [3], хуже всего соответствуют экспериментальным данным (см. рис. 4, 5). Значения и K_{B}^{kp} и K_{B}^{**} расположены гораздо правее экспериментальных данных (см. рис. 4, 5). Исходя из полученных на основании этой методики кривых фазовых проницаемостей, получается, что и на первой стадии разработки продуктивных пластов $ЮВ_1$, характеризующейся невысокой степенью обводненности добываемого продукта, и на заключительной ее стадии должно добываться гораздо больше нефти, чем получается из экспериментальных данных (см. рис. 4, 5).

Очень низкая степень сходимости расчетных данных, полученных по этой методике, с экспериментальными объясняется главным образом тем, что в нее априори заложено, что рассматриваемые отложения являются сильно гидрофильтрами и K_{B}^{**} во всех случаях равно 0.9.

Расчетные кривые относительных фазовых проницаемостей, полученные на основе использования **третьей** методики [3], дают хорошие результаты, сопоставимые с экспериментальными данными (см. рис. 4, 5). Однако здесь следует напомнить, что в этой методике используются не только известные значения K_B , но и K_{B}^{**} , поэтому расположение как первых, так и последних точек на кривых фазовых проницаемостей принято на основе экспериментальных данных (априори). Именно этим фактом и объясняется хорошее соответствие расчетных данных экспериментальным.

Поскольку рассматриваемая методика предназначена для гидрофобных коллекторов, то во всех случаях положение точки K_{B}^{kp} смещено влево по сравнению с экспериментальными данными. Поэтому, исходя из расположения расчетных кривых, получается, что основной объем нефти должен добываться из пород-коллекторов пласта $ЮВ_1$ на заключительной стадии разработки при достаточно высокой степени обводненности продукции.

Наиболее близкие результаты расчетных и экспериментальных данных получаются при использовании **четвертой** предлагаемой нами методики. Положение точки K_{B}^{kp} , полученное на основе расчета, смещено то вправо, то влево на небольшое расстояние по отношению к экспериментально установленному значению (см. рис. 4, 5). В целом и по экспериментальным и расчетным данным получается, что основной объем подвижной нефти извлекается на ранних стадиях разработки при обводненности продукции до 40% (см. рис. 4, 5).

С наименьшей степенью достоверности по рассматриваемой методике определяется положение точки K_{B}^{**} и соответствующая ей величина проницаемости по воде, что объясняется постепенным накоплением погрешностей при последовательном (пошаговом) прогнозе значений $K_{pr.n}$ и $K_{pr.v}$ по мере увеличения значений текущей водонасыщенности (K_B) модели пласта $ЮВ_1$ (см. рис. 4, 5).

В одном из экспериментов, проведенном на модели пласта $ЮВ_1$ Максимкинского месторождения, определено значение K_B^* , соответствующее текущей величине водонасыщенности модели, при которой в продукте появляется водная фаза, которое оказалось равным 52.6% (см. рис. 5). Для сравнения по **первой** методике рассчитана та же величина K_B^* , которая составила 62.9%. Разница в значениях

K_b^* , полученных экспериментальным и расчетным способами, равна 10.3%, что свидетельствует о значительном завышении обсуждаемого значения, полученного расчетным способом.

Таким образом, проведенное сопоставление формы и расположения кривых относительных фазовых проницаемостей для моделей пласта ЮВ₁ Мегионской группы месторождений, полученных на основе различных методик с экспериментальными данными, показало, что наиболее близкое соответствие наблюдается между экспериментальными и теоретическими кривыми, построенными с помощью оригинальной методики, использующей обобщенные зависимости, полученные на основе экспериментальных данных, путем пошагового прогноза значений Кпр.н и Кпр.в по мере увеличения текущих значений K_b .

Имея в качестве исходных данных стандартный набор коллекторских свойств по тому или иному образцу, с помощью предложенной нами методики можно достаточно быстро рассчитать фазовые проницаемости по нефти и воде и построить кривые относительных фазовых проницаемостей по тем же жидкостям в интервале значений K_b от K_{bo} до K_b^{**} .

В отличие от других методик, предлагаемая нами, позволяет рассчитывать не только относительные, но и абсолютные значения Кпр.н и Кпр.в при различных текущих значениях K_b , что представляет собой важную дополнительную информацию при подготовке гидродинамических моделей месторождений с целью выбора оптимальной схемы их разработки.

ЛИТЕРАТУРА

1. Амикс Дж., Басс Д., Уайтинг Р. Физика нефтяного пласта (перевод с английского). М.: Государственное научно-техническое издательство нефтяной и горно-топливной литературы.— 1962.— 572 с.
2. Гиматудинов Ш.К., Ширковский А.И. Физика нефтяного и газового пласта. М.: Недра.— 1982.— 311 с.
3. Дахнов В.Н. Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин. М.: Недра.— 1982.— 448 с.
4. Методические рекомендации по определению подсчетных параметров залежей нефти и газа по материалам геофизических исследований скважин с привлечением результатов анализов керна, опробований и испытаний продуктивных пластов/ под ред. докт. геол.-мин. наук Б. Ю. Вендельштейна.— Калинин: НПО «Союзпромгеофизика».— 1990.— 261 с.
5. Элланский М.М. Петрофизические основы комплексной интерпретации данных геофизических исследований скважин (методическое пособие).— М.: Издательство ГЕРС.— 2001.— 229 с.