

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 2*

*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

# СВЯЗЬ КОЛЛЕКТОРСКИХ СВОЙСТВ С ОТНОСИТЕЛЬНЫМИ ФАЗОВЫМИ ПРОНИЦАЕМОСТЯМИ НЕФТИ И ВОДЫ НА ПРИМЕРЕ РАЗНОВОЗРАСТНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ МЕГИОНСКОГО РАЙОНА

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

При подсчете запасов, составлении проектов разработки месторождений и выборе методов повышения нефтеотдачи широко используются геологические и гидродинамические модели, в основе которых лежат данные по относительным фазовым проницаемостям (ОФП), полученные экспериментальным путем. Эти же данные используются при разработке петрофизических моделей для обоснования количественной интерпретации данных ГИС [1].

В настоящее время, когда широко используются разные программные продукты, необходимо иметь десятки различных геологических и петрофизических параметров. Как правило, лабораториями, в которых исследуется керн, представляется стандартный набор петрофизической информации, часто недостаточной для построения адекватной гидродинамической модели. Особенно остро испытывается недостаток экспериментальных данных по определению ОФП, что объясняется отсутствием достаточного количества установок и высокой стоимостью опытов. Поэтому для получения петрофизических зависимостей между коллекторскими свойствами и относительными фазовыми проницаемостями нефти и воды нами был произведен анализ результатов перечисленных выше исследований, выполненных на образцах, отобранных из разновозрастных отложений Мегионской группы месторождений.

Необходимо обратить внимание на то, что на двухфазную фильтрацию нефти и воды через поровое пространство пород-коллекторов оказывает влияние очень большое количество факторов. К ним относятся следующие: фильтрационно-емкостные свойства, особенности структуры порового пространства пород, физические свойства пластовых флюидов, а также характер смачиваемости поверхности минеральных зерен и цемента, входящих в состав различных типов и классов пород-коллекторов [2, 3]. Поэтому из-за небольшого количества результатов определения ОФП трудно установить связи между коллекторскими свойствами, с одной стороны, и результатами экспериментов по двухфазной фильтрации нефти и воды, – с другой. С целью получения кондиционных зависимостей был произведен анализ фактического материала, полученного авторами с 2003 по 2005 гг. при проведении специальных петрофизических исследований образцов керна, отобранного из скважин, пробуренных в пределах различных месторождений ОАО «Мегионнефтегаз».

Наиболее достоверные результаты при определении ОФП получаются при использовании стационарного метода (ОСТ 39-235-89), поскольку он считается наиболее точным среди других методов определения относительных фазовых проницаемостей. Основным преимуществом этого метода является возможность определения

ОФП в условиях, максимально приближенных к пластовым. Метод стационарной фильтрации позволяет получить данные ОФП во всем диапазоне изменения насыщенности образца.

### Анализ результатов экспериментов по ОФП

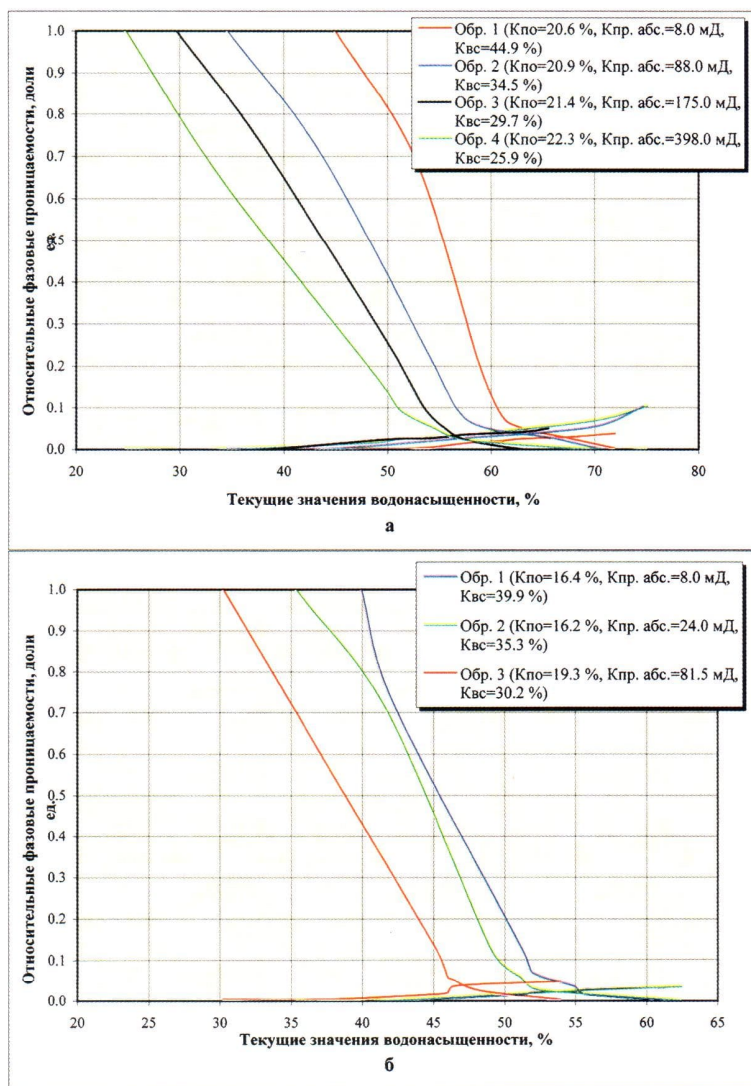


Рис. 1. Зависимости относительных фазовых проницаемостей от водонасыщенности для различных классов пород-коллекторов, отобранных из отложений групп пластов Б (а) и пластов Ю (б) Мегийонской группы месторождений

значения проницаемости по нефти и воде, соответствующие различным по насыщенности зонам продуктивных отложений.

Для оценки влияния ФЕС пород-коллекторов на абсолютные значения проницаемости по нефти и воде в различных по водо- нефтенасыщенности участках пластов Мегийонской группы месторождений был проведен сопоставительный анализ результатов экспериментов по ОФП, проведенных авторами, на разновозрастных образцах пород-коллекторов.

Обычно оценка влияния фильтрационно-емкостных свойств на ОФП нефти и воды ограничивается анализом поведения их кривых на графике проницаемость-насыщенность. Действительно, в зависимости от проницаемости и водоудерживающей способности модели пласта, кривые ОФП имеют разный вид (рис. 1). На графиках отмечается закономерное смещение кривой фазовой проницаемости по нефти влево, в сторону меньших текущих значений водонасыщенности по мере улучшения ФЕС модели. Соответственно, в более проницаемых коллекторах «прорыв» воды происходит раньше, чем в низкопроницаемых, то есть по мере улучшения ФЕС пород, при одной и той же текущей водонасыщенности, отмечается рост ОФП по воде. Наряду с данными по ОФП, на основе экспериментальных данных получают также абсолютные

## Группа пластов Б

Величина абсолютной проницаемости (Кпр. абс.) по 43 центральным образцам, на которых проводились опыты, изменяется в широких пределах – от 5.3 до 1008.0 мД. Их открытая пористость (Кпо) также варьирует довольно значительно – от 16.2 до 24.5%, соответственно, величина водоудерживающей способности (Квс) изменяется существенно – от 20.0 до 53.2%. Преобладающее количество экспериментов по ОФП по группе пластов Б (около 70%) было проведено на коллекторах с абсолютной проницаемостью от 30 до 500 мД. Средние величины пористости для данных классов пород-коллекторов составляют 20.4–21.9%.

## Пласты группы Ю

Абсолютная проницаемость по 64 образцам, использованным в экспериментах по определению ОФП нефти и воды, изменяется от 2.0 до 208.6 мД. Величины их открытой пористости варьируют в широких пределах – от 14.1 до 20.9%. Водоудерживающая способность составляет 23.3–50.2%. В отличие от группы пластов Б, рассматриваемые отложения характеризуются более низкими ФЕС, поэтому основной объем исследований ОФП был проведен на коллекторах с абсолютной проницаемостью от 5 до 30 мД. В целом, необходимо отметить, что пористость изучаемых отложений на 2–3% ниже, чем у тех же классов пород-коллекторов группы пластов Б.

### Связь ОФП с коллекторскими свойствами

Обобщение результатов экспериментов по ОФП и сопоставление их с фильтрационными свойствами позволило установить:

- 1) наличие высоко корреляционных прямо пропорциональных связей между эффективной проницаемостью по нефти при значении  $K_{вс}$ ,  $K_{в*}$  и абсолютной проницаемостью по газу изученных пород-коллекторов (рис. 2, 3);
- 2) существование прямо пропорциональной зависимости проницаемости по воде при остаточной нефтенасыщенности и при 100% водонасыщенности коллекторов от абсолютной проницаемости (рис. 4, 5).

При оценке емкостных свойств коллекторов главную роль

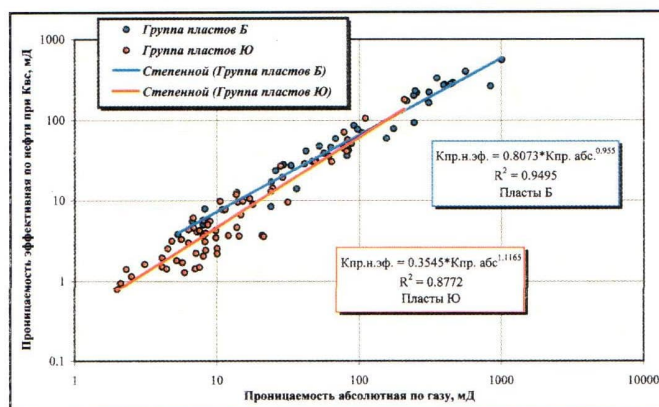


Рис. 2. Связь между эффективной проницаемостью по нефти (при значении  $K_{вс}$ ) и абсолютной проницаемостью по газу для разновозрастных отложений Мегийонской группы месторождений

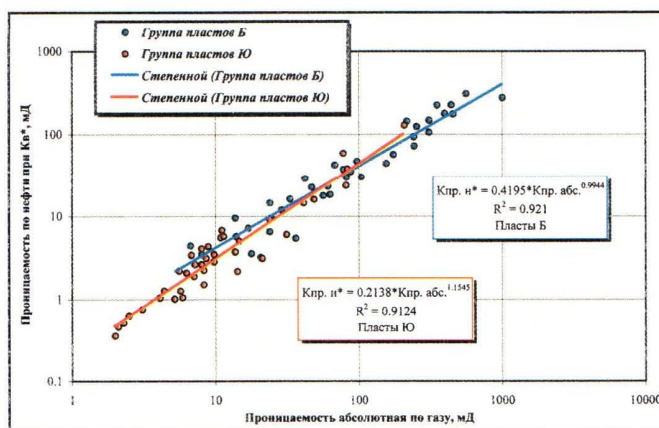


Рис. 3. Связь между эффективной проницаемостью по нефти на границе нефть-вода (при значении  $K_{в*}$ ) и абсолютной проницаемостью по газу для разновозрастных отложений Мегийонской группы месторождений

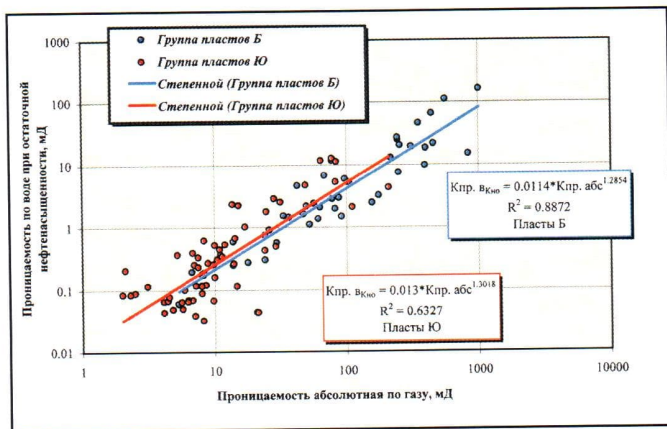


Рис. 4. Связь между проницаемостью по воде (при остаточной нефтенасыщенности коллекторов) при стационарной фильтрации и абсолютной проницаемостью по газу для разновозрастных отложений Мегонской группы месторождений

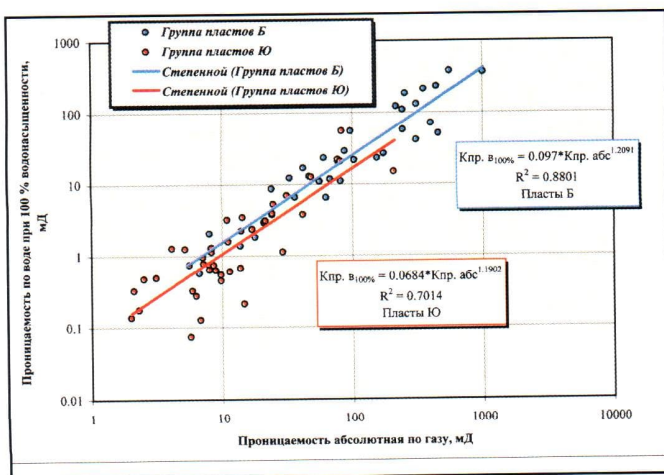


Рис. 5. Связь между проницаемостью по воде (при 100% водонасыщенности коллекторов) и абсолютной проницаемостью по газу для разновозрастных отложений Мегонской группы месторождений

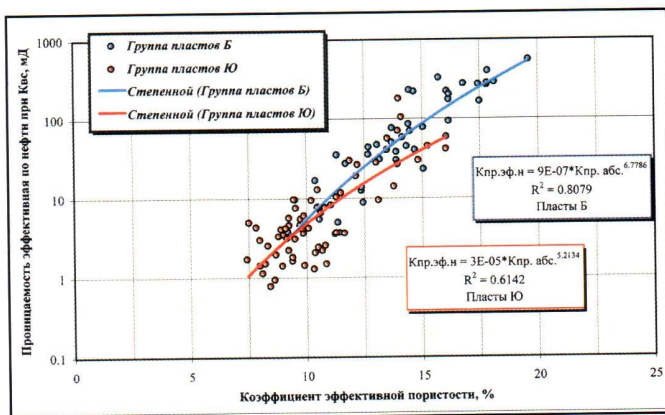


Рис. 6. Зависимости эффективной проницаемости по нефти при  $K_{вс}$  от эффективной пористости, полученные для разновозрастных отложений Мегонской группы месторождений

играют пористость и величина водоудерживающей способности, причем наиболее информативной является эффективная пористость. Поэтому были построены графики, связывающие между собой проницаемости по нефти и воде (в условиях, моделирующих пластовые), полученные при различной степени водонасыщенности образцов и эффективную пористость одних и тех же образцов (рис. 6–9). При анализе этих графиков отмечаются прямо пропорциональные связи между изучаемыми параметрами.

В настоящее время при проведении экспериментов по определению ОФП предложена методика определения величины  $K_{в}^*$  [1]. До достижения этой точки (по мере увеличения текущей водонасыщенности) в коллекторе отсутствует подвижная вода. При появлении воды в пласте начинается процесс капиллярной пропитки нефтенасыщенного коллектора. В этих условиях (в связи с высокой степенью гидрофильности коллекторов Западной Сибири) нефть вытесняется, прежде всего, из мелких и средних пор в крупные благодаря тому, что крупные поры обладают меньшей капиллярной энергией, чем мелкие и средние пустоты. По мере увеличения насыщенности породы водой, разрозненные «кольца» воды в более крупных капиллярах (изначально находящиеся в виде тонких слоев вокруг зерен) увеличиваются в размерах и, наконец, при достаточно высокой водонасыщенности кольца сливаются друг с другом образуя непрерывную сетку [4]. В этом случае начинает осуществляться непрерывная фильтрация воды. То есть, при критической насыщенности

для воды (когда  $K_v$  текущее  $> K_v^*$ ) происходит фильтрация уже двухфазного потока нефти и воды.

При анализе значений  $K_v^*$ , полученных в опытах по определению ОФП, и сопоставлении их с коллекторскими свойствами этих же образцов, наблюдаются прямо пропорциональные связи между величинами водоудерживающей способности и значениями  $K_v^*$  (рис. 10).

Сопоставление результатов ОФП с коллекторскими свойствами выявило наличие обратно пропорциональных связей между текущими величинами проницаемости по нефти и водонасыщенностью при фильтрации однофазного потока нефти и двухфазного потока нефти и воды (рис. 11). Имея информацию о величине текущей водонасыщенности для данных классов пород-коллекторов изучаемых отложений, можно с достаточно высокой вероятностью дать прогноз о проницаемости продуктивных отложений по нефти в переходной зоне или зоне предельного нефтенасыщения. Кроме того, можно прогнозировать проницаемость по нефти на той или иной стадии разработки по мере роста водонасыщенности за счет проникновения в нефтенасыщенные зоны закачиваемой в пласт воды.

Сопоставление данных по ОФП и коллекторских свойств разновозрастных пород-коллекторов Мегийонской группы месторождений позволило выявить следующее:

а) установлены прямо пропорциональные связи между фазовыми проницаемостями по нефти при  $K_{vs}$ ,  $K_v^*$  и воде при  $K_{но}$ , 100% водонасыщенности, с одной стороны, и абсолютной проница-

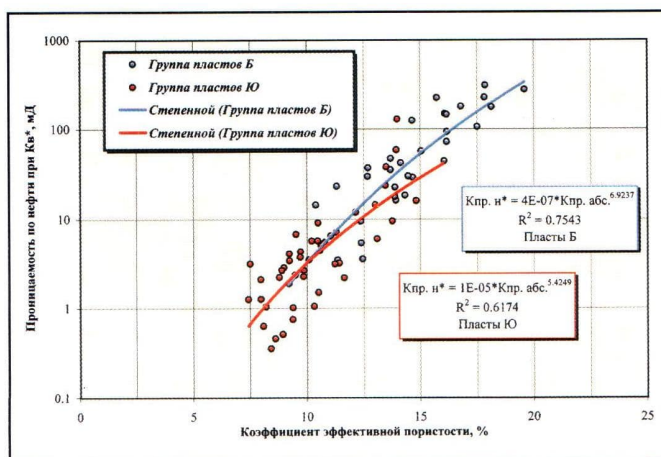


Рис. 7. Зависимости эффективной проницаемости по нефти на границе нефть-вода (при значении  $K_v^*$ ) от эффективной пористости для разновозрастных отложений Мегийонской группы месторождений

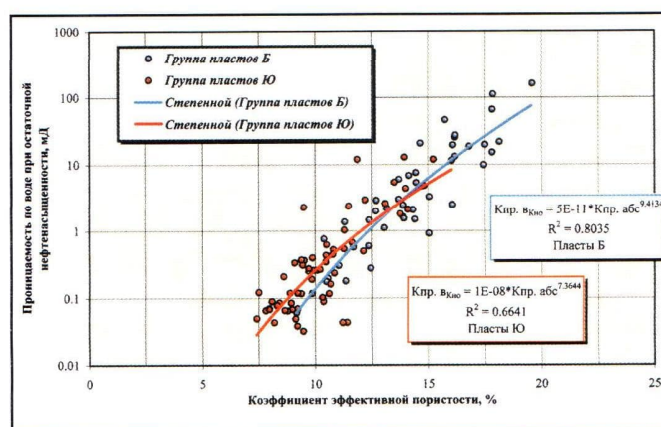


Рис. 8. Зависимости эффективной проницаемости по воде (при остаточной нефтенасыщенности коллекторов) от эффективной пористости для разновозрастных отложений Мегийонской группы месторождений

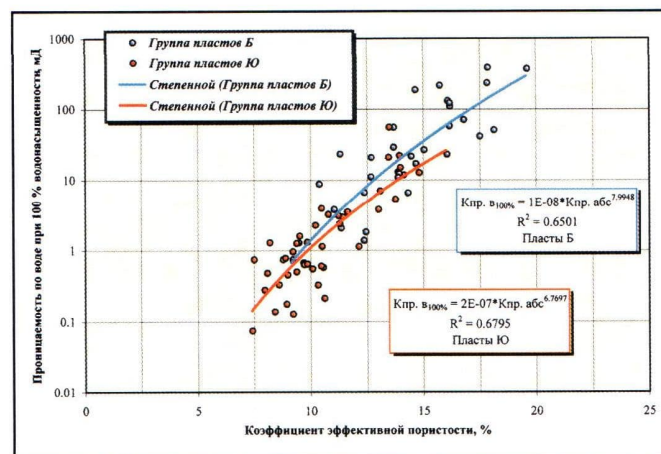


Рис. 9. Зависимости проницаемости по воде (при 100% водонасыщенности коллекторов) от эффективной пористости для разновозрастных отложений Мегийонской группы месторождений

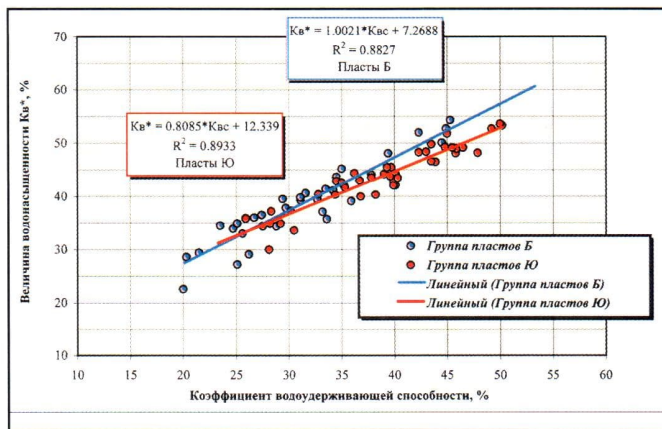


Рис. 10. Связь между величиной водонасыщенности на границе нефть-вода ( $K_{в*}$ ) и водоудерживающей способностью ( $K_{вс}$ ) для разновозрастных отложений Мегийонской группы месторождений

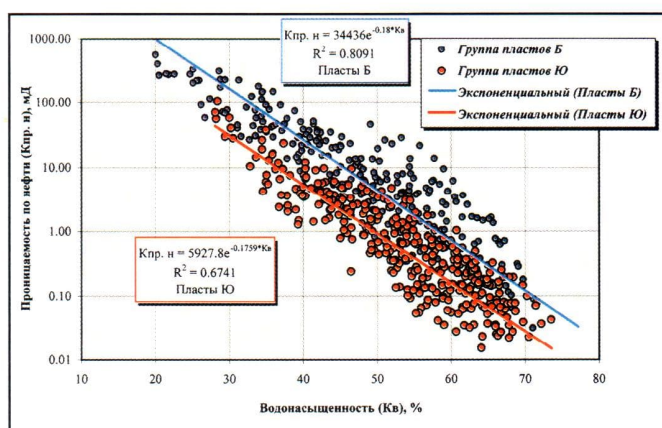


Рис. 11. Зависимости текущих величин проницаемости по нефти от текущей водонасыщенности, полученные для разновозрастных отложений Мегийонской группы месторождений

100% водонасыщенности образцов с абсолютной проницаемостью, наоборот, линия тренда по группе пластов Ю находится выше таковой, соответствующей пластам Б.

Особенности поведения графиков, указанные в пунктах д, е, скорее всего, объясняются более высокой степенью гидрофобности порового пространства пласта Ю, по сравнению с вышележащими отложениями пласта Б.

Таким образом, из вышеизложенного следует, что проницаемости по нефти (при  $K_{вс}$  и  $K_{в*}$ ) и воде (при  $K_{но}$  и 100% водонасыщенности) являются функциями фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов, то есть напрямую зависят от абсолютной проницаемости и эффективной пористости. Значения  $K_{в*}$  напрямую зависят от водоудерживающей способности пород-коллекторов. Текущие величины проницаемости по нефти являются функцией насыщенности их порового пространства водой.

На основании полученных зависимостей, имея минимальный набор стандартных петрофизических исследований, можно сделать предварительный оценочный прогноз о значениях проницаемости продуктивных отложений по нефти в переходной зоне или зоне предельного нефтенасыщения, а также прогнозировать проницаемость по нефти на той или иной стадии разработки, по мере увеличения текущей водонасыщенности, за счет проникновения в нефтенасыщенные зоны закачиваемой в пласт

емостью, а также эффективной пористостью, с другой стороны;

б) наблюдаются прямо пропорциональные связи между величинами водоудерживающей способности и значениями  $K_{в*}$ ;

в) получены обратно пропорциональные связи между текущими величинами проницаемости по нефти и текущей водонасыщенностью как для режимов однофазной фильтрации нефти, так и двухфазной совместной фильтрации нефти и воды;

г) при сопоставлении проницаемости по нефти с коллекторскими свойствами коэффициент корреляции значительно выше, чем при использовании величин проницаемости по воде. Это объясняется тем, что изучаемые породы-коллекторы относятся к классам преимущественно гидрофильных или гидрофильных пород;

д) при сопоставлении проницаемости по нефти с коллекторскими свойствами линия тренда группы пластов Б лежит выше линии тренда, характеризующей отложения группы пластов Ю;

е) на графиках, связывающих проницаемость по воде при

воды. Имея информацию по абсолютной проницаемости и эффективной пористости, с несколько меньшей степенью достоверности (чем для нефти), можно получить прогноз по величинам проницаемости по воде в зонах пласта, содержащих остаточную нефть и свободную воду, а также в зонах предельной водонасыщенности. В конечном итоге можно рассчитать скорость фильтрации воды в водоносной части залежи по направлению к участкам, содержащим нефть или нефть и воду.

Для получения более достоверных связей отдельно по месторождениям или их группам необходимо проведение дополнительных исследований по определению ОФП нефти и воды по продуктивным пластам Мегионской группы месторождений.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. 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/ Материалы седьмой научно-практической конференции.— Ханты-Мансийск.— 2004.— Том 3.— С. 91—98.
2. Булгакова Г.Т. Влияние гистерезиса фазовых проницаемостей на двухфазное течение в средах с двойной пористостью // Горный вестник.— 1999.— № 6.— С. 7—11.
3. Зубков М.Ю., Коваленко Р.В., Колпаков В.В. и др. Сопоставление экспериментальных и расчетных данных по относительным фазовым проницаемостям нефти и воды в пласте ЮВ<sub>1</sub> Мегионской группы месторождений// Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО/ Материалы седьмой научно-практической конференции.— Ханты-Мансийск.— 2004.— Т. 3.— С. 247—256.
4. Пирсон С.Д. Учение о нефтяном пласте.— М.— 1961.— 570 с