

ВЕСТНИК

недропользователя

ХАНТЫ-МАНСИЙСКОГО АВТОНОМНОГО ОКРУГА

- *О работе ТКР ХМАО за второе полугодие 2001 года*
- *Итоги работы ТКЗ ХМАО за 9 месяцев 2001 года*
- *Состояние и перспективы развития нефтегазового комплекса Уральского федерального округа*

№9 2001 ГОД

Содержание

СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ РЕСУРСАМИ

- 2 **Зайцев Г.С., Толстолыткин И.П., Туров В.А.** О работе ТКР ХМАО за второе полугодие 2001 года.
- 3-5 **Черняков В.Ю., Шутько С.Ю., Борщев В.В., Тренин Ю.А.** Итоги работы Территориальной комиссии ХМАО по запасам углеводородов за 9 месяцев 2001 года.

Информация Департамента природных ресурсов по Уральскому региону

- 6-13 **Сергеева Н.А., Рыльков С.А., Ворожев Е.С., Алешин Б.М.** Состояние и перспективы развития нефтегазового комплекса Уральского федерального округа.

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

Экономика

- 14-39 **Медведев Н.Я., Кос И.М., Герт А.А., Мельников П.Н., Немова О.Г.** Опыт экономического обоснования геологоразведочных работ на лицензионных участках ОАО «Сургутнефтегаз».

Новости недропользования

- 40-41 **Сулейманова Л.О.** Платежи за поисковые и разведочные работы.

Геологоразведочные работы

- 42-52 **Зубков М.Ю., Семенов В.В., Пушин А.В., Микулина О.И.** Результаты исследований относительных фазовых проницаемостей разновозрастных продуктивных отложений Красноленинского месторождения.
- 53-60 **Борщев В.В.** Литолого-физические особенности коллекторов Черногорского месторождения нефти и их учет при оценке подсчетных параметров.
- 61-69 **Брагин П.Е.** Методологические подходы к решению проблем неотектоники и геологического картирования Западно-Сибирской равнины.
- 70-73 **Филиппович Ю.В., Хабаров А.В.** Необходимость учета эпигенетического уплотнения отложений при палеоструктурных реконструкциях.
- 74-75 **Таужнянский Г.В., Румак Н.П., Соколовская О.А.** Новая методика петрофизического обоснования определения нефтегазонасыщенности коллекторов месторождений Западной Сибири.

Работы молодых ученых и специалистов

- 76-80 **Крикунов В.В., Мосунов А.Ю., Шилов В.И.** Сравнительная физико-химическая характеристика нефтей пластов БВ₇ и БВ₈ Самотлорского месторождения.

*В «Вестнике недропользователя» №8 в «Содержании» была допущена техническая ошибка. Следует читать: Семикозов Е.П., Патер В.П., Димухаметов Р.Х., Булавина О.В. Редакция приносит свои извинения авторам.

Результаты исследований относительных фазовых проницаемостей разновозрастных продуктивных отложений Красноленинского месторождения

М.Ю.Зубков, В.В.Семенов (ОАО «СибНИИНП»), А.В.Пушин (ОАО «ТНК-Нягань»), О.И.Микулина (ООО «Сибгеоцентр»)

Ревизия данных относительных фазовых проницаемостей по нефти и воде разновозрастных продуктивных отложений Красноленинского месторождения показала, что результатов исследований явно недостаточно для построения адекватной гидродинамической модели этого месторождения, так как по некоторым объектам полностью отсутствует информация об их фазовых проницаемостях. К числу таких объектов относятся продуктивные отложения викуловской свиты Каменной и Ем-Еговской площадей, тюменской свиты тех же площадей, а также Талинской площади. Недостаточно полно изучены фазовые проницаемости по нефти и воде главного продуктивного объекта Талинской площади – шеркалинской свиты, в состав которой входят пласты ЮК₁₀₋₁₁, включая исследования фазовых проницаемостей как в горизонтальном, так и вертикальном направлениях.

Поэтому с целью создания необходимой петрофизической базы для разработки гидродинамической модели различных по возрасту продуктивных отложений Красноленинского месторождения проведены исследования их относительных фазовых проницаемостей по нефти и воде, анализ результатов которых приводится ниже.

Эксперименты по изучению относительных фазовых проницаемостей отложений **викуловской свиты** выполнены на образцах, отобранных в пределах Каменной и Ем-Еговской площадей по известным методикам [5,6]. Изучены два класса пород-коллекторов, имеющих абсолютную проницаемость по газу в интервалах 10-100 и 1-10 мД, соответственно. Первый класс пород-коллекторов представлен алевритистыми мелкозернистыми песчаниками, второй – алевролитами в большей или меньшей степени песчанистыми и глинистыми.

Фазовая проницаемость в самом высокопрони-

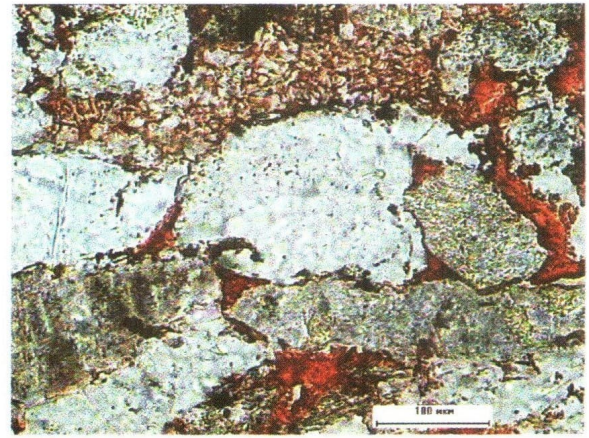
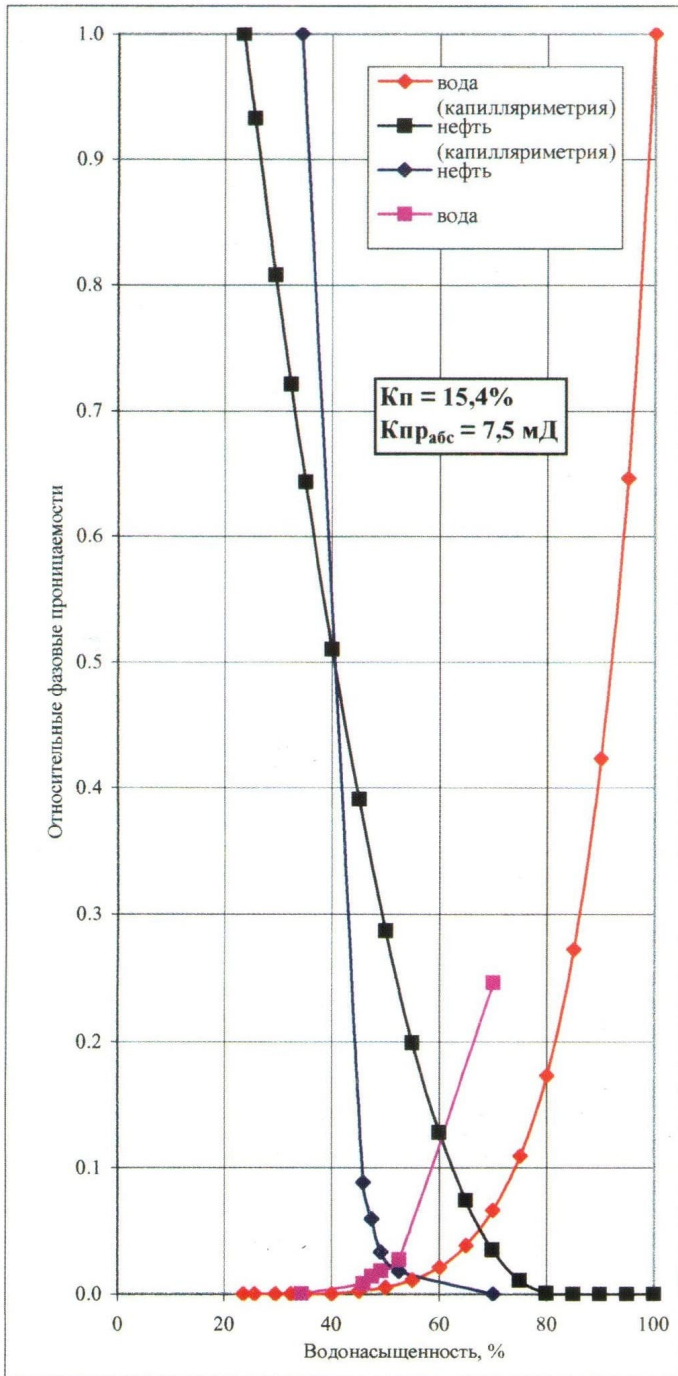
цаемом образце мелкозернистого алевритистого песчаника (абсолютная проницаемость по газу 101 мД) по нефти изменяется от 46.7 мД при остаточной водонасыщенности 31.1% до нуля при текущей водонасыщенности, равной 70.4%. По воде, наоборот, фазовая проницаемость увеличивается по мере роста величины текущей водонасыщенности от нуля до 3.47 мД при остаточной нефтенасыщенности образца, равной 29.6%. Точка равных относительных проницаемостей по нефти и воде находится на графике при значении насыщенности образца водой около 56.7%.

Известно, что основное влияние на фильтрационные свойства образцов оказывают параметры поровых каналов, присутствующих в них. Поэтому в прокрашенных смолой петрографических шлифах исследовалась структура порового пространства образцов, у которых определялись фазовые проницаемости по нефти и воде.

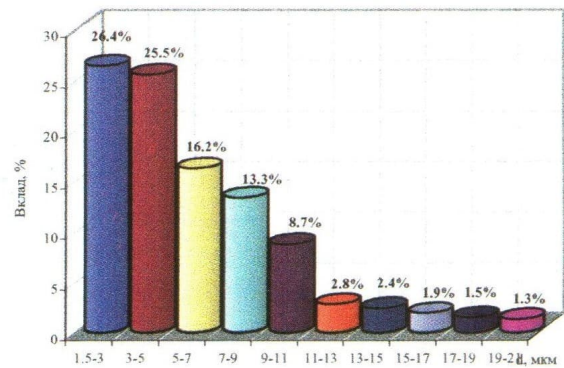
Анализ структуры порового пространства рассматриваемого центрального образца в прокрашенном петрографическом шлифе показал, что основная часть величин диаметров каналов, соединяющих поры между собой, лежит в пределах 1-7 мкм. Доля самых крупных каналов (диаметром более 10 мкм) составляет всего около 4.5%. Поры, имеющие диаметр менее 1 мкм, в шлифах не диагностируются. Ниже будет показано, что эти поры практически не участвуют в фильтрации, так как заняты остаточной водой.

Доля прокрашившихся пор в рассматриваемом образце близка к 30.2% от площади шлифа, причем чистые (свободные от глинистого материала) поры составляют около 6%, а поры, занятые глинистым цементом, соответственно, - 24.2% от площади шлифа. Тот факт, что поры, заполненные глинистым цементом, прокрасились, свидетельствует о наличии в них мелких каналов (между глинистыми частицами), по

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ



б

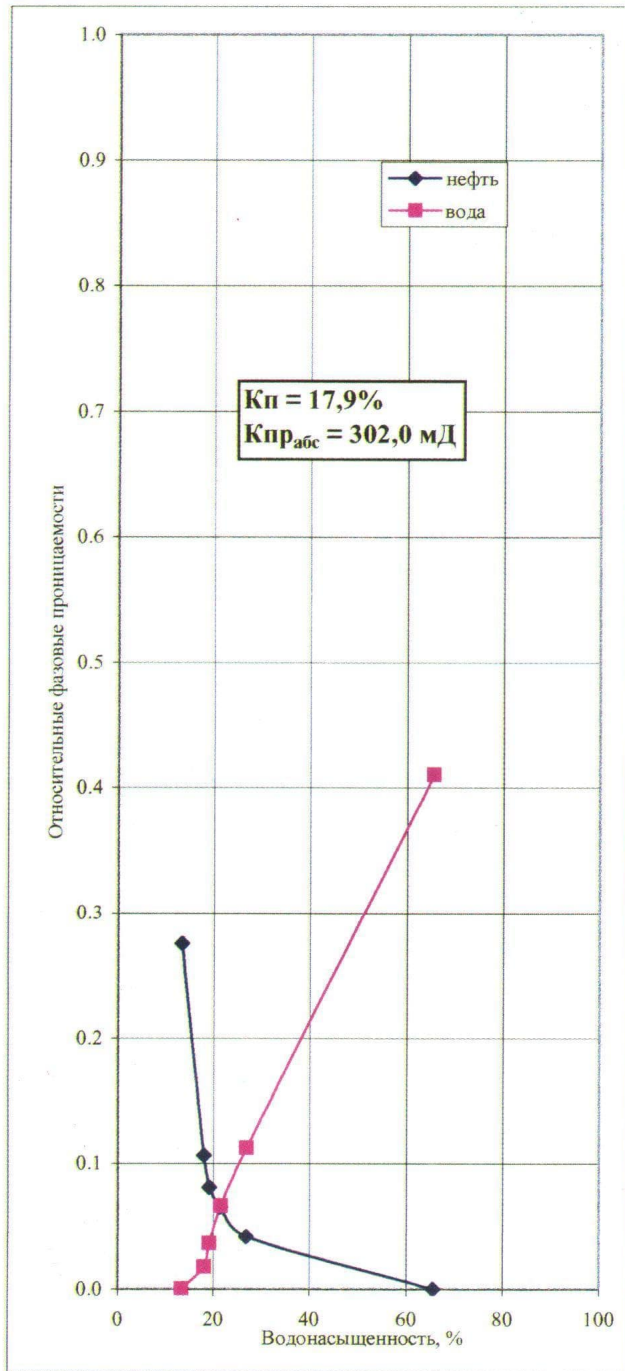


в

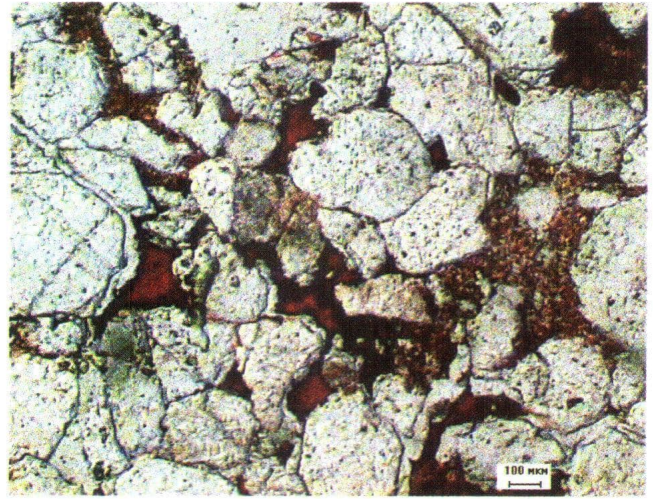


г

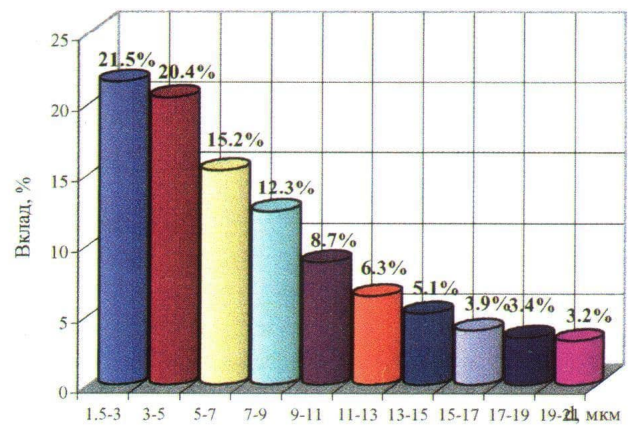
Рис.1. Результаты определения относительных фазовых проницаемостей для воды и нефти в стационарных условиях и расчетные кривые относительных фазовых проницаемостей, построенные по данным капилляриметрии ВНИГНИ (а), структура порового пространства в прокрашенном иллите (б), распределение диаметров каналов, соединяющие поры между собой (в), диаграмма (г), иллюстрирующая соотношение прокрашенных чистых и заполненных глинистым цементом пор (тюменская свита, Ем-Еговская площадь)



а



б



в



- Доля образца не прокрасившаяся смолой
- Доля чистых пор
- Доля пор занятых глинистыми минералами

г

Рис.2. Результаты определения относительных фазовых проницаемостей для воды и нефти в стационарных условиях (а), структура порового пространства в прокрашенном шифре (б), распределение диаметров каналов, соединяющих поры между собой (в), диаграмма (г), иллюстрирующая соотношение прокрасившихся чистых и заполненных глинистым цементом пор (шеркалинская свита, Талинская площадь)

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

которым произошло проникновение смолы в эти поры. Исследование структуры пустотного пространства этих пор с использованием растрового электронного микроскопа показало, что доля микроскопических пор, присутствующих между зернами и агрегатами глинистых минералов (представленных в основном поровым эпигенетическим каолинитом) в среднем 35-40 до 55-60%. Поэтому эта субмикроскопическая чистая пористость между глинистыми минералами составляет около 50% от объема этих пор. Следовательно, отмеченная чистая пористость в рассматриваемом образце примерно равна 12.1%, а суммарная доля чистых пор, имеющих как макро-, так и микро размеры составляет около 18.1%.

В прокрашенных шлифах исследуется только эффективная пористость, но есть поры, не занятые остаточной водой и имеющие крупные размеры каналов (диаметром около 1 мкм и больше). Их содержание можно сопоставить с данными определения пористости обычным способом (по методу Преображенского). Величина открытой пористости рассматриваемого образца, определенная этим методом, равна 25%. Доля пор, занятых остаточной водой, составляет 31.1% от общей пористости, поэтому эффективная пористость равна 17.2%. Полученное значение эффективной пористости на 1.1% выше величины того же параметра, оцененного по данным анализа прокрашенного шлифа.

Следует обратить внимание на то, что фильтрация флюидов в образцах осуществляется в основном именно по чистым порам.

Положение кривых относительных фазовых проницаемостей, полученное для образцов второго (низкопроницаемого) класса пород-коллекторов, заметно отличается от рассмотренных высокопроницаемых образцов. Так, в отличие от предыдущего образца, фазовая проницаемость по нефти (при остаточной водонасыщенности) низкопроницаемого алевролита такая же, как и по газу (9.76 мД), а по воде (при остаточной нефтенасыщенности) значительно меньше – всего 0.53 мД. Заметно сузилась область двухфазного течения потока (почти на 5% текущего значения водонасыщенности). Положение кривых сместилось вправо (в область более высоких значений текущей водонасыщенности).

Анализ структуры порового пространства образца в прокрашенном смолой петрографическом шлифе показал, что доля чистых (свободных от глинистого материала) пор в нем составляет всего 4.9%, а запол-

ненных глинистыми минералами – 29.7% от площади шлифа. Принимая, как и в предыдущем образце, величину субмикроскопической пористости в заполненных каолинитом порах, равной примерно 50%, получим суммарное значение эффективной емкости – 19.8%. Та же величина, полученная традиционным методом, составляет 19.5%. Основная часть каналов (80% от их суммарной площади) имеет диаметр 1.5-4 мкм, а самые крупные из них – 7-8 мкм, причем их доля составляет всего около 1% от суммарной площади всех каналов.

Исследования фазовых проницаемостей продуктивных отложений тюменской свиты проведены на образцах, отобранных в пределах Талинской и Ем-Еговской площадей. Отложения выделяются чрезвычайно низкими фильтрационно-емкостными свойствами, поэтому все подготовленные колонки попали в один класс пород-коллекторов (1-10 мД), представленных алевролитистыми мелкозернистыми песчаниками в различной степени глинистыми.

Самой высокой абсолютной проницаемостью характеризуется колонка, построенная из образцов тюменской свиты Талинского месторождения (12 мД). В рассматриваемой колонке в центральном образце фазовая проницаемость по нефти при остаточной водонасыщенности составила 4.2 мД, а по воде при остаточной нефтенасыщенности – всего 0.045 мД. Точка равных относительных проницаемостей по нефти и воде (точка пересечения фазовых кривых) лежит вблизи величины текущей водонасыщенности, равной 59%. Следует обратить внимание на то, что величина фазовой проницаемости по нефти при остаточной водонасыщенности почти на два порядка превышает таковую по воде при остаточной нефтенасыщенности. Ширина области двухфазного течения составляет 33% по величине текущей водонасыщенности.

Основная часть каналов, присутствующих в образце, имеет диаметр от 1.5 до 5 мкм (62% от их суммарной площади). Самые крупные каналы, встреченные в шлифе, достигают 12-13 мкм, однако их доля мала – всего 2.6% от их общей площади (рис. 4в).

Продуктивные отложения тюменской свиты Ем-Еговской площади представлены более низкопроницаемыми разновидностями пород-коллекторов. Несмотря на невысокие фильтрационные свойства рассматриваемого в качестве примера образца, его фазовая проницаемость по нефти (при остаточной водонасыщенности) всего в 1.3 раза ниже абсолютной (по газу), а по воде (при остаточной нефтенасыщенности)

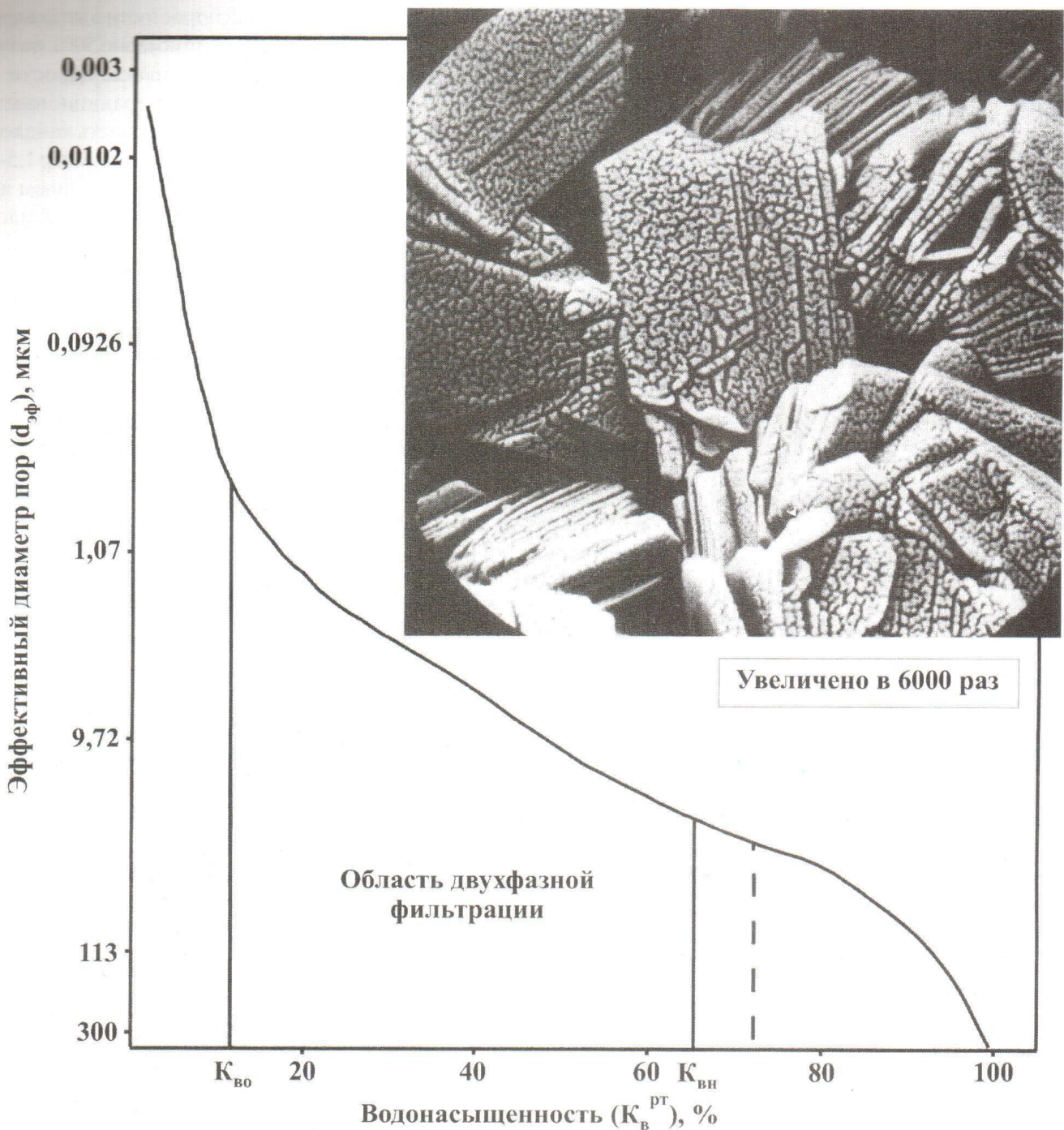


Рис.3. Кумулятивная кривая распределения поровых каналов по размерам для образца с предыдущего рисунка, построенная по результатам ртутной порометрии; на врезке приведена фотография РЭМ, на которой хорошо видна специфическая микроструктура эпигенетического диккитоподобного каолинита, обусловленная присутствием на нем тонких пленок метаморфизованного битумоида (шеркалинская свита, Талинская площадь)

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

в 5 раз меньше абсолютной проницаемости. Обращает на себя внимание также довольно низкая величина остаточной водонасыщенности (34.3%), что является необычным для образца с плохими коллекторскими свойствами (рис. 1а). Точка пересечения кривых относительных фазовых проницаемостей по нефти и воде находится при значении текущей водонасыщенности, равной 51%. Течение нефтяной фазы в составе двухфазного потока прекращается при значении водонасыщенности, равном 70.1%. То есть область двухфазного потока составляет около 30% по величине текущей водонасыщенности.

На этом же рисунке для сравнения приведены кривые относительных фазовых проницаемостей, построенные на основе результатов капилляриметрических исследований того же образца, выполненных во ВНИГНИ. Экспериментальная и расчетная кривые заметно отличаются друг от друга (см. рис. 1а). Различия касаются положения точек, отвечающих величине начальной и остаточной водонасыщенности (примерно на 10%) и места пересечения кривых относительных фазовых проницаемостей (примерно на 18% величины текущей водонасыщенности). Не вдаваясь в подробности объяснения причин различий между положением кривых относительных фазовых проницаемостей, полученных экспериментальным и расчетным способами, отметим, что различия между ними слишком значительны, что ставит под сомнение возможность использования кривых относительных фазовых проницаемостей для гидродинамических расчетов.

Анализ структуры порового пространства рассматриваемого образца в прокрашенном смолой шлифе показал, что доля чистых открытых пор в нем составляет примерно 6.7% от площади шлифа, а пор, заполненных глинистым цементом (представленным эпигенетическим каолинитом), – около 14% (рис. 1б,г). Суммарная доля чистых (эффективных) пор различного размера приблизительно равна 13.7%, что на 3.6% больше эффективной пористости, определенной обычным способом.

Основная часть каналов, соединяющих поры друг с другом, имеет диаметр, изменяющийся в пределах 1.5-9 мкм. Самые крупные каналы, встреченные в этом образце, имеют диаметр около 19-21 мкм, однако их доля от общей площади всех каналов не превышает 1.3% (рис. 1в).

С целью построения более адекватной гидродинамической модели разрабатываемых отложений **шер-**

калинской свиты (пласты ЮК₁₀₋₁₁) исследовались фазовые проницаемости образцов не только вдоль на-слоения осадков, но и в перпендикулярном к слоистости направлении.

Продуктивные отложения шеркалинской свиты резко отличаются по литологическому составу от ранее рассмотренных вышележающих осадков. Они представлены грубозернистыми осадками (крупнозернистыми песчаниками, часто с заметной примесью гравелитовой фракции). Кроме того, отложения явно претерпели интенсивные вторичные преобразования, включая проработку высокотемпературными кислотами, вероятно, с высоким окислительным потенциалом гидротермальными флюидами [2].

Самый высокопроницаемый образец (ориентированный параллельно к слоистости) с абсолютной проницаемостью 302 мД резко отличается от всех других образцов положением кривых относительных фазовых проницаемостей (рис. 2а). Обращает на себя внимание низкая величина фазовой проницаемости образца по нефти при остаточной водонасыщенности (в 6.7 раз меньше абсолютной проницаемости по газу) и, напротив, высокое значение фазовой проницаемости по воде при остаточной нефтенасыщенности, которая, в отличие от всех других образцов, превышает фазовую проницаемость по нефти в 1.5 раза. Поэтому для рассматриваемого образца при расчетах относительных фазовых проницаемостей за базовую принималась проницаемость по воде при 100%-ной насыщенности образца водой.

Величина остаточной водонасыщенности в образце составляет всего 13.3%, а точка пересечения фазовых кривых располагается вблизи величины текущей водонасыщенности, равной 21% (см. рис. 2а). Напротив, в отличие от других образцов, в нем установлено самое высокое значение остаточной нефтенасыщенности – 34.4%.

Для того чтобы установить причины, обусловившие столь необычные свойства рассматриваемого образца, были проведены детальные исследования его вещественного состава и петрофизических свойств.

Анализ гранулометрического состава показал, что образец представляет собой грубозернистый среднесортированный ($S_0 = 2.42$) песчаник с медианным размером зерен, равным 0.44 мм. Обломочная его часть имеет преимущественно кварцевый состав (около 90%), остальное – зерна метаморфических пород (кварциты и кварц-серицитовые сланцы), обломки щелочных полевых шпатов и небольшое количество

лейст слюд, которые часто перемяты окружающими их обломочными зернами.

Глинистые минералы представлены практически одним поровым хорошо окристаллизованным каолинитом с диккитоподобной высокоупорядоченной кристаллической структурой. Из остальных глинистых минералов в небольшом количестве (примеси) присутствует лишь гидрослюда, другие разновидности глинистых минералов полностью отсутствуют.

Исследование структуры порового пространства с помощью ртутного поромера показало, что медианный диаметр пор в образце составляет 11.2 мкм, а размеры пор, включающих основной объем его пустотного пространства, варьируют в пределах 0.84-69 мкм (рис.3). Доля пор, имеющих диаметр менее 0.2 мкм, составляет около 8.5% от всех пор, а менее 2 мкм – 22.7%. То есть поры или, вернее, каналы, соединяющие их, имеют довольно большие размеры. Отметим, что точка изгиба на кумулятивной кривой между очень мелкими порами и порами среднего размера практически совпадает с величиной остаточной водонасыщенности (см.рис.2а и 3). Область двухфазной фильтрации заканчивается при значении текущей водонасыщенности, равном 65.6%, а точка перегиба на кумулятивной кривой эффективных диаметров пор (обозначена пунктиром) расположена правее (при значении K_v , равном 73%).

Таким образом, если объем самых мелких пор соответствует величине остаточной водонасыщенности, то объем самых крупных пор приблизительно (в рассматриваемом случае с точностью до 7.4%) соответствует величине остаточной нефтенасыщенности, что соответствует условиям однофазного течения воды. Если следовать логике приводимых рассуждений, получается, что двухфазное течение флюида происходит по порам и соединяющим их каналам, имеющим средние размеры от >1-2 до 40-60 мкм. Более крупные поры оказываются заполненными остаточной нефтью (см.рис.3). Поэтому в образцах, содержащих большое количество крупных пор (обычно это высокопроницаемые образцы), должно быть высокое содержание остаточной нефти.

Исследование структуры порового пространства рассматриваемого образца в прокрашенных петрографических шлифах показало, что основная часть эффективных пор, присутствующих в нем, чистая (10.5% от площади шлифа), а доля пор, заполненных эпигенетическим каолинитом, составляет около 9.6% от площади шлифа (рис.2б,г). Следовательно, суммар-

ная величина эффективной емкости образца приблизительно равна 15.3%, что всего на 0.2% ниже той же величины, определенной стандартным способом. Более половины всех каналов, присутствующих в образце (57% от их общей площади) имеют диаметр от 1.5 до 7 мкм. Каналы диаметром до 19-20 мкм составляют всего 3.2% от их суммарной площади (рис.2в).

Анализ величины удельной поверхности рассматриваемого образца показал, что она незначительна и составляет всего 2.24 м²/г или 7.1 м²/см³, что немного ниже средних значений рассматриваемого параметра для продуктивных отложений шеркалинской свиты.

Проведенный анализ литологического и гранулометрического состава, а также структуры порового пространства рассматриваемого образца не позволил установить явных отличий от других образцов, отобранных из этих же отложений. Поэтому было сделано предположение о том, что выявленные особенности поведения кривых относительных фазовых проницаемостей связаны с особым состоянием поверхности пор.

С целью проверки сделанного предположения проведены исследования по оценке степени гидрофобности представленного образца. Анализировалась смачиваемость по известной методике, предложенной Аммотом (1959). Коэффициент гидрофильности, определяемый по этому методу, изменяется от 0 (для гидрофобных пород) до 1 (для гидрофильных образцов). Рассматриваемый образец среди других выделяется минимальным коэффициентом гидрофильности 0.018, при средних значениях этого параметра для образцов, отобранных из других скважин, варьирующим в пределах 0.386-0.800.

Была выдвинута гипотеза о том, что гидрофобные свойства этого образца обусловлены наличием на поверхности обломочных зерен и глинистого цемента тонких пленок органического вещества [4]. Чтобы ее проверить, с помощью растрового электронного микроскопа (РЭМ) исследована микроструктура поверхности обломочных зерен и порового эпигенетического каолинита (диккита). Оказалось, что действительно на поверхности эпигенетического порового каолинита (диккита) обнаружены тонкие пленки сильно метаморфизованных битумоидов, обладающих специфической микроструктурой (см.рис.3), описанной в работе [1].

В рассматриваемом образце гидрофобные свой-

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

ства частично сохраняются даже после его исчерпывающей экстракции спиртобензольной смесью. Следовательно, эти пленки чрезвычайно прочно прикреплены к поверхности минералов. Воздействие высоких температур на продуктивные отложения [2] вызывает графитизацию структуры исходного органического материала и образование пленок графита, что экспериментально доказано в работе, выполненной в ИГиГ СО АН СССР (Соболев, Шведенков, 1990). Скорее всего, именно образование на поверхности обломков и глинистых минералов пленок графита наиболее эффективно гидрофобизирует их поверхность. Кроме того, графит совершенно нерастворим в органических растворителях, поэтому даже продолжительная экстракция не позволяет вернуть гидрофильные свойства образцам, подвергшимся гидротермальному воздействию.

Таким образом, именно благодаря гидрофобным свойствам поверхности пор и связывающих их каналов, образец обладает необычными, по сравнению с другими образцами, фазовыми проницаемостями по нефти и воде (см. рис. 2а).

Следующий образец также представляет собой грубозернистый песчаник с гораздо более низкой величиной абсолютной проницаемости (65 мД). Этот образец высверлен перпендикулярно по отношению к слоистости для исследования формы кривых относительных проницаемостей при моделировании вертикальной фильтрации. Его фазовая проницаемость по нефти лишь немного ниже его абсолютной проницаемости и составляет 54 мД при остаточной водонасыщенности, равной 14.8%. Точка равных относительных проницаемостей (место пересечения кривых относительных фазовых проницаемостей) лежит вблизи значений текущей водонасыщенности, равной 46%. Фильтрация нефти прекращается при содержании воды в продукте около 75%.

Анализ структуры порового пространства образца показал, что доля чистых (свободных от глинистого цемента) пор составляет 7% от площади шлифа, а поры, заполненные глинистыми минералами, занимают 14% от площади шлифа. Эффективная емкость образца примерно равна 14%, что на 0.8% выше этого же параметра, определенного стандартным методом. Почти 63% от площади всех каналов, присутствующих в образце, занимают поры диаметром от 1.5 до 7 мкм. Самые крупные каналы (диаметр 19-20 мкм) составляют всего 2.4% от их суммарной площади.

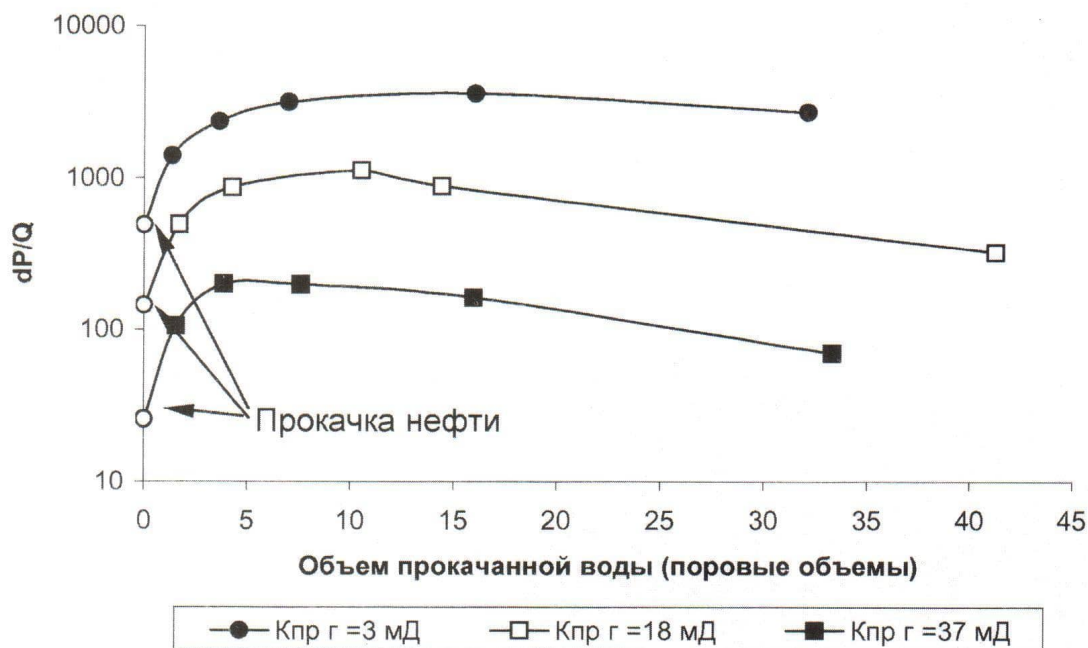
Далее следует образец, высверленный параллель-

но слоистости. Он имеет более низкие фильтрационные характеристики, чем предыдущие, причем его фазовая проницаемость по нефти почти в 25 раз ниже, чем по газу, а по воде (при остаточной нефтенасыщенности) – в 242 раза. Скорее всего, столь значительное отличие проницаемости по жидкости от таковой по газу объясняется тем, что в нем присутствуют микротрещины, ориентированные субгоризонтально, которые при создании эффективного давления сжимаются и их раскрытость резко уменьшается. Действительно, проведенное нами тектонофизическое моделирование формирования основных типов структур, встречаемых в осадочном чехле Западно-Сибирской плиты, показало, что в прогибах (к одному из которых приурочены отложения шеркалинской свиты) вполне возможно возникновение трещиноватости, ориентированной субгоризонтально [3].

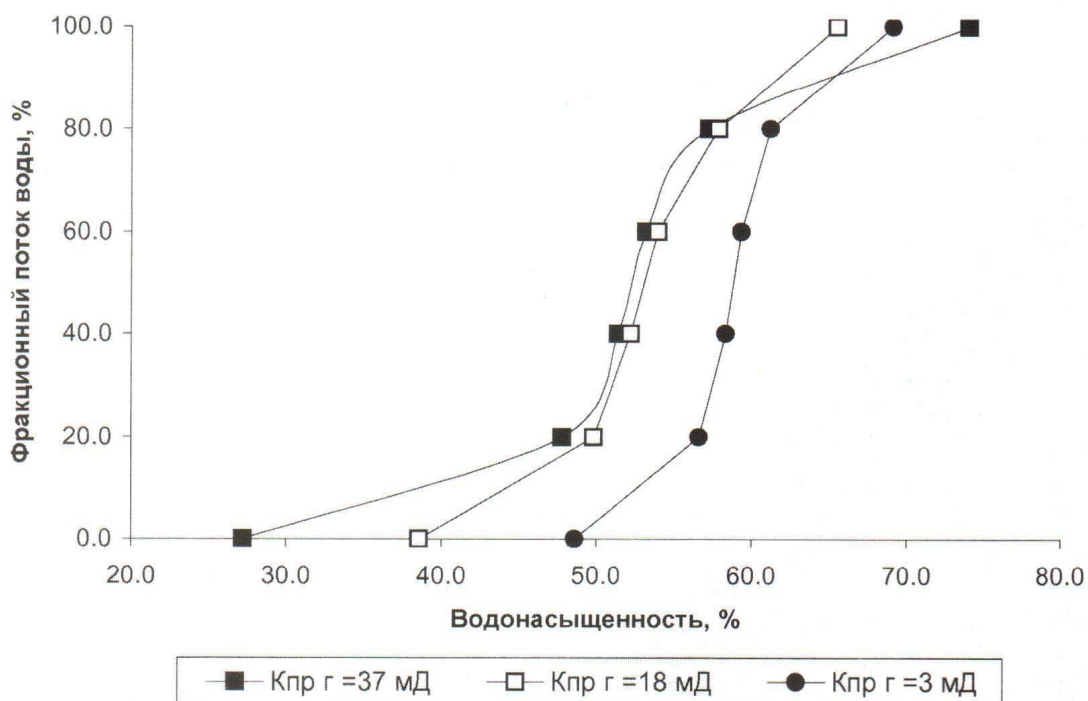
Этот образец имеет гораздо более высокую величину остаточной водонасыщенности (24.4%). Точка пересечения фазовых кривых лежит вблизи значения текущей водонасыщенности, равной 56.2%. Течение нефти в двухфазном потоке прекращается при достижении значения текущей водонасыщенности, равной 76%.

Анализ структуры порового пространства образца показал, что доля эффективных чистых пор в нем составляет всего около 3.3% от площади шлифа, а заполненных глинистым материалом – 9.4% от площади шлифа. Таким образом, суммарная величина эффективной чистой пористости в образце приблизительно равна 9% от площади шлифа, что всего на 0.7% выше того же параметра, определенного стандартным способом. Основная часть поровых каналов, соединяющих поры друг с другом, имеет диаметр от 1.5 до 7 мкм (68% от их суммарной площади). Доля самых крупных каналов диаметром 19-21 мкм составляет всего 1% от суммарной площади всех каналов.

При моделировании процесса вытеснения нефти водой продуктивных пластов большой интерес представляет анализ изменения фильтрационного сопротивления ($FC = dP/Q$, где dP – разность давлений на входе и выходе образца, Q – суммарный расход нефти и воды) пород-коллекторов различных классов, входящих в их состав в зависимости от объема прокачанной через них воды, а также изменение фракционного потока вытесняемого флюида в зависимости от величины текущей водонасыщенности. Анализ этих зависимостей на примере образцов, отобранных из отложений викуловской свиты Каменной площади,



а



б

Рис. 4. Изменение фильтрационного сопротивления пласта (dP/Q) в зависимости от объема прокачиваемой воды (а) и зависимость фракционного потока воды от величины текущей водонасыщенности (б)

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

имеющих различные фильтрационные характеристики, позволил выявить ряд важных закономерностей (рис.4).

При прокачке воды в количестве 1.35–1.70 порового объема у образца с низкой проницаемостью (3 мД) ФС увеличивается в 13.3 раза относительно ФС образца с высокой проницаемостью (37 мД), в то время как у образца со средней проницаемостью (18 мД) эта величина возрастает в 4,7 раза (также по отношению к образцу с высокой проницаемостью). При максимальных значениях ФС это соотношение возрастает в 18.6 и 5.7 раза соответственно у образцов с низкой и средней проницаемостью.

Таким образом, результаты, полученные при фазовых исследованиях образцов пород-коллекторов пласта ВК Каменного месторождения нефти, дают основание предположить, что пропластки коллектора с малой проницаемостью могут «заблокироваться» при добыче нефти методом заводнения и промывка пласта будет осуществляться по крупным поровым каналам. Повышение давления в нагнетательной скважине может привести к микрогидроразрыву существующих крупных поровых каналов. Кроме того, при прорыве воды в добывающую скважину в результате увеличения ФС пласта может резко снизиться дебит как нефти, так и воды.

Пиковое значение ФС пласта наступает у коллекторов с большей проницаемостью при относительно малом объеме прокачки воды и, напротив, у образцов с малой проницаемостью это значение достигается при относительно большем объеме прокачки воды.

Рис.4б иллюстрирует динамику заводнения пласта. Согласно приведенным графикам, относительно «безводный» этап добычи максимального количества нефти наблюдается у образцов с высокой проницаемостью – 20,6%, минимального – у образцов с низкой проницаемостью – 8,0%.

Выводы

1. Продуктивные отложения викуловской свиты Каменной и Ем-Еговской площадей представлены самыми гидрофильными из всех рассмотренных пород-коллекторов. В зависимости от литологического типа пород, входящих в состав отложений викуловской свиты (алевритистые песчаники или песчаные алевролиты), значительно изменяются величины фазовых проницаемостей по нефти и воде, а также форма, расположение кривых относительных фазовых проница-

емостей, включая и положение точки их пересечения.

2. В целом для рассматриваемых отложений, как и для более древних (юрского возраста), отмечается закономерное смещение вправо (в сторону больших значений текущей водонасыщенности) кривых относительных фазовых проницаемостей по мере ухудшения их фильтрационно-емкостных свойств. Установленный факт позволяет предположить, что по мере вытеснения нефти водой и обводнения пласта должно происходить последовательное прекращение течения нефти (при продолжающейся однофазной фильтрации воды) сначала в более проницаемых пропластках, а затем в менее проницаемых при близком гидравлическом сопротивлении пласта.

3. Сопоставляя полученные данные фазовых проницаемостей по нефти и воде продуктивных отложений тюменской свиты Ем-Еговской и Талинской площадей, следует отметить, что они заметно отличаются друг от друга. Так, относительные фазовые проницаемости продуктивных отложений тюменской свиты Талинской площади по нефти и воде гораздо ниже, чем одновозрастные отложения Ем-Еговской площади, а фазовые кривые и точки их пересечения для образцов, отобранных в пределах первой площади, расположены правее (в области более высоких значений текущей водонасыщенности), чем для отобранных в пределах второй. Этот факт может объясняться, во-первых, более сложной структурой порового пространства образцов Талинской площади и, во-вторых, - более гидрофильным состоянием поверхности пор и каналов в них.

4. Сопоставление фазовых проницаемостей по нефти и воде образцов, ориентированных параллельно и перпендикулярно по отношению к слоистости, отобранных из отложений шеркалинской свиты (пласт ЮК₁₀) Талинской площади, показало, что между ними имеются значительные различия. Они заключаются в том, что цилиндры, высверленные параллельно по отношению к слоистости, имеют гораздо более низкие фазовые проницаемости по нефти и воде по сравнению с таковыми, имеющими перпендикулярную ориентировку по отношению к слоистости. Отмеченный феномен может быть объяснен тем, что породы-коллекторы шеркалинской свиты наряду с межгранулярной обладают трещинной проницаемостью, которая ориентирована субпараллельно по отношению к слоистости. Поэтому при создании нагрузки на образец трещины сжимаются, что приводит к резкому уменьшению фазовых проницаемостей образцов по обоим

флюидам. Наличием субгоризонтальной трещиноватости в рассматриваемых отложениях можно объяснить их резкую изменчивость по продуктивности при близком вещественном и гранулометрическом составе.

5. Высокая фазовая проницаемость по воде (при остаточной нефтенасыщенности) одного из образцов, отобранного из пласта ЮК₁₀, и необычное расположение фазовых кривых объясняются гидрофобизацией поверхности пор и соединяющих их каналов, что, в свою очередь, связано с наличием на поверхности обломков и глинистого цемента тонких пленок сильно метаморфизованных битумоидов и, вероятно, графита. Описываемые разновидности пород-коллекторов в составе продуктивных пластов чрезвычайно осложняют процесс их разработки, так как по ним происходит быстрый прорыв вод, закачиваемых в пласт с целью поддержания пластового давления.

6. Сопоставление структуры порового пространства и величины текущей водонасыщенности в рассматриваемом (гидрофобном) образце, выполненное на основе порометрических исследований, показало, что величина $K_{во}$ совпадает по величине с объемом самых мелких пор, присутствующих в образце (диаметром около 1 мкм и меньше). Область двухфазного течения (по значениям текущей водонасыщенности) с высокой степенью достоверности совпадает с объемом пор, имеющих средние размеры (от 1-2 до 40-60 мкм). Доля пустотного пространства образца, представленная более крупными порами, соответствует объему, занятому остаточной нефтью ($K_{но}$).

7. Сопоставление результатов исследований фазовых проницаемостей образцов и структуры их порового пространства с использованием прокрашенных смолой петрографических шлифов позволило установить надежные связи между величиной эффективной емкости, определенной стандартным методом и в шлифах. Наиболее надежная связь отмечается между фильтрационными характеристиками образцов и соотношением диаметров каналов, присутствующих в них. Поскольку крупные поры и каналы хорошо видны в прокрашенных смолой шлифах, то по результатам определения их площади можно прогнозировать величину остаточной нефтенасыщенности ($K_{но}$) образцов.

8. С целью получения объективных данных для гидродинамических расчетов при исследовании фазовых потоков нефти и воды необходимо моделиро-

вать пласты (пропластки) с различной проницаемостью на одной установке с помощью параллельных кернодержателей с равным избыточным входным давлением.

Литература

1. Зубков М.Ю., Федорова Т.А. Преобразование микроструктуры органического вещества по мере его катагенетической эволюции. // Литология и полезные ископаемые. - 1989. - № 5. - С. 71-79.

2. Зубков М.Ю., Дворак С.В. и др. Гидротермальные процессы в шеркалинской пачке Талинского месторождения (Западная Сибирь). // Литология и полезные ископаемые. - 1991. - № 3. - С. 122-132.

3. Зубков М.Ю., Бондаренко П.М. Прогноз зон вторичной трещиноватости на основе данных сейсморазведки и тектонофизического моделирования. // Геология нефти и газа. - 1999. - № 11-12. - С. 31-40.

4. Некоторые причины гидрофобизации коллекторов. / Зубков М.Ю., Сотникова Г.П., Прямоносова И.А. и др. // Нефтяное хозяйство. Деп. рук. № 1870. - 1990. - 17 с.

5. Нефть. Метод определения фазовых проницаемостей в лабораторных условиях при стационарной фильтрации. // Отраслевой стандарт Миннефтепрома. ОСТ 39-235-89/ Исполнители: Ковалев А.Г., Кузнецов А.М., Юрчак В.П. и др. - М.: Миннефтепром. - 1989. - 36 с.

6. Фазовые проницаемости коллекторов нефти и газа. / Добрынин В.М., Ковалев А.Г., Кузнецов А.М. - М.: ВНИИОЭНГ. - 1988. - 56 с.