

УДК [552.08:53+551.762](571.1)

Р.А. Хамидуллин<sup>1</sup>, Г.А. Калмыков<sup>2</sup>, Д.В. Корост<sup>3</sup>, Н.С. Балущкина<sup>4</sup>, А.И. Бакай<sup>5</sup>

## ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫЕ СВОЙСТВА ПОРОД БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ

Работа посвящена интерпретации результатов комплексных лабораторных петрофизических исследований образцов ядра пород баженовской свиты из нескольких скважин на месторождениях Западной Сибири. Основная цель исследований — сравнение и обоснование результатов анализов, полученных разными методами определения петрофизических свойств пород, что необходимо для выявления наиболее корректной и применимой к породам баженовской свиты методики комплексных петрофизических исследований.

*Ключевые слова:* баженовская свита, емкостные свойства, коэффициент пористости, коэффициент проницаемости, сланцы, кремнистые породы, глинистые силициты.

The work is devoted to interpretation of results received from a wide complex of laboratory petrophysical investigations of the Bazhenov formation rocks collected from the core in several fields in Western Siberia. The main goal is comparison and substantiation of evaluation results received from using of different methodologies of petrophysical rock properties measurements. It is necessary for identification of the most adequate and applicable methodology of petrophysical investigations realization for the Bazhenov formation.

*Key words:* bazhenov formation, reservoir properties, coefficient of porosity, coefficient of permeability, shales, siliceous rocks, clay silicites.

**Введение.** В настоящее время на территории Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна геолого-разведочные работы ориентированы не только на доразведку уже открытых месторождений и поиск новых перспективных структур, но и на поиск залежей углеводородных флюидов в нетрадиционных объектах. Один из таких объектов — отложения баженовской свиты и ее аналогов, выделяемые как баженовский горизонт. Первые притоки нефти из пласта Ю<sub>0</sub> баженовской свиты получены в конце 1960-х гг. Огромная площадь распространения (свыше 1 млн км<sup>2</sup>), а также на первый взгляд слабая литологическая изменчивость отложений способствовали формированию представлений о региональной продуктивности баженовской свиты с большим количеством сосредоточенных в ней запасов. На тот момент геологические запасы нефти оценивались в 1,0 трлн т. Высокая оценка запасов послужила толчком к исследованию баженовской свиты не только как основной нефтематеринской свиты, но и как нетрадиционного коллектора.

Отложения баженовской свиты существенно отличаются от обычных осадочных пород как по составу, так и по физическим свойствам. Петрофи-

зические исследования ядра баженовской свиты из разных месторождений показали, что в разрезе присутствуют порово-трещинные и трещинные коллекторы, которые характеризуются прежде всего сильной изменчивостью фильтрационно-емкостных свойств по площади распространения свиты. Большинство пластов обладает низкими пористостью (1–2%) и проницаемостью (<0,1 мД). Но в разрезах некоторых скважин встречаются прослой с коэффициентом пористости, достигающим до 16%.

Стандартные подходы к интерпретации принято в нашей стране комплекса промысловой геофизики практически не позволяют количественно оценивать состав и фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов. Поэтому чрезвычайно актуально привлечение новых методов, которые позволяют количественно определять минерально-компонентный состав исследуемых пород и повышать точность определения их емкостных свойств, эффективной пористости и проницаемости, а также разработку новых подходов к интерпретации материалов, получаемых с их помощью.

Задачу определения эффективной пористости и коэффициента нефтегазонасыщенности осложняет

<sup>1</sup> Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, геологический факультет, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, науч. с., магистр геологии; *e-mail:* khra@geol.msu.ru

<sup>2</sup> Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, геологический факультет, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, ст. науч. с., доцент, канд. техн. н.; *e-mail:* gera64@mail.ru

<sup>3</sup> Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, геологический факультет, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, науч. с., канд. геол.-минер. н.; *e-mail:* dkorost@mail.ru

<sup>4</sup> Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, геологический факультет, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, инженер, канд. геол.-минер. н.; *e-mail:* natalybal@gmail.com

<sup>5</sup> Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, геологический факультет, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, магистрант; *e-mail:* aleksandr-bakay@yandex.ru

то, что породы баженовской свиты содержат большое количество керогена, а минеральная фаза состоит из кремнезема, глинистых минералов, пирита, альбита, карбонатных минералов, набор которых хотя и можно определить при изучении зерна, но необходимо установить их долевое соотношение в разрезе конкретной скважины. Таким образом, к основным факторам, которые следует учитывать при определении пористости, относятся сложный минералогический состав пород, глинистость, высокое содержание органического вещества (до 40% по массе).

Существующие методики выделения коллекторов и оценки их фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) по комплексу геофизических исследований скважин (ГИС) не опираются на детальные исследования состава пород баженовской свиты. Такая ситуация объясняется попыткой усреднить накопленную информацию о коллекторах в баженовской свите в целом для всего Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна, не всегда подтверждая ее реальными исследованиями зерна на конкретном объекте. В статье представлены результаты исследований зерна в нескольких районах, позволяющие интерпретировать данные, полученные с помощью комплекса ГИС, для оценки фильтрационно-емкостных свойств пород баженовской свиты.

**Материалы и методы исследований.** Объектом исследования послужил баженовский горизонт, распространенный в зонах сочленения Фроловской мегавпадины с Красноленинским сводом и Салымским мегавалом [Шпильман, 2004], в дальнейшем эти зоны условно обозначены как западная и восточная соответственно. Здесь баженовская свита является не только основной нефтематеринской толщей, но и продуктивной толщей с высокими дебитами нефти.

Основная сложность в изучении коллекторских свойств баженовской свиты связана с нетрадици-

онным вещественным составом терригенных коллекторов.

В породах баженовской свиты концентрация органического вещества (ОВ) варьирует от 2 до 60% (в среднем 15%), биогенного кремнезема и карбонатов — от 7 до 85% (в среднем 60%), глинистых минералов — от 2 до 27% (в среднем 20%), пирита — от 1 до 5% (в среднем 2,5%) [Афанасьев и др., 2010].

Наличие в породе большого количества ОВ вызывает определенные сложности при определении пористости пород. Использование спиртобензольной смеси или хлороформа приводит к экстрагированию как свободной нефти, так и растворимой части ОВ, поэтому методика измерения пористости после экстракции органическим растворителем завышает значение пористости и как следствие проницаемости пород баженовской свиты.

Дополнительные сложности при измерении и оценке коллекторских свойств связаны с весьма неравномерным распределением пород с высокими и низкими ФЕС по разрезу баженовской свиты. На территории исследования их высокими значениями характеризуются пласты радиоляритов, в которых формирование пустотного пространства связано с выщелачиванием радиолярий (рис. 1). Глинисто-кремнистые тонкослоистые породы, преобладающие в разрезе баженовской свиты, имеют низкие фильтрационно-емкостные свойства (рис. 1).

Цель исследований — обоснование оптимальной методики определения пористости и проницаемости. В задачи исследований входило определение фильтрационно-емкостных характеристик разреза и сравнение ФЕС пород, определенных на естественных и экстрагированных образцах.

Выполнен широкий комплекс лабораторных исследований, включавший измерение открытой пористости по газу ( $K_{п,газ}$ ), открытой пористости по керо-

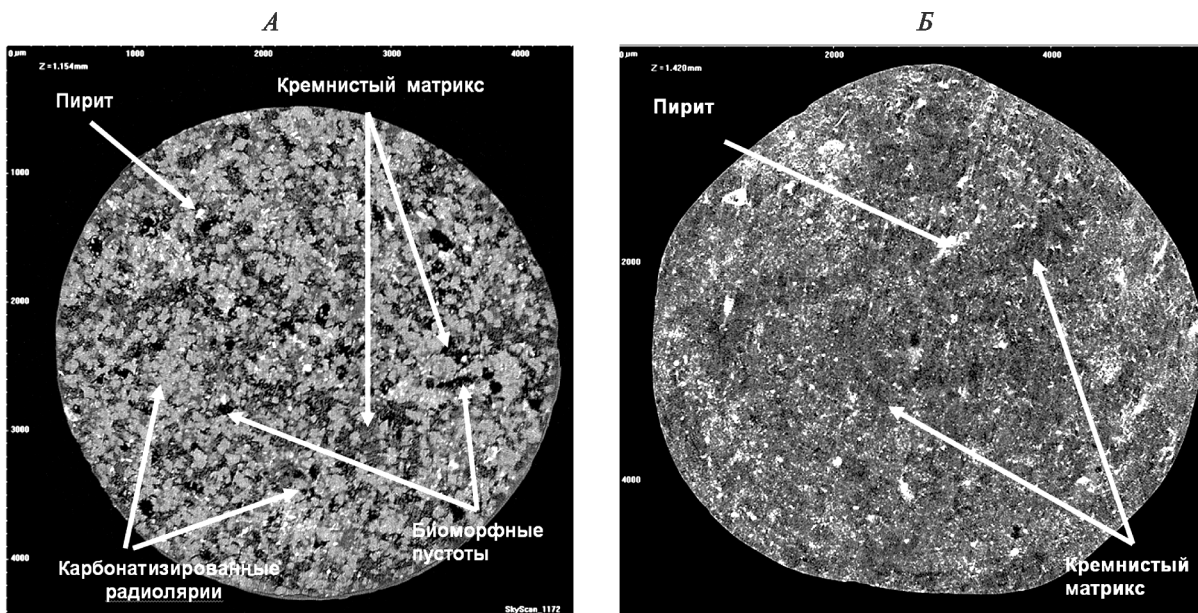


Рис. 1. Плотностное рентгеновское сечение образца породы с высокими (А) и низкими (Б) фильтрационно-емкостными свойствами

сину ( $K_{пкер}$ ), абсолютной газопроницаемости ( $K_{пп}$ ), удельного электрического сопротивления (УЭС), открытой пористости по воде ( $K_{пвода}$ ).

Исследования проводили на коллекции из 45 и 442 стандартных цилиндрических образцов горных пород баженовского горизонта длиной и диаметром 30 мм, представленных отложениями из зон сочленения Фроловской мегавпадины с Красноленинским сводом (западная зона) и Салымским мегавалом (восточная зона). В западной зоне образцы отобраны из керна двух скважин на одной площади. Из восточной зоны цилиндрические образцы отобраны из керна пяти скважин, расположенных на разных площадях и на разном удалении одна от другой. Скважины приурочены к разным палеотектоническим и палеофациальным зонам.

Породы баженовской свиты характеризуются высоким содержанием углеводов в пустотном пространстве. Стандартного комплекса петрофизических исследований в данном случае недостаточно. Для более детальной и корректной характеристики петрофизических свойств пород баженовской свиты исследования выполнены поэтапно, полученные результаты проанализированы при разном насыщении пустотного пространства горных пород (естественное насыщение углеводородами, насыщение керосином, насыщение минерализованной водой).

Первый этап заключался в изготовлении цилиндрических образцов и определении их ФЕС (открытая пористость по газу и абсолютная газопроницаемость), удельного электрического сопротивления на естественных образцах.

Второй этап включал насыщение пустотного пространства горных пород керосином и последующее определение открытой пористости в лабораторных условиях на естественных образцах.

На следующем этапе органическое вещество, заключенное в пустотном пространстве горных пород, экстрагировали органическим растворителем, а затем определяли ФЕС (открытая пористость по газу и абсолютная газопроницаемость), затем экстрагированные образцы насыщали керосином с последующим определением открытой пористости.

Четвертый этап заключался в очистке (экстракции) пустотного пространства горных пород органическим растворителем от керосина, последующем насыщении образцов горных пород минерализованной водой и определении открытой пористости в лабораторных условиях.

Исследования начинались с механической обработки кернового материала, которая проводилась с помощью алмазного режущего и сверлящего инструмента согласно [ГОСТ 26450.0-85, 1985].

Обработанные образцы очищали от содержащихся в них углеводов спиртобензольной смесью в соотношении 1:2 для образцов из западной зоны и хлороформом для образцов из восточной зоны в аппаратах Сокслетта методом горячей экстракции.

Определение открытой пористости по газу газозолюметрическим методом основано на законе Бойля—Мариотта: изменяя в системе объем газа или давление можно рассчитать объем частиц и пористость. В нашем случае измерения проводились при помощи автоматизированной системы измерения пористости и проницаемости AP-608 производства «Coretest Systems» на стандартных цилиндрических образцах.

Определение открытой пористости по керосину и минерализованной воде проводилось в соответствии с [ГОСТ 26450.1-85, 1985], основные положения которого включают требования по использованию аппаратуры, реактивов и материалов, подготовке образцов и жидкостей, условиям проведения опытов:

— образцы высушивали при 105 °С до постоянной массы ( $M_1$ , г);

— образцы насыщали под вакуумом керосином или минерализованной водой;

— проводили донасыщение образцов при избыточном давлении 1,5 МПа в течение 6 ч;

— насыщенные образцы взвешивали для определения их массы ( $M_3$ , г) в воздухе;

— образцы взвешивали в насыщающей поре жидкости ( $M_2$ , г).

Величину пористости ( $K_{п}$ ) рассчитывали по формуле

$$K_{п} = (M_3 - M_1) / (M_3 - M_2) \cdot 100\%.$$

Величины объемной ( $\rho_{об}$ ) и минералогической ( $\rho_{мин}$ ) плотности рассчитывали по данным взвешивания образца при определении пористости по формулам

$$\rho_{об} = (M_1 \cdot \delta_{ж}) / (M_3 - M_2); \rho_{мин} = (M_1 \cdot \delta_{ж}) / (M_1 - M_2),$$

где  $\delta_{ж}$  — плотность керосина, равная 0,8 г/см<sup>3</sup>.

В качестве насыщающей жидкости использовали керосин и воду с минерализацией NaCl 50 г/л. Взвешивали образцы в воздухе и в жидкости на электронных весах «OHAUS Adventurer» AR3130.

Фильтрационные свойства породы характеризуются значениями абсолютной газопроницаемости, которую определяли по ГОСТ 26450.2-85. Исследования проводили методом линейной стационарной газифiltrации азотом. Проэкстрагированный и высушенный образец помещали в кернодержатель, в котором боковая поверхность образца с помощью резиновой манжеты обжималась давлением 1,5–2,0 МПа, чтобы не допустить просачивания воздуха между боковой поверхностью образца и манжетой. С помощью редуктора устанавливали перепад давления на торцах образца, при этом давление на выходе из образца было равно атмосферному. Выполнялось 3-кратное измерение расхода газа через образец при различных перепадах давления в пределах  $1 \cdot 10^{-3}$ – $3 \cdot 10^{-1}$  МПа. Для количественного определения фильтрации применялся расходомер «Agilent Technologies» ADM1000.

Коэффициент абсолютной газопроницаемости при стационарной фильтрации при линейном потоке газа рассчитывали по формуле

$$K_{пр} = 103 \cdot Q \mu P_{бар} L / (\Delta P (\Delta P / 2 + P_{бар}) F),$$

где  $K_{пр}$  — коэффициент газопроницаемости, измеренный при заданном среднем давлении в образце,  $10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> (миллидарси);  $Q$  — расход газа, замеренный на выходе из образца (при атмосферных условиях), см<sup>3</sup>/с;  $\mu$  — вязкость газа при условиях фильтрации ( $P_{ср}$ ,  $T^{\circ}C$ ), МПа·с;  $\Delta P$  — перепад давления на образце между входом и выходом, 0,1 МПа;  $P_{бар}$  — барометрическое давление, 0,1 МПа;  $L$  — длина образца, см;  $F$  — площадь поперечного сечения образца, см<sup>2</sup>.

Сопротивление измеряли на приборе «ПетроОм», при этом контролировали степень прижатия электродов к торцам образцов (3 атм). Улучшение контакта электрода с поверхностью образца достигалось применением прокладок из двух слоев специального прорезиненного проводящего материала.

**Результаты исследований и их обсуждение.** На первом этапе исследований изготовлено 45 цилиндрических образцов из западной зоны и 442 образца из восточной зоны и определены их стандартные петрофизические характеристики в естественном состоянии. На некоторых образцах в процессе выбуривания появились трещины и сколы, которые не позволили провести измерение абсолютной газопроницаемости и пористости газовой методикой.

Исследуемые образцы в значительной степени характеризовались очень низкими значениями пористости (<1,5%) и проницаемости, а также отсутствием корреляционной зависимости между ними. Образцы керн из скважин в западной зоне и одной скважины в восточной зоне имели средние и высокие значения

ФЕС, а также слабую корреляционную зависимость между ними. Повышенная проницаемость же некоторых образцов при низкой пористости обусловлена микротрещиноватостью пород.

Удельное электрическое сопротивление измеряли на естественных образцах. У большей части образцов сопротивление оказалось очень высоким, его было невозможно измерить из-за небольшого диапазона измерений оборудования. Для некоторых образцов получены значения удельного сопротивления до 25 кОм. Эти образцы имели очень низкую открытую пористость, поэтому полученные значения удельного электрического сопротивления, вероятнее всего, связаны не с наличием флюида (проводника), а с проводимостью включений пирита и глинистой составляющей в матрице горной породы.

На втором этапе исследований пустотное пространство горных пород насыщали керосином и определяли открытую пористость насыщением, чтобы сравнить значения пористости при насыщении различными флюидами.

Для образцов из *западной зоны* получены более низкие значения пористости по керосину по сравнению с ее значениями по газу, что нехарактерно при исследованиях терригенных коллекторов. По нашему мнению, это связано с растворением и вымыванием керосином легких углеводородов из порового пространства при насыщении и определении открытой пористости по керосину. Кроме того, это может быть связано с образованием микротрещиноватости в образцах с низкой пористостью, вызванной насыщением образцов керосином под вакуумом и донасыщением при избыточном давлении 15 атм. Это видно по разбросу точек по отношению к корреляционной кривой в области низкой пористости (рис. 2). Для

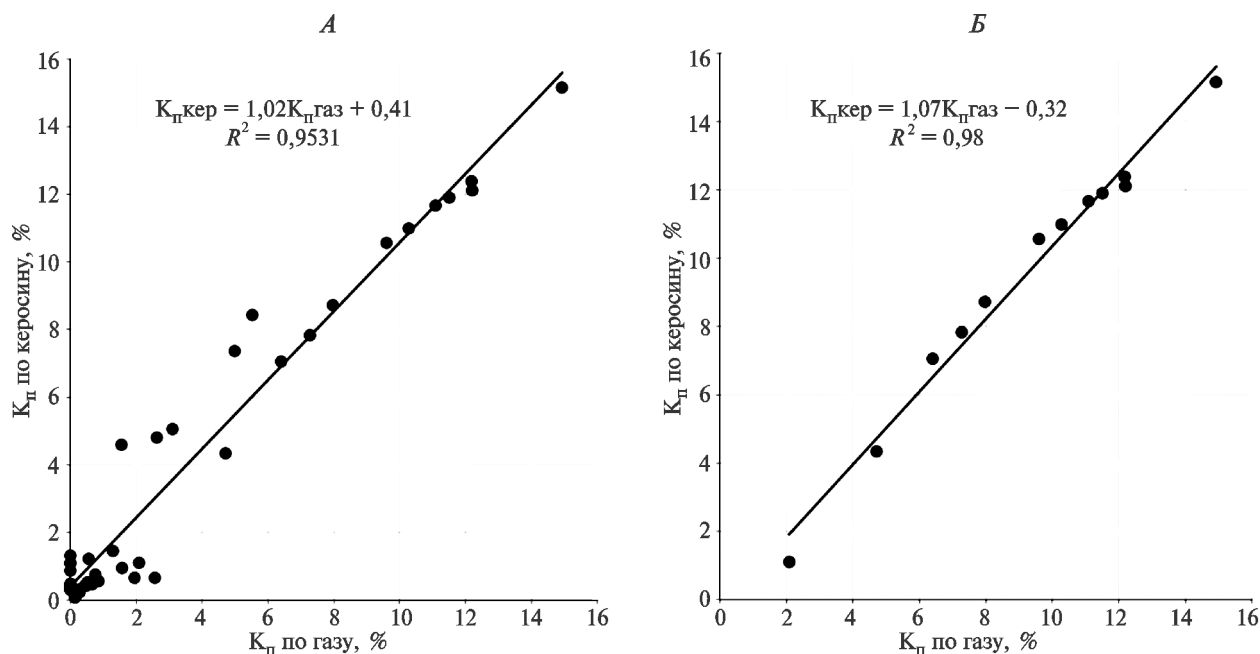


Рис. 2. Сопоставление открытой пористости по газу с открытой пористостью по керосину всех исследованных образцов из западной зоны (А) и отдельно для образцов с более высокими емкостными значениями (Б)

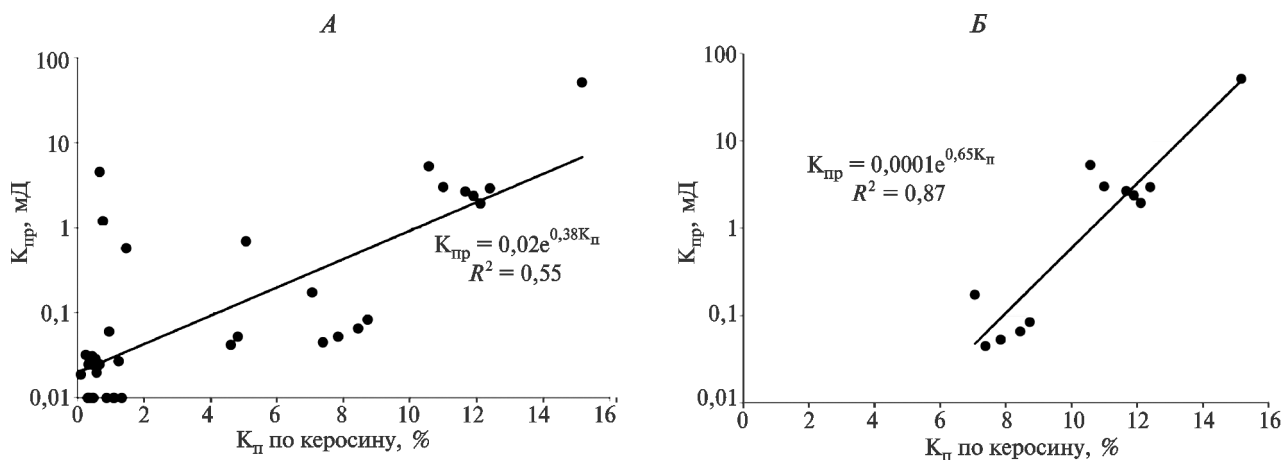


Рис. 3. Сопоставление открытой пористости по керосину с абсолютной газопроницаемостью всех исследуемых образцов из западной зоны (А) и отдельно для образцов с более высокими фильтрационно-емкостными значениями (Б)

образцов с более высокими значениями пористости наблюдается хорошая зависимость (рис. 2, Б). Поэтому можно сделать вывод, что эти образцы слабо насыщены углеводородами, способными к вымыванию керосином при насыщении.

Наилучшими фильтрационно-емкостными свойствами характеризуются образцы, отобранные из kernового материала скважины в западной зоне. Корреляционная зависимость между ними слабо выражена. Выделены два интервала, которые имеют средние и высокие значения фильтрационно-емкостных параметров. Первый интервал представлен 6 образцами с открытой пористостью от 4,35 до 8,72% и проницаемостью до 1,169 мД. Второй интервал еще более пористый, представлен 7 образцами с открытой пористостью от 10,56 до 15,17% и проницаемостью до 51,35 мД. Эти интервалы хорошо выделяются на графике и имеют хорошую корреляционную зависи-

мость (рис. 3), пористость по газу изменяется от 0 до 4,87%, а абсолютная газопроницаемость — от 0,005 до 2,557 мД.

Для образцов из *восточной зоны* также выполнено насыщение пустотного пространства горных пород керосином и определена открытая пористость насыщением по Преображенскому. В результате выделены две группы образцов (рис. 4, А). Первая группа характеризуется уменьшением открытой пористости по керосину. Это связано, по нашему мнению, с сохранностью целостности образцов при насыщении керосином, а также с преобладанием капиллярных и субкапиллярных поровых каналов в пустотном пространстве породы, препятствующих насыщению порового пространства породы керосином. Такое уменьшение открытой пористости по керосину характерно для терригенных низкопористых коллекторов. Вторая группа образцов характеризуется увеличением откры-

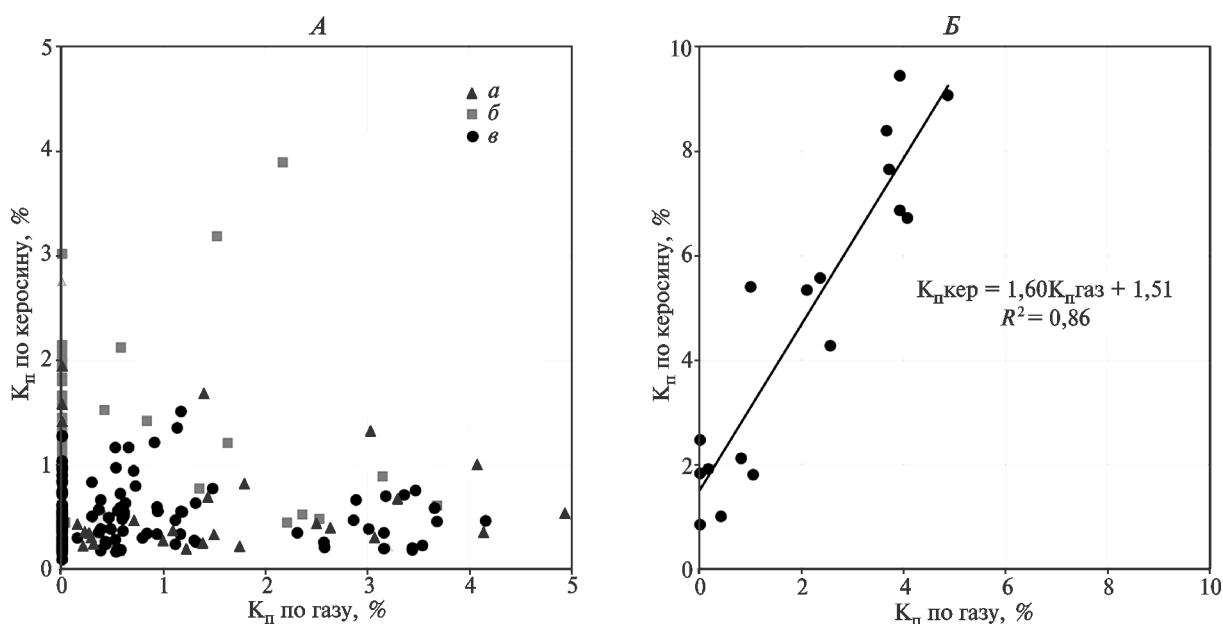


Рис. 4. Сопоставление открытой пористости по газу с открытой пористостью по керосину исследуемых образцов, отобранных из керна трех скважин (а, б, в) в восточной зоне (А) и из одной скважины с породами, характеризующимися более высокими фильтрационно-емкостными свойствами (Б)

той пористости по керосину. В большей степени это связано с образованием микротрещиноватости пород и в меньшей степени с вымыванием керосином легких углеводородов из порового пространства пород.

В результате второго этапа исследований образцов из скважин в восточной зоне выделены те, которые характеризуются заметным повышением пористости и наличием хорошей корреляционной зависимости между пористостью по газу и керосину (рис. 4, Б). Увеличение пористости связано с растворением и вымыванием керосином легких углеводородов из порового пространства образцов при насыщении и определении открытой пористости по керосину, что аналогично результатам, полученным для образцов из западной зоны.

По результатам определения пористости по керосину и сопоставления с абсолютной газопроницаемостью также выделены две группы образцов. Первая группа характеризуется значительным преобладанием очень низких значений пористости и проницаемости и отсутствием корреляционной зависимости между ними — пористость по газу изменяется от 0 до 4,94%, проницаемость — от 0,002 до 75 мД, пористость по керосину — от 0,04 до 3,89%. Вторая группа образцов характеризуется средними значениями пористости и проницаемости по всему разрезу. Корреляционная зависимость между ними слабо выражена. Пористость по газу изменяется от 0 до 4,87%, проницаемость — от 0,003 до 2,557 мД, пористость по керосину — от 0,34 до 9,45%.

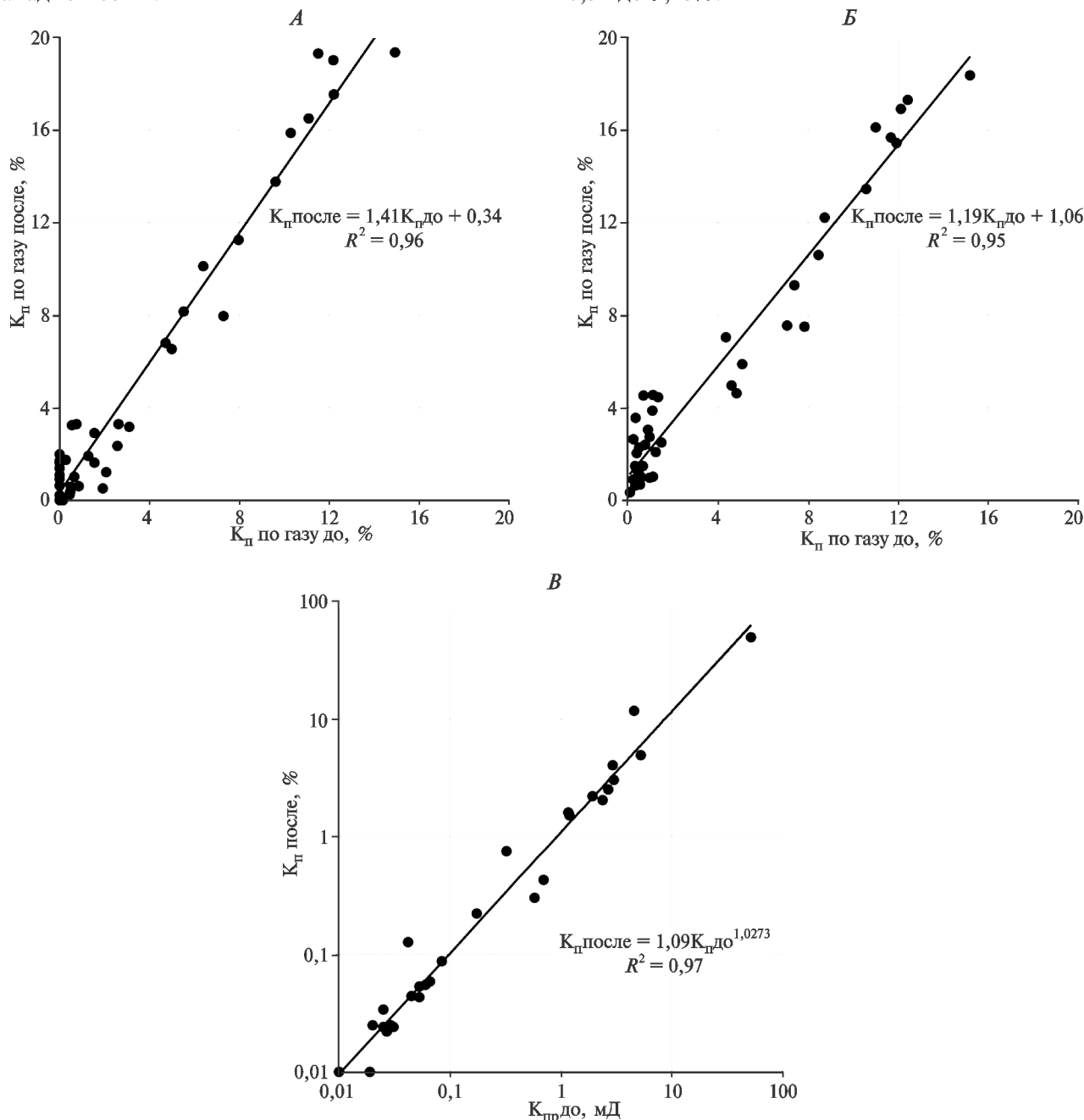


Рис. 5. Сравнение фильтрационно-емкостных свойств образцов из скважин в западной зоне до и после экстракции органическим растворителем: А — пористость по газу, Б — пористость по керосину, В — газопроницаемость

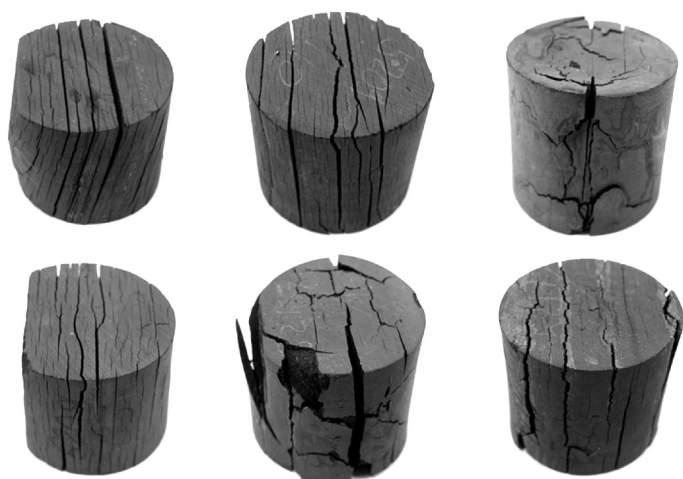


Рис. 6. Растрескивание образцов пород баженовской свиты из восточной зоны в результате экстракции органическим растворителем

На третьем этапе пустотное пространство в образцах очищали хлороформом методом горячей экстракции. Для сравнения результатов холодной и горячей экстракции (хлороформом в аппарате Сокслетта) подготовлена коллекция из 10 образцов. Из каждого образца выбурено по два одинаковых цилиндра. Эксперимент показал одинаковые результаты для двух методов экстракции.

Небольшая часть образцов, отобранных из скважин в *западной зоне*, растрескалась, что привело к завышению значений открытой пористости и абсолютной газопроницаемости. Открытая пористость по газу после экстракции значительно увеличилась в более пористых образцах и незначительно в образцах с низкой пористостью (рис. 5). При этом в некоторых образцах пористость снизилась, что может быть

связано с закупоркой порового пространства и устьев поровых каналов тяжелыми углеводородами, которые в процессе экстракции были не полностью извлечены из порового пространства образцов.

Открытая пористость по керосину после экстракции также значительно возросла у образцов с высокой пористостью и незначительно у образцов с низкой открытой пористостью (рис. 5). Абсолютная газопроницаемость после экстракции в некоторых случаях также значительно увеличилась, что связано с образованием трещин в образцах. В большинстве же случаев абсолютная газопроницаемость выросла незначительно (рис. 5).

При экстракции хлороформом образцов глинисто-кремнистых пород из *восточной зоны* происходит вымывание битумоидов из пустотного пространства пород с нарушением целостности образцов (рис. 6), что приводит к невозможности измерить фильтрационно-емкостные свойства пород. Проницаемость экстрагированных разрушенных образцов возрастает на 2 порядка, что связано с проницаемостью вновь образованных техногенных трещин. Очевидно, что в условиях залегания пласта эти трещины образоваться не могут.

Отдельно рассмотрим породы с пористостью по керосину >4%, эти породы при экстракции не подвержены образованию трещин. При этом их пористость после экстракции возрастает незначительно, примерно на 1% (рис. 7).

На заключительном этапе очищали пустотное пространство горных пород органическим растворителем от керосина (экстракция), а затем насыщали образцы горных пород водой с минерализацией NaCl 50 г/л. Исследованы образцы, отобранные из двух скважин в западной зоне, которые характеризуются максимальными фильтрационно-емкостными свой-

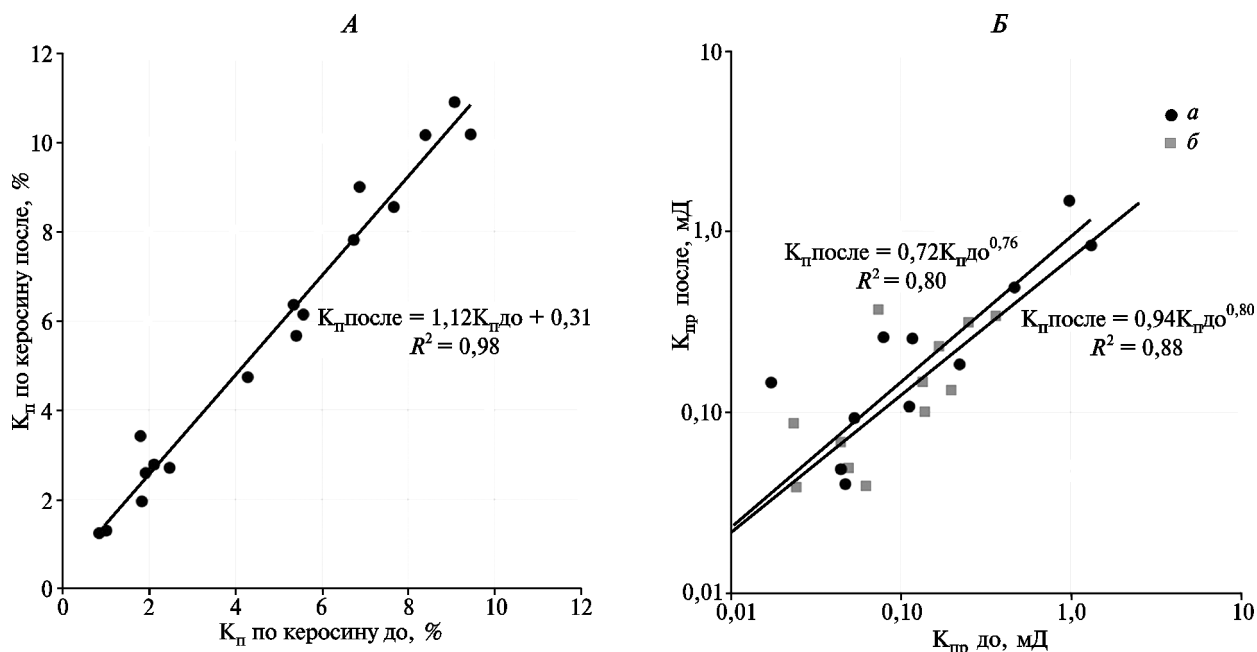


Рис. 7. Сравнение фильтрационно-емкостных свойств образцов с высокими значениями фильтрационно-емкостных свойств из скважин (а, б) в восточной зоне до и после экстракции органическим растворителем: А — пористость по керосину, Б — газопроницаемость

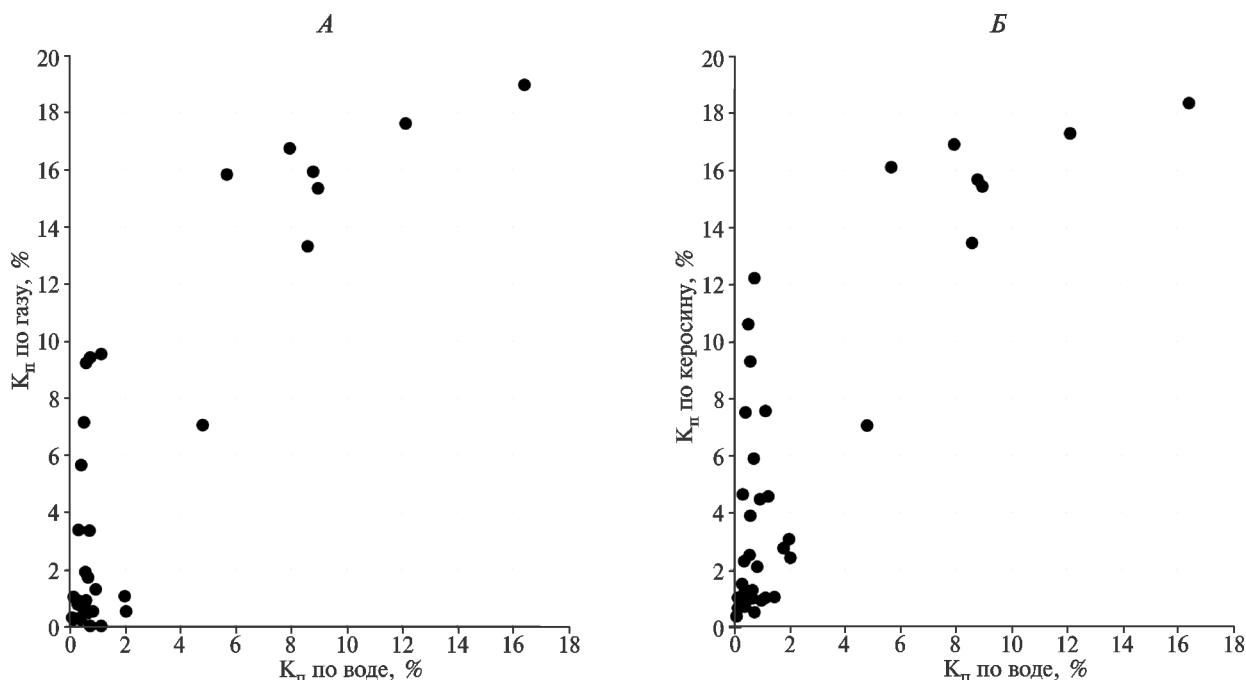


Рис. 8. Сравнение емкостных свойств образцов из скважин западной зоны после экстракции органическим растворителем и насыщением минерализованной водой: *А* — сравнение с пористостью по газу, *Б* — сравнение с пористостью по керосину

ствами. На рис. 8 видно, что выделяются две группы образцов. Первая группа характеризуется высокими значениями пористости по воде, которые хорошо сопоставляются со значениями пористости по газу после экстракции. Это связано с микрокавернозно-поровым строением пустотного пространства в радиоларитах (рис. 1). Вторая группа образцов характеризуется низкими значениями пористости по воде, причем как при низких значениях, так и при высоких значениях пористости по газу. Такое распределение связано с тем, что при экстракции глинисто-кремнистых пород растворяются битумоиды в субкапиллярных каналах. В освободившиеся субкапиллярные каналы может проникнуть газ, а вода в них не проникает, так как порода остается гидрофобной.

**Заключение.** Основная толща пород баженновской свиты характеризуется низкими значениями открытой пористости (до 2%) и абсолютной газопроницаемости (до 0,1 мД). В разрезе баженновской свиты выделяются породы с относительно высокими фильтрационно-емкостными свойствами. Значения открытой пористости достигают 15%, значения абсолютной газопроницаемости — 60 мД. Эти породы

представлены радиоларитами с разной степенью карбонатизации. Значения открытой пористости по керосину в некоторых случаях превышают значения открытой пористости по газу, что связано с растворением и вымыванием свободных углеводородов из порового пространства неочищенных (неэкстрагированных) образцов, содержание которых оценивается при пиролитических исследованиях.

Сравнение различных методик определения порового пространства в породах баженновской свиты показывает, что наиболее корректно определять значения коэффициента пористости на естественных образцах насыщением керосином. Расхождение пористости по керосину до и после экстракции связано с извлечением из породы битумов. Разница между значениями коэффициента пористости соответствует объему породы, который заполняют неподвижные углеводороды, содержание которых оценивается при пиролитических исследованиях. Удельное электрическое сопротивление образцов очень высокое и зависит от содержания воды, связанной с глинистой составляющей матрикса и включениями слоистого пирита в породе.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Афанасьев И.С., Балушкина Н.С., Бирун Е.М. и др. Баженовская свита. Общий обзор, нерешенные проблемы // Науч.-техн. вестн. ОАО «НК Роснефть». 2010. № 4. С. 20–25.

Брадучан Ю.В., Гурари Ф.Г., Захаров В.А. Баженовский горизонт Западной Сибири. Новосибирск: Наука, 1986. 216 с.

Брехунцов А.М., Нестеров И.И. Нефть битуминозных глинистых, кремнисто-глинистых и карбонатно-кремнисто-глинистых пород // Вестн. ЦКР. 2010. № 6.

ГОСТ 26450.0-85 — ГОСТ 26450.2-85 Породы горные. Методы определения коллекторских свойств. М.: Изд-во стандартов, 1985.

Сонич В.П. Тип коллектора в породах баженновской свиты и механизм его образования // Особенности подсчета запасов нефти в баженновских отложениях Западной Сибири. Тюмень: СибНИИИП, 1985.

Шпильман А.В. Атлас. Геология и нефтегазоносность Ханты-Мансийского автономного округа. Ханты-Мансийск, 2004.