

УДК 543.429.23:549.742.121:550.822.2:552.54

## НИЗКОПРОНИЦАЕМЫЕ ПРОДУКТИВНЫЕ ДОЛОМИТЫ ПРЕОБРАЖЕНСКОГО ГОРИЗОНТА ВЕРХНЕЧОНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Low-permeable Productive Dolomites of Preobrazhenskiy  
Horizon of Verkhne Chonskoye Field



А.В. Казак

И.В. Якимчук

Д.А. Коробков

М.Ю. Иванов

Р.Д. Вокин

С.Ю. Рудаковская

А.В. Чашков

# Schlumberger

**ООО «Технологическая Компания Шлюмберже» Московский научно-исследовательский центр, г. Москва**

**Н.Н. Богданович**, к.г.-м.н.  
NBogdanovich2@slb.com  
Тел.: +7 (495) 644 2000  
доб. 6024075

**А.В. Казак**, к.ф.-м.н.  
AKazak1@slb.com  
Тел.: +7 495 644 2000  
доб. 6024068

**И.В. Якимчук**, к.ф.-м.н.  
Yakimchuk@slb.com  
Тел.: +7 (495) 644 2000  
доб. 6024029

**Д.А. Коробков**, к.т.н.  
DKorobkov@slb.com  
Тел. +7(985) 234-7805

**А.С. Денисенко**, к.т.н.  
ADenisenko@slb.com  
Тел.: +7 (495) 644 2000  
доб. 6024010

**ООО «Шлюмберже Лоджелко, Инк.»**,  
**Департамент обработки данных и консультационных услуг, г. Москва**

**Д.В. Хипели**  
DKhipeli@slb.com  
Тел.+7 916 073 64 99

**Е.В. Терлеева**  
ETerleeva@slb.com  
Тел.+7 985 135 06 45

**ООО «Шлюмберже Лоджелко, Инк.»**,  
**Департамент обработки данных и консультационных услуг, г. Тюмень**

**М.Ю. Иванов**  
Ivanov\_tmnm@mail.ru  
Тел.: 89129221996

**Р.Д. Вокин**  
RVokin@slb.com  
Тел.: +7 (3452) 520060  
доб. 32108

**ООО «Арктик-Герс», г. Тверь**

**С.Ю. Рудаковская**, к.т.н.  
Тел. 8 (4822) 483190

**ОАО «Верхнечонск-нефтегаз», г. Иркутск**

**Е.А. Горбатко**  
Тел. 8 (914) 898-74-93

**А.В. Чашков**, к.ф.-м.н.  
chashkov.av@nis.eu

**А.Н. Петров**  
Тел. 8 (924) 540-66-67

**Б.А. Дармаев**  
Тел. 8 (914) 954-93-30

N.N. Bogdanovich, PhD, D.A. Korobkov, PhD, A.S. Denisenko, PhD, A.V. Kazak, PhD, I.V. Yakimchuk, PhD /ООО «Schlumberger Engineering Co.», Moscow R & D Center, Moscow/, D.V. Khipeli, E.V. Terleeva /ООО «Schlumberger Logelco», Moscow/, M.Yu. Ivanov, R.D. Vokin /ООО «Schlumberger Logelco», Tyumen/, S.Yu. Rudakovskaya, PhD /ООО «Arctic Gers», Tver/, E.A. Gorbatko, A.V. Chachkov, PhD, A.N. Petrov, B.A. Darmaev /ОАО «VerkhneChonskNefteGas», Irkutsk/

Поднята проблема повышения эффективности нефтеизвлечения из слабопроницаемых и низкопористых пород. Представлена исследовательская работа по изучению низкопроницаемых доломитов преобразенского горизонта венд-нижнекембрийских отложений Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения, углеводороды которого попадают в категорию трудноизвлекаемых запасов. Приведены основные литолого-геологические характеристики преобразенского горизонта. Показаны особенности фильтрационно-емкостных свойств доломитов преобразенского горизонта. Описаны экспериментальные исследования доломитов преобразенского горизонта методами с различной физической природой, комплексирование которых позволило детально описать структуру порового пространства пород преобразенского горизонта, что в дальнейшем даст возможность изменить методические подходы к решению проблемы нефтеизвлечения из слабопроницаемых и низкопористых пород.

**Ключевые слова:** трудноизвлекаемые запасы, сложные коллекторы, низкопроницаемые доломиты, Верхнечонское нефтегазоконденсатное месторождение, изучение структуры пустотного пространства доломитов преобразенского горизонта, фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) доломитов, петрофизическое исследование керна, капилляриметрия, метод полупроницаемой мембраны, метод ртутной порометрии, метод рентгеновской микротомографии, метод ядерно-магнитного резонанса (ЯМР), комплексная интерпретация данных ртутной порометрии, микротомографии и ЯМР, исследование смачиваемости доломитов, методы определения смачиваемости, метод Амотта, метод USBM, метод OST 39-180-85 (Тульбовича), комбинированный метод Амотта-USBM.

The authors consider the problem of increasing the oil production efficiency from low-permeable and low-porous formations. They also present the research studies for low-permeable dolomites of Preobrazhenskiy horizon of Verkhne-Chonskoye oil and gas condensate field, the hydrocarbons of which are included into the category of hard-to-recover reserves. The authors present the basic lithological and geological parameters of this Preobrazhenskiy horizon. The paper contains the filtration capacity properties of Preobrazhenskiy horizon dolomites. The paper presents the experimental test results for these Preobrazhenskiy dolomites by the methods of various physical nature the integration of which enabled to describe in details the structure of porous space of Preobrazhenskiy horizon, that in its turn will give the opportunity to change the methodological approaches towards the solution of oil production challenges from low-permeable and low-porous formations.

**Key words:** hard-to-recover reserves, challenging reservoirs, low-permeable dolomites, Verkhne-Chonskoye oil and gas condensate field, study of voids in Preobrazhenskiy horizon dolomites, dolomites filtration capacity properties (FCP), petro-physical core studies, capillary measurements, method of semi-permeable membrane, mercury porosimetry method, method of X-ray micro-tomography, method of nuclear magnetic resonance (NMR), complex data interpretation of mercury porometry / micro-tomography and NMR studies, dolomite wettability methods, wettability research methods, Amott method, USBM method, OST 39 180 85 (Tulbovich) method, Amott USBM integrated method.

## Введение

**Н. Н. Богданович**  
/Шлюмберже,  
Московский научно-  
исследовательский центр,  
г. Москва/

В последнее время структура запасов в России постоянно ухудшается, и, по прогнозам специалистов, к 2020 году нефтяникам придется иметь дело в основном с трудноизвлекаемыми запасами. Но проблема в том, что сегодня не существует четко задокументированного понятия «трудноизвлекаемые запасы». Как правило, к трудноизвлекаемым относят запасы месторождений с тяжелыми нефтями, с высокообводненными (более 85 %) и низкопроницаемыми пластами (менее 1-2 мД), т.е. запасы с очень высокой себестоимостью добычи.

Таким образом, при существующих технологиях нефтедобычи разработка трудноизвлекаемых запасов по экономическим показателям балансирует между рентабельностью и нерентабельностью. По данным работы [1],

проектный коэффициент нефтеотдачи начиная с 1981 года постоянно снижался и только в последнее десятилетие немного увеличился ( $K_{но}=0,42$  в 1981 г.;  $K_{но}=0,36$  в 2001 г. и  $K_{но}=0,38$  в 2011 г.). По мнению авторов [1], причина кроется в росте доли трудноизвлекаемых запасов и отсутствии новых технологических решений по повышению нефтеизвлечения.

Понятно стремление нефтяных компаний разрабатывать в основном не требующие дополнительных затрат активные запасы, но отмечается появление интереса и к сложным коллекторам. Примером может служить исследовательская работа, инициированная ОАО «Верхнечонскнефтегаз», по изучению низкопроницаемых доломитов преобразенского горизонта венд-нижнекембрийских отложений Верхнечонского месторождения, углеводороды которого попадают в категорию трудноизвлекаемых запасов.

Взрыв научного интереса к свойствам доломита приходится на 1930-1950-е годы, когда в карбонатных отложениях разных нефтегазоносных

провинций мира были открыты газовые, газоконденсатные и нефтяные месторождения. При этом диапазон применения доломита в промышленности просто поражает: от металлургии (сырье для огнеупоров и флюс), производства стекла и глазури, белой магнезии и магнезия, строительства (облицовочный, бутовый камень и щебень, сырье для производства вяжущих материалов, минеральной ваты и теплоизоляционных изделий) до сельского хозяйства (сырье для нейтрализации кислых почв). Однако, даже зная о том, что кальциево-магниевого карбонат образовался в результате седиментогенеза, мы все равно не уверены в знании всех этапов, пройденных для достижения этого результата. Из большого ряда вопросов, связанных с выяснением генезиса доломитов, два стоят особняком: как влияют органическое вещество и геологическое время на механизмы доломитообразования [2].

В любых физико-химических процессах основное – энергетическая выгода происходящих реакций, и до-

ломитообразование не является исключением. Поэтому, возможно, экспериментальные исследования отечественных ученых, породившие нестандартную идею, согласно которой карбонат является минерально-органическим полимером и обладает «рядом оригинальных, ранее неизвестных свойств» [3], позволяют изменить методические подходы при поиске причин гидрофобизации поверхности карбонатов и решении проблем нефтеизвлечения из слабопроницаемых и низкопористых пород.

Целью данной работы было изучение структуры пустотного пространства доломитов преобразенского горизонта несколькими методами, такими как капилляриметрия, ртутная порометрия, рентгеновская микротомография и ЯМР, поскольку именно структурные параметры контролируют фильтрационно-емкостные свойства пород. Также была поставлена задача исследования сма-

чиваемости поверхности карбонатов, так как в современном физико-химическом состоянии системы «порода – вода – нефть» именно смачиваемость является активно управляющим параметром как при распределении нефти и воды по мощности залежи, так и при движении флюидов в пласте.

Однако сегодня ни один лабораторный метод не дает абсолютно точного определения смачиваемости. Например, показатель Амотта основан на относительном изменении насыщенности, а показатель USBM является мерой энергии, которая требуется для принудительного вытеснения. Таким образом, эти два показателя смачиваемости являются независимыми, и объект исследования – единственное, что их объединяет. Это во-первых. А во-вторых, все методики определения смачиваемости имеют эмпирически найденный и рекомен-

дуемый для учета в лабораторной практике порог применимости по проницаемости  $K_{пр}=10$  мД. Поэтому смачиваемость определялась в данном исследовании несколькими методами, чтобы подтвердить или опровергнуть предлагаемое ограничение по  $K_{пр}$  и по возможности оценить новые границы применимости известных методик.

Также ни один лабораторный метод не позволяет точно оценить структурные параметры образца, поскольку одни методы работают в процессе впитывания флюида, а другие – в процессе дренирования, по данным одних методов оценивают размеры пор, а по данным других – размеры каналов соединений пор (или горл).

Таким образом, только комплексирование методов лабораторных исследований продолжает давать положительные результаты на трудной дороге познания.

#### Литература

1. Крянев Д.Ю., Жданов С.А. Научное обеспечение новых технологий разработки нефтяных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами // Бурение и нефть. – 2012. – № 8. – С. 29-32.
2. Кузнецов В.Г. Эволюция карбонатонакопления в ис-

тории Земли. – М.: ГЕОС, 2003. – 262 с.

3. Скибицкая Н.А., Яковлева О.П., Кузьмин В.А. Наноразмерные надмолекулярные структуры карбонатного породообразующего вещества органогенных месторождений углеводородов. <http://oilgasjournal.ru/2009-1/4-rubric/skibitskaya-3.html/>

## 1. Основные литолого-геологические характеристики преобразенского горизонта

**Д.В. Хипели**

**Е.В. Терлеева**

/Шлюмберже,

Департамент обработки данных

и консультационных услуг,

г. Москва/

**А.Н. Петров**

/ОАО «Верхнечонскнефтегаз»,

г. Иркутск

**В**ерхнечонское нефтегазоконденсатное месторождение, открытое в 1978 году, расположено в центральной части Сибирской платформы и относится к Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции. Тектонически месторождение приурочено к одноименному структурному мысу, выделяемому на Непском своде в центральной части Непско-Ботуобинской антеклизы (рис. 1.1). Осадочный чехол мощностью около 1650 м, представленный отложениями протерозоя,

палеозоя и кайнозоя, с угловым и стратиграфическим несогласием залегает на архейско-протерозойском фундаменте.

На месторождении выделено несколько промышленно-продуктивных горизонтов, приуроченных к вендско-нижнекембрийскому нефтегазоносному комплексу: глинисто-песчаные отложения непского горизонта венда – верхнечонский продуктивный горизонт, пласты ВЧ1, ВЧ2; карбонатные отложения даниловского горизонта венда – преобразенский продуктивный горизонт, пласт Пр, и нижнекемб-

рийские карбонаты усольской свиты – осинский горизонт, пласт ОС.

Промышленная эксплуатация Верхнечонского месторождения началась в 2008 г. с разработки терригенного пласта ВЧ, который содержит основную часть промышленных запасов месторождения. Преображенский горизонт среди продуктивных пластов по величине потенциальных геологических запасов занимает второе место и содержит около 40 % суммарных запасов месторождения.

Стратиграфически преображенский пласт приурочен к основанию катангской свиты даниловского горизонта венда, со стратиграфическим несогласием залегающих на отложениях непской и тирской свит. Пласт литологически однороден, преобладающим компонентом пород является доломит (до 97 %), характеризуется относительно выдержанными (10-25 м) толщинами и повсеместным распространением в пределах Непско-Ботубинской антеклизы и Катангской седловины [7]. На северо-западе Байкитской антеклизы его отложения замещаются на терригенные образования тохомской свиты. Преображенский горизонт на площади месторождения сложен органогенными, ступково-комковатыми доломитами, в значительной степени перекристаллизованными, имеющими за счет нефтенасыщения коричневатый-серый цвет. Покрышкой для залежи служат непосредственно перекрывающие пласт, выдержанные прослои ангидритов и глинистых доломитов, а также глинистая сульфатно-карбонатная толща катангской свиты мощностью около 140 м.

Породы преображенского горизонта соответствуют поровому типу коллектора, обладают крайне низкими фильтрационно-емкостными свойствами ( $K_{пф}=7-12\%$ ,  $K_{пр}=0,01-5$  мД) и низкими пластовыми температурами ( $T=12-14\text{ }^{\circ}\text{C}$ ), а также давлением насыщения нефти газом, близким к начальному пластовому давлению.

По горизонту имеется достаточный объем геолого-геофизической информации, накопленной главным образом по разрезу Верхнечонского месторождения, который изучался многими специалистами [3, 4, 5, 6]. Однако

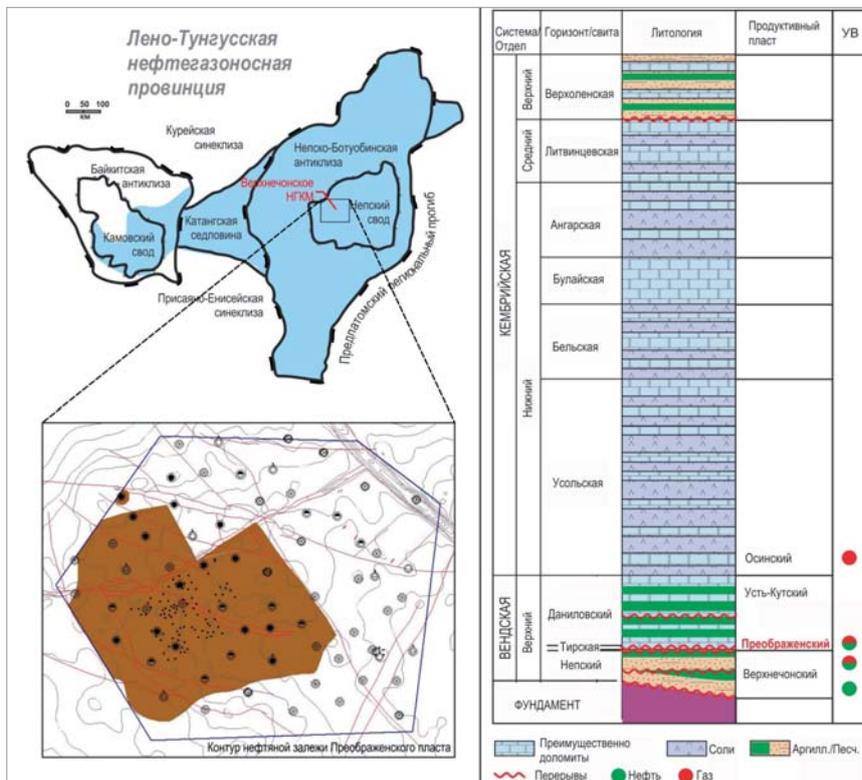


Рис. 1.1. Тектоническое положение и литостратиграфия Верхнечонского месторождения

наиболее дробное расчленение и подробное описание пласта было сделано совсем недавно в ходе комплексных литолого-седиментологических исследований керна новых скважин 2009-2012 гг. В составе горизонта были выделены и прослежены по площади четыре пачки (снизу вверх) [1, 2]:

- 1 – строматолитов пластовых с субазральными брекчиями в кровле (1,5-3 м);
- 2 – переслаивания доломитов микрокристаллических и пелоидных/водорослевых доломитов (~0,7 м);
- 3 – доломитов водорослевых и слоисто-водорослевых (15-17 м);
- 4 – доломитов с прослоями себховых ангидритов (0,5-2 м).

Проведенные в данной работе литолого-седиментологические исследования и петрографический анализ шлифов по пяти скважинам Верхнечонского месторождения показали согласующиеся результаты. Четыре пачки уверенно выделяются в кернах всех скважин и имеют четкие литологические характеристики и границы. Установленные ранее уровни суб-

азральных перерывов в основании горизонта подчеркивают эрозионный характер границ первой и второй пачек. Верхняя граница третьей пачки характеризуется постепенным переходом, связанным с появлением в разрезе желваковых и пластовых форм ангидритов.

На рис. 1.2 приведены фотографии керна и шлифов основных структурных типов доломитов, выделенных в интервале преображенского пласта в ходе исследований.

Каждая пачка преображенского пласта характеризуется соответствующим набором карбонатных литотипов (рис. 1.3). Первая пачка (строматолитовая) представлена преимущественно 3 и 5 литотипами с прослоями брекчий и конглобрекчий, во второй пачке развиты 4 и 5 литотипы, а основную продуктивную (водорослевою) слагают преимущественно водорослево-пелоидные разности (литотипы 1 и 2). В пачке 4 появляются прослои ангидритов. Необходимо отметить, что первые два структурных типа были разделены по преобладанию

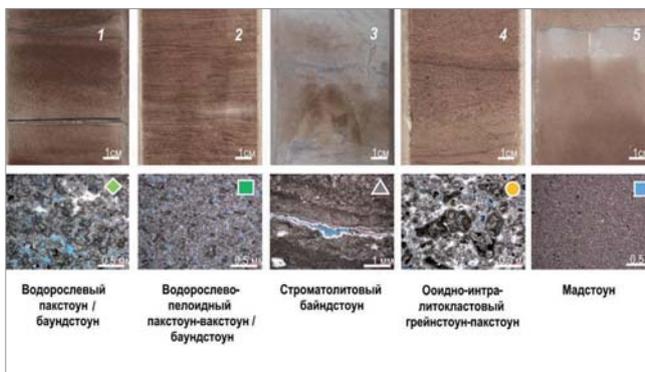


Рис. 1.2. Основные структурные типы доломитов преобразованного пласта

водорослевой проблематики и часто характеризуются плавными переходами.

Отличительной чертой преобразованных карбонатов является повсеместное развитие разнообразных элементов водорослевой природы в виде комков и сгустков (пеллоидов), сгустково-пузырчатых образований (катаграфий), онколитов и оолитов, составляющих основу породы. Поскольку все они в той или иной степени представляют собой биохомогенные продукты, результат жизнедеятельности микробных сообществ, в том числе и в виде перетолженных форм, между выделяемыми в разрезе преоб-

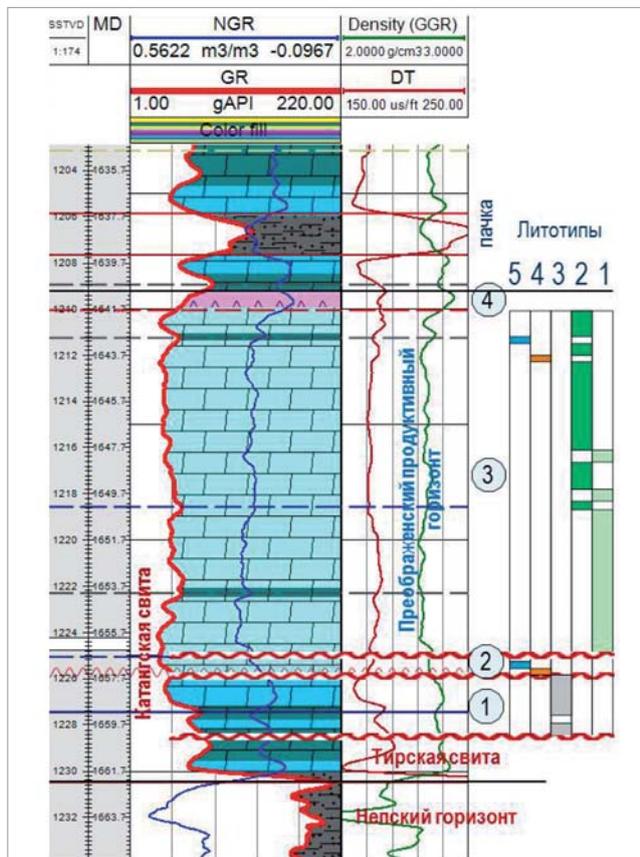


Рис. 1.3. Типовой геолого-геофизический разрез преобразованного пласта

раженного пласта структурными типами доломитов существует тесная генетическая связь.

Отложения горизонта формировались преимущественно в обстановках мелководного шельфа и приливно-отливной равнины с относительно однородным гидродинамическим режимом и минимальным привнесом терригенного материала – в условиях, крайне благоприятных для массового развития биоты и накопления чистых карбонатных органогенных пород.

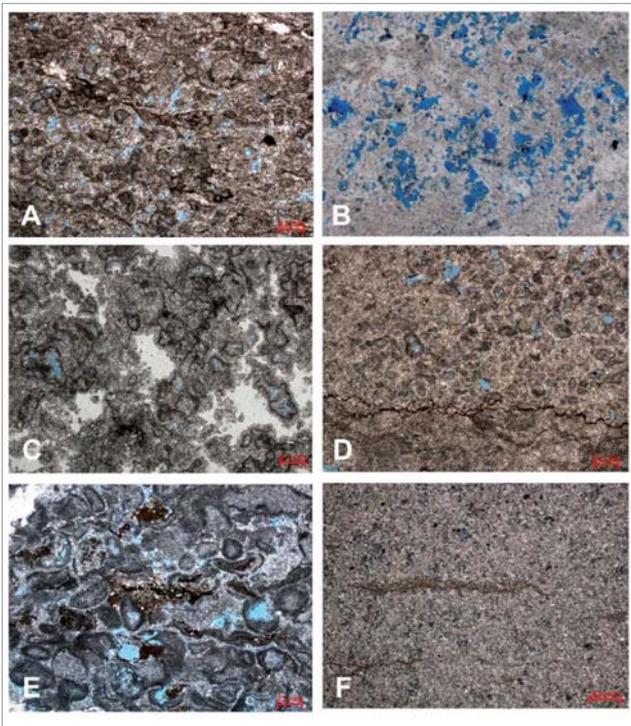
### Вторичные преобразования коллекторов

Проведенные литолого-петрографические исследования подтверждают существующие представления о степени вторичных преобразований пласта, определивших в конечном счете фильтрационно-емкостные свойства и качество коллекторов. Это процессы перекристаллизации, сульфатизации, галитизации и стилолитизации. Трещинообразование в преобразованном пласте проявлено крайне слабо и в керне наблюдается в виде небольших литогенетических трещин, не создающих полезной емкости коллектора.

Перекристаллизация в карбонатных породах горизонта с различной степенью интенсивности проявлена по всему разрезу. Диагенетической и постдиагенетической перекристаллизации подвергался как цемент, так и многие компоненты водорослевого происхождения. В шлифах можно наблюдать значительную перекристаллизацию как внутренних частей водорослей, так и межзернового пространства, а также нередко сплошную перекристаллизацию породы, затрудняющую определение первичных компонентов. Примером мощной перекристаллизации с изменением структуры породы могут служить строматолиты, в которых нередко остаются лишь «тени» от разнообразных карбонатных фрагментов, а также доломиты основания водорослевой пачки. Диагенетическая раскристаллизация и перекристаллизация, в ходе которых в целом произошло увеличение объема пустотного пространства, благотворно сказались на формировании преобразованных коллекторов.

Сульфатизация в разрезе преобразованного пласта умеренная. Сульфаты представлены вкраплениями таблитчатых кристаллов и агрегатов ангидрита. Ангидриты в виде рассеянных по матрице породы кристаллов наблюдаются в керне по всему разрезу, а также слагают раннедиагенетические желваки и невыдержанные по толщине прослои в верхней части пласта. Доля сульфатов в преобразованных доломитах, по данным лабораторных исследований, меняется от первых процентов до 10-15 %.

В отличие от сульфатизации галитизация как завершающий процесс формирования коллекторов негативно сказалась на ФЕС, поскольку проявилась в неравномерной цементации пустотного пространства. При этом засолонению подверглись первоначально наиболее пористые разности коллекторов, тем самым выровняв свойства различных карбонатных литотипов [1, 2]. Доля галита в доломитах незначительна и изменяется в пределах 1-6 %, однако он может занимать до 80 % видимого пустотного пространства. В шлифах часто отмечается избирательная галитизация



**Рис. 1.4. Структура пустотного пространства преобразенских коллекторов под микроскопом**  
 Доломиты: водорослевые (A, B, C), водорослево-пелоидные (D), ооидно-интра-литокластовые (E), строматолитовые (F). Преобладающие поровые системы: межкристаллическая (A, B и F), внутри- и межформенная (C, D, E)

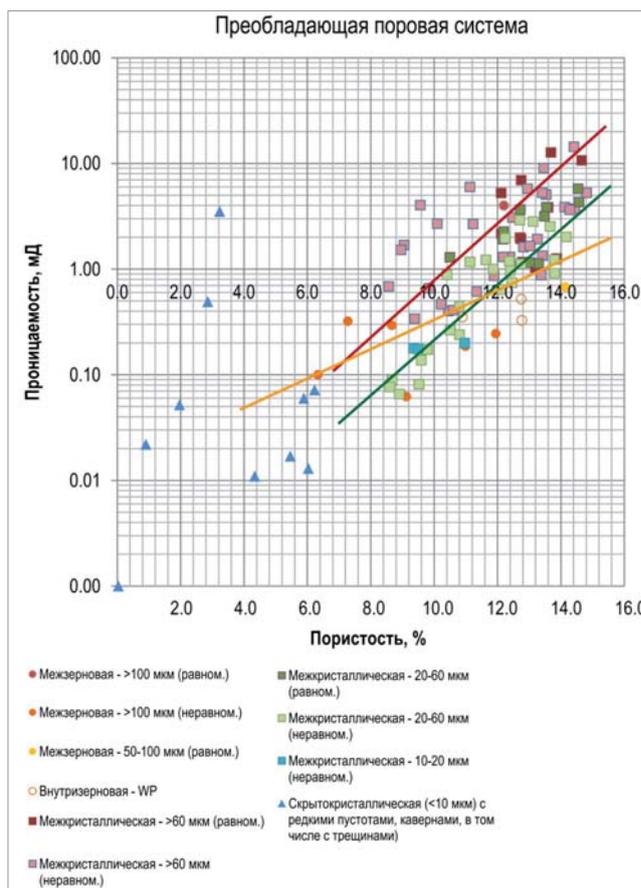
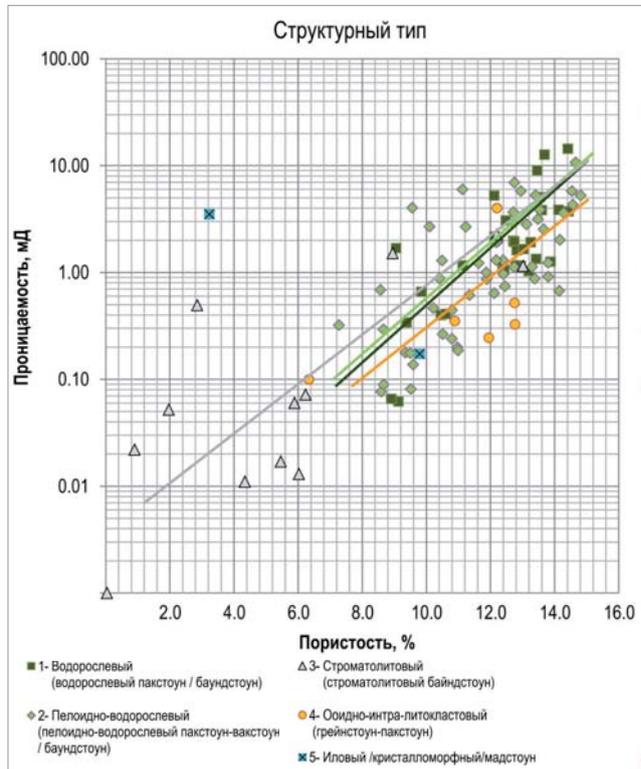
(рис. 1.4, C), которая, вероятно, связана с существованием изолированных систем пор и, возможно, с наличием флюида, препятствовавшего проникновению рассолов.

Следствием уплотнения карбонатных пород явилось широкое распространение в разрезе стилолитовых и ветвящихся сутурных швов, по которым происходило растворение породы и скопление нерастворимого глинистого вещества, в целом усиливших вертикальную неоднородность коллектора.

### Структурная предопределенность ФЕС

Для выявления структурных связей коллекторов с ФЕС был проведен петрографический анализ пустотного пространства (рис. 1.4). Использован подход, позволяющий описать поровую систему по преобладающему типу, размеру и распределению пор [7].

Самыми низкими коллекторскими свойствами обладают строматолитовые и микрокристаллические доломиты (рис. 1.5). Примерно 70 % образцов строматолитовых доломитов характеризуются пористостью менее 6,5 % и проницаемостью менее 0,08 мД, что связано с преобладающим для данного литотипа «скрытокристаллическим» типом поровой системы с минимальным (<10 мкм) размером межкристаллических пор и наличием редких изолированных трещин и пустот выщелачивания. Образцы



**Рис. 1.5. Зависимости ФЕС доломитов преобразенского горизонта с учетом структурного типа и преобладающей поровой системы**

строматолитовых доломитов с лучшими свойствами, проницаемостью 1-2,5 мД и пористостью 7-13 % характеризуются укрупнением размеров кристаллов и диаметром пор 20-60 мкм.

Ооидно-интра-литокластовые грейнстоуны и пакстоуны имеют пористость от 6 до 13 % и проницаемость от 0,1 до 4 мД (обычно меньше 0,6 мД) с межзерновым и внутриззерновым типом пустотного пространства и преимущественно неравномерным (пятнистым) распределением средних и крупных пор диаметром более 50 мкм.

Для водорослевых и водорослево-пелоидных пакстоунов и вактоунов характерен широкий разброс значений пористости и проницаемости:  $K_{пн}=7-15\%$ ,  $K_{пр}=0,6-15$  мД. Более 85 % исследованных образцов, представленных водорослевым пакстоуном, обладают преимущественно межкристаллическим типом пустот-

ного пространства с равномерным и неравномерным распределением пор размером более 60 мкм. Для водорослево-пелоидных разностей характерно общее уменьшение диаметра пор до 20-60 мкм, что связано в целом с меньшим размером слагающих породу карбонатных компонентов. В обоих литотипах межкристаллический тип пористости является унаследованным от межформенной и внутрiformенной (слепковой) пористости вследствие многократной перекристаллизации. Поры развиты как внутри зерен, так и в межзерновом пространстве, и контролируются кристаллами доломита.

Таким образом, из пяти указанных литотипов можно выделить три, которые обладают наилучшими ФЕС: водорослевые, водорослево-пелоидные и ооидно-интра-литокластовые. Эти литотипы, находясь в тесной парагенетической ассоциации, слагают основную продуктивную часть разре-

за преобразованного горизонта. Для каждого литотипа характерны смешанные поровые системы (типы пористости), а ФЕС более чувствительны к размеру и характеру распределения пор, чем к морфологическим особенностям преобразованных доломитов, что объясняется высокой степенью диагенетической и постдиагенетической перекристаллизации карбонатов. Слабое трещинообразование предопределило отсутствие трещинных коллекторов.

По генезису, карбонатные коллекторы преобразованного пласта относятся к седиментационно-диагенетическим, при этом следует отметить, что диагенетические процессы сыграли ключевую роль в формировании пустотного пространства коллекторов и итоговых фильтрационно-емкостных свойств пласта. Неравномерная постдиагенетическая галитизация порового пространства их только немного унифицировала.

#### Литература

1. Воробьев В.С., Вилесов А.П. Модель формирования преобразованного продуктивного горизонта венда (Восточная Сибирь) // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 10. – С. 38-43.
2. Вилесов А.П., Воробьев В.С. Литологическая характеристика преобразованного продуктивного горизонта Верхнеконского месторождения (Восточная Сибирь) // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 10. – С. 32-36.
3. Литология и условия формирования резервуаров нефти и газа Сибирской платформы / Т.И. Гурова, Л.С. Чернова, В.Н. Богданова и др. – М.: Недра, 1988. – 254 с.
4. Фациально-генетические модели карбонатных органогенных построек – возможных коллекторов венд-

нижнего кембрия Сибирской платформы / Л.С. Чернова, М.М. Потлова, Н.Е. Гушина и др. // Геология рифов: материалы междунар. совещания. – Сыктывкар: Ин-т геологии, 2005. – С. 190-192.

5. Шемин Г.Г. Геология и перспективы нефтегазоносности венда и нижнего кембрия центральных районов Сибирской платформы (Непско-Ботубинская, Байкитская антеклизы и Катангская седловина). – Новосибирск: СО РАН, 2007. – 466 с.
6. Опорный разрез преобразованного продуктивного горизонта вендско-нижнекембрийского карбонатного комплекса / Г.Г. Шемин, Л.С. Чернова, М.М. Потлова и др. // Геология и геофизика. – 2012. – Т. 53. – № 2. – С. 226-236.
7. Lonoy, A., 2006. Making sense of carbonate pore systems: AAPG Bulletin, v. 90/9, p. 1381-1405.

## 2. Особенности фильтрационно-емкостных свойств доломитов преобразованного горизонта

**М.Ю. Иванов** /Шлюмберже, г. Тюмень/  
**Н.Н. Богданович**  
/Шлюмберже, г. Москва/  
**Р.Д. Вокин** /Шлюмберже, г. Тюмень/  
**Б.А. Дармаев**  
/ОАО «Верхнеконскнефтегаз»,  
г. Иркутск/

Преобразованный горизонт является исключительным объектом благодаря не только своей литологической и коллекторской уникальности, присущей вообще всем доломитизированным образованиям, но и, особенно, пластовым тер-

мобарическим условиям:  $T_{пл}=12\text{ }^{\circ}\text{C}$ ,  $P_{пл}=15,1$  МПа.

При образовании пласта первичный водорослевый карбонатный материал мог быть изначально слоистым, затем порода претерпела многочисленные уже постседиментацион-

ные изменения, под влиянием которых сформировалась и впоследствии изменилась пористость. Довольно ранняя доломитизация (раскристаллизация) ответственна за образование определенного объема пустотного пространства, распределенного в породе согласно первичной слоистости. Ангидритизация (загипсовывание) и засолонение (галит/сильвин) существенно сократили объем пор/пустот, главным образом крупных. В ходе всех перечисленных преобразований и сформировалось поровое/пустотное пространство преобразованного пласта.

Общая модель изучаемых коллекторов в соответствии с лабораторными исследованиями представлена следующими компонентами: скелет породы, состоящий из доломита (~92%), причем в качестве примесей в доломит входят ионы  $Fe^{2+}$ ; обломочная часть, представленная кварцем, ортоклазом и альбитом (~2%). Часть пород характеризуется повышенным содержанием ангидрита, который закупоривает первичное поровое пространство (в среднем  $C_{анг} = 3,4\%$ , максимально  $C_{анг} = 41,5\%$ ), содержание галита колеблется от 0 до 17%, в среднем составляя  $C_{гал} = 1,6\%$ , на прочие аксессуарные компоненты приходится около 1%.

Коллекторские свойства мономинеральных доломитов преобразованного горизонта изменяются в следующих пределах:  $K_{п}$  – от 0,04 до 19,3,  $K_{п\text{ сред}} = 9,4\%$ ,  $K_{пр}$  – от 0,01 до 151,2 мД,  $K_{п\text{ сред}} = 1,3$  мД,  $K_{ов}$  – от 21,1 до 67,7%,  $K_{ов\text{ сред}} = 36,8\%$ . На рис. 2.1 изображена стандартная зависимость проницаемости от пористости, на которой четко выделяются аномальные области образцов с микротрещиноватостью, слоистостью и прожилками стилолитов. Однако исключение из общей выборки образцов, характеризующихся этими особенностями, не позволяет кардинально улучшить тесноту связи (коэффициент корреляции 0,46 и 0,59, соответственно).

Анализ влияния видовых, с учетом типизации карбонатных пород в международной номенклатуре (Dunham, 1962 г.), и минералогических особенностей (различного содержания ангидрита и галита) изучаемых доломитов на коллекторские свойства для выяснения причины неоднозначности представленной связи между ФЕС результатов не дал. В качестве примера на рис. 2.2 приведена зависимость  $K_{пр} = f(K_{п})$  с градацией содержания ангидрита. Видно, что градация выборки по содержанию сульфатов не позволила увеличить тесноту зависимости проницаемости от пористости, поскольку не происходит формирования отдельных областей, характеризующихся одинаковым содержанием одноименных минеральных компонент.

Сложности в понимании взаимосвязей между основными петрофизическими параметрами также демонстрируются при сопоставлении остаточной водонасыщенности с пористостью и проницаемостью. На рис. 2.3 в качестве примера приведена связь  $K_{во} = f(K_{пр})$ , которая показывает, что сопоставление остаточной водонасыщенности и проницаемости содержит неоднозначность вероятной линии регрессии, тогда как получение более однозначных связей между петрофизическими параметрами является одной из основ-

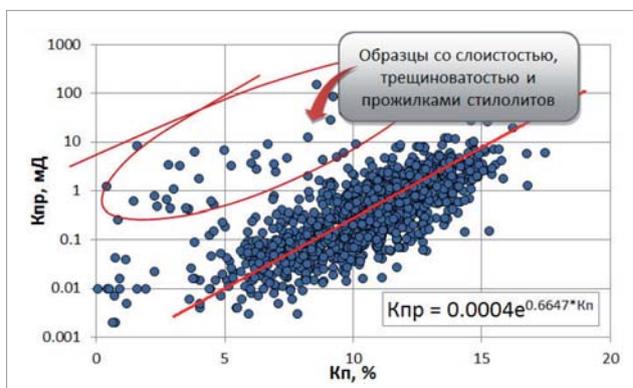


Рис. 2.1. Зависимость коэффициента проницаемости от коэффициента пористости

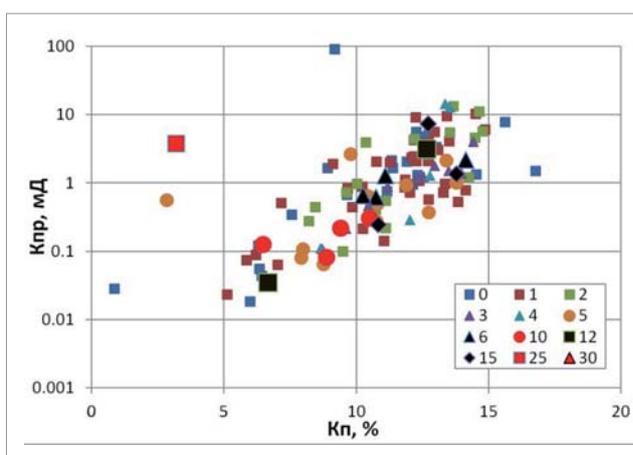


Рис. 2.2. Сопоставление коэффициента проницаемости и коэффициента пористости (индикация по содержанию сульфатов)

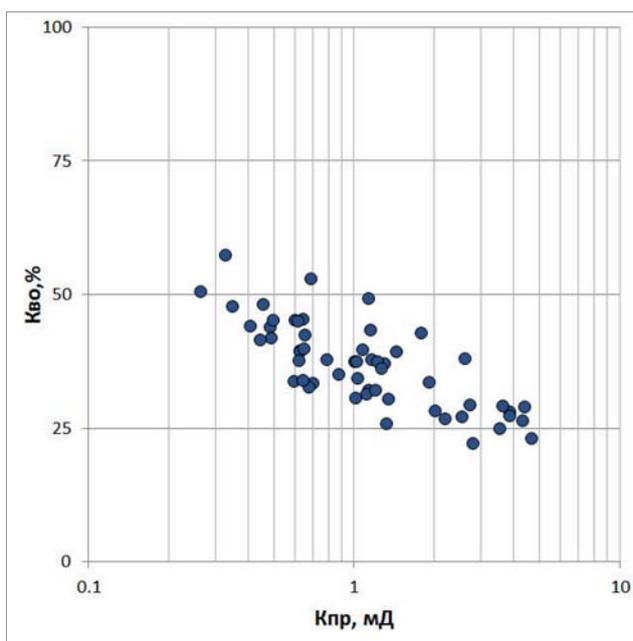


Рис. 2.3. Сопоставление коэффициента остаточной водонасыщенности и коэффициента проницаемости

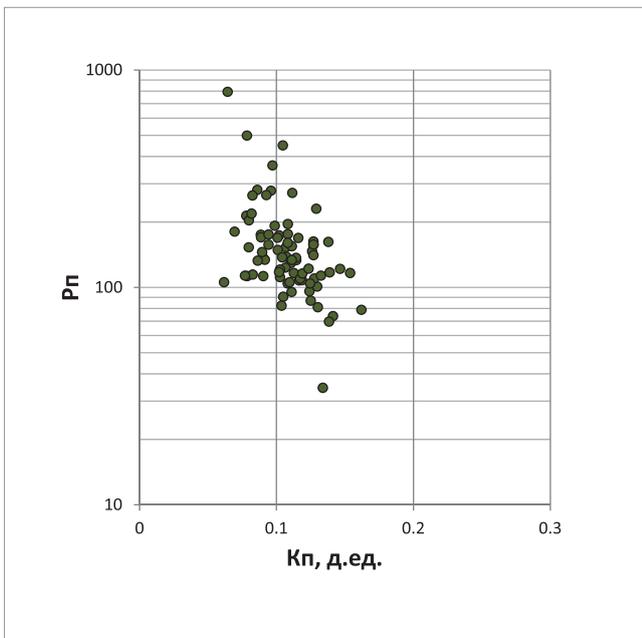


Рис. 2.4. Зависимость параметра пористости ( $P_{п}$ ) от коэффициента пористости ( $K_{п}$ ) в пластовых условиях

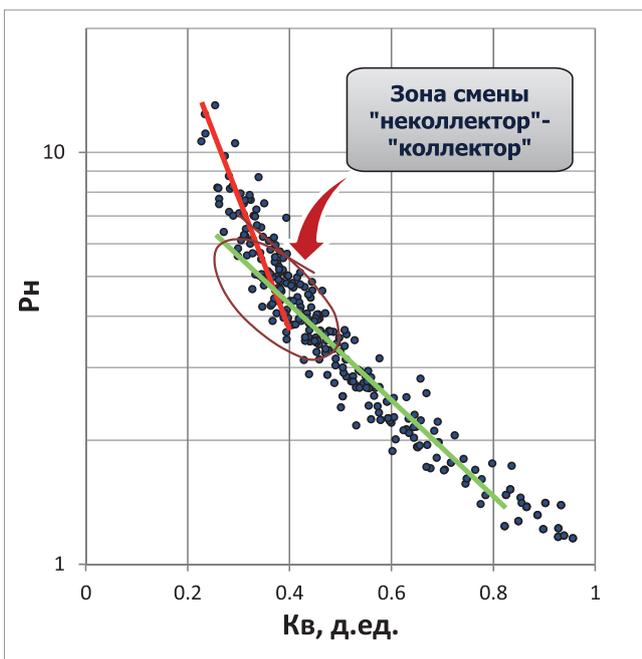


Рис. 2.5. Зависимость параметра насыщенности ( $P_{н}$ ) от коэффициента водонасыщенности ( $K_{в}$ )

ных задач при оценке запасов углеводородов в любых исследуемых коллекторах.

Результаты измерения удельного электрического сопротивления образцов доломитов с различной степенью их насыщения использовались при определении коэффициента нефтегазонасыщенности ( $K_{нг}$ ) для продуктивных пластов Верхнечонского месторождения, поскольку используемая модель водонасыщенности позволяет учитывать влияние свободной воды (по зависимости  $P_{н} = f(K_{в})$ , рис. 2.5) и

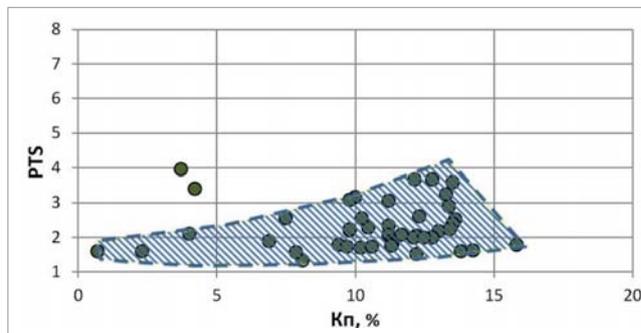


Рис. 2.6. Соотношение параметра PTS и пористости (по результатам ртутной порометрии)

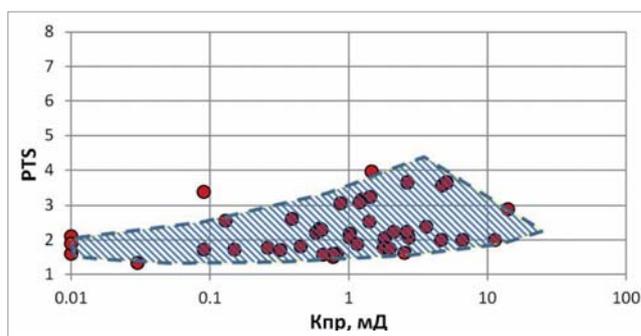


Рис. 2.7. Соотношение параметра PTS и проницаемости (по результатам ртутной порометрии)

влияние скелета и структуры порового пространства (по зависимости  $P_{п} = f(K_{п})$ , рис. 2.4).

Таким образом, неоднородность геометрии порового пространства и его свойств может быть основным фактором, влияющим на неоднозначность зависимостей между петрофизическими параметрами.

Из рис. 2.4 видно, что существует большая область неопределенности при нахождении параметра пористости  $P_{п}$  через коэффициент пористости  $K_{п}$ , а это существенно снижает точность оценки коэффициента нефтегазонасыщенности применительно к исследуемым коллекторам. Так, на рис. 2.5 коэффициент  $m$  принят равным 2,23, однако существует вероятность его изменчивости и непостоянства в интервале изменения пористости. Параметр насыщенности  $P_{н}$  (рис. 2.5) демонстрирует достаточно устойчивый тренд, где коэффициент  $n$  равен 1,71, однако общая зависимость может быть разбита на несколько обособленных зависимостей (рис. 2.5): первая – в интервале изменения водонасыщенности от 0,2 д.ед. до 0,4 д.ед. (красный тренд) и вторая – водонасыщенность выше 0,25 д.ед. (зеленый тренд), что также вносит неопределенность в модель водонасыщенности. Стоит отметить, что эти тренды (красный и зеленый) демонстрируют переход от «неколлектора» к «коллектору» с достаточно большой областью неоднозначности по водонасыщенности ( $K_{в}$  от 0,3 д.ед. до 0,5 д.ед.). Апробация данной модели насыщенности на фактическом каротажном материале не позволила достичь корректных результатов, были получены значения водонасыщенности,

близкие к нулю, что противоречит результатам исследований по остаточной водонасыщенности.

Таким образом, неоднородность геометрии порового пространства и его свойств может быть основным фактором, влияющим на неоднозначность зависимостей между петрофизическими параметрами и, следовательно, вопрос соответствия лабораторных исследований керна реальным пластовым условиям становится достаточно серьезным, поскольку эти зависимости являются основой, используемой при интерпретации материалов ГИС и при подсчете запасов.

Поскольку зависимость  $P_n=f(K_v)$  (рис. 2.5) демонстрирует наличие как минимум двух трендов, то есть смену структуры пустотного пространства, были проанализированы данные о порах и каналах в образцах доломитов преобразенского горизонта по данным ртутной порометрии, капилляриметрии, ЯМР и рентгеновской микротомографии. Исходные данные ртутной порометрии использовались для построения зависимостей PTS (pore-throat sorting) от пористости и проницаемости (рис. 2.6 и рис. 2.7) [1].

PTS – индекс, характеризующий распределение пор в породе:

$$PTS = \left[ \frac{3^{\text{rd}} \text{ Quarlite Pressure}}{1^{\text{st}} \text{ Quarlite Pressure}} \right]^{1/2}; \quad (2.1)$$

1<sup>st</sup> Quarlite Pressure – давление при насыщении ртутью в 25 %;

3<sup>rd</sup> Quarlite Pressure – давление при насыщении ртутью в 75 %.

Данный параметр характеризует содержание в объеме породы пор одной размерности. Параметр PTS меняется для продуктивных отложений от 1,2 (поры одной размерности) до 5 (размерность пор сильно дифференцирована). На представленных соотношениях рис. 2.6 и рис. 2.7 формируются области с трендом возрастания параметра PTS при увеличении ФЕС. В области низких значений ФЕС рассматриваемые отложения характеризуются порами преимущественно одной размерности. В области повышенных значений пористости и проницаемости ( $K_v > 8-9\%$  и  $K_{пр} > 0,8$  мД) наблюдается тенденция к изменению

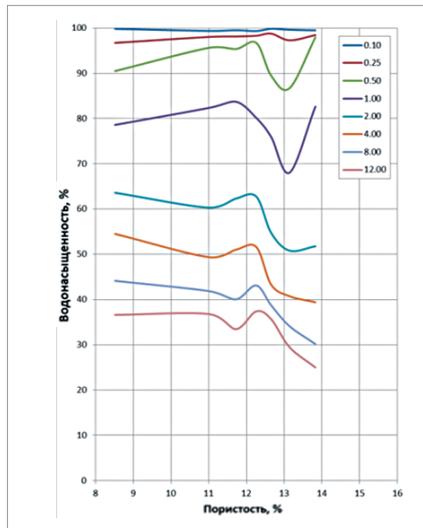


Рис. 2.8. Результаты капилляриметрии методом полупроницаемой мембраны (шифр кривых  $P_c$ , атм)

порового пространства, возможно, за счет изменения размеров и геометрии пор. Выброс отдельных значений за область тренда может быть связан как с литологической неоднородностью самих образцов, оказавшей влияние на результаты ртутной порометрии, так и с методическими особенностями проведения ртутно-порового эксперимента, анализ которого представлен ниже.

Для уточнения структуры порового пространства и степени связанности пор привлекались результаты исследования капилляриметрии, выполненные методом полупроницаемой мембраны. По этим данным построены зависимости водонасыщенности от пористости рис. 2.8 с шифром кривых значений капиллярного давления на каждой ступени [2].

В данном случае изменчивость полученных кривых (отклонение индивидуальных точек  $P_c = 0,1 - 0,5$ ), возможно, свидетельствует о плохой соединяемости пор и неустойчивости связей макро-, мезо- и микропористых каналов. В целом вид кривых  $P_c^{\min}$  и  $P_c^{\max}$  в области высоких ФЕС (рис. 2.8) показывает, что существуют различия в размерах пор и что распределение пор по размерам для большей части изученных образцов неодинаково. Таким образом, система капилляров по-

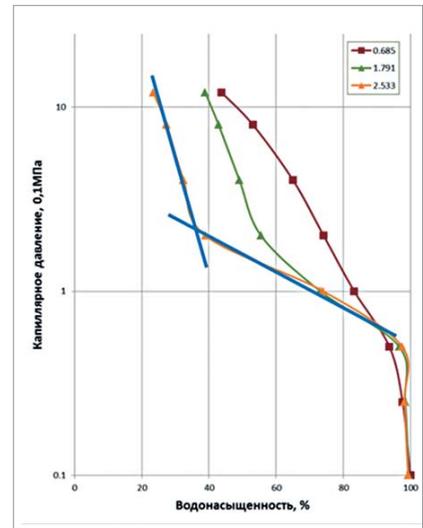
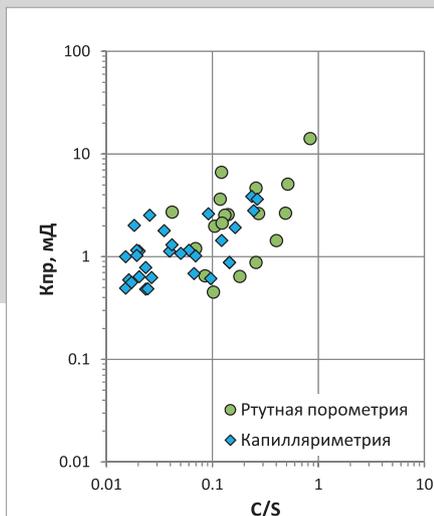


Рис. 2.9. Зависимости  $P_c=f(K_v)$  (шифр кривых  $K_{пр}$ , мД)

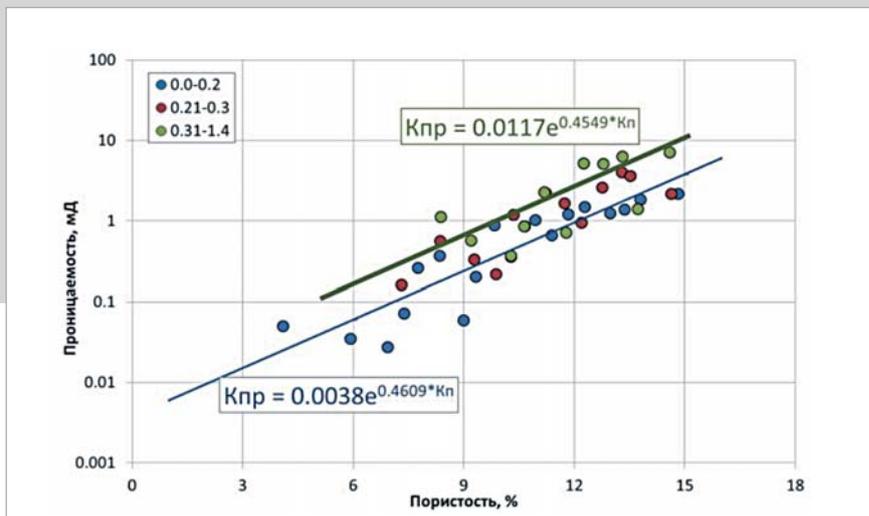
род-коллекторов преобразенского горизонта представлена капиллярами разной размерности и характеризуется высокой сложностью.

Представленные на рис. 2.9 зависимости  $P_c=f(K_v)$  в полулогарифмическом масштабе позволяют визуализировать эвакуацию флюида из порово-капиллярной системы образца. Поведение кривых свидетельствует о наличии как минимум двух явных систем фильтрации. Данный эффект, соответственно, лучше всего проявляется при высоких значениях ФЕС: так, оранжевая кривая зависимости  $P_c=f(K_v)$  характеризует образец с проницаемостью 2,5 мД, области перелома осредняются двумя синими прямыми, осредняющими близкоразмерные системы капилляров. С уменьшением ФЕС сглаживается и этот эффект: так, на зеленой кривой ( $K_{пр}=1,8$  мД) наличие двух систем выражено хуже, а на коричневой кривой ( $K_{пр}=0,7$  мД) область перелома уже не выделяется. Это, вероятно, связано с тем, что с уменьшением ФЕС доля второй системы капилляров уменьшается в общем поровом объеме.

Для разделения этих двух систем фильтрации с учетом существующих классификаций распределения пор и каналов по размерам в качестве граничного значения капилляров и субкапилляров было принято значение 2 мкм (близкое к рекомендованному в



**Рис. 2.10.** Зависимость коэффициента проницаемости от параметра C/S (отношение доли капилляров к доле субкапилляров в коллекторе)



**Рис. 2.11.** Зависимость коэффициента проницаемости от коэффициента пористости (шифр C/S – отношение доли капилляров к доле субкапилляров в коллекторе)

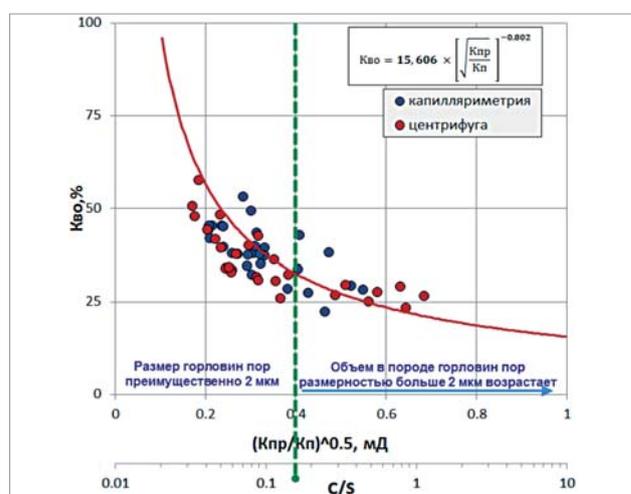
работе А.А. Ханина [3] значению 2,5 мкм для разделения крупных и мелких пор по медианному размеру).

Для исследования влияния каждой из выделенных фильтрационных систем на ФЕС была построена зависимость, где в качестве параметров сопоставления выступает отношение доли капилляров к доле субкапилляров, а также один из основных петрофизических параметров (в качестве примера на рис. 2.10 приведена зависимость  $K_{пр}$  от отношения C/S). Анализ зависимости показал, что существенной связи не прослеживается, но существует заметная тенденция улучшения ФЕС с увеличением доли капилляров в породе. Система субкапилляров, пронизывающая всю породу, содержит в себе неподвижный флюид и, как правило, не участвует в фильтрации. Динамические и фильтрационные характеристики зависят в основном от второй системы – системы пор и каналов размером больше 2 мкм.

Отдельно было изучено влияние капиллярной и субкапиллярной систем на динамические свойства коллекторов. Результатом работы явились зависимости между проницаемостью и пористостью (цветовая индикация C/S) для капиллярной и субкапиллярной систем (рис. 2.11).

Следует отметить, что для наглядности графика исходные данные  $K_{пр}$  усреднялись на постоянный шаг изменчивости пористости, равный 0,5, что позволило установить связь для доломитов, в которых преобладает субкапиллярная система, и связь для пород, в которых фиксируется значимый объем капилляров, способных участвовать в фильтрации (граничное значение отношения доли капилляров к доле субкапилляров равно 0,21).

Но для обоснования петрофизической модели необходимо иметь возможность прогнозировать подвижную и остаточную водонасыщенность. Для решения обозначенной проблемы были опробованы различные варианты анализа имеющейся базы данных лабораторных исследований керн. Были построены петрофизические зависимости ФЕС от комплексного параметра, про-



**Рис. 2.12.** Зависимость остаточной водонасыщенности от комплексного параметра, пропорционального радиусу поровых каналов образца

порционального радиусу поровых каналов образца и представляющего собой корень квадратный из отношения проницаемости к пористости ( $[K_{пр}/K_{п}]^{0.5}$ ) [1, 4]. Так, прогноз остаточной водонасыщенности с использованием комплексного параметра, пропорционального радиусу поровых каналов породы (рис. 2.12), демонстрирует улучшение корреляционной связи.

На рис. 2.12 видно, что в области от C/S=0,1-0,2 до C/S=10 кривая  $K_{во}$  стремится к выполаживанию, т.е. остаточная водонасыщенность изменяется слабо, а в области от C/S=0,01 до C/S=0,1–0,2 кривая  $K_{во}$  резко возрастает, т.е. для пород с преимущественным содержанием субкапилляров с размерностью 2,5 мкм и менее остаточная водонасыщенность растет.

При решении проблемы оценки насыщенности изучаемых коллекторов был также построен график зависимости струк-

турного коэффициента  $m$  от коэффициента пористости [2]. На рис. 2.13 прослеживается «растроение» основной зависимости, что указывает на наличие нескольких структуротипов в изучаемых доломитах, хотя они являются фактически мономинеральной породой. Особенности минерального состава и коллекторских свойств для «красного» и «зеленого» трендов следующие: «красная» зависимость характеризуется  $K_{п}$  от 6,45 до 15,01 %, составляя в среднем 11,52 %,  $K_{пр}$  находится в интервале 0,03-10,3 мД, в среднем – 2,37 мД, содержание доломита – в среднем 92 %, сульфатов – 2 %, галита – 5 %. В свою очередь, «зеленая» зависимость описывается значениями  $K_{п}$  от 6,27 до 13,34 %, в среднем составляя 9,07 %,  $K_{пр}$  меняется от 0,01 до 5,2 мД, в среднем 1,15 мД, минералогический состав определялся только по одному образцу, который характеризуется отсутствием сульфатов и галита и содержанием доломита 99 %.

С учетом вышеизложенного существует вероятность того, что несогласованность структурного коэффициента  $m$  и пористости является отдельным аспектом, указывающим на неоднородность свойств изучаемого объекта и требующим отдельных исследований структуротипов доломитов преображенского горизонта.

В свою очередь, как демонстрировалось выше, из-за неопределенности результатов нахождения  $K_{с}$  по модели водонасыщенности Арчи-Дахнова, согласно которой значения  $K_{с}$  в коллекторах преображенского пласта близки к нулю, а коэффициенты нефтегазонасыщенности, соответственно, близки к 100 %, были опробованы различные методические подходы с целью определения нефтегазонасыщенности. Здесь стоит отметить, что исследования, проведенные на керне, были выполнены после экстракции и последующего насыщения водой. Кроме того, цикл измерений включал в себя лишь процесс дренажа. После старения образцов в нефти, в процессе впитывания воды, измерений электрических свойств проведено не было. По-видимому, это и является основной причиной несоответствия данных электрических исследований на керне и при каротаже.

Задачу осложняло то, что в продуктивных интервалах показания сопротивления составляют порядка 1000 Ом·м, но учитывая, что доломит содержит большое количество мелких пор и каналов, порода не может быть диэлектриком в пластовых условиях, а, наоборот, должна хорошо проводить ток.

Для моделирования поведения сопротивления (геофизик Д. Езерский, Шлюмберже) и возможности оценки насыщения по данным электрометрии было сделано предположение, что проводимость породы зависит не столько от количества воды в пустотном пространстве, сколько от ее электрической связанности, то есть целостности пленки воды, покрывающей поверхность пор. Такое предположение лучше всего описывается моделью, предложенной Монтароном (Montaron), в основе которой лежит уравнение:

$$Sw_{mont} = \frac{\left(\frac{Rw * (1 - Xm)^a}{Rt}\right)^{1/a} + Xm}{PHI} \quad (2.2)$$

PHI – пористость;

Rw – сопротивление воды (принято 0.1 Ом);

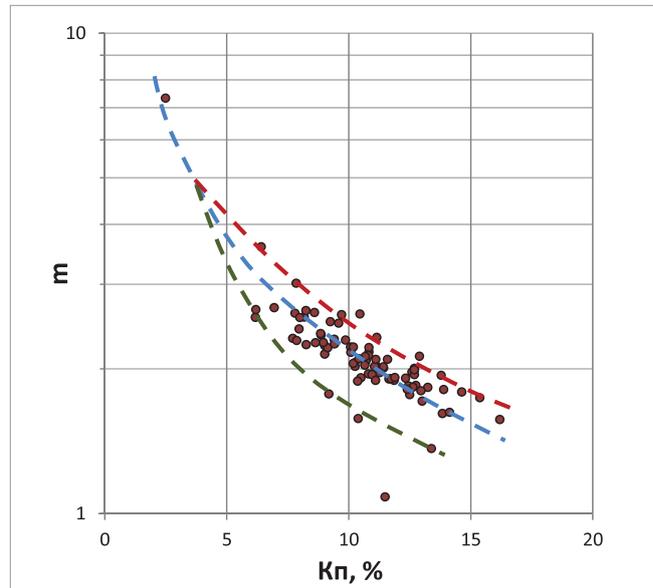


Рис. 2.13. Зависимость структурного коэффициента ( $m$ ) от пористости

$R_t$  – сопротивление породы;

$a$  – показатель проводимости (critical conductivity exponent) ( $a=2$ ),  $m$  – структурный фактор ( $m=2.23$ ).

$$Xm = \frac{PHI - PHI^{m/a}}{1 - PHI^{m/a}} \quad (2.3)$$

Параметр  $Xm$  является показателем целостности проводящей пленки воды, следовательно,  $Xm$  отражает свойства поверхности. При расчетах по материалам ГИС параметр  $Xm$  принимает строго положительные значения (в среднем 0,027), что указывает на то, что пленка воды на поверхности пор породы прерывистая.

В результате полученных расчетов можно сделать вывод, что оценки коэффициента насыщения не противоречат данным по  $K_{во}$ , полученным на керне и по ЯМК (треки 5 и 6) (рис. 2.14).

Стоит отметить ряд задач, выходящих за рамки данной работы, при решении которых можно дополнить полученные модели важной информацией. К таким задачам относятся построение попластовой электрической модели и полный учет влияния эффектов ограниченных мощностей на показания бокового каротажа. К настоящему моменту все оценки велись по кривой сопротивления пласта, полученной по двухслойной модели (предполагающей зону проникновения, но не предполагающей границ пластов). Остается также открытым вопрос о применимости данных микробокового каротажа. На настоящий момент можно сделать вывод о том, что данные МБК требуют определенных корректировок. Важность данных МБК очевидна, поскольку они позволят уточнить количество фильтрата в прискважинной зоне, а также подтвердить или опровергнуть результаты, полученные по данным ЯМК.

Таким образом, сопоставление и анализ результатов лабораторных исследований пород преображенского горизон-

та позволили сделать вывод, согласно которому фильтрационно-емкостные свойства доломитов контролируются преобладанием капиллярной или субкапиллярной системы для коллектора или неколлектора, соответственно. Поэтому уточнение структуры порового (пустотного) пространства методами ртутной порометрии, рентгеновской микрофотографии и ядерно-магнитного резонанса для оценки размеров пор и соединяющих их каналов стало следующим этапом исследовательской работы.

**Литература**

1. Тульбович Б.И. Коллекторские свойства и химия поверхности продуктивных пород. – Пермь: Пермское кн. изд-во, 1975. – 194 с.
2. Гудок Н.С., Богданович Н.Н., Мартынов В.Г. Определение физических свойств нефтесодержащих пород. – М.: Недра, 2007.
3. Ханин А.А. Породы-коллекторы нефти и газа и их изучение. – М.: Недра, 1969.
4. Tiab D. and Donaldson E. *Petrophysics*. 2nd. Oxford: Elsevier, 2004.

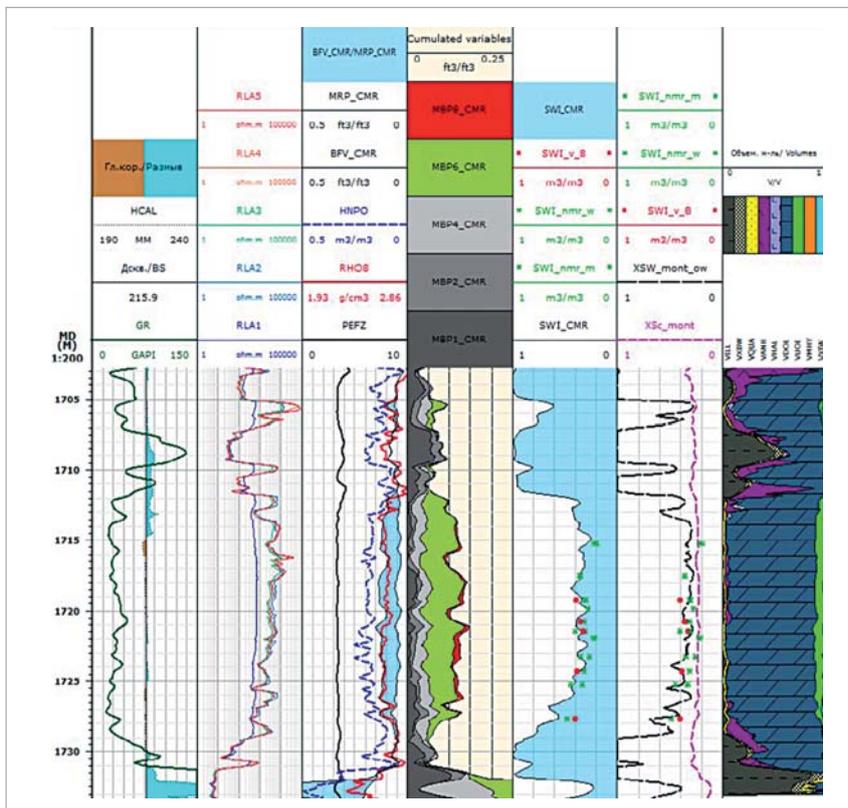


Рис. 2.14. Пример оценки коэффициента насыщения

### 3. Методические особенности ртутной порометрии образцов керна

**А.В. Казак**

/Шлюмберже, Московский научно-исследовательский центр, г. Москва/

Как известно, математическая обработка экспериментальных данных ртутной порометрии дает набор ценных сведений о структуре пустотного пространства породы-коллектора, включая сжимаемость минерального скелета, пористость по ртути, граничное значение перколяции (threshold pressure), распределение размеров пор, распределение объемов пор [13, с. 107]. Несмотря на свою кажущуюся опасность для лабораторного персонала и угро-

зу для окружающей среды, современное оборудование позволяет проводить практически безопасные эксперименты по ртутной порометрии с производительностью десятки образцов в день на прибор. Высокая производительность исследований, высокая точность определения давления и объема ртути, несоизмеримый ни с каким другим методом исследуемый диапазон размера пор, а также устойчивое значение контактного угла в системе «ртуть – вакуум – минеральный скелет» дают ртутной порометрии несомненные преимущества перед стандартной капилляриметрией. Значимым недостатком ртутной порометрии является механическое разрушение образца и невозможность полной

экстракции ртути из образца, который утилизируют как ртутьсодержащий отход после проведения эксперимента. По этой причине в практике современных петрофизических служб ртутная порометрия регулярно выполняется в рамках специальных исследований керна пород-коллекторов либо в самом конце процесса исследования образца, либо при наличии достаточного количества кернового материала и образцов-дубликатов.

Несмотря на то, что методу ртутной порометрии уже более 90 лет [18] и его особенности при изучении образцов горных пород хорошо описаны во множестве статей [2, 7, 9, 13], в практике современной отечественной петрофизики зачастую не

уделяется должного внимания таким важным аспектам ртутной порометрии, как пробоподготовка, планирование ступеней по давлениям/насыщенностям, учет экспериментальных погрешностей, математическая обработка лабораторных данных. Зачастую коллекция образцов керн передается в лабораторию, которая взамен предоставляет, как правило, одну кривую капиллярного давления для каждого образца. Эти данные сразу же используются петрофизиками и инженерами-разработчиками для обоснования своих выводов по структуре пустотного пространства, модели пористости, методам создания геологической модели и последующего гидродинамического моделирования. Однако, как показывает практика, отсутствие должного внимания к методике и особенностям проведения эксперимента по ртутной порометрии почти гарантирует ошибочные выводы, а также делает невозможным сравнение экспериментальных данных из разных лабораторий. Печальным фактом в таких ситуациях является потеря времени и дорогого кернового материала (которого всегда недостаточно).

Цель настоящей информационной заметки – напомнить петрофизикам, использующим результаты ртутной порометрии, о наиболее важных с практической точки зрения методических особенностях ртутно-порометрического эксперимента. Автор будет считать свою задачу решенной, если петрофизики и инженеры-разработчики после ознакомления с текстом начнут более тесно общаться с экспериментаторами, непосредственно выполняющими ртутную порометрию образцов керн горных пород, и получать внятные ответы на вопросы, обсуждаемые в этом разделе.

Классический вариант метода ртутной порометрии основан на изучении капилляриметрической характеристики пустотного пространства образца, которая, в свою очередь, определяет проникновение флюида в поровую систему. В предположении, что все поры цилиндрические и флюид (ртуть) не смачивает внутреннюю

поверхность образца, капилляриметрическую характеристику можно описать уравнением Washburn [18]:

$$D = -\left(\frac{1}{P}\right) 4\gamma \cos \varphi, \quad (3.1)$$

где  $D$  – диаметр цилиндрической поры;  $P$  – приложенное давление;  $\gamma$  – поверхностное натяжение ртути и  $\varphi$  – контактный угол на границе «ртуть – вакуум – минеральный скелет». В процессе эксперимента измеряется объем ртути  $V$ , внедренной в поровое пространство, как функция от приложенного давления ртути. Полученная зависимость  $V(P)$  является уникальной характеристикой пустотного пространства образца и несет в себе информацию о связях пор между собой, распределениях размеров и объемов пор.

Перед началом изложения стоит отметить, что поры в горных породах редко бывают цилиндрическими, а поэтому уравнение (3.1) можно использовать для изучения лишь явных значимых особенностей структуры пустотного пространства. Однако несмотря на тот факт, что уравнение (3.1) описывает очень упрощенную модель пор, которая в принципе неприменима к пористым горным породам, оно является общепризнанным и повсеместно используется в практике ртутной порометрии вследствие своей простоты и, зачастую, отсутствия более адекватных моделей пустотного пространства изучаемых материалов.

### Плотность ртути

Перед началом самого ртутного эксперимента всегда рекомендуется выполнять ряд взвешиваний для определения следующих параметров:

- масса образца;
- масса пенетрометра;
- масса образца, помещенного в закрытый пенетрометр до заполнения ртутью;
- масса образца, помещенного в закрытый пенетрометр после заполнения ртутью.

Используя эти данные, а также номинальные значения объемов пенетрометра и измерительного капилляра, с помощью простых пикнометри-

ческих соотношений [19, с. 8] можно рассчитать набор полезных характеристик, включая общий объем пор (по окончании процесса нагнетания ртути), объем, объемную плотность образца, минералогическую плотность скелета. Для таких расчетов ключевым параметром является плотность ртути, которая зависит от ее химической чистоты. Стандартно берется значение 13,5335 г/мл при температуре 20 °С, хотя существуют и более точные оценки плотности ртути, например 13,5459 г/мл [14]. В целом значение плотности ртути является одним из самых точно определенных параметров в методе ртутной порометрии, и обычно не предполагается, что он будет вносить значимую погрешность в результаты.

### Поверхностное натяжение ртути ( $\gamma$ )

На практике наиболее часто рекомендуется использовать общепризнанное значение 485 мН/м (дин/см в системе СГС). Однако в зависимости от химической чистоты ртути значение поверхностного натяжения изменяется в диапазоне 466-485 мН/м. Если считать, что истинное значение равно 485 мН/м, относительная ошибка определения  $D$  по уравнению (3.1), связанная с неточным знанием  $\gamma$ , может достигать 4 %.

### Контактный угол ( $\varphi$ )

Угол на контакте «ртуть – вакуум – минеральный скелет» изменяется с изменением минерально-компонентного состава скелета породы. На практике в отсутствие дополнительной информации рекомендуется использовать значение  $\varphi = 130^\circ$ . Для большинства материалов, из которых состоят горные породы,  $\varphi$  лежит в диапазоне 130-150° [2, с. 80] и может достигать 180° в некоторых видах стали и углях (эффект Лотоса). Дифференцирование уравнения (3.1) дает следующую оценку относительной погрешности  $D$  вследствие неверного выбора контактного угла:

$$\delta D = -\Delta \varphi \operatorname{tg} \varphi, \quad (3.2)$$

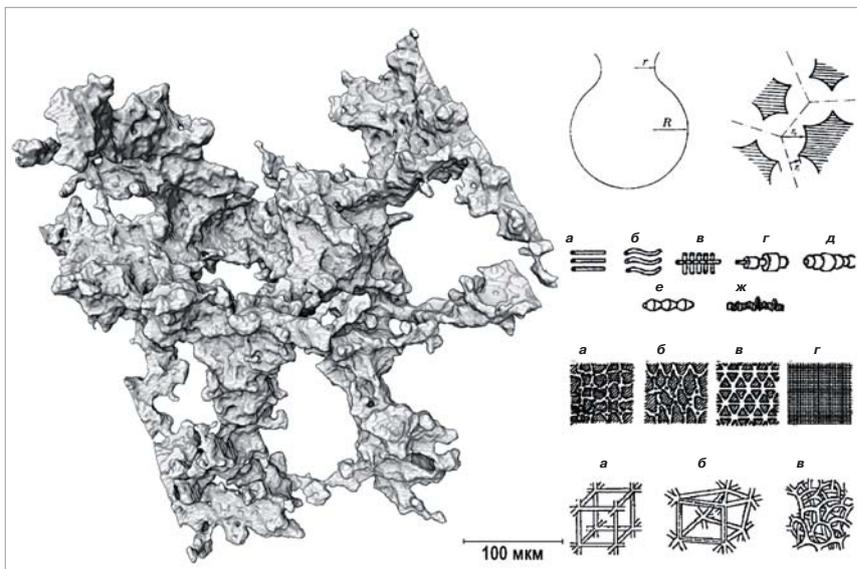
где  $\delta D$  – относительная погрешность определения  $D$ ;  $\Delta\varphi$  – абсолютная погрешность определения  $\varphi$ , рад. Так, например, ошибка в определении угла  $\Delta\varphi = \pm 5^\circ$  в окрестности  $\varphi = 130^\circ$  сразу дает погрешность в определении диаметра в 10 %.

Существенные различия в результатах ртутной порометрии, полученные в разных лабораториях, весьма вероятно, связаны с использованием разных значений  $\varphi$  при расчете  $D$  по уравнению (3.1). Нередко вместо исходной зависимости  $V(P)$ , полученной в результате лабораторного эксперимента, результат порометрии выдается петрофизику в виде  $V(D)$ , а само значение  $\varphi$  вовсе опускается. В этом (самом тяжелом) случае у лаборатории необходимо запросить недостающие исходные данные вместе с использованным значением  $\varphi$ .

Здесь стоит особо отметить, что вопрос о значении контактного угла остро стоит при интерпретации данных капилляриметрии методом полупроницаемой мембраны при исследовании пород-коллекторов со смешанной смачиваемостью, особенно в термобарических условиях, имитирующих пластовые. Это обстоятельство заставляет исследователей весьма критично рассматривать результаты таких лабораторных экспериментов.

### Поры и/или горла

Традиционно считается, что метод ртутной порометрии преимущественно дает характеристики горл (throats) и пор. Простые модели, разбивающие пустотное пространство на поры и горла, развиваются с 1966 года в рамках концепции «полых частиц», когда задача измерения размеров пор сводится к измерению размеров частиц, разделенных в пространстве горлами [7, с. 29]. Однако, как показывают результаты рентгеновской микротомографии образцов пород-коллекторов, пустотное пространство даже крупнозернистых песчаников представляет собой достаточно сложный трехмерный объект, мало напоминающий простые и зачастую двумерные модели (рис. 3.1). Конечно, исследуя пустотное пространство с



**Рис. 3.1.** Фрагмент трехмерного изображения порового пространства образца доломитового коллектора преобразенского горизонта Верхнечонского месторождения Восточной Сибири, полученный с помощью рентгеновской микротомографии (слева), и различные модели порового пространства (справа, сверху вниз): модели бутылкообразных пор с одним или несколькими горлами [1, с. 245], одномерные, двумерные и трехмерные решетчатые капиллярные модели пор [2, с. 16]

помощью методов анализа изображений, можно получить искомое разбиение на поры и горла, и далеко не единственным образом. Но выполнять такие разбиения и анализ в отсутствие результатов томографии не представляется возможным. Более того, ртуть на последних стадиях эксперимента заполняет все поровое пространство, включая сами поры и их горла, вне зависимости от разбиения. Следуя этим рассуждениям, можно видеть, что чисто умозрительное разбиение пустотного пространства на поры и горла теряет практический смысл.

Тем не менее для карбонатных пород-коллекторов представляется возможным использовать модель разбиения пустотного пространства на поры, соединенные между собой горлами. Поэтому для выбора адекватной модели, описывающей структуру пустотного пространства, рекомендуется построение трехмерных изображений образцов неразрушающим методом (например с помощью рентгеновской микротомографии) и их тщательный количественный анализ.

Еще одним важным аспектом ртутной порометрии, стоящим несколько

в стороне от рассматриваемой темы, является процесс удаления (эвакуации) ртути из образца. По окончании процесса нагнетания ртути (injection) в образец современные порометры по желанию оператора могут выполнить измерения  $V(P)$  в процессе удаления ртути из образца путем постепенного понижения давления. Характерной отличительной чертой процесса удаления ртути является систематическое завышение размера пор, то есть значений  $D$  в уравнении (3.1). Это связано с тем фактом, что эквивалентные объемы ртути удаляются при давлениях меньших, чем давления при их нагнетании.

В подавляющем большинстве случаев на практике наблюдается захват ртути пористой средой образца. Это явление обычно связывают с разностью контактных углов: наступающий угол смачивания превышает отступающий угол смачивания. Второй причиной захвата ртути является наличие нарушений в структуре пустотного пространства, связанных с тупиковыми полостями большого объема и узкими подводными каналами типа «бутылочное горло». Все эти явления приводят к капиллярному гистерезису

су, который выражается в принципиальном различии кривых  $V(P)$  для процесса нагнетания и удаления ртути [9, с. 105].

### Методика пробоподготовки

Анализ результатов ртутной порометрии требует ясного понимания петрофизиком состояния образцов, входящих в состав исследованной коллекции. Неучет методики пробоподготовки с высокой степенью вероятности приведет к неверным выводам по структуре пустотного пространства.

Как правило, на практике образец горной породы отправляется в свой последний путь – на ртутную порометрию – с одним или несколькими флюидами в поровом пространстве. С целью удаления флюидов из пустотного пространства производители ртутных порометров обычно рекомендуют сушить образец в вакуумной печи при температуре от 150 °С в течение не менее 1 ч. Дополнительно после сушки до проведения эксперимента рекомендуется свести к минимуму контакт образца с атмосферой.

Очевидно, что после такой сушки тяжелые компоненты углеводородов, содержащиеся в порах образца, останутся на месте в несколько преобразованном виде. Поэтому перед сушкой образцов необходимо выполнить их экстракцию, чтобы очистить образцы от углеводородов.

Сама же сушка в зависимости от температуры и длительности может привести к дегидратации глин в составе минерального скелета и возникновению некой новой части пустотного пространства, которая отобразится на результатах порометрии.

Здесь необходимо особо отметить, что к результатам ртутной порометрии неэкстрагированных образцов ядра нефтематеринских пород и аргиллитоподобных коллекторов [6, 12], включая баженины, хадумиты, доманикиты, следует относиться с особой осторожностью. С одной стороны, не представляется возможным до конца экстрагировать такие образцы, так как органические вещества и углеводороды на ранней стадии образования входят в состав скелета породы; их

удаление займет время и неизбежно приведет к потере сплошности образца. С другой стороны, нагнетание ртути в неэкстрагированный образец сжимает флюиды в порах, что снижает информативность кривых  $V(P)$  с точки зрения морфологии пустотного пространства.

К большому сожалению, нередко вследствие недостаточного взаимодействия между петрофизиком и лабораторией имеет место следующая ситуация. Образец доставляют в лабораторию в неэкстрагированном состоянии в расчете на то, что сотрудники лаборатории самостоятельного его подготовят. Лаборатория же получает образец в полной уверенности, что он уже подготовлен и нужно только слегка подсушить его перед началом эксперимента. В подавляющем большинстве случаев петрофизику предоставляется протокол эксперимента без какого-либо описания методики пробоподготовки для ртутной порометрии. Петрофизик вследствие дефицита времени начинает работать с данными  $V(P)$ , не вникая в особенности их получения.

### Масштаб исследований

Как пересчитать свойства, полученные на мелком масштабе образцов ядра, на более крупный масштаб элементов геологической и гидродинамической модели (сделать 3D-upscaling)? К сожалению, единого ответа на этот вопрос до сих пор не найдено, и петрофизики совместно с инженерами-разработчиками решают эту задачу различными методами и с разной успешностью.

Типичный блок гидродинамической модели в окрестности скважины характеризуется длиной и шириной в первые сотни метров и мощностью – в первые десятки метров, в то время как стандартный размер цилиндрического образца ядра составляет 30x30 мм. Максимальный объем образца, который позволяет исследовать ртутная порометрия, еще меньше.

Согласно методике проведения эксперимента по ртутной порометрии, предварительно подготовленный образец помещается в пенетрометр. Пе-

нетрометры состоят из калиброванной капиллярной трубки из боросиликатного стекла, которая спаяна с разборной цилиндрической камерой для размещения образца. Современные ртутные порометры, как правило, оснащаются целым набором различных пенетрометров под различные виды материалов и объем исследования образца (табл. 3.1). У современных порометров камеры для размещения образца редко позволяют изучать образцы размером более Ø25x25 мм [11, с. 1-7]. Такой верхний предел осложняет задачу сопоставления коллекторских свойств, измеренных на стандартных образцах, с результатами ртутной порометрии.

Особенно остро вопрос сопоставления свойств стоит в случае сильно неоднородного по пористости и проницаемости коллектора, для которого образец ядра стандартного размера (Ø30x30 мм) является представительным элементарным объемом (рис. 3.2). В этом случае результаты ртутной порометрии соответствуют образцу с объемом меньше представительного и могут быть подвержены сильной пространственной вариации пористости.

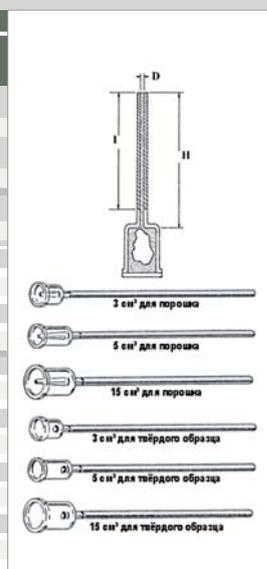
На ограничение по максимальному размеру изучаемого образца накладывается не менее важное ограничение по объему пустотного пространства образца. Для того чтобы понять причину такого ограничения, необходимо иметь представление о принципе измерения объема ртути, внедренной в образец.

Капилляр — это одна из основных составных частей пенетрометра (табл. 3.1). Внешняя поверхность капилляра покрыта металлом. Вдавливание ртути в пористое пространство образца приводит к изменению высоты столба ртути в капилляре. Ртуть внутри капилляра и внешнее металлическое покрытие капилляра используются как обкладки емкостного электрического сопротивления, точное измерение которого позволяет измерять и контролировать объем вдавленной ртути.

Для достижения заявленной порогности при измерении насыщен-

Таблица 3.1  
Варианты пенетрометров для образцов различного типа [11, с. 5-3]

Объем ампулы, см <sup>3</sup>	Тип образца	Макс. измеримый объем, см <sup>3</sup>	Общий объем капилляра, см <sup>3</sup>	Максимальный напор		Физические размеры		
				фунт/дюйм м <sup>2</sup> абс.	кПа абс.	l (мм)	H (мм)	D (мм)
3	Твердый	0,387	0,412	4,68	32,3	227	242	1,47
3	Твердый	1,116	1,190	4,68	32,3	227	242	2,50
3	Порошок	0,387	0,412	4,68	32,3	227	242	1,47
3	Порошок	1,116	1,190	4,68	32,3	227	242	2,5
5	Твердый	0,366	0,392	4,45	30,7	215	230	1,47
5	Твердый	1,057	1,131	4,45	30,7	215	230	2,5
5	Твердый	1,716	1,836	4,45	30,7	215	230	3,19
5	Порошок	0,366	0,392	4,45	30,7	215	230	1,47
5	Порошок	1,057	1,131	4,45	30,7	215	230	2,50
5	Порошок	1,716	1,836	4,45	30,7	215	230	3,19
15	Твердый	0,366	0,392	4,45	30,7	215	230	1,47
15	Твердый	1,057	1,131	4,45	30,7	215	230	2,50
15	Твердый	1,716	1,836	4,45	30,7	215	230	3,19
15	Твердый	3,007	3,263	4,45	30,7	215	230	4,81
15	Твердый	3,857	4,185	4,45	30,7	215	230	4,81
15	Порошок	0,366	0,392	4,45	30,7	215	230	1,47
15	Порошок	1,057	1,131	4,45	30,7	215	230	2,50
15	Порошок	1,716	1,836	4,45	30,7	215	230	3,19



ности образца ртутью (табл. 3.3) объем изучаемого пустотного пространства, то есть объем исследуемого образца, настоятельно рекомендуется делать таким, чтобы капилляр в процессе эксперимента был заполнен на 25–90 % от своего общего объема [11, с. 5-4]. Следовательно, экспериментатор должен оценить объем образца и выделить такую его часть, которая удовлетворяет этому соотношению. На практике внимания этому требованию не уделяется вовсе, хотя порометр и фиксирует в протоколе эксперимента предупреждение о том, чтобы заполнение измерительного капилляра было меньше 25 % или больше 90 %.

В свете описанных ограничений весьма привлекательной является методика исследования мини-образцов зерна (Ø8x10 мм). Несмотря на свой нестандартный размер, образец такого форм-фактора может быть детально исследован не только методами рентгеновской микротомографии, растровой электронной микроскопии с функцией автоматического картирования минералов, ЯМР, но и ртутной порометрии. Однако, как легко видеть из табл. 3.1, один мини-образец зерна (Ø8x10 мм) с пористостью 20 % (большая редкость) обеспечивает заполнение капилляра пенетрометра максимум на 27 %. Это обстоятельство вынуждает исследователя добавлять в камеру дополнительные фрагменты-аналоги того же образца, что, в свою очередь, затрудняет сопоставление результатов ртутной порометрии с данными упомянутого выше комплекса микроструктурных исследований.

### Режим работы порометра

Аналогично известным в электротехнике моделям генератора напряжения и генератора тока, современные ртутные порометры также могут работать в двух принципиально различных между собой режимах:



Рис. 3.2. Иллюстрация к определению представительного элементарного объема (REV), где  $\Delta U_i$  – изучаемый объем пористой среды, много большего размера поры или минерального зерна;  $(\Delta U_i)_i$  – объем пустот в  $\Delta U_i$ ;  $n_i$  – пористость в  $\Delta U_i$ ;  $\Delta U_0$  – элементарный объем пористой среды, представительный по пористости;  $n$  – пористость представительного элементарного объема  $\Delta U_0$  (рис. из [6, с. 20], подписанный текст переведен на русский язык автором)

- ступенчатое повышение/понижение давления ртути (ступени по давлению задаются предварительно до начала эксперимента), ожидание стабилизации по насыщенности и последующее измерение объема ртути, вошедшей в образец (constant pressure mercury porosimetry);
- поддержание заданного объемного расхода при нагнетании ртути в образец (или извлечении ртути из образца) с непрерывным измерением давления ртути в камере для размещения образца (volume-controlled mercury porosimetry).

Большинство порометров, используемых для петрофизического исследования образцов зерна, работает в режиме ступенчатого изменения давления [11, с. 4-38].

Именно в этом режиме измеряются зависимости  $V(P)$ , значения давления  $P$ , пересчитываются диаметры пор  $D$  и далее зависимости  $V(D)$  анализируются стандартными методами [13, с. 107].

Метод поддержания заданного объемного расхода, известный как APEX [16, 17, 22], применяется на практике гораздо реже. Последнее обстоятельство связано со сложной реализацией метода APEX на аппаратном уровне, а также с более сложным методом обработки и интерпретации экспериментальных данных. Метод основан на наблюдении и классификации резких флуктуаций давления при поддержании постоянной скорости нагнетания ртути в образец или ее удаления из образца, что дает принципиально новую информацию о внутренней структуре изучаемого образца. Информация о резких изменениях давления при поддержании заданного расхода при нагнетании ртути позволяет разделить экспериментальную кривую капиллярного давления (ККД), полученную по методу APEX, на две моды: 1) ККД типа subison, описывающую распределение поровых тел, и 2) ККД типа rison, описывающую распределение горл, связывающих поровые тела (рис. 3.3). Важно отметить, что огибающая экспериментальной кривой  $V(P)$ , полученной по методу APEX, совпадает с зависимостью  $V(P)$ , которая измеряется при стандартном ступенчатом повышении/понижении давления ртути. Другими словами, метод APEX обобщает стандартный метод ртутной порометрии.

Разбиение порового пространства на моды subison и rison позволяет оценить вклад различных компонентов порового пространства в петрофизические характеристики, такие как капиллярное давление, остаточные насыщенности, показатель цементации в уравнении Арчи, относительное сопротивление пород и абсолютная проницаемость [20]. Кроме этого, появляется возможность количественной оценки неоднородности образца на масштабе порового про-

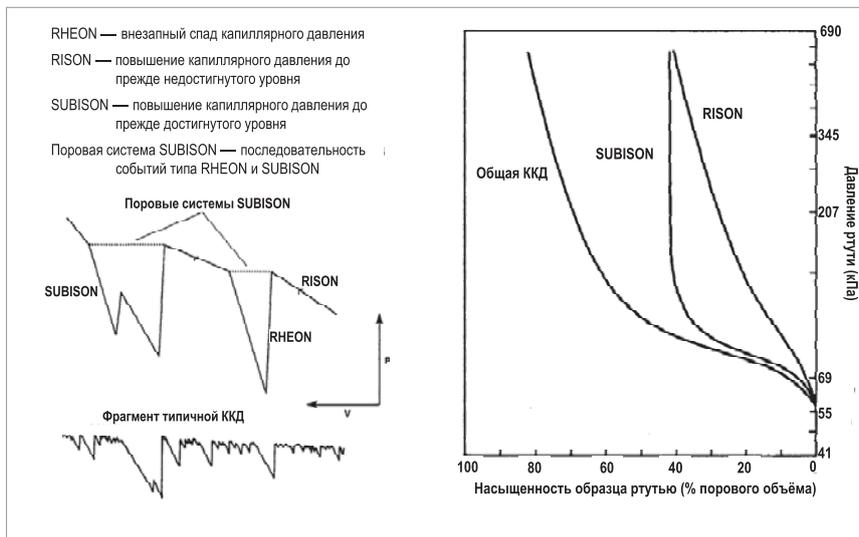


Рис. 3.3. Терминология ртутной порометрии по методу APEX (слева) и пример разложения общей ККД на моды SUBISON и RISON (рис. из [22], подрисующий текст переведен на русский язык автором)

странства (фактор FOSMOD), а также влияния текстуры и геометрии порового пространства на эффективность процессов увеличения нефтеотдачи [21].

Представляется, что метод APEX уместно использовать для изучения структуры пустотного пространства сложнопостроенных коллекторов, включая доломитовые коллекторы преобразованного горизонта Верхне-чонского месторождения Восточной Сибири.

### Поправки за аппаратную часть и свойства образца

Процесс внедрения ртути в образец включает в себя приложение больших давлений. Современные порометры позволяют создавать давления до нескольких сотен мегапаскалей, что соответствует давлению в несколько тысяч атмосфер или давлению воды на глубине несколько десятков километров (табл. 3.3). Стоит подчеркнуть, что давление прикладывается не только к ртути, проникающей в пустотное пространство образца, но также и к пенетromетру, в который помещен изучаемый образец (табл. 3.1). Следовательно, с некоторого высокого давления процесс внедрения ртути начинает сопровождаться различными побочными явлениями, включая механическую сжимае-

мость минерального скелета образца, сжимаемость материала, из которого изготовлен пенетрометр, а также сжимаемость масла, окружающего пенетрометр.

Последнее явление, особенно при резком повышении давления, ведет к нагреванию масла, последующему нагреванию ртути в пенетрометре, ее тепловому расширению и увеличению ее давления. Резкое снижение давления приводит к обратному эффекту. В итоге пенетрометр начинает работать как термометр и перестает реагировать на особенности пустотного пространства изучаемого образца. На практике очень трудно оценить эффект теплового расширения и внести соответствующую поправку в экспериментальные данные [11, с. G-2]. Очевидно, что этот паразитный эффект ярче выражен, когда ампула пенетрометра, в которую помещается образец, имеет большой объем, а объем измерительного капилляра мал. Минимизировать этот эффект можно путем выбора такого пенетрометра (табл. 3.1), в ампулу которого полностью помещается изучаемый образец, но при этом измерительный капилляр его должен иметь максимальный объем, строго соответствующий объему пор.

На практике указанные эффекты необходимо учитывать при обработке

экспериментальных данных, когда желаемая погрешность определения объема внедренной в образец ртути составляет 1 % и менее или когда свойства образца не позволяют достичь этого уровня погрешности, что часто имеет место в практике петрофизических исследований «сложных» образцов в следующих случаях:

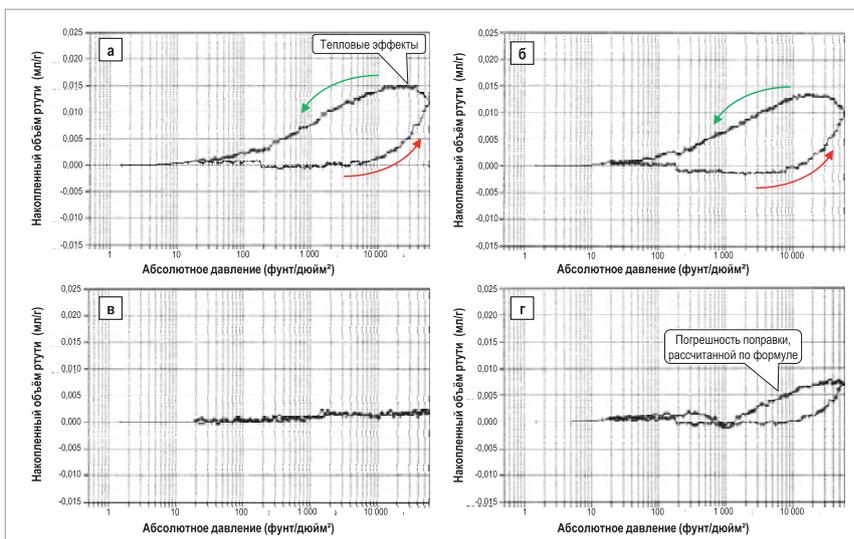
- представительный объем кернового материала настолько мал, что объем внедренной ртути занимает лишь малую часть измерительного капилляра;
- объем кернового материала достаточен, но его пористость настолько мала, что даже при использовании самой большой ампулы (то есть исследовании максимально возможного объема образца) объем внедренной ртути занимает лишь малую часть измерительного капилляра;
- объем и пористость кернового материала достаточны для адекватного измерения, но имеет место большой контраст по сжимаемости и тепловым свойствам между ртутью и образцом.

Обязательное требование к эксперименту – максимально повысить точность измеряемых давления и насыщенности и добиться высокой воспроизводимости его результатов.

Существует несколько разных методов для определения поправок за аппаратную часть (blank correction) порометра.

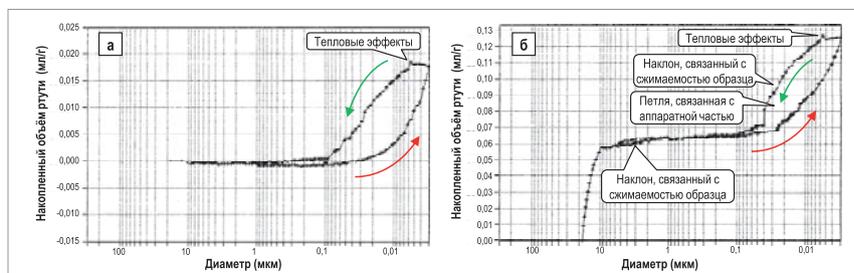
1. Справочные формулы, содержащие осредненные результаты холостых экспериментов на большом количестве пустых пенетрометров в широком диапазоне скоростей повышения и снижения давления. Этот наиболее простой и часто используемый на практике подход не требует задания сжимаемости и тепловых свойств (температурного коэффициента линейного расширения, теплопроводности) материалов, из которых изготовлены корпус пенетрометра и камеры порометра (рис. 3.4).

2. Холостой эксперимент с пустым пенетрометром (blank run). Для этого эксперимента сам пенетрометр, а также диапазон и ступени давления задаются точно такими же, как и те, кото-



**Рис. 3.4.** Типичные примеры холостых экспериментов с пустым пенетрометром для определения поправки за аппаратную часть

Примечание: Каждый эксперимент включает в себя цикл нагнетания (красная стрелка) и удаления (зеленая стрелка) ртути из пустого пенетрометра. а) Холостой эксперимент с пустым пенетрометром (объем ампулы 5 мл, объем капилляра 1,1 мл). Повышение давления в самом начале цикла удаления ртути вызвано тепловыми эффектами. При снижении давления ртуть остывает и ее объем уменьшается. Это приводит к снижению объема ртути в измерительном капилляре, что, в свою очередь, создает видимость увеличения объема внедренной ртути. б) Очередной холостой эксперимент с тем же пенетрометром, что и в а), но проведенный через некоторое время. в) Разность между результатами экспериментов а) и б), которая подчеркивает хорошую воспроизводимость результатов холостого эксперимента и эффективность этого вида внесения поправки за аппаратную часть. г) Разность между результатами эксперимента а) и поправкой, рассчитанной по справочным формулам для одинаковых условий. Видно, что формульные данные устраняют некоторую часть влияния аппаратуры, но делают это далеко не так эффективно, как поправка по холостому эксперименту (рис. из [12, с. G-3], подрисованный текст переведен на русский язык и дополнен автором)



**Рис. 3.5.** Сравнение холостого эксперимента с пустым пенетрометром (а) и эксперимента с пенетрометром, в который помещен сплошной (непористый) тестовый образец (б) той же самой массы и из того же самого материала, что и изучаемый образец из эксперимента на рис. 3.6а.

Кривая нагнетания ртути обозначена красной стрелкой, а кривая удаления ртути – зеленой. б) Так как масса непористого образца была близка к массе самого изучаемого образца, общий объем внедренной ртути приблизительно равен объему ртути, внедренной в пористый образец (рис. 3.6а) (рис. из [12, с. G-3], подрисованный текст переведен на русский язык и дополнен автором)

рые будут использоваться при изучении реального образца (рис. 3.5а). Преимущества этого подхода заключаются в существенно большей степени учета аппаратной части, что повышает эффективность полученной поправки. Дополнительно появляется возможность мониторинга состояния

пенетрометров и порометра до и после, а также в процессе эксперимента по ртутной порометрии. Подход позволяет эффективно учесть сжимаемость минерального скелета в случае низкого контраста по сжимаемости между ртутью и скелетом изучаемого пористого тела. Считается, что жи-

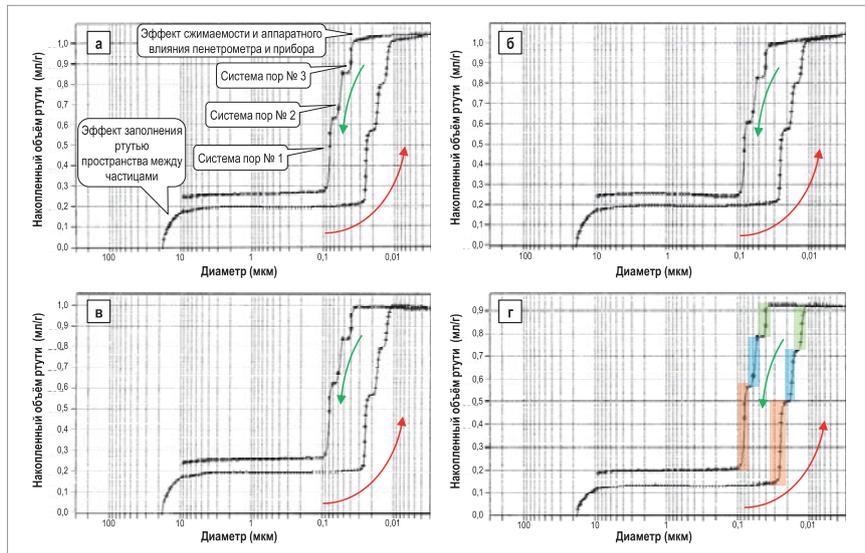


маемость большинства сплошных материалов очень близка к коэффициенту сжимаемости ртути, что в большинстве случаев делает этот вид поправки очень эффективным [11, с. G-5]. Однако сжимаемость минерального скелета осадочных пород составляет  $(2,2-6,9) \times 10^{-11} \text{ Па}^{-1}$ , а карбонатных горных пород –  $(1,3-2,4) \times 10^{-11} \text{ Па}^{-1}$  [8] и может в разы отличаться от сжимаемости ртути  $4,02 \times 10^{-11} \text{ Па}^{-1}$  (температура 20 °С, давление 101 кПа) [14, с. 667]. Поэтому при изучении фрагментов керна горных пород этот вид поправки далеко не всегда эффективен и работает.

3. Эксперимент с пенетрометром, в который помещен сплошной (непористый) тестовый образец той же самой массы и из того же самого материала, что и изучаемый образец. Для этого эксперимента сам пенетрометр, а также диапазон и ступени давления задаются точно такими же, как и те, что будут применяться при изучении реального образца. В качестве непористого тестового образца может использоваться представительный фрагмент изучаемого образца, но измельченный до нулевой пористости (рис. 3.5б). Этот способ позволяет максимально учесть контраст по сжимаемости и тепловым свойствам между минеральным скелетом образца и ртутью, и его настоятельно рекомендуется использовать по мере возможности.

Как правило, поправки вне зависимости от того, каким методом они были получены, вычитаются из экспериментальной зависимости  $V(P)$ , полученной в результате исследования образца (рис. 3.6).

Эксперимент с тестовым сплошным образцом позволяет учесть сжимаемость минерального скелета образца. Несмотря на это, при планировании эксперимента желательнее обладать данными о механических свойствах изучаемого образца, включая объемную сжимаемость, сжимаемость минерального скелета и прочность образца на сжатие и на разрыв. Информация по механическим свойствам нужна при планировании эксперимента по ртутной порометрии, а именно – максимальной ступени по-



**Рис. 3.6. Сравнение различных видов поправок за аппаратную часть. Кривая нагнетания ртути обозначена красной стрелкой, кривая удаления ртути – зеленой.** а) Исходные экспериментальные данные, полученные в результате изучения смеси сыпучих проб стекла с контролируемым размером пор (СРГ) с тремя различными характерными диаметрами пор. На кривых нагнетания и удаления ртути четко выделяются три различных участка с граничными значениями 0,03 и 0,01 мкм. Кажущееся поглощение ртути для размеров более 10 мкм возникает вследствие заполнения ртутью пространства между частицами порошка. Кажущееся поглощение ртути в диапазоне 0,01-0,003 мкм и соответствующая ему аномалия на кривой удаления ртути в диапазоне 0,04-0,003 мкм являются следствием совместного влияния сжимаемости и аппаратного влияния пенетрометра и прибора. На самом деле в диапазоне 0,01-0,003 мкм физического внедрения ртути нет. б) Результат коррекции данных эксперимента а) с поправкой, рассчитанной по справочным формулам. Аппаратное влияние в диапазоне 0,01-0,003 мкм было устранено, однако кажущееся поглощение ртути, связанное со сжимаемостью образца, осталось. Справочные формулы не учитывают сжимаемость образца и его тепловые свойства. в) Результат коррекции данных эксперимента а) с поправкой, определенной по холостому эксперименту с пустым пенетрометром (рис. 3.5а). Почти все влияние аппаратной части и свойств образца устранено. Сжимаемость образца эффективно учитывается по причине низкого контраста между показателями сжимаемости ртути и пористого стекла. г) Результат коррекции экспериментальных данных а) с поправкой, определенной по эксперименту с пенетрометром, в который помещен сплошной (непористый) тестовый образец (рис. 3.5б). Влияние аппаратной части и свойств образца полностью устранено. Три отдельные поровые системы СРГ обозначены различными цветами (рис. из [12, с. G-3], подрисовочный текст переведен на русский язык и дополнен автором)

давлению. Представляется очевидным, что хотя прибор и позволяет нагнетать ртуть в образец под достаточно высоким давлением (табл. 3.3), в процессе эксперимента это давление не должно превышать некоторого порогового значения, при котором образец теряет свою сплошность. Разрушение образца может произойти по многим сценариям: например, при неравномерной сжимаемости зерен различных минералов и скрепляющего их цемента. В последнем случае цемент между зернами может разрушиться, что неминуемо приведет к флуктуациям по насыщенности и давлению. Пороговое значение давления, в свою очередь, зависит от сжимаемости различных компонентов

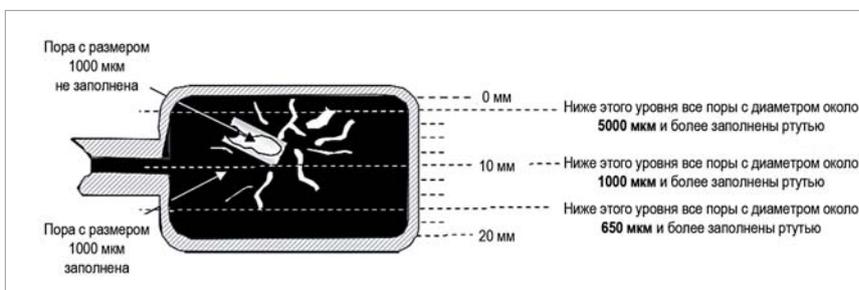
минерального скелета, объемной доли изолированных пустот, предела прочности на разрыв цемента и зерен минерального скелета и других механических характеристик образца. Данные, полученные при давлении, большем порогового, в большинстве случаев являются некондиционными и должны исключаться из рассмотрения.

### Гидростатическое давление ртути в пенетрометре или максимально измеримый размер пор

Минимальный размер порового канала согласно уравнению (3.1) определяется максимальным давлением ртути, которое может развить по-

рометр. Современные аппараты создают давления вплоть до нескольких сотен мегапаскалей, что соответствует диаметру поровых каналов от единиц миллиметров до единиц нанометров (табл. 3.3). Однако зачастую при планировании ртутно-порометрических исследований образцов керна возникает обратный вопрос: какой максимальный диаметр пор изучается ртутной порометрией?

Ответ на этот вопрос дает совокупность размера ампулы пенетрометра (табл. 3.1) и изучаемого образца горной породы. Перед началом эксперимента пенетрометр с образцом герметично закрывается, вакуумируется и заполняется ртутью таким образом, чтобы она окружала изучаемый образец или его части со всех сторон, но без проникновения в поровое пространство. Несмотря на это, плотность ртути настолько высока, что обеспечивает неравномерное заполнение



**Рис. 3.7.** Схематическая иллюстрация влияния напора ртути на заполнение пор разного размера в ампуле пенетрометра (не в масштабе). По мере увеличения глубины от верхней части ампулы заполняются поры все меньшего размера (рис. из [15], подрисовочный текст переведен на русский язык и дополнен автором)

внешних пор образца, которое зависит от глубины (рис. 3.7).

Простой расчет показывает, что если образец полностью помещается в крупную ампулу, например, Ø2,5 см (табл. 3.1), то на ее дне поры с размером 300 мкм и более будут заполнены ртутью (табл. 3.2). Следовательно, в этом конкретном случае можно утверждать, что 300 мкм и есть искомый мак-

симальный диаметр пор, исследуемый методом ртутной порометрии.

Стоит обратить внимание на то, что до начала ртутно-порометрического эксперимента располагать заполненный ртутью пенетрометр вертикально (верхний левый угол табл. 3.1) нельзя. Причиной этому является гидростатическое давление ртути, создаваемое длинным измерительным капилляром

**Таблица 3.2**  
**Зависимость глубины ртути от максимального размера незаполненной поры**

Зависимость напора от глубины ртути				Контактный угол между ртутью и твердой поверхностью (°)				
ммHg	фунт/дюйм м <sup>2</sup>	дин/см <sup>2</sup>	Па	125	130	135	140	145
				Максимальный размер незаполненной поры (мкм)				
1	0,019	1,33E+03	133	8346	9353	10289	11147	11920
2	0,039	2,67E+03	267	4173	4677	5145	5573	5960
3	0,058	4,00E+03	400	2782	3118	3430	3716	3973
4	0,077	5,33E+03	533	2087	2338	2572	2787	2980
5	0,097	6,67E+03	667	1669	1871	2058	2229	2384
6	0,116	8,00E+03	800	1391	1559	1715	1858	1987
7	0,135	9,33E+03	933	1192	1336	1470	1592	1703
8	0,155	1,07E+04	1067	1043	1169	1286	1393	1490
9	0,174	1,20E+04	1200	927	1039	1143	1239	1324
10	0,193	1,33E+04	1333	835	935	1029	1115	1192
11	0,213	1,47E+04	1467	759	850	935	1013	1084
12	0,232	1,60E+04	1600	696	779	857	929	993
13	0,251	1,73E+04	1733	642	719	791	857	917
14	0,271	1,87E+04	1867	596	668	735	796	851
15	0,290	2,00E+04	2000	556	624	686	743	795
16	0,309	2,13E+04	2133	522	585	643	697	745
17	0,329	2,27E+04	2266	491	550	605	656	701
18	0,348	2,40E+04	2400	464	520	572	619	662
19	0,367	2,53E+04	2533	439	492	542	587	627
20	0,387	2,67E+04	2666	417	468	514	557	596
21	0,406	2,80E+04	2800	397	445	490	531	568
22	0,425	2,93E+04	2933	379	425	468	507	542
23	0,445	3,07E+04	3066	363	407	447	485	518
24	0,464	3,20E+04	3200	348	390	429	464	497
25	0,483	3,33E+04	3333	334	374	412	446	477
26	0,503	3,47E+04	3466	321	360	396	429	458
27	0,522	3,60E+04	3600	309	346	381	413	441
28	0,541	3,73E+04	3733	298	334	367	398	426
29	0,561	3,87E+04	3866	288	323	355	384	411
30	0,580	4,00E+04	4000	278	312	343	372	397

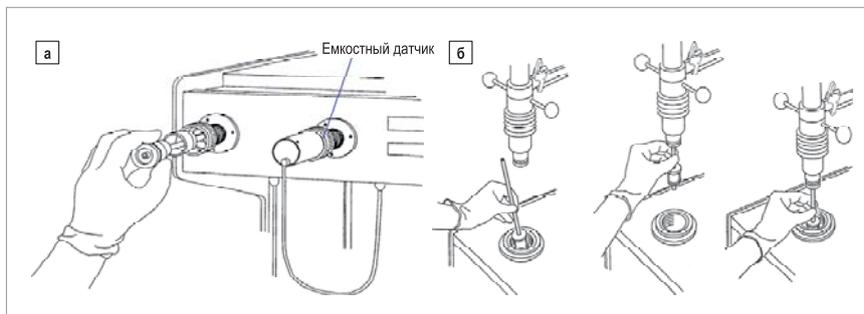
**Примечание:** Таблица рассчитана для поверхностного натяжения ртути 485 мН/м

(параметр  $H$  в табл. 3.1). Например, при использовании пенетрометра с  $H = 230$  мм (табл. 3.1) с высотой ампулы 25 мм (табл. 3.2) в окрестности дна ампулы будет действовать гидростатическое давление около 250 мм рт. ст., что соответствует максимальному диаметру пор в первые десятки микрон. Следовательно, исследуемый диапазон размеров пор при вертикальном расположении пенетрометра существенно сужается.

В современных ртутных порометрах анализ в камере низкого давления осуществляется с пенетрометром в строго горизонтальном положении, чтобы исключить паразитное внедрение, вызванное гидростатическим давлением столба ртути. При этом анализ в камере низкого давления должен производиться до давления не ниже максимального гидростатического для данной конструкции пенетрометра. В нашем примере это 255 мм рт. ст., или 34 кПа. В камере высокого давления пенетрометр обычно располагается строго вертикально (рис. 3.8), а поправка за гидростатическое давление вносится автоматически в процессе измерения давления [15].

Из написанного выше становится понятным, что в процессе манипуляций с заполненным ртутью пенетрометром до завершения цикла измерений в камере низкого давления необходимо поддерживать строго горизонтальное положение пенетрометра и полностью исключить резкие движения лаборанта. При несоблюдении этих условий на экспериментальной кривой  $V(P)$  может возникнуть ложное внедрение ртути между последней точкой в камере низкого давления и первой точкой в камере высокого давления.

Представляется уместным отметить еще одну особенность ртутной порометрии при исследовании пор большого размера. Если решаемая задача требует тщательного исследования пор с размерами от первых десятков микрон и более, то исследователь вынужден находить компромисс между размером исследуемого образца горной породы и размером ампулы пенетрометра. С одной стороны, нужно исследовать объем не меньше предста-



**Рис. 3.8.** Расположение пенетрометра в конструкции современных ртутных порометров: а) в камере низкого давления – строго горизонтальное, б) в камере высокого давления – строго вертикальное

(рис. из [12, с. 5-10 и 5-18], подрисовочный текст переведен на русский язык и дополнен автором)

вительного элементарного объема (рис. 3.2). С другой стороны, при первоначальном заполнении пенетрометра образец не должен глубоко погружаться в ртуть, находясь в ампуле пенетрометра (рис. 3.7). Этого можно достичь, например, путем дробления исследуемого образца на несколько фрагментов или его измельчения в порошок. Однако в таком случае велика вероятность разрушения крупных пустот и, соответственно, потери исследуемой части порового пространства.

### Погрешности измерений давления и насыщенности

При планировании эксперимента по ртутной порометрии, а также при анализе качества экспериментальных данных крайне важно знать погрешности измеряемых величин. Классический эксперимент по ртутной порометрии предполагает измерение зависимости  $V(P)$ , где  $P$  – приложенное давление;  $V$  – объем ртути, внедренной в поровое пространство. Для измерения  $P$  современные ртутные порометры оснащены несколькими высокоточными датчиками давления с разными перекрывающимися диапазонами измерения. Величина  $V$  определяется по высоте столба ртути в капилляре пенетрометра, которая, в свою очередь, рассчитывается на основе измерений емкостного электрического сопротивления капилляра пенетрометра (табл. 3.3).

Используя оценки погрешностей основных арифметических операций [4, с. 20], можно рассчитать и отобра-

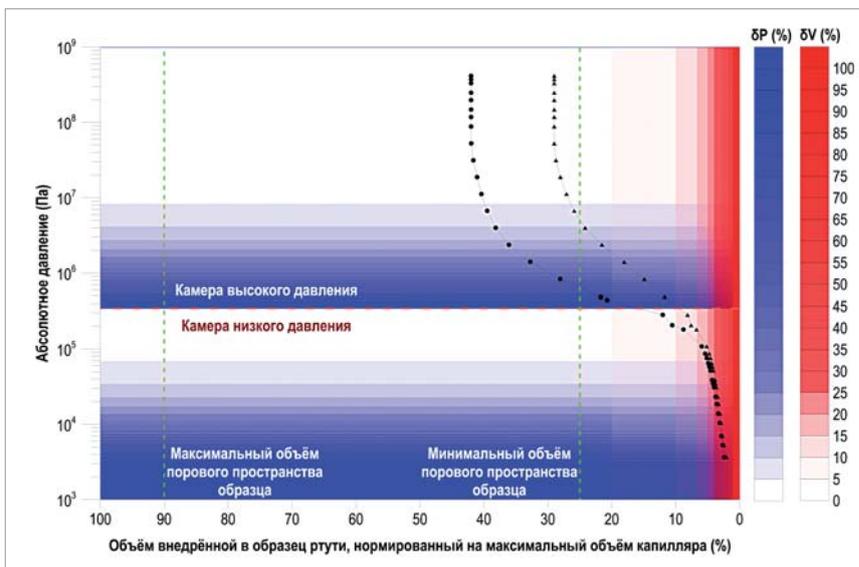
зить погрешности измерения прибора с помощью наглядной карты (рис. 3.9). Здесь важно сделать несколько принципиальных замечаний.

Погрешность измерения давления, в отличие от погрешности измерения объема ртути, внедренной в образец, не убывает монотонно, а скачкообразно меняется при переносе образца из камеры низкого давления в камеру высокого давления. Это связано с тем, что в камерах, как правило, установлены разные датчики давления с разными динамическими диапазонами и погрешностями измерения. Очевидно, что для повышения качества измерений путем минимизации погрешности при измерении давления экспериментальная программа по ступеням давления должна создаваться таким образом, чтобы максимальное количество точек попадало в области с наименьшей погрешностью. Несмотря на это, в ряде случаев часть изучаемого пустотного пространства неизбежно попадает в области неприемлемой погрешности измерения давления. В этом случае конструкцию ртутного порометра по возможности следует дооснастить дополнительными датчиками давления с приемлемой погрешностью в целевом диапазоне.

В отличие от давления, объем внедренной в образец ртути экспериментатор не может контролировать, так как именно эти измерения и характеризуют пустотное пространство образца. Однако зачастую на практике петрофизических исследований большая часть точек на экспериментальной кривой попадает в область неприем-

лемо высокой погрешности измерения объема. Выйти из положения можно различными путями. Например, представляется возможным поместить в ампулу пенетрометра некоторый буферный материал с характерными размерами и объемами поровых каналов, большими, чем в изучаемом образце. В этом случае экспериментальная кривая сместится влево по оси объема ртути, внедренной в образец, и попадет в рекомендуемый диапазон 25-90 % от максимального объема измерительного капилляра (рис. 3.9).

Следует уточнить, что в этой статье везде по тексту под погрешностью понимается максимальная систематическая погрешность средств измерений давления и насыщенности [3, с. 22]. Случайная погрешность средств измерений давления и насыщенности считается сравнительно малой вследствие осреднения по большому количеству измерений. Реальная систематическая погрешность измерений давления и насыщенности в общем слу-



**Рис. 3.9.** Карта относительных погрешностей измерений давления ( $\delta P$ ) и объема внедренной в образец ртути ( $\delta V$ ) для современного ртутного порометра [11, с. 1-7].

Для примера на диаграмме приведены экспериментальные данные ртутной порометрии по двум образцам доломита преобразованного горизонта Верхнеконского месторождения: ФЕС до экстракции 1)  $K_p=10,8\%$ ,  $K_{пр}=0,21$  мД (треугольники); 2)  $K_p=8,6\%$ ,  $K_{пр}=3,17$  мД (кружки)

чае будет несколько меньшей. Однако снизу представляется уместным об- виду отсутствия оценки погрешности суждать и минимизировать всеми до-

**Таблица 3.3**  
**Типичные технические характеристики ртутных порометров предыдущего и текущего поколений [11, с. 1-7; 10, с. 1-4] (цветом выделены важные для обсуждения параметры)**

	Предыдущее поколение	Текущее поколение
<b>Камера низкого давления</b>		
Диапазон измерений	0-50 абс. фунт/дюйм <sup>2</sup> (345 кПа)	0-50 абс. фунт/дюйм <sup>2</sup> (345 кПа)
Разрешающая способность	0,01 фунт/дюйм <sup>2</sup> (69 Па)	0,01 фунт/дюйм <sup>2</sup> (69 Па)
Диаметр пор	360-3,6 мкм	900 (и более) – 3,6 мкм
Систематическая погрешность преобразователя	Нет информации	± 1% от полной шкалы
<b>Камера высокого давления</b>		
Диапазон измерений	Атмосферное давление – 60 000 абс. фунт/дюйм <sup>2</sup> (414 МПа)	Атмосферное давление – 60 000 абс. фунт/дюйм <sup>2</sup> (414 МПа)
Разрешающая способность	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 0,3 фунт/дюйм<sup>2</sup> (2 070 Па) для диапазона давлений 5 000 – 60 000 абс. фунт/дюйм<sup>2</sup> (34 – 414 Мпа)</li> <li>■ 0,03 фунт/дюйм<sup>2</sup> (207 Па) от атмосферного давления до 5 000 абс. фунт/дюйм<sup>2</sup> (34 МПа)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 0,3 фунт/дюйм<sup>2</sup> (2 070 Па) для диапазона давлений 5 000 – 60 000 абс. фунт/дюйм<sup>2</sup> (34 – 414 Мпа)</li> <li>■ 0,1 фунт/дюйм<sup>2</sup> (689 Па) от атмосферного давления до 5 000 абс. фунт/дюйм<sup>2</sup> (34 МПа)</li> </ul>
Диаметр пор	6 – 0,003 мкм	
Систематическая погрешность преобразователя	± 1% от полной шкалы	± 1% от полной шкалы
<b>Объем внедренной ртути</b>		
Разрешающая способность	лучше чем 0,1 мкл	лучше чем 0,1 мкл
Систематическая погрешность	± 1% от объема капиллярной трубки	± 1% от объема капиллярной трубки
<b>Пенетрометры</b>		
Возможные объемы капиллярной трубки	0,38; 1,1; 1,7; 3,1; и 3,9 см <sup>3</sup>	0,38; 1,1; 1,7; 3,1; и 3,9 см <sup>3</sup>
Максимальные размеры образца	Цилиндр Ø 2,5 см и длиной 2,5 см	Цилиндр Ø 2,5 см и длиной 2,5 см

**Примечание:** автору не удалось получить от производителя оборудования более подробную информацию о погрешностях измерения, включая доверительный интервал, вид статистического распределения.

ступными методами оценку погрешности сверху.

Приведенная методика, с одной стороны, позволяет для каждого конкретного ртутного порометра рассчитать и наглядно отобразить максимальные погрешности измерения давления и объема ртути, что, в свою очередь, дает возможность заблаговременно и правильно спланировать эксперимент для партии образцов, сходных по структуре пустотного пространства. С другой стороны, пользуясь таким подходом, петрофизик-геофизик получает полную свободу выбора точности результатов ртутной порометрии еще до эксперимента. Например, если максимальной систематической погрешности по давлению в 10 % и по насыщенности в 20 % достаточно для решения задачи, то, пользуясь картой погрешностей (рис. 3.9), можно выбрать соответствующие давления, а после эксперимента выбрать точки по насыщенности, удовлетворяющие желаемой погрешности.

Карта погрешностей на рис. 3.9 была построена для современного поколения ртутных порометров. Соответствующая диаграмма для порометров предыдущих поколений будет давать исследователю меньше свободы при планировании эксперимента (табл. 3.3) по причине более низких технических характеристик ртутно-порометрического оборудования.

Одной из самых распространенных методических ошибок является преждевременный перенос образца из камеры низкого давления в камеру высокого давления (рис. 3.10). В этом случае имеет место большой контраст относительных погрешностей измерений давления между камерами. Действительно, диапазон датчика давления в камере низкого давления не используется до конца, так как пенетромтр переносится в камеру высокого давления при давлении более низком: 200 кПа (рис. 3.10) вместо 345 кПа (табл. 3.3). При таком низком давлении относительная погрешность измерений давления в камере высокого давления превышает 100 % (рис. 3.9). Последнее обстоятельство на практике зачастую при-

водит к появлению на экспериментальной кривой  $V(P)$  эффекта резкого увеличения давления между последней точкой в камере низкого давления и первой точкой в камере высокого давления. Такое кажущееся увеличение давления, в свою очередь, искажает зависимость  $V(D)$ , занижая объем внедренной в поры ртути с размерами в диапазоне между указанными пограничными точками. Если эффект преждевременного переноса был установлен, то пограничные точки рекомендуется исключать из дальнейшего рассмотрения.

Стоит отметить, что вся последующая математическая обработка экспериментальной зависимости  $V(P)$  в лучшем случае оставит погрешность на том же уровне, а в общем случае будет ее только увеличивать. Например, погрешность косвенного измерения объема ртути, внедренной в образец между двумя соседними ступенями по давлению, можно оценить сверху следующим образом:

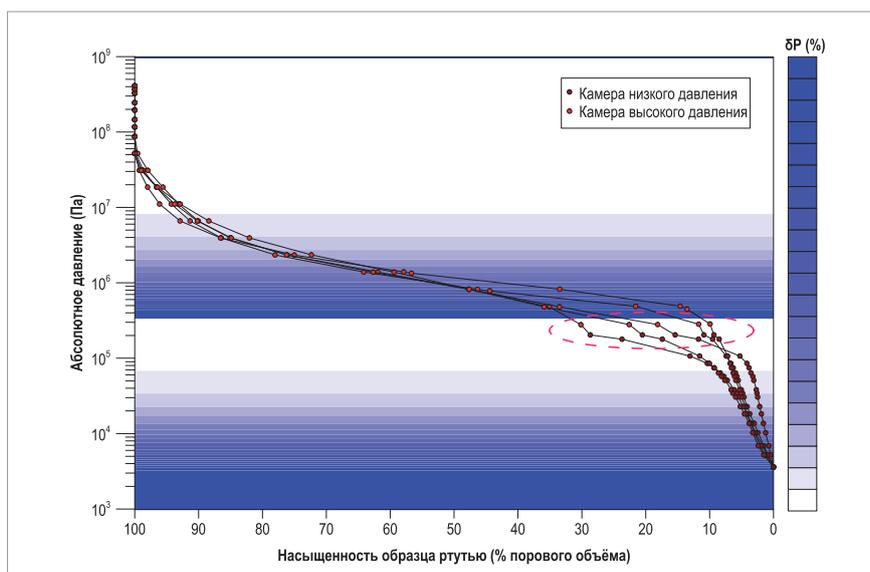
$$\begin{aligned} V_{1-2} &= V_2 - V_1 \\ \Delta V_{1-2} &= \Delta V_1 + \Delta V_2 \end{aligned} \quad (3.3)$$

где  $V_{1-2}$  – объем ртути, внедренной между ступенями по давлению давлениями 1 и 2;  $\Delta V_{1-2}$  – абсолютная по-

грешность величины  $V_{1-2}$ ;  $\Delta V_1$  и  $\Delta V_2$  – абсолютные погрешности измерения объема на ступенях по давлению 1 и 2, соответственно. Не являются исключением и стандартные процедуры расчета распределения размеров и объемов пор, так как они основаны на дифференцировании зависимости  $V(P)$  [13, с. 107]. Известно, что дифференцирование – процедура неустойчивая, то есть небольшое колебание в исходных данных приводит к сравнительно большому изменению в результате дифференцирования. Поэтому наличие небольшой экспериментальной ошибки приведет к тому, что на рассчитанных распределениях появятся особенности (системы поровых каналов или горл), которых физически нет в структуре пустотного пространства изучаемых образцов.

## Выводы

После прочтения данной статьи может создаться впечатление, что успешный эксперимент по ртутной порометрии на партии различных по структуре порового пространства образцов керна сложнопостроенных коллекторов провести очень сложно. Действительно, ртутная по-



**Рис. 3.10. Эффект преждевременного переноса пенетрометра из камеры низкого давления в камеру высокого давления (овал).**

Относительные погрешности измерений давления ртути для современного ртутного порометра [11, с. 1-7] показаны оттенками синего цвета. Для примера на диаграмме приведены экспериментальные данные ртутной порометрии по пяти образцам доломита преобразованного горизонта Верхнечонского месторождения Восточной Сибири

рометрия, несмотря на высокую степень автоматизации, является прецизионным, но весьма чувствительным методом петрофизических исследований структуры пустотного пространства горных пород-коллекторов. Свойства ртути как зондирующей жидкости (плотность, сжимаемость) в совокупности со свойствами изучаемого образца (пористость, механические свойства скелета, физический масштаб) и с техническими характеристиками используемого оборудования в значительной мере определяют качество получаемых экспериментальных результатов.

Вне зависимости от последующей математической обработки экспериментальных кривых ртутной порометрии представляется необходимым приложить все возможные усилия для сведения к минимуму погрешностей измеряемых величин еще на стадии эксперимента. Достигнуть этой цели можно не только за счет совершенствования аппаратного оснащения ртутных порометров, но и благодаря

применению нестандартных методических приемов.

Качественная интерпретация данных ртутной порометрии с целью исследования структуры пустотного пространства для понимания процессов, протекающих в пласте-коллекторе, требует от современного петрофизика знания и ясного понимания методики пробоотбора, подготовки образцов для эксперимента, методики и особенностей проведения лабораторного эксперимента. К сожалению, одни лишь точные измерения современным прибором далеко не всегда гарантируют высокое качество экспериментальных данных. Поэтому для решения поставленной задачи петрофизик должен убедиться, что результаты эксперимента полностью соответствуют тому, что изначально планировалось узнать об образце.

Игнорирование особенностей лабораторного эксперимента по ртутной порометрии в большинстве случаев обрекает на провал попытки использовать результаты ртутной порометрии для подтверждения или опро-

вержения петрофизических концепций о структуре порового пространства изучаемого объекта. Знание и понимание описанной совокупности факторов позволяет исследователю оценить ценность полученных данных, произвести адекватный решаемой задаче контроль качества результатов ртутной порометрии и сделать обоснованные выводы по физически существующим особенностям пустотного пространства, отражающимся в данных ртутной порометрии. Более того, участие петрофизика-геофизика на стадии планирования эксперимента и тесное взаимодействие с лабораторией, выполняющей ртутную порометрию, являются проактивным подходом к качественным петрофизическим исследованиям. Без этой связки тщательное и успешное изучение таких сложнопостроенных коллекторов, как коллекторы преобразованного горизонта Верхне-чонского месторождения Восточной Сибири, методом ртутной порометрии представляется сомнительным занятием.

#### Литература

1. Карнаухов А.П. **Адсорбция. Текстура дисперсных и пористых материалов.** – Новосибирск: Наука. Сиб. предприятие РАН, 1999. – 470 с.
2. Плаченов Т.Г., Колосенцев С.Д. **Порометрия.** – Л.: Химия, 1988. – 176 с.
3. РМГ 29-99 «**Метрология. Основные термины и определения.**» – Минск: ИПК Издательство стандартов, 2000. – 46 с.
4. **Руководство к лабораторным занятиям по физике / Под ред. Л.Л. Гольдина.** – М.: Наука, 1973. – 688 с.
5. Bear J. **Dynamics of Fluids in Porous Media.** New York: American Elsevier Publishing Company, 1988, 764 p.
6. Comisky J.T., Santiago M., McCollom B., Buddhala A., Newsham K.E. **Sample Size Effects on the Application of Mercury Injection Capillary Pressure for Determining the Storage Capacity of Tight Gas and Oil Shales.** Canadian Unconventional Resources Conference, 15-17 November, Alberta, Canada. <http://dx.doi.org/10.2118/149432-MS>. SPE-149432-MS.
7. Dullien F.A. L. **Porous Media: Fluid Transport and Pore Structure.** Academic Press, 1991, 574 p.
8. Fabre D., Gustkiewicz J. **Poroelastic Properties of Limestones and Sandstones under Hydrostatic Conditions.** *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, Vol. 34, No. 1, 1997, pp. 127-134.
9. **Methods in the Physics of Porous Media**, ed. Po-Zen Wong, Vol. 35, ISBN: 978-0-12-475982-4, 1999, 485 p.
10. **Micromeritics AutoPore III Operator's Manual**, March 1999, ver. 1, 334 p.
11. **Micromeritics AutoPore IV 9500 Operator's Manual**, December 2011, ver. 1.09, 326 p.
12. Nia S., Dasani D., Tsotsis T., Jessen K. **Pore-Scale Characterization of Oil-Rich Monterey Shale: A Preliminary Study.** *Unconventional Resources Technology Conference, Denver, Colorado*, 12-14 August 2013: pp. 1750-1760. doi: 10.1190/urtec2013-178. SPE-168835-MS.
13. Peters E.J. **Advanced Petrophysics.** Vol. 2: Dispersion, Interfacial

Phenomena/Wettability, Capillarity/Capillary Pressure, Relative Permeability. Live Oak Book Company (May 15, 2012), 276 p. ISBN 978-1-936909-46-9.

14. Sommer K.-D., Poziemski J. **Density, Thermal Expansion and Compressibility of Mercury.** *Metrologia*, N. 30, 1994, pp. 665-668. doi:10.1088/0026-1394/30/6/023.

15. **Technical Note: A Few Facts Pertaining to the Low Pressure Performance of a Mercury Intrusion Porosimeter.** [http://www.micromeritics.com/Repository/Files/A\\_Few\\_Facts\\_Pertaining\\_to\\_the\\_Low\\_Pressure\\_Performance032010.pdf](http://www.micromeritics.com/Repository/Files/A_Few_Facts_Pertaining_to_the_Low_Pressure_Performance032010.pdf).

16. Toledo P.G., Scriven L.E., Davis T.H. **Pore-Space Statistics and Capillary Pressure Curves From Volume-Controlled Porosimetry.** *SPE Formation Evaluation*, March 1994, pp. 46-54, SPE 19618.

17. Toledo P.G., Scriven L.E., Davis T.H. **Supplement to Pore-Space Statistics and Capillary Pressure Curves From Volume-Controlled Porosimetry: Mechanisms of Mercury Injection and Withdrawal**, 13 p., SPE 27950.

18. Washburn E.W. **Note on a Method of Determining the Distribution of Pore Sizes in a Porous Material.** *Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America*, 05/1921, Vol. 7, Iss. 4, pp. 115-116.

19. Webb P.A. **An Introduction to the Physical Characterization of Materials by Mercury Intrusion Porosimetry with Emphasis On Reduction And Presentation of Experimental Data** *Micromeritics Instrument Corp.* January 2001, 23 p. [http://www.micromeritics.com/pdf/app\\_articles/mercury\\_paper.pdf](http://www.micromeritics.com/pdf/app_articles/mercury_paper.pdf).

20. Yuan H.H. **Advances in APEX Technology: Determination of Cementation Exponent and Absolute Permeability.** *The Log Analyst*, September-October, 1991, pp. 557-570.

21. Yuan H.H. **Pore-Scale Heterogeneity From Mercury Porosimetry Data.** *SPE Formation Evaluation*, June 1991, pp. 233-242.

22. Yuan H.H., Swanson B.F. **Resolving Pore-Space Characteristics by Rate-Controlled Porosimetry.** *SPE Formation Evaluation*, 17 (1989), pp. 17-24.

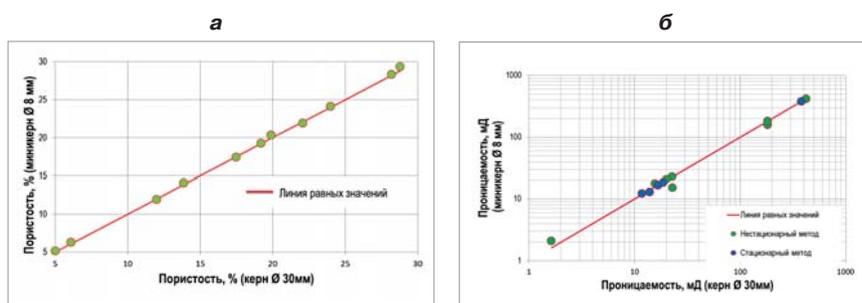
## 4. Структура пустотного пространства доломитов преобразенского горизонта

**И.В. Якимчук,  
Д.А. Коробков,  
Н.Н. Богданович**  
/Шлюмберже,  
Московский научно-  
исследовательский центр,  
г. Москва/

### Описание коллекции для проведения специальных исследований на мини-керне

Горные породы – это достаточно неоднородная пористая среда, но при этом характерные масштабы неоднородностей могут иметь очень широкий диапазон: от размера зерен до размера пластов. В связи с этим для правильной интерпретации результатов специальных исследований, таких как рентгеновская микротомография (МКТ) и ЯМР, все работы, включая определение фильтрационно-емкостных характеристик, необходимо проводить на одном и том же образце. При этом следует учитывать, что современные томографы позволяют получать качественные трехмерные модели горных пород с достаточно высоким пространственным разрешением (около 5 мкм) только для образцов диаметром менее 10 мм. Это обуславливает необходимость проведения измерений комплекса физических свойств на керне малого диаметра (мини-керна).

Для проведения измерений пористости и проницаемости на мини-керне были разработаны специальные методики, в основе которых лежат стандартные методы [1, 2, 3] и используется стандартное петрофизическое оборудование. Созданные методики были протестированы на коллекции специально подобранных однородных осадочных горных пород. Для этого были приготовлены образцы керна стандартного размера (Ø30 мм) и определены их свойства путем много-



**Рис. 4.1. Сравнение результатов определения ФЕС на стандартном керне (Ø30 мм) и мини-керне (Ø8 мм):**  
а – тестирование методики определения пористости; б – тестирование методики определения проницаемости

кратных повторных измерений по общепринятым методикам [1, 2, 3]. Далее из этих образцов были вырезаны мини-керны. Диапазон пористости тестовых образцов составил 5...29 %, проницаемости – 1...500 мД (рис. 4.1). Измерения пористости проводились газоволюметрическим методом. Газопроницаемость определялась двумя методами [3]: стационарным – на 5 образцах и нестационарным – на 8 образцах. Согласно результатам тестирования на 11 образцах среднеквадратичное расхождение между измерениями пористости на керне Ø8 и Ø30 мм составляет 0.21 %; при этом значения пористости, измеренные на мини-керне, в среднем на 0.11 % больше, чем на стандартном керне. Для проницаемости никакого систематического отклонения отмечено не было, а среднее квадратичное отклонение составило 11 %. Достаточно высокое среднеквадратичное отклонение при измерениях проницаемости обуславливается в том числе неоднородностью образцов.

Для проведения специальных исследований карбонатных пород преобразенского горизонта были отобраны 10 наиболее характерных образцов, представляющих изучаемый разрез. Из остатков керна материала были выбраны цилиндрические образцы диаметром около 8 мм и длиной 5-10 мм (мини-керна) для проведения ис-

следований методами рентгеновской микротомографии и ядерного магнитного резонанса. Минеральный состав образцов исследовался рентгеноструктурным методом (РСА). Анализ данных показал, что породы состоят из доломита (среднее – 92.3 % при максимуме 94 % и минимуме 88 %). Кальцит по РСА выделен не был. Во всех образцах отмечается гипс (1-3 %). Остальные минералы (кварц, альбит, микроклин), слагающие нерастворимый осадок, содержатся в предельных для определения концентрациях – до 5 %. Для этой части пробы был выполнен отдельный анализ. Содержание глинистых минералов установлено не было. Преимущественно нерастворимый осадок состоит из кварца (60-84 %), в меньших концентрациях встречаются микроклин (8-37 %) и альбит (до 15 %), что весьма хорошо соотносится с результатами изучения элементного состава коллекции.

Перед измерениями полученный керн высушивался при температуре 105 °С до постоянной массы [1]. После высушивания проводилось сканирование на микротомографе, выполнялись ЯМР-исследования, определялись пористость и проницаемость. После измерений параметров в исходном состоянии образцы экстрагировались в аппарате Сохслета чистым бензолом. Использование чистого

бензола обусловлено наличием солей и водорастворимых минералов в скелете исследуемых образцов. По результатам взвешивания установлено, что потеря массы при экстракции составила 0.9-2.4 % при среднем значении 1.5 %.

На экстрагированных образцах производилась повторная съемка методом рентгеновской томографии, после чего образцы насыщались моделью пластовой воды [1] с последующим донасыщением при давлении 15 МПа в течение 24 часов. Полностью насыщенные моделью пластовой воды образцы исследовались методом ЯМР, после чего в образцах методом центрифугирования создавалась остаточная водонасыщенность. Центрифугирование осуществлялось при скорости вращения ротора около 6000 об/мин, что соответствовало капиллярному давлению порядка 12 атм. На образцах с остаточной водонасыщенностью проводились ЯМР-исследования, затем образцы донасыщались нефтью. Донасыщение выполнялось следующим образом: образцы помещались под уровень нефти и вакуумировались в нефти в течение 2 часов, далее давление в эксикаторе доводилось до атмосферного и через 1-2 часа образцы в нефти помещались на 24 часа в ячейку высокого давления для донасыщения при 15 МПа. После донасыщения давление в ячейке было понижено до атмосферного и образцы оставлены в нефти на 30 суток для состаривания,

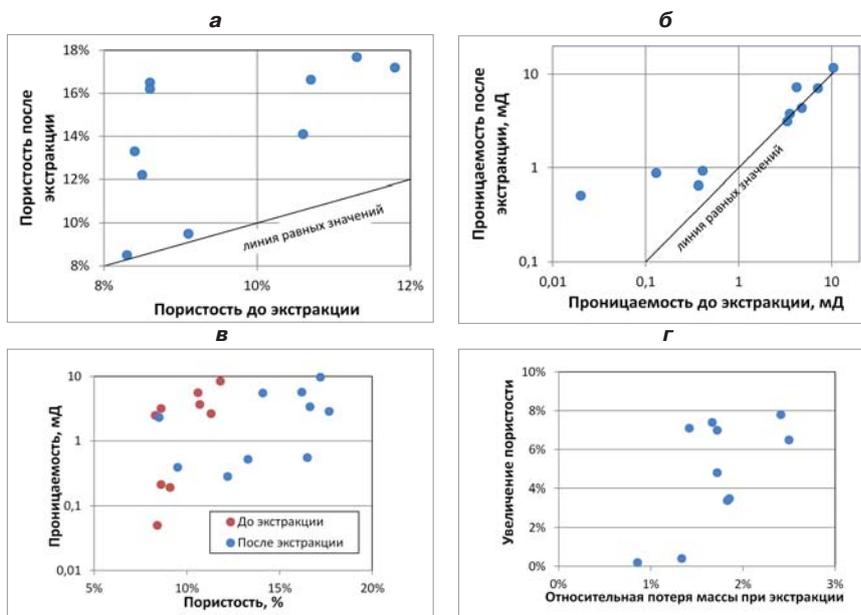


Рис. 4.2. Фильтрационно-емкостные характеристики изученных пород и их изменение при экстрагировании:

а – изменение пористости после экстракции; б – изменение проницаемости после экстрагирования; в – зависимость проницаемости от пористости до и после экстракции; г – зависимость между потерей массы и увеличением пористости при экстрагировании

после чего они извлекались из нефти и проводились исследования методами ЯМР и рентгеновской микротомографии.

Известно, что заполняющие поровое пространство флюиды, такие как вода, нефть и газ (воздух), поглощают рентгеновское излучение значительно слабее, чем составляющие горную породу минералы. Это приводит к тому, что на реконструированном трехмерном микротомографическом изображении эти флюиды практически неразделимы. В данном исследова-

нии для оценки местоположения углеводородов в неэкстрагированном образце 5 образцов с низким содержанием галита были насыщены 5%-м водным раствором KI перед экстрагированием. Насыщение проводилось по стандартной методике с донасыщением при давлении 15 МПа.

Для исследованной коллекции пород диапазон вариации пористости составил 8.3-11.3 % до экстракции и 8.5-17.7 % после экстракции (см. таблицу, рис. 4.2а). Проницаемость исследованных образцов варьирует-

**Фильтрационно-емкостные характеристики исследованных образцов, измеренные различными методами до и после экстрагирования**

№ лаб.	До экстрагирования				После экстрагирования						
	$K_p(\text{газ}), \%$	$K_p(\text{мКТ}), \%$	$K_{пр}, \text{мД}$	$K_n(\text{ЯМР}), \%$	$K_p(\text{газ}), \%$	$K_p(\text{вода}), \%$	$K_p(\text{мКТ}), \%$	$K_p(\text{ртуть}), \%$	$K_{пр}, \text{мД}$	$K_p(\text{ЯМР}), \%$	
1	10,6	8,7	5,55	5,81	14,1	13,7	9,3	9,9	5,51	14,99	
2	8,3	6,1	2,48	4,01	8,5	10,4	6,8	10,2	2,3	12,26	
3	8,5	–	0,006	6,42	12,2	11,9	–	13,4	0,28	15,1	
4	11,8	–	8,41	5,11	17,2	–	–	12,7	9,73	–	
5	10,7	–	3,65	3,89	16,6	–	–	13,3	3,38	–	
6	8,4	6,0	0,05	5,21	13,3	12,5	7,2	11,2	0,52	15,97	
7	8,6	7,0	0,21	5,3	16,5	13,4	7,2	12,1	0,55	14,81	
8	9,1	6,6	0,19	4,55	9,5	11,3	7,6	7,4	0,39	13,43	
9	8,6	9,7	3,17	4,45	16,2	14,2	13,2	10,7	5,68	16,55	
10	11,3	–	2,64	5,71	17,7	–	–	10,8	2,86	–	

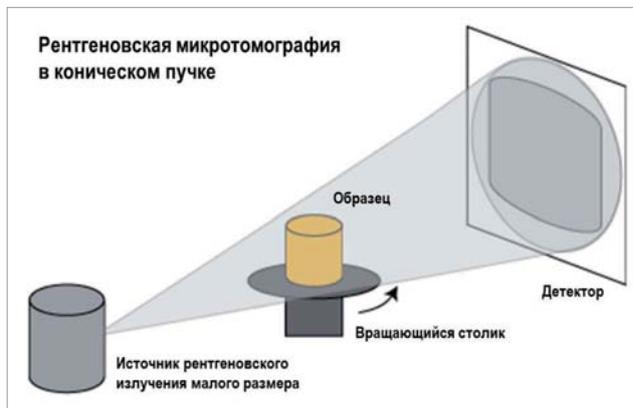
Примечание:  $K_p$  – пористость;  $K_{пр}$  – проницаемость по газу с учетом поправки Клинкенберга; (газ) – измерение по газу; (вода) – определение пористости методом насыщения моделью пластовой воды; (ЯМР) – измерение методом ядерно-магнитного резонанса; (ртуть) – определение пористости по объему закачанной ртути при порометрии; (мКТ) – определение пористости методом компьютерной томографии.

ся в диапазоне  $0.006-8.4 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> до экстракции (см. таблицу, **рис. 4.2б**). После экстрагирования для пяти из семи образцов наблюдается значительное повышение проницаемости. Отмеченное понижение проницаемости для двух образцов (1 и 5 %) находится в пределах случайной погрешности измерений. Для карбонатных пород характерна слабая зависимость проницаемости от пористости или ее полное отсутствие. Интересной особенностью пород данной коллекции является тот факт, что данная зависимость достаточно хорошо выражена у неэкстрагированных пород и полностью отсутствует после экстракции (**рис. 4.2в**). Это можно объяснить тем, что до экстракции свободными были только каналы, участвующие в фильтрации, а углеводороды, извлеченные при экстракции, располагались в тупиковых порах и в крупных порах и кавернах, соединенных малыми капиллярами и не оказывающих существенного влияния на фильтрационные свойства. Необходимо также отметить, что прослеживается зависимость между потерей массы образцов при экстрагировании и увеличением пористости (**рис. 4.2г**). Сравнение результатов определения пористости и проницаемости на 8- и 30-миллиметровом керне карбонатных пород показало, что изучаемые породы имеют очень высокую степень неоднородности. Так, образцы, вырезанные в нескольких миллиметрах друг от друга, могут иметь отличающиеся более чем в два раза значения пористости, а также отличия более чем на порядок в проницаемости.

### Исследование структуры образцов керна методом рентгеновской микротомографии

Одним из наиболее удобных способов исследования внутренней структуры объекта, в частности пустотного пространства, является метод рентгеновской микротомографии. Во-первых, данный метод является неразрушающим, и в случае небольших образцов, целиком попадающих в поле зрения детектора, процедура пробоподготовки практически отсутствует. Если же исходный материал имеет значительные размеры, то достаточно лишь выпилить или отколоть интересующую область. Во-вторых, процесс проведения эксперимента в современных микротомографах максимально автоматизирован и интуитивно понятен. В-третьих, получаемые в результате исследования трехмерные распределения коэффициентов ослабления имеют цифровое представление, что существенно упрощает их дальнейший количественный анализ (подсчет пористости, структурные характеристики). В то же время необходимо помнить об ограничениях, накладываемых пространственным разрешением и объемом исследуемой области. Предельное разрешение на уровне десятых долей микрона сегодня достигается лишь при изучении образцов с диаметром  $\sim 1$  мм.

В данной работе применялся лабораторный микротомограф настольного типа [5]. Источником излучения является рентгеновская трубка мощностью 10 Вт с напряжением до 100 кВ, током 100 мкА и диаметром фокусного пятна менее 5 мкм. Малый размер источника позволяет ис-



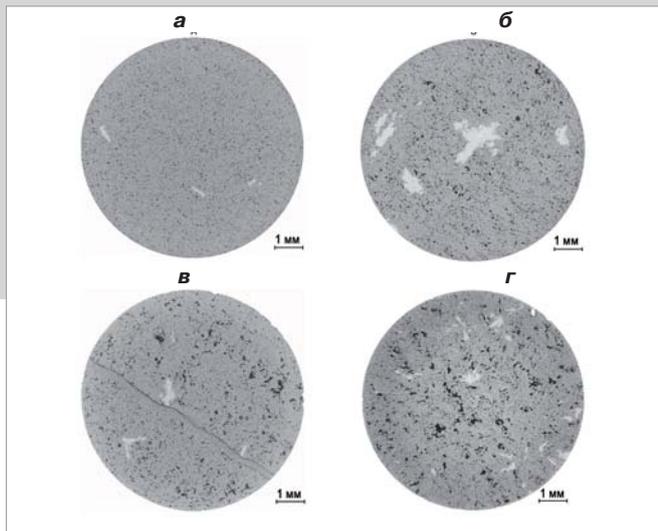
**Рис. 4.3.** Схема сканирования образца с использованием рентгеновского микротомографа (взято из [4] и переведено)

пользовать коническую геометрию пучка для достижения проекционного увеличения изображения. Габариты поля зрения детектора прибора составляют  $\sim 45 \times 24$  мм. Распределение интенсивности прошедшего рентгеновского пучка на данной площади регистрируется ПЗС-матрицей размером  $4000 \times 2096$  пикселей. Таким образом, для сканирования цилиндрических образцов керна диаметром 8 мм и длиной 4 мм было выбрано разрешение в  $\sim 2.3$  мкм/пиксел. При сканировании (**рис. 4.3**) использовались следующие параметры: вращение на  $360^\circ$  с шагом по углу  $0.2^\circ$ , в каждом угловом положении проводилось усреднение по 12 кадрам с временем экспозиции около двух секунд на каждый. Спектр рентгеновского излучения корректировался встроенным в прибор фильтром – алюминиевой пластиной толщиной 0.5 мм. Время проведения одного эксперимента при данных условиях съемки составило 22 ч. Сканирование образцов проводилось в одинаковых условиях при атмосферном давлении и комнатной температуре. Полученный таким образом набор теневых изображений далее реконструировался с целью формирования послойного представления внутренней микроструктуры объекта.

Для обработки и анализа трехмерных микротомографических изображений образцов использовались как коммерческие [6-7], так и разработанные в Московском научно-исследовательском центре Шлюмберже программы.

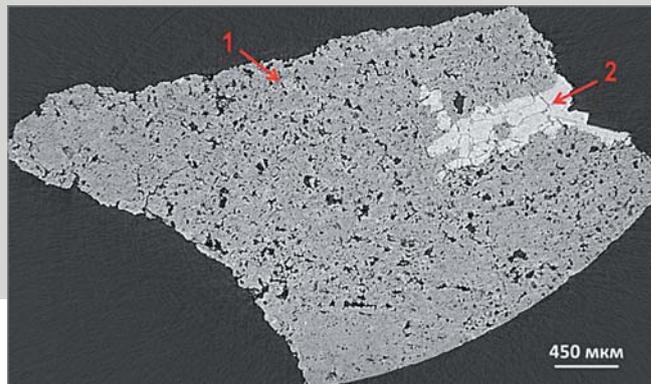
Характерные реконструированные изображения образцов мини-кернов в исходном состоянии приведены на **рис. 4.4**. На них представлены сечения четырех различных образцов. Данные изображения следует физически интерпретировать как пространственные распределения поглощающей способности внутри образцов. В представленном примере для отображения используется шкала градаций серого: более светлым областям соответствует большее поглощение, то есть более высокая плотность и/или большая концентрация тяжелых элементов, таких как железо, хром, сера и т.д.

Как видим, пористость исследованных образцов варьируется: количественный расчет для всех исследованных образцов по данным микротомографии дает значения в



**Рис. 4.4.** Реконструированные срезы мини-керна в исходном состоянии. Более светлые области соответствуют большому ослаблению рентгеновского излучения. ФЕС соответствующих мини-керна до экстракции:

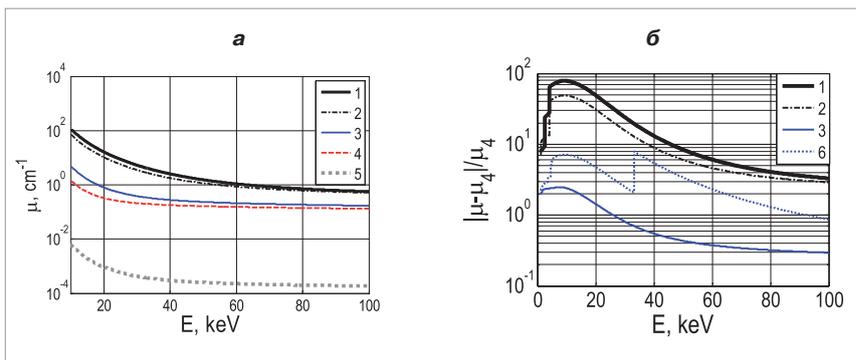
а)  $K_p=8.5\%$ ;  $K_{pp}=0.006$  мД; б)  $K_p=11.3\%$ ;  $K_{pp}=2.64$  мД;  
 в)  $K_p=10.6\%$ ;  $K_{pp}=5.55$  мД; г)  $K_p=11.8\%$ ;  $K_{pp}=8.41$  мД



**Рис. 4.5.** Фрагмент мини-керна, изображенного на рис. 4.4 в. В образце присутствуют две области: пористая, представленная доломитом (1), и низкопористая/непористая – вероятно, ангидрит (2)

диапазоне от 3 до 12 %. Условно изученные породы можно разделить на 4 типа (рис. 4.4) в соответствии с их фильтрационными характеристиками. Все образцы являются сильно консолидированными. Для большинства образцов характерно наличие плотных низкопористых включений, представленных, вероятно всего, ангидритом. На микрофотографических изображениях они показаны светло-серыми областями. Исследования фрагментов мини-керна с высоким разрешением (1.54 мкм/пиксель) позволяют более детально изучить структуру этих включений (рис. 4.5).

Кроме непосредственно описания структуры образцов, необходимо было определить, как распределяются остаточные углеводороды внутри пустотного пространства. Известно, что органические включения слабо поглощают рентгеновское излучение в диапазоне энергий 30-100 кэВ, имея существенно меньший линейный коэффициент ослабления (ЛКО) по сравнению с минеральным скелетом, и практически не контрастны относительно воды (рис. 4.6а). При этом характерный размер органических



**Рис. 4.6.** а) Зависимость ЛКО от энергии излучения для различных веществ; б) зависимость абсорбционного контраста ангидрита, доломита и воды относительно модельной нефти от энергии излучения

Обозначения веществ: 1 – ангидрит, 2 – доломит, 3 – вода, 4 – нефть (тетрадекан), 5 – воздух, 6 – водный раствор KI (5 % по массе). Расчеты проведены согласно [8, 9]

включений (несколько микрон) нередко сопоставим с пространственным разрешением рентгеновского микрографа. По этим причинам они слабо заметны на реконструированных изображениях. Преодолеть данное препятствие можно несколькими способами. Например, уменьшив энергию пучка до 10-20 кэВ, мы заметно увеличим поглощение в воде по отношению к органическим включениям (рис. 4.6б). К сожалению, при этом снизится и проникающая способность пучка, что потребует существ-

венного уменьшения размера исследуемого образца породы.

Другой, более привлекательной возможностью выявления органических включений внутри порового пространства является насыщение неэкстрагированных образцов раствором рентгеноконтрастного агента. При этом предполагается, что насыщение ведет к заполнению всего пустотного объема, за исключением областей, занятых органическими включениями. В результате на томографических изображениях ожидается увеличение

поглощения рентгеновского излучения в заполненной раствором части пор и, как следствие, повышение контраста остаточных углеводородов.

В качестве рентгеноконтрастного агента нами был использован 5%-ный водный раствор йодида калия  $KI$ , которым насыщались образцы после сканирования в исходном состоянии. Насыщение проводилось по стандартной методике с донасыщением при давлении 15 МПа. Затем процедура микротомографии повторялась при неизменных параметрах эксперимента. На реконструкции остаточные углеводороды проявляются в виде наиболее темных областей порового пространства (рис. 4.7, 4.6). На рис. 4.8 б-г представлены сегментированные изображения на примере одного из мини-керна.

Несмотря на принятые меры по контрастированию органических включений, точное положение соответствующих им границ на изображении определить весьма затруднительно, особенно с учетом их малого размера, близкого к пространственному разрешению эксперимента. По этим причинам процедура сегментации проводилась в соответствии с данными лабораторных исследований объемного содержания остаточных углеводородов в рассматриваемых образцах.

Отметим, что прямой контакт «углеводород – порода» на данных изображениях встречается крайне редко. Причиной тому является наличие в исходных изображениях переходных градаций серого на границах «светлого» минерального скелета и «темных» областей, заполненных углеводородом. Такие переходные области классифицируются как водный раствор контрастного агента, имеющий немного больший ЛКО. Для разрешения описанной проблемы необходимо дальнейшее совершенствование алгоритма сегментации.

Другой артефакт схожей природы состоит в отсутствии пор диаметром в 1-2 пиксела, заполненных остаточной нефтью. Наличие сильнопоглощающего доломита в их непосредственной близости приводит к завышению реконструируемого коэффициента ос-

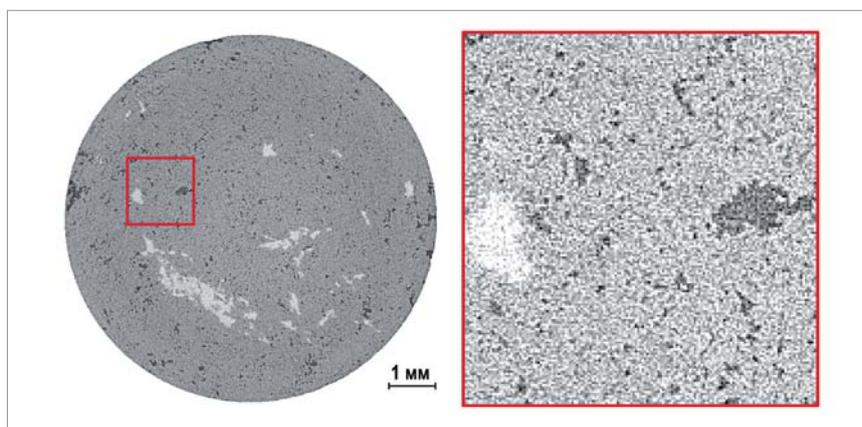


Рис. 4.7. Срез мини-керна, насыщенного 5%-ным водным раствором  $KI$ . ФЭС мини-керна до экстракции:  $K_n=8.6\%$ ;  $K_{пр}=0.21\text{мД}$

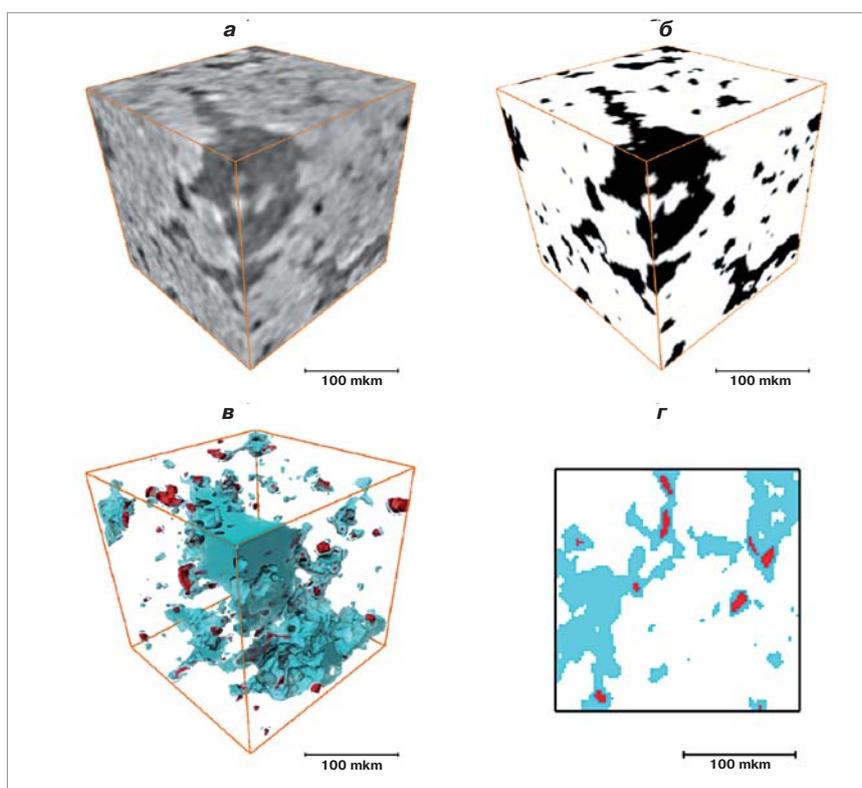


Рис. 4.8. а) Реконструированное трехмерное изображение в градациях серого; б) бинаризованное трехмерное изображение: белый цвет – минеральный скелет, черный – поры с раствором контрастного агента и органические включения; в) пространственное распределение углеводородов в пустотном пространстве; г) двумерное сечение сегментированной трехмерной модели в). На в) и г) красным цветом выделены углеводороды, голубым – вода. ФЭС мини-керна до экстракции:  $K_n=10.7\%$ ;  $K_{пр}=3.65\text{мД}$

лабления в таких порах до значений, соответствующих водному раствору.

Таким образом, вопрос точности локализации и соответствия выделяющихся областей остаточным углеводородам требует дальнейших работ

как в области развития алгоритмов сегментации, так и в сфере эксперимента. В первую очередь могут быть эффективно применены методы нанотомографии и электронной микроскопии.

Проведенные микротомографические исследования мини-керн в разных состояниях (исходное и насыщенное 5%-ным водным раствором KI, экстрагированное) открывают возможность проследить структурные изменения, произошедшие в образце. Для этого необходимо провести пространственное совмещение реконструированных трехмерных изображений [10, 11].

Ниже (рис. 4.9) приведен пример совмещения трех реконструкций образца, сканированного на разных стадиях исследования (исходный, насыщенный 5%-ным водным раствором KI и экстрагированный). Для получения данных результатов использовались объемные области размером  $1000^3$  вокселей ( $\sim 12.5 \text{ мм}^2$ ), предварительно выделенные из приблизительно одной и той же окрестности мини-керн. Далее в ходе процедуры совмещения объемы, соответствующие состояниям (б) и (в), смещались и доворачивались до оптимального соответствия с исходным объемом (а). Вследствие указанных пространственных преобразований на изображениях (б) и (в) присутствуют пустые угловые области.

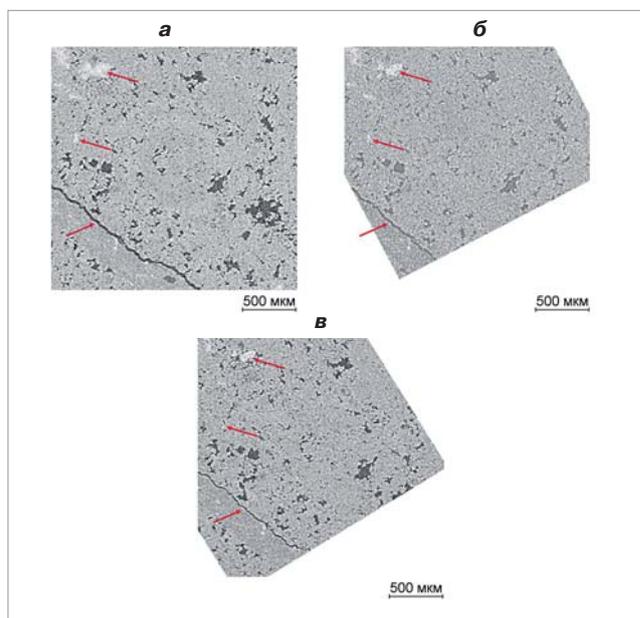
Сравнительный анализ приведенных изображений показывает, что в рассмотренном образце насыщение 5%-ным водным раствором KI с последующей экстракцией привело к образованию тонкого пустотного пространства на поверхности включений с большей рентгенооптической плотностью (предположительно включения ангидрита). Кроме того, проходящая вдоль всего мини-керн трещина заметно уменьшилась в толщине (с  $\sim 20$  до  $\sim 10$  мкм).

ФЕС данного мини-керн до экстракции –  $K_n=10.6 \%$ ;  $K_{np}=5.55 \text{ мД}$ , после экстракции –  $K_n=14.1 \%$ ;  $K_{np}=5.51 \text{ мД}$

Другим не менее интересным эффектом, обнаруженным на нескольких образцах, не подвергавшихся насыщению рентгеноконтрастным агентом, явилось увеличение открытой пористости, связанное как с расширением существующих пор, так и с образованием новых пустот внутри минерального скелета после экстракции бензолом (рис. 4.10 – рис. 4.11). Возможно, это обусловлено тем, что в данных образцах нефтяные включения тесно связаны с самим скелетом. В случае малых размеров этих включений на реконструированных изображениях они не будут различимы в минеральном скелете, обладающем существенно большим поглощением рентгеновского излучения. В связи с этим в исходном состоянии наблюдается однородная минеральная структура. Процедура экстракции вымывает органические включения, и, как следствие, может происходить выход освободившихся мелких частиц породы, возможно, связанных с органическим веществом химическими или физическими связями.

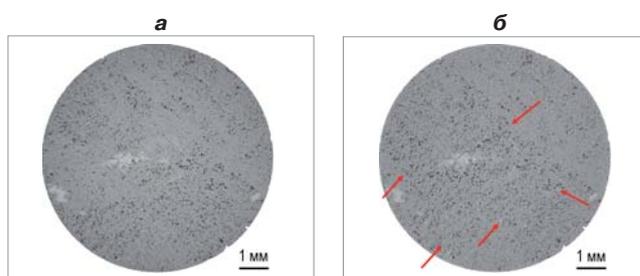
Вполне возможно, что наблюдаемое явление объясняется нестандартной идеей, согласно которой карбонат – это геобиополимер, или «метастабильная чувствительная система с высокой степенью самоорганизации, развивающаяся во времени и пространстве, взаимодействующая с внешней средой, преобразующаяся как под влиянием внешней среды, так и внутри себя» [12].

В 2009 г. этими же авторами [13] в результате лабораторных исследований было установлено, что «карбонатное



**Рис. 4.9.** Часть среза мини-керн в исходном (а) состоянии и совмещенные с ним срезы в состояниях насыщения 5%-ным водным раствором KI (б) и экстрагированном (в).

Стрелками указаны области наиболее заметных изменений в структуре образца. ФЕС данного мини-керн до экстракции –  $K_n=10.6 \%$ ;  $K_{np}=5.55 \text{ мД}$ , после экстракции –  $K_n=14.1 \%$ ;  $K_{np}=5.51 \text{ мД}$



**Рис. 4.10.** Срезы микротомографических изображений мини-керн, совмещенных в 3D, до (а) и после экстракции (б).

Появление мелких сильнопоглощающих частиц и увеличение пористости в экстрагированном образце показаны стрелками. ФЕС данного мини-керн до экстракции –  $K_n=8.6 \%$ ;  $K_{np}=3.17 \text{ мД}$ , после экстракции –  $K_n=16.2 \%$ ;  $K_{np}=5.68 \text{ мД}$

породообразующее вещество органических месторождений углеводородов обладает рядом оригинальных, ранее неизвестных свойств: имеет для отдельных элементов (выделено авторами данной статьи) упорядоченные глобулярные (фибриллярные) наноразмерные надмолекулярные структуры и набухает в углеводородах». Основной вывод работы [13] заключается в утверждении, что карбонат как природный минерально-органический полимер формируется в процессе седиментогенеза и уже в раннем диагенезе имеет две составляющие, связанные химически: неорганическую (карбонат кальция, или доломит) и органическую.

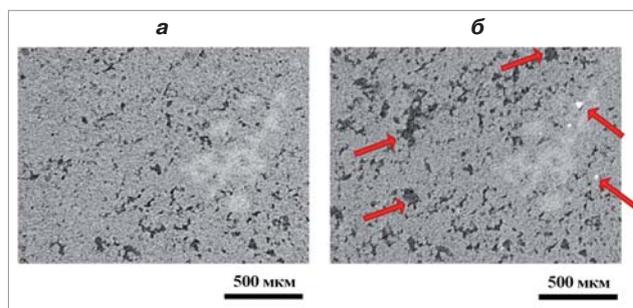
Это утверждение находится в одном русле с мнением известного специалиста по карбонатам В.Г. Кузнецова [14], которое заключается в том, что хотя карбонатные отложения, по различным данным, составляют от 18 до 29 % от общего количества осадочных пород, и изучению доломитов, как частного случая карбонатных пород, посвящено огромное количество соответствующих публикаций, тем не менее вопрос генезиса доломитовых пород вызывает интерес до сих пор, поскольку окончательная точка здесь все еще не поставлена. Кроме того, В.Г. Кузнецов [14] отмечал, что сегодня уже выяснено, что «доломиты как породы полифациальны, полигенетичны и полистадиальны, т.е. образуются на всех стадиях литогенеза».

Насколько же распространены в природе вещества, имеющие в своем составе карбонатную и органическую часть, каковы условия возникновения такого «содружества» и каковы свойства кристаллических полимеров, в частности набухание, о чем упоминается в работе [13].

Биоминералогия как перспективное направление развития минералогической науки описывается в работе [15]. При описании особенностей в зарождении и росте так называемых органо-минеральных агрегатов (или жемчужин) отмечается, что жемчужины состоят из карбоната кальция – минерала арагонита (85-90 %), они обязательно содержат конхиолин (4-6 %) – органическое вещество белкового типа и воду (3-4 %). Клетки конхиолина образуют каркас жемчужины – тонкую сетку, в мелких ячейках которой формируются микроскопические кристаллики арагонита. Другими словами, в минеральных агрегатах биогенного происхождения колонны арагонитовых призм, растущих перпендикулярно к поверхности жемчужины, разделены органическим веществом.

Результаты новых лабораторных исследований по улучшению механических и биологических свойств искусственной костной ткани приведены в работе [16]. Изучалось влияние органических молекул на осаждение гидроксиапатита ГА (входящего в состав костной ткани) в водных растворах. Синтез биополимера осуществлялся при следующих условиях эксперимента:  $pH=9,5$ ;  $T=55^\circ$ ; время синтеза  $t=24$  часа (выделено авторами данной статьи). Изучение ИК- и РФА-спектров показало, что между органической и неорганической составляющими полученных образцов композита существуют адсорбционные взаимодействия, большую роль играют водородные связи, а гидроксильная группа ГА служит, по-видимому, для увеличения степени гидратации (поскольку не принимает участия в образовании настоящих химических связей с биополимерами).

В работе [17] полимеры представлены как вещества, состоящие из очень длинных цепочек атомов, называемых макромолекулами, которые обладают определенной структурой: линейной, разветвленной, ленточной, плоской и пространственной. В последней атомы объединяются в пространственную структуру наподобие атомов кристаллов. В кристаллических полимерах возможно возникновение разнообразных надмолекулярных структур (фибрилл, сферолитов, монокристаллов), тип которых во многом оп-



**Рис. 4.11.** Срез того же мини-керна, что и на рис. 4.10, но с большим увеличением до (а) и после экстракции (б). Появление мелких сильнопоглощающих частиц и увеличение пористости в экстрагированном образце показано стрелками. ФЕС данного мини-керна до экстракции –  $K_p=8.6\%$ ;  $K_{пр}=3.17$  мД

ределяет свойства полимерного материала. Полимеры могут образовывать химические и физические связи между макромолекулами (узлы сшивки), так называемое сшивание. Физические узлы образованы за счет электростатических, ван-дер-ваальсовых или водородных связей. Полимеры, содержащие узлы сшивки химической природы, обычно нерастворимы ни в каких растворителях, но могут в них набухать.

Способность полимерной системы найти энергетически выгодное решение при формировании кристаллической структуры описывается в работе [18]. Как любые соединения, полимеры стремятся минимизировать затраты энергии, что возможно за счет создания порядка в системе при укладке макромолекулы в форму петли. Однако возникает напряжение в С–С-связях полимера, которое преодолевается, если молекула делает некоторое количество «петель» под углом, а затем упорядочивается в уже начавший формироваться кристалл. Создается подобие «слоеного пирога», где кристаллическая структура чередуется с аморфными «петлями» полимерной молекулы.

Таким образом, даже краткий обзор литературных источников демонстрирует, что суждение о карбонате как о природном минерально-органическом полимере имеет право на существование.

## Выводы

Особенности строения карбонатных пород существенно ограничивают возможности совместной интерпретации различных физических свойств, измеренных на разных образцах, даже если эти образцы вырезаны из одной однородной области полноразмерного керна. Таким образом, разработанная методика определения ФЕС на мини-керне дает возможность определять основные петрофизические свойства на тех же образцах, которые исследовались методами компьютерной томографии и ЯМР, что позволило получить комплексные данные о структуре порового пространства доломитов преображенского горизонта.

По данным исследований керна методом мКТ, изученные породы можно разделить на 4 класса согласно характерным размерам пор. Это разделение соответствует фильтрационным характеристикам.

Микротомографические исследования образцов подтвердили наличие доломита в качестве основного структурного минерала и ангидрита, заполняющего поровое пространство. При этом в областях скопления ангидрита наблюдается понижение пористости.

Использование рентгеноконтрастного агента позволяет применять метод мКТ для изучения пространственного распределения углеводородов в горных породах.

В некоторых образцах после экстракции наблюдается появление крупных пор внутри минерального скелета, что может свидетельствовать о вхождении углеводородных включений в состав доломита и требует проведения дополнительных исследований карбонатных пород.

#### Литература

1. ГОСТ 26450.0-85. «ПОРОДЫ ГОРНЫЕ. Методы определения коллекторских свойств».
2. ГОСТ 26450.1-85. «ПОРОДЫ ГОРНЫЕ. Метод определения коэффициента открытой пористости жидкостенасыщением».
3. ГОСТ 26450.2-85. «ПОРОДЫ ГОРНЫЕ. Метод определения коэффициента абсолютной газопроницаемости при стационарной и нестационарной фильтрации».
4. R. Ketcham, X-ray Computed Tomography (CT). University of Texas at Austin.  
[http://serc.carleton.edu/research\\_education/geochemsheets/techniques/CT.html](http://serc.carleton.edu/research_education/geochemsheets/techniques/CT.html)
5. <http://www.skyscan.be/products/1172.htm>
6. <http://www.vsg3d.com/avizo/fire>
7. <http://www.skyscan.be/products/ctan.htm>
8. C. T. Chantler, K. Olsen, R. A. Dragoset, et al. Detailed Tabulation of Atomic Form Factors, Photoelectric Absorption and Scattering Cross Section, and Mass Attenuation Coefficients for Z = 1-92 from E = 1-10 eV to E = 0.4-1.0 MeV. NIST, Physical Measurement Laboratory.  
<http://www.nist.gov/pml/data/ffast/index.cfm>
9. <http://physics.nist.gov/PhysRefData/FFast/html/form.html>
10. Zitova B., Flusser J., et al. Image registration methods: a survey. Image and Vision Computing, Volume 21, Issue 11, October 2003, p. 977-1000.

11. Совмещение трехмерных изображений при анализе данных рентгеновской микротомографии образцов горных пород / И.В. Якимчук, А.В. Казак, И.А. Варфоломеев и др. // Практическая микротомография: матер. Всерос. конференции, г. Москва, 1-4 октября 2013 г. – М., 2013. – С. 169-175.  
<http://www.microctconf.com/images/download/kazanthesis2013.pdf>
12. Новые представления о породообразующем карбонатном веществе залежей углеводородов / Н.А. Скибицкая, О.П. Яковлева, Г.А. Григорьев и др. // Геология нефти и газа. – 1997. – № 12.
13. Скибицкая Н.А., Яковлева О.П., Кузьмин В.А. // Наноразмерные надмолекулярные структуры карбонатного породообразующего вещества органических месторождений углеводородов. <http://oilgasjournal.ru/2009-1/4-rubric/skibitskaya-3.html/>
14. Кузнецов В.Г. Эволюция карбонатонакопления в истории Земли. – М.: ГЕОС, 2003. – 262 с.
15. Кораго А.А. Речной жемчуг. – Л.: Недра, 1981. – 119 с.
16. Исследование композитов гидроксипатита с биополимерами / Н.И. Пономарева, Т.Д. Попрыгина, С.И. Карпов и др. // Конденсированные среды и межфазные границы. Т.11. – 2009. – № 3. – С. 239-243.
17. Сутягин В.М., Бондалетова Л.И. Химия и физика полимеров: учебное пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2003. – 208 с.
18. Битюцкая Е.А. Влияние степени кристалличности на свойства полимеров: матер. конференции [HTTP://SCIENCE-BSEA.BGITA.RU/2013/MASHIN\\_2013\\_17/BITUCKAYA\\_VL.HTM](http://SCIENCE-BSEA.BGITA.RU/2013/MASHIN_2013_17/BITUCKAYA_VL.HTM)

## 5. ЯМР-исследования карбонатных пород Восточной Сибири (преображенский горизонт)

**А.С. Денисенко**  
/Шлюмберже,  
Московский научно-исследовательский центр, г. Москва/  
**А.В. Чашков**  
ОАО «Верхнеконснфтегаз»,  
г. Иркутск/

### 5.1. Физические основы метода ЯМР

Ядерно-магнитный резонанс (ЯМР) основан на взаимодействии атомных ядер и внешних магнитных полей. В присутствии внешнего магнитного поля ядра прецессируют вокруг вектора направления поля с ларморовой частотой, определяемой значениями ги-

ромагнитного отношения и индукции внешнего магнитного поля. При взаимодействии этих вращающихся магнитных ядер с внешним полем индуцируются измеряемые сигналы. В основе анализа коллекторов нефти и газа методом ЯМР лежит водород (протон), так как он представлен во всех флюидах, насыщающих поровое пространство горных пород. Ядерная намагниченность такой системы определяется количеством намагниченных ядер водородов, т.е. количеством водородосодержащих жидкостей (вода, нефть, газ), что делает метод ЯМР прямым, независимым методом оценки емкости пустотного пространства горных пород (общей пористости).

Для возникновения эффекта ЯМР-релаксации специальной радиочастотной катушкой формируется импульсное электромагнитное поле, направленное в каждой точке пространства перпендикулярно постоянному магнитному полю. В результате на образце, находящийся в постоянном магнитном поле, воздействует высокочастотное поле в течение определенного промежутка времени, за который вектор ядерной намагниченности поворачивается на некоторый угол. После выключения импульса высокочастотного поля, повернувшегося вектор ядерной намагниченности, происходит возвращение спиновой системы в первоначальное равно-



весное состояние, релаксация. Этот процесс представляет собой свободную прецессию спинов вокруг направления постоянного магнитного поля, которая экспоненциально затухает во времени с постоянными  $T_1$  и  $T_2$ .

Основными механизмами релаксации  $T_{1,2}$  являются ее объемная и поверхностная составляющие. Первый механизм определяется исключительно значениями вязкости водородосодержащего флюида и температуры системы. Другими словами, по распределениям времен релаксации можно судить об относительном фракционном составе исследуемых поровых жидкостей. Анализ компонентного состава основывается на том факте, что скорость релаксации какой-либо из компонент тем выше, чем больше ее вязкость.

Скорость релаксация намагниченности определяется не только свойствами флюида, находящегося в порах горных пород, но также размером и свойствами поверхности этих пор. Поверхностная релаксация основана на взаимодействии магнитных моментов с поверхностью пор. Степень воздействия поверхности скелета различна и определяется величиной релаксационной активности, которая в первую очередь обусловлена наличием парамагнитных включений вблизи поверхности пор, т.е. минералогией горной породы. Время релаксации будет тем меньше, чем меньше размер пор. В реальной горной породе могут присутствовать поры произвольных размеров и самых разнообразных пропорций. Следовательно, результирующий сигнал, регистрируемый прибором, будет представлять собой сложную суперпозицию различающихся по временам релаксации компонент, каждая из которых соответствует группам пор разного размера.

Как видно, сигнал ЯМР будет зависеть от распределения пор по размерам в исследуемой области, а также от ее свойств. Следовательно, приняв во внимание некую модель пористой структуры, можно перейти от времен релаксации непосредст-

венно к размерам пор и, соответственно, рассчитать их распределение по размерам.

### Краткое описание технологии экспериментов и использованных методик

Специальные ЯМР-исследования горных пород Верхнечонского месторождения преобразованного горизонта проводились на образцах керн цилиндрической формы диаметром 8 мм, длиной 10 мм, а также на всех использованных в работе жидкостях. Указанный размер обусловлен необходимостью проведения параллельных исследований двумя методами: ЯМР и микрорентгеновской томографией, качество регистрации которой пропорционально геометрии объекта исследования и оптимально для подобных образцов. Отметим уникальность проведенных ЯМР-анализов на столь малых объектах исследования.

В первую очередь на образцах проводился комплекс стандартных измерений масс, объемов, пористости и проницаемости. После стадий, необходимых в процессе регистрации методом микрорентгеновской томографии, и моделирования определенного программой исследования флюидонасыщения (естественнонасыщенный, полностью водонасыщенный, состаренный в нефти) с поверхности образцов удалялась излишняя жидкость, керн герметизировался в стеклянной пробирке и предварительно прогревался до температуры стабилизации магнитной системы в 34 °С.

Непосредственные ЯМР-измерения проводились с использованием релаксометра Oxford Instruments, представляющего собой специально разработанную компоновку магнитной системы MARANi-Pharmasense и управляющего электронного блока DRX-HF. Резонансная частота прибора, соответствующая частоте прецессии спинов водорода в магнитном поле напряженностью около 0.5 Тесла, составляет 20.6 МГц.

Для регистрации диффузионно-релаксационных характеристик исследуемых образцов и насыщающих

флюидов использовались специализированные импульсные высокочастотные последовательности. В зависимости от цели и типа ЯМР-регистрации применялись различные импульсные последовательности.

Перед каждой длительной серией ЯМР-измерений осуществлялась настройка приемного контура (wobble), амплитуд/длительностей 90° и 180° импульсов, калибровка величин градиента магнитного поля и амплитуды регистрируемого сигнала с помощью образцов с известными характеристиками. В начале каждого измерения проводился контроль и при необходимости выполнялась регулировка однородности магнитного поля в области измерения с помощью 12 специальных электромагнитных катушек (shims). Точная настройка резонансной частоты (в пределах 1 кГц) осуществлялась перед каждым отдельным типовым измерением.

Наиболее широко распространенным типом измерения, применяемым как в каротаже, так и в лабораторной практике, является тест, основанный на последовательности высокочастотных радиоимпульсов Карра-Парсела-Мейбум-Гилла (КПМГ). Данная последовательность представлена начальным 90° импульсом, который поворачивает результирующую продольную намагниченность системы в плоскость, перпендикулярную направлению внешнего магнитного поля. После него следует серия равноудаленных 180° фазированных импульсов, а сигнал регистрируется в промежутке пар этих импульсов. Записываемый сигнал представляет собой сложную экспоненциальную зависимость, описываемую интегральным уравнением, решением которого является функция распределения времен  $T_2$ .

В основе регистрации кривой  $T_1$  лежит метод инверсии – восстановления намагниченности (inversion-recovery), суть которого заключается в записи сигналов спин-эха в различных временных интервалах после инвертирующего 180° импульса. Таким образом, для записи одной точки кривой релаксации  $T_1$  необходима

последовательность, представленная тремя высокочастотными импульсами:  $180^\circ$ –пауза– $90^\circ$ – $180^\circ$ . Варьируя паузу после первого  $180^\circ$  импульса, записывают необходимое для уверенной интерпретации количество точек кривой  $T_1$ .

Функция распределения времен  $T_1$ – $T_2$  образцов керн рассчитывалась с помощью составной последовательности импульсов. Данная серия импульсов представлена двумя отдельными частями: первая – последовательность  $180^\circ$  –  $90^\circ$  импульсов (инверсия – восстановление), регистрирующая информацию о временах  $T_1$ -релаксации, и вторая часть – серия импульсов КПМГ, необходимая для записи  $T_2$ . В расчете функции  $f(T_1, T_2)$  из набора регистрируемых амплитуд использовалось двумерное обратное преобразование Лапласа.

Диффузионные измерения осуществлялись с помощью блока импульсных градиентов магнитного поля. Применялись пары градиентных импульсов с известными амплитудой и длительностью, которые дважды изменяли фазу прецессии векторов намагниченности – до и после инвертирующего  $180^\circ$  импульса. Как и в случае расчета функции  $T_1$ – $T_2$ , данная последовательность состоит из двух частей: начальной – кодирующей диффузию и последующей, представляющей стандартную серию КПМГ. Первый градиентный импульс модулирует намагниченность на величину волнового вектора, определяемого амплитудой и длительностью градиента, а второй демодулирует ее на тот же вектор. Градиент либо волновой вектор систематически увеличивался от измерения к измерению. Полученные дан-

ные представляют собой двумерный массив, а двукратное применение регуляризационного аппарата, являющегося основой двумерного обратного преобразования Лапласа, позволяет провести построение искомой функции распределения  $D$ – $T_2$ .

В основе эксперимента по измерению одномерного профиля насыщенности, представляющего собой пространственно-модулированный сигнал ЯМР вдоль специфической оси объекта исследования (например вдоль вертикальной оси цилиндрического образца керн), лежит метод спинового эха и двух градиентных импульсов. Градиентные импульсы частотно кодируют информацию о спиновой плотности, которая заключена в спиновом эхе, регистрируемом стандартным набором из  $90^\circ$  и  $180^\circ$  высокочастотных импульсов. Последующее Фурье-преобразование сигнала спин-эха позволяет расшифровать искомую пространственную информацию.

### Морфология порового пространства и свойства поверхности изучаемых горных пород в процессе регистрации свойств методом ЯМР

Цель ЯМР-исследований заключалась в изучении и контроле структурных и поверхностных свойств изучаемых пород при изменении системы насыщающих флюидов и степени смачиваемости поверхности пор. В связи с этим исследования проводились последовательно на образцах в естественном насыщении, экстрагированных, полностью водонасыщенных и после состаривания в природной нефти в течение 30 суток. На не-

которых образцах дополнительно проводилась съемка в состоянии частичного водонасыщения, после центрифугирования в течение 60 мин при давлении вытеснения 12 атм, а также на промежуточных стадиях состаривания в нефти. Значения емкости, полученные в результате  $T_2$ -измерений на всех этапах насыщения, а также пористость и газопроницаемость, определенные по стандартным методам для части образцов, представлены в табл. 5.1.

В расчете емкостных параметров по результатам ЯМР-исследований использовался поправочный коэффициент за водородосодержание модели пластовой воды как отношение амплитуд ЯМР-сигналов, зарегистрированных для идентичных объемов чистой воды и модельного раствора. Водородный индекс чистой воды  $HI=1$ . Для расчета значений общей пористости образцов после старения, в двухфазном насыщении водородный индекс применялся к частям емкости, соответствующим моделируемому водонасыщению методом центрифугирования. Водородный индекс нефти принят за единицу, но необходимо отметить значительную дегазацию нефти, визуально наблюдаемую при вакуумировании – обязательной стадии процесса насыщения образцов керн.

После экстракции образцы насыщались моделью пластовой воды – многокомпонентным высокоминерализованным раствором (общая минерализация – 485 г/л). Использование предоставленной заказчиком природной пластовой воды было исключено по причине присутствия характерного нерастворимого осадка, окрашивания в желтый цвет и, самое

Таблица 5.1  
Фильтрационно-емкостные свойства доломитов преобразованного горизонта Верхнеконского месторождения

№	$K_{п(газ)}$ д/эк, %	$K_{п(газ)}$ , %	$K_{п(нас)}$ , %	$K_{пр(д/эк)}$ , мД	$K_{н(ЯМР)}$ д/эк, %	$K_{п(ЯМР)}$ п/эк, %	$K_{в(ЯМР)}$ п/эк, %	$K_{во}$ , %	$K_{п(стар.)}$ , %
1	10.6	14.1	13.7	5.55	5.81	14.99	7.54	50.3	15.84
2	8.3	8.5	10.4	2.48	4.01	12.26	7.93	64.7	11.34
6	8.4	13.3	12.5	0.05	5.21	15.97	9.37	58.7	15.9
7	8.6	16.5	13.4	0.21	5.3	14.81	8.61	58.1	13.86
8	9.1	9.5	11.3	0.19	4.55	13.43	8.04	59.9	–
9	8.6	16.2	14.2	3.17	4.45	16.55	8.63	52.2	17.15

Примечание: д/эк – измерения, проведенные до экстракции; п/эк – измерения на экстрагированном керне;  $K_{н}$  – нефтенасыщенность ЯМР до экстракции;  $K_{в}$  – водонасыщенность ЯМР после центрифугирования;  $K_{во}$  – остаточная водонасыщенность как отношение значений емкостей по данным ЯМР до и после центрифугирования.



важное, ее аномальных релаксационных свойств: время релаксации составило 50 мс, когда время релаксации модели оказалось превышающим 2000 мс (рис. 5.1). Последующий проведенный дополнительно химический анализ пластовой воды показал, что наряду с подтвержденными компонентами в растворе присутствует большое количество соединений железа, ионы которого, являясь парамагнетиком, способствуют значительному аномальному укорочению времен релаксации. Применение подобной жидкости в качестве насыщающего флюида приводит к необратимым потерям информации о структуре порового пространства исследуемых пород, так как более чем на два порядка снижает возможный диапазон регистрируемых времен релаксации. Понятно, что наибольшему влиянию подвержены компоненты спектра времен релаксации, соответствующие группам мелких и средних по размеру пор. Несмотря на то, что использование природной пластовой воды позволяет получать наиболее близкие к каротажным измерениям распределения времен  $T_2$ , факт частичной и искаженной информации о структуре порового пространства противоречит поставленным целям и сути ЯМР-исследований. Более того, результаты проведенных ЯМР-измерений не используются в качестве прямого петрофизического обеспечения ЯМК.

Необходимо отметить, что выявленные нетипичные свойства пластовой воды, хотя и являются осложняющим фактором, позволяют проводить упрощенную интерпретацию флюидонасыщенности по данным ЯМК, разделение насыщающих флюидов по типу «вода – нефть». Учитывая, что сигнал водонасыщенной части порового пространства не может превышать объемных характеристик пластовой воды, так как его спектр составляет менее 50 мс, области спектров  $T_2$  со значениями времен релаксации более 50 мс можно с уверенностью отнести к углеводородам или фильтрату бурового раствора, не смешанному с пластовой водой.

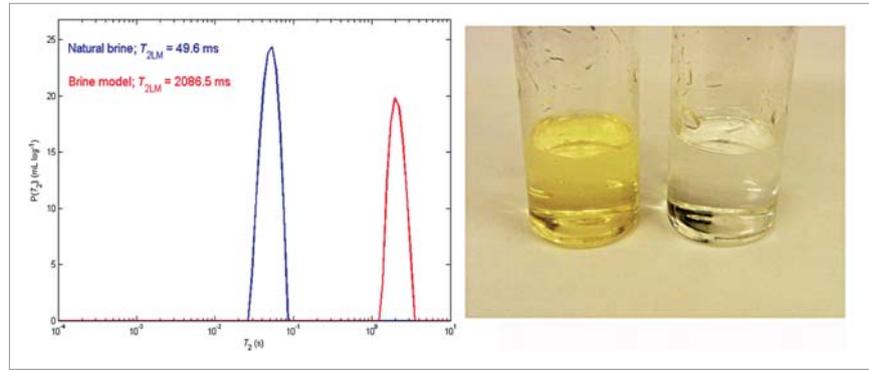


Рис. 5.1. Результаты  $T_2$ -измерений пластовой воды и приготовленной в лаборатории модели. Фотография проб исследуемых жидкостей

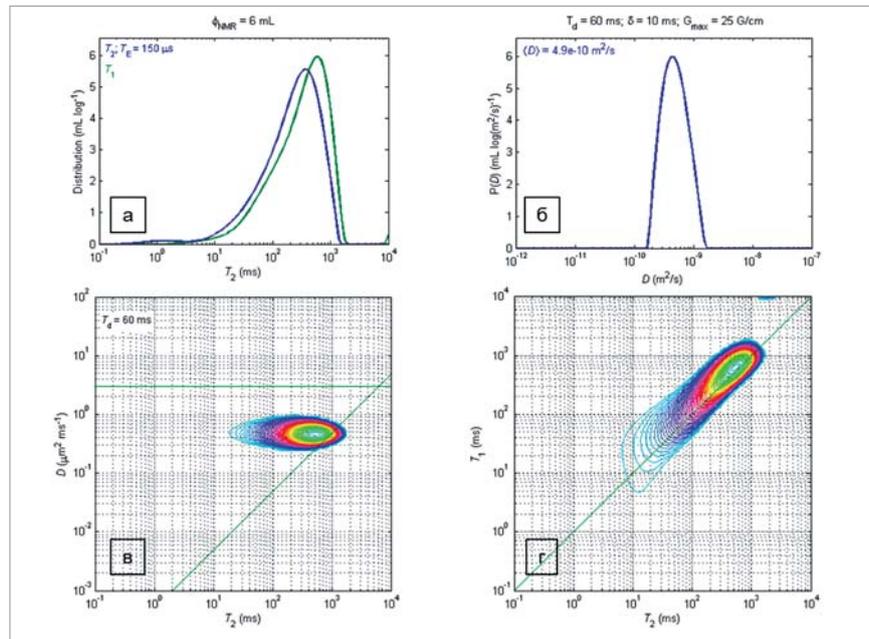


Рис. 5.2. Результаты ЯМР-исследований нефти преобразованного горизонта (а – распределение времен  $T_2$  и  $T_1$ ; б – распределение значений коэффициента самодиффузии; в – 2D-карта функции  $D-T_2$ ; г – 2D-карта функции  $T_1-T_2$ )

Фракционный состав нефти определяет объемные релаксационные характеристики, поэтому спектры  $T_2$  и  $T_1$ , (рис. 5.2 а) отражают компонентный состав изучаемой нефти. Выявленные высокие значения времен в спектрах указывают на присутствие легких, в основном насыщенных углеводородов. Рассчитанное на основе распределения  $T_2$  значение вязкости нефти составляет  $\eta=6$  сП. Распределение коэффициента диффузии имеет мономодальный характер (рис. 5.2 б), среднее логарифмическое значение коэффициента самодиффузии составило  $D=4.9 \cdot 10^{-10} \text{ м}^2/\text{с}$ , что в 20 раз выше аналогичного зна-

чения для воды при комнатных условиях.

Другими словами, исследуемая проба нефти относится к категории легких. Наряду с этим отметим характерное смещение распределения в область низких времен на карте  $D-T_2$  (рис. 5.2 в), а также некоторое превышение значений времен спин-решеточной релаксации  $T_1$  по отношению к временам спин-спиновой релаксации  $T_2$  (рис. 5.2 а и рис. 5.2 г). Данный факт указывает на присутствие в составе нефти тяжелых асфальтено-смолистых соединений, что подтверждается химическим анализом пробы нефти.

Примечание: вытяжки битумоидов, полученные в результате горячей экстракции образцов породы хлороформом, были разделены на фракции: содержание мальтенов (масла+смолы) – 94-99 %, асфальтенов – 1-6 % соответственно. В весовом отношении выделенные экстракты составляют 0.7-2.1 % от массы породы (среднее значение 1.2 %) (аналитик Е.В. Козлова, МГУ).

Динамику релаксационных характеристик образцов керна Верхнечонского месторождения преобразованного горизонта целесообразно изучить последовательно на всех стадиях насыщения, центрифугирования и состаривания. Результаты ЯМР-исследований в первоначальном естественно-насыщенном состоянии представлены на рис. 5.3. Для удобства визуальной интерпретации результаты всех ЯМР-исследований представлены в едином формате – на рисунках присутствуют распределения  $T_2$  и  $T_1$ , одномерные профили насыщенности, зависимость формы распределения  $T_2$  от межэхового расстояния (ТЕ) и графический вид двумерной функции  $T_1$ - $T_2$ .

Исследуемая группа образцов обладает достаточно близкими релаксационными свойствами, все полученные распределения времен  $T_2$  и  $T_1$ , отражающие свойства сохраненного углеводорода и его взаимодействие с поверхностью пор, находятся в области коротких и средних времен. Оценочное значение вязкости нефти, присутствующей на данном этапе подготовки образцов, составляет около 80 сП, что подтверждается низкими диффузионными свойствами по данным измерений  $T_2$  при различных межэховых расстояниях (незначительное смещение спектров  $T_2$  в область коротких времен). Характерный пик малой амплитуды в области длинных времен показывает наличие легкого компонента, несмотря на значительные потери в процессе транспортировки, хранения и сушки. Одномерные профили указывают на отсутствие значимых неоднородностей или анизотропии в насыщении образцов вдоль вертикальной оси цилиндра

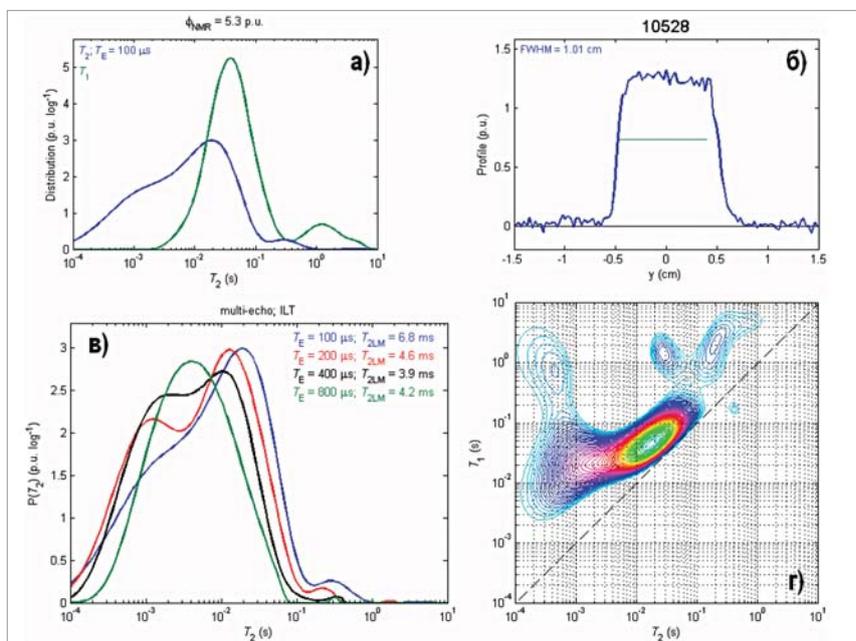


Рис. 5.3. Результаты ЯМР-исследований образца № 7 до экстракции (а – распределения времен  $T_2$  и  $T_1$ ; б – профиль насыщенности; в – спектры  $T_2$ , зарегистрированные для разных ТЕ; г – 2D-карта функции  $T_1$ - $T_2$ ). ФЕС до экстракции  $K_{г(газ)}=8,6 \%$ ,  $K_{пп(газ)}=0,21$  мД; после экстракции  $K_{г(газ)}= 16,5 \%$ ,  $K_{пп(газ)} = 0,55$  мД

керна. Важно отметить, что на 2D-распределениях  $T_2$ - $T_1$  присутствуют области в коротких временах, охарактеризованные значительным соотношением времен  $T_1/T_2$ . Подобный факт с большой долей вероятности указывает на наличие областей в структуре пустотного пространства изучаемых пород, степень смачиваемости которых близка к гидрофобной, олеофильной.

Обработка данных ЯМР-исследований изучаемых горных пород после экстракции и 100%-ного насыщения моделью пластовой воды представлена на рис. 5.4. Полное насыщение водородосодержащей жидкостью исследуемых пород показало их неоднородность, степень которой соответствует форме полученных профилей насыщенности. Несмотря на то, что измерения проводились на очень маленьких по размеру образцах ( $d=8$  мм), выбуривание цилиндров осуществлялось из мест наибольшей возможной представительности образца-заготовки. Для карбонатных коллекторов, к классу которых относятся изучаемые породы, характерны выявленные неоднородности. Распреде-

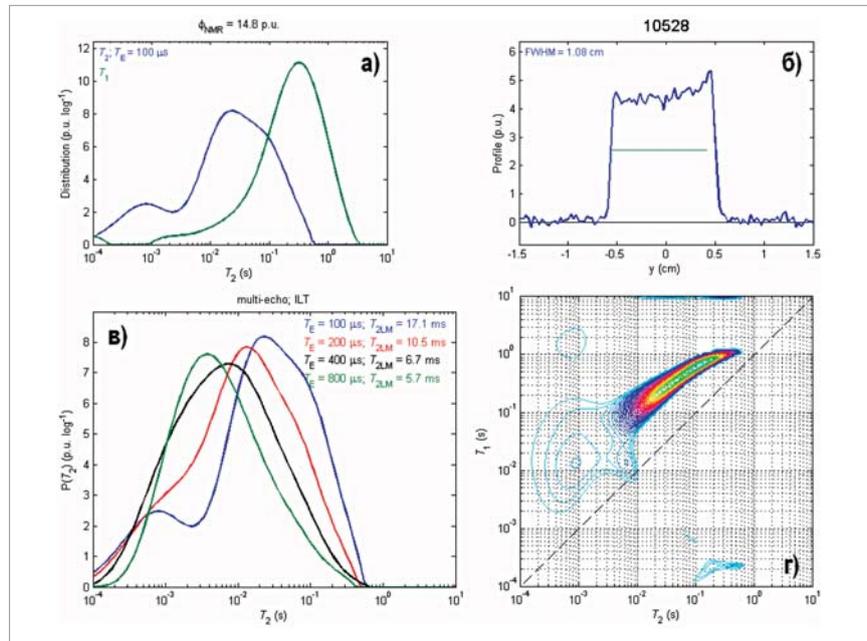
ления времен поперечной и продольной релаксации показывают наличие широкого диапазона групп пор различного размера. Доминирующая доля (50-80 %) общей емкости изучаемых коллекторов представлена капиллярными и субкапиллярными пустотами, также характерна небольшая доля мелкодисперсной составляющей (20-40 %). Незначительные области спектров  $T_2$  в области длинных времен фиксируют долю пор крупного эффективного размера.

Существенное смещение времен поперечной релаксации в результате увеличения межэхового расстояния указывает на присутствие в процессе измерения значительных локальных внутренних градиентов, формирующихся на границе раздела сред с различной магнитной восприимчивостью и магнитных включений скелета породы. Влияние внутренних градиентов, к сожалению, не позволило провести изучение керна методом редактированной диффузии для построения функций  $D$ - $T_2$ . Отмеченный эффект обусловлен характеристиками применяемого оборудо-

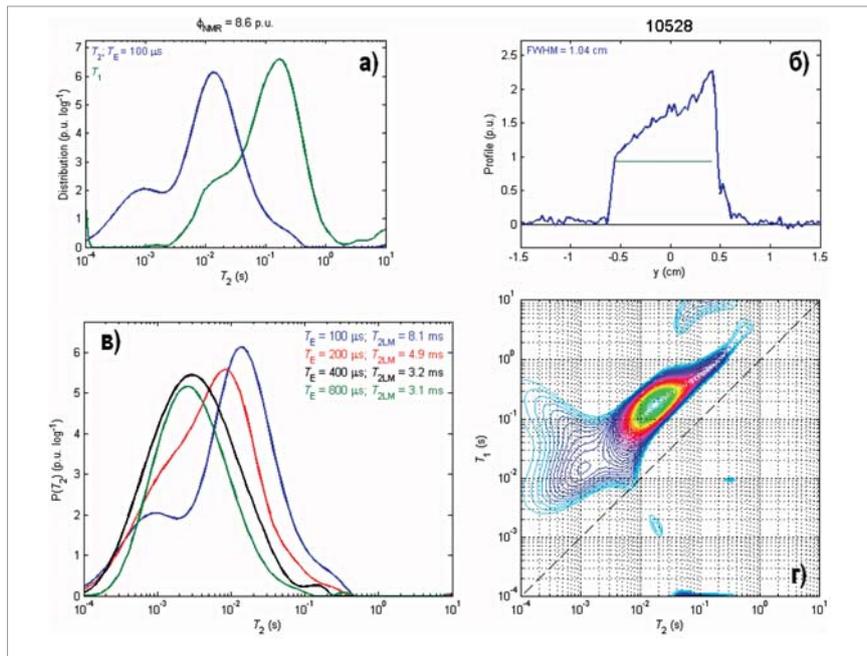
вания, величина индукции магнитного поля постоянных магнитов которого составляет 0.5 Тесла. Использование данного оборудования, обладающего бесспорными преимуществами, такими как, например, принципиальная возможность изучения свойств столь малых объектов, тем не менее имеет некоторые ограничения.

Ярко выраженные изменения вида распределения функции  $T_1$ - $T_2$  – смещение в область больших соотношений  $T_1/T_2$  – в первую очередь указывает на значительные изменения диффузионных свойств насыщающего флюида (вода сменила вязкую нефть), а также на изменение адгезии поверхности пор – смещение степени смачиваемости в сторону гидрофильности. Данный вывод хорошо согласуется с широко известной практикой дегидрофобизации горных пород, происходящей в результате горячей экстракции. Незначительные сигналы в краевых областях рассматриваемых распределений являются артефактами, вынужденными погрешностями сложной математической обработки двумерного массива амплитуд спин-эхо. Они также обусловлены аномально высокой минерализацией насыщающего раствора, что привело к вариациям добротности измерительного контура аппаратуры при помещении в него электропроводящего объекта.

Промежуточная стадия в состоянии изучаемых образцов после центрифугирования отражена в результатах ЯМР-исследований (рис. 5.5). Полученный градиент профиля насыщенности соответствует перепаду капиллярного давления на торцах образца, формируемого в процессе моделирования водонасыщенности методом центрифугирования. Отметим, что выявленный градиент насыщенности неизменен в течение длительного промежутка времени, так как результат повторного ЯМР-измерения через 24 часа идентичен первоначальному. Увеличение доли распределений в области коротких времен по отношению к областям, соот-



**Рис. 5.4. Результаты ЯМР-исследований образца № 7 после экстракции** (а – распределения времен  $T_2$  и  $T_1$ ; б – профиль насыщенности; в – спектры  $T_2$ , зарегистрированные для разных TE; г – 2D-карта функции  $T_1$ - $T_2$ ). ФЕС до экстракции  $K_H(\text{газ})=8,6\%$ ,  $K_{np}(\text{газ})=0,21$  мД; после экстракции  $K_H(\text{газ})= 16,5\%$ ,  $K_{np}(\text{газ}) = 0,55$  мД



**Рис. 5.5. Результаты ЯМР-исследований образца № 7 после центрифугирования** (а – спектры времен  $T_2$  и  $T_1$ ; б – профиль насыщенности; в – спектры  $T_2$ , зарегистрированные для разных TE; г – 2D-карта функции  $T_1$ - $T_2$ ). ФЕС до экстракции  $K_H(\text{газ})=8,6\%$ ,  $K_{np}(\text{газ})=0,21$  мД; после экстракции  $K_H(\text{газ})= 16,5\%$ ,  $K_{np}(\text{газ}) = 0,55$  мД

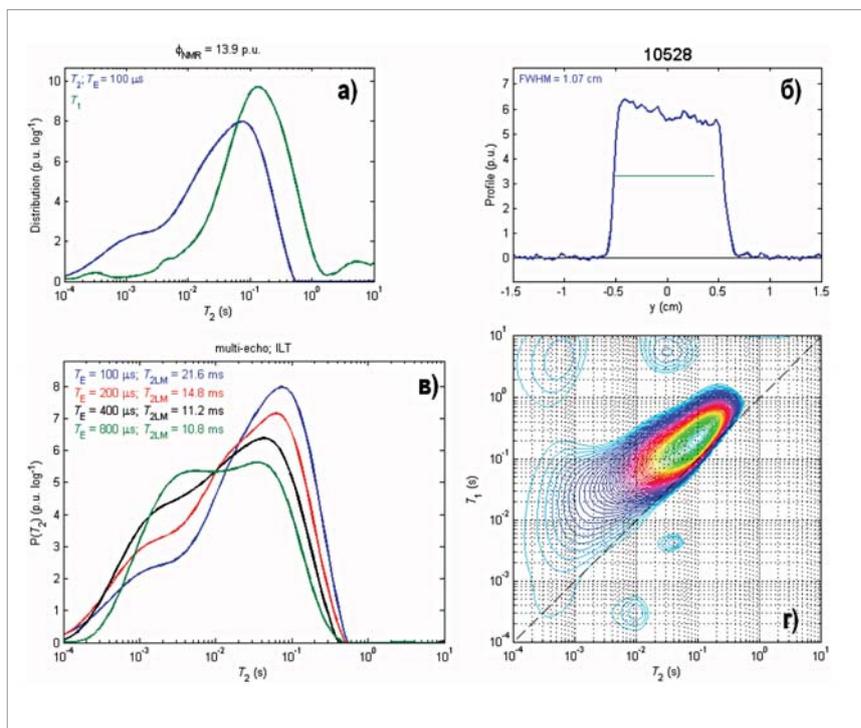
ветствующим группам пор более крупного размера, отражает преимущественное вытеснение насыщающей жидкости из эффективных пор. Характерный сигнал, оставшийся в области наибольших времен, указы-

вает на присутствие в коллекторе крупных блокированных пор, не участвующих в фильтрации.

Исследования на образцах изучаемых горных пород после составления в нефти выполнялись с

контролем на промежуточных стадиях с целью выявления возможных временных закономерностей. Результаты экспериментов представлены на **рис. 5.6**. В первую очередь необходимо отметить появление на двумерных картах  $T_1$ - $T_2$  зон, охарактеризованных соотношением  $T_1/T_2$ , близким к единице, что указывает на присутствие в изучаемых породах областей групп пор, где доминируют процессы объемной релаксации нефти. Подобная картина свойственна породам, с которыми нефть не контактирует, т.е. не смачивает поверхность пор, олеофобна. Также важно заметить, что результаты промежуточных замеров на одном и том же образце практически идентичны и не зависят от времени взаимодействия с нефтью. Стабильность, неизменность ядерно-магнитных свойств по отношению к первоначальному состоянию донасыщения образцов нефтью прослеживается для всех образцов, на которых проводились промежуточные контрольные измерения. Таким образом, в процессе состаривания никаких изменений в свойствах системы «кern – насыщающие флюиды» не происходит, что отражает несущественность влияния проведенной горячей экстракции на адгезию поверхности пор объекта изучения и, скорее всего, подтверждает вывод о присутствии областей, охарактеризованных промежуточным либо близким к единице коэффициентом смачиваемости, т.е. нейтральных или гидрофильных.

Принимая во внимание тот факт, что в естественном насыщении в образцах были выявлены области, смачиваемые нефтью, а в процессе состаривания отмечены контрастные, олеофобные или нейтральные участки, можно сделать вывод, что поверхность пор горных пород преобразенского горизонта Верхнечонского месторождения сложная, двухсистемная и характеризуется нейтральной либо фрагментарной степенью смачиваемости. Говорить



**Рис. 5.6. Результаты ЯМР-исследований образца № 7 после старения через 720 ч** (а – спектры времен  $T_2$  и  $T_1$ ; б – профиль насыщенности; в – спектры  $T_2$ , зарегистрированные для разных  $T_E$ ; г – 2D-карта функции  $T_1$ - $T_2$ ). ФЕС до экстракции  $K_H(\text{газ})=8,6\%$ ,  $K_{pp}(\text{газ})=0,21$  мД; после экстракции  $K_H = 16,5\%$ ,  $K_{pp} = 0,55$  мД

о количественном соотношении участков различной адгезии и более детальном описании поровой структуры без дополнительных исследований не представляется возможным.

### Основные выводы, сделанные по результатам ЯМР-исследований

Использование природной пластовой воды в качестве насыщающего флюида приводит к необратимым потерям информации о морфологии порового пространства исследуемых пород за счет снижения более чем на два порядка возможного диапазона регистрируемых времен релаксации. В то же время низкие значения времен релаксации природной пластовой воды позволили использовать упрощенный алгоритм типизации насыщающих флюидов по данным каротажа ЯМР.

Результаты исследований диффузионно-релаксационных характеристик нефти подтверждают выявленное в ходе лабора-

торного химического анализа наличие в ее составе тяжелых асфальтено-смолистых соединений, несмотря на принадлежность к классу легких нефтей. Природная углеводородная фаза, сохраненная в поровом коллекторе, значительно отличается от проб нефти и слабо охарактеризована легкими фракциями.

Профильные измерения насыщенности выявили неоднородности в структуре коллекторов, а зарегистрированный широкий диапазон размеров пор в изучаемых породах представлен незначительной долей крупных пор, часть из которых блокирована и не участвует в фильтрации.

Процесс состаривания не приводит к какому-либо изменению физико-химических свойств поверхности пор. Поверхность пор горных пород преобразенского горизонта Верхнечонского месторождения сложная, двухсистемная и характеризуется нейтральной фракционной степенью смачиваемости.

## 6. Комплексирование данных ЯМР, рентгеновской микротомографии и ртутной порометрии

**А.С. Денисенко**

**Д.А. Коробков**

**И.В. Якимчук**

/Шлюмберже,  
Московский  
научно-  
исследовательский центр,  
г. Москва/

В настоящее время широкое развитие получают такие нетрадиционные для петрофизики методы, как рентгеновская микротомография и исследования методом ядерно-магнитного резонанса (ЯМР). Благодаря этому появляется возможность получения новой информации о структуре порового пространства горных пород, а комплексирование этих методов повышает достоверность и надежность уже имеющихся подходов. Это особенно актуально для исследования сложнопостроенных карбонатных коллекторов, таких как доломиты преобразованного горизонта.

### Краткое описание методик и проведенных экспериментов

#### Ртутная порометрия

Исследования методом ртутной порометрии были проведены на 20 проэкстрагированных в бензоле образцах Верхнечонского месторождения преобразованного горизонта. Для каждого образца измерены следующие параметры: кривая капиллярного давления в диапазоне значений 0,01-400 МПа, объем пор и удельная поверхность. Кривая капиллярного давления была пересчитана в распределение пор (радиуса горловин) по размерам. Для расчета радиусов поровых каналов использовались значения межфазного натяжения на границе «ртуть – воздух» 485 дин/см и угол смачиваемости 135°.

#### Рентгеновская микротомография

В отличие от ртутной порометрии метод рентгеновской микротомогра-

фии позволяет провести прямой количественный анализ пустотного пространства и отразить объемную структуру. С этой целью реконструированное трехмерное изображение исследуемого образца ядра сегментируется на два класса объектов: пор – порода. Далее вычисляется локальная толщина порового пространства методом вписанных сфер [1]. В рамках этого метода локальной толщиной в некоторой точке называется максимальный диаметр сферы, содержащей данную точку внутри себя (необязательно в центре) и не выходящей за пределы исследуемого пространства. В результате удается определить объемы, покрытые сферами соответствующих радиусов, и рассчитать распределения пор по размерам. На наш взгляд, применение данного алгоритма позволяет наиболее адекватно охарактеризовать поровое пространство при наилучшем соответствии с физическими процессами диффузии молекул насыщающего флюида, определяющими принципиальную основу методик ЯМР.

#### Ядерный магнитный резонанс (ЯМР)

Непосредственные ЯМР-измерения проводились с использованием релаксометра Oxford Instruments, представляющего собой специально разработанную компоновку магнитной системы MARANi-Pharmasense и управляющего электронного блока DRX-HF. Резонансная частота прибора, соответствующая частоте прецессии спинов водорода в магнитном поле напряженностью около 0.5 Тесла, составляет 20.6 МГц. Запись релаксационных кривых  $T_1$  и  $T_2$  осуществлялась с помощью последовательностей высокочастотных импульсов КМПГ (CPMG) и инверсии-восстановления (inversion-recovery).

В соответствии с принятым феноменологическим описанием два основных фактора определяют величину как продольной  $T_1$ , так и попереч-

ной  $T_2$  релаксации породы: отношение поверхности пор  $S$  к их объему  $V$  и релаксационная активность (relaxivity)  $\rho$  – параметр, характеризующий способность поверхности скелета влиять на скорость релаксации прилегающей к ней жидкости. Влияние указанных факторов описывается следующим соотношением:

$$\frac{1}{T_{1,2}} = \rho_{1,2} \frac{S}{V} + \frac{1}{T_{1,2ce}}, \quad (6.1)$$

где  $T_{1,2}$  – наблюдаемое время продольной или поперечной релаксации породы;  $S/V$  – отношение поверхности пор к их объему;  $T_{1,2ce}$  – время продольной или поперечной релаксации насыщающей породу жидкости в свободном объеме;  $\rho_{1,2}$  – релаксационная активность для продольной или поперечной релаксации. Поскольку в большинстве случаев второй член правой части выражения намного меньше первого, его часто опускают.

Как видно из выражения (6.1), отношение  $S/V$  пропорционально обратной величине размера поры, а величина  $1/T_{1,2}$  с хорошим приближением может считаться пропорциональной данному отношению. Из этого следует, что когда коллектор полностью насыщен одним флюидом, моделью пластовой воды,  $T_{1,2}$  пропорционально размеру поры. Этот вывод основан на предположении, что диффузией протонов из одной поры в другую за время релаксации можно пренебречь, и, следовательно, релаксация в отдельной поре не зависит от аналогичного процесса в соседних порах. Иными словами, усреднения времен релаксации между порами не происходит, и выражение (6.1) отвечает условиям каждой соответствующей поры. Таким образом, кривая распределения времени как продольной, так и поперечной релаксации полностью насыщенного коллектора может характеризовать распределение размеров пор.

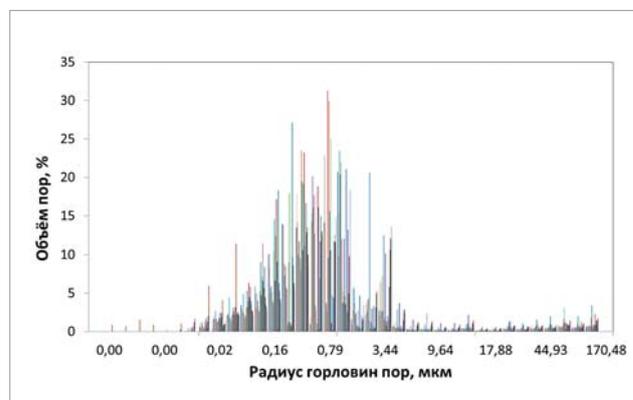
Для перехода от времен релаксации к геометрическим размерам пор необходимо проводить настройку по данным какого-либо прямого метода. Предлагаемая петрофизическая калибровка данных ЯМР базируется на изучении пород коллекторов методом рентгеновской микротомографии.

### Морфология порового пространства по результатам рентгеновской микротомографии, ЯМР и ртутной порометрии

Описанные экспериментальные исследования доломитов преобразованного горизонта методами с различной физической природой позволили всесторонне и комплексно детализировать природу коллекторских свойств с выделением в структуре порового пространства фильтрационного блока (фильтрационных каналов, пережимов и горловин пор) и емкостного (непосредственно «тела» пор).

Гистограммы распределения размеров фильтрационных каналов приведены на **рис. 6.1**. Видно, что основная доля емкостного пространства соединена капиллярами размером 0.2-2 мкм, а отсутствие сети крупных соединительных каналов обуславливает низкие значения проницаемости исследованных пород. Для большинства изученных образцов характерны двухмодальные распределения радиусов каналов со значениями мод около 0.5 мкм и 2-5 мкм, при этом необходимо отметить, что наибольшая часть фильтрующей системы составлена поровыми каналами с размерами горловин менее 1 мкм.

Необходимым условием расчета размеров пор на основе значений времен релаксации является их непосредственная взаимозависимость в рамках выбранной модели, устанавливающей некоторые приближения и допущения. Экспериментальное определение отношения  $S/V$  достаточно трудоемко и требует специальной аппаратуры. Простейшими и поэтому распространенными способами представления  $S/V$  являются теоретические оценки на основе идеализированных моделей порового пространства для сферических, цилиндрических либо щелевидных пор. В этих случаях отношение  $S/V$  принимает следующие значения:  $3/r$ ,  $2/r$  и  $2/d$  соответственно (здесь  $r$  – радиус сферы или цилиндра, а  $d$  – ширина щели). Авторами использовано допущение, принятое для сферической модели пор, так как в расчете спектров по данным микротомографии при переходе к размерам пор использовалась методика вписанных сфер. Независимо от принятой модели величина релаксационной активности математически представляет собой коэффициент пропорциональности между размером пор и временем релаксации. Поэтому при построении спектров распределения размеров пор по данным ЯМР релаксационная активность поверхности пор использовалась как некий настроечный параметр, отвечающий за наложение двух спектров. Наилучшее соответствие двух распределений



**Рис. 6.1.** Результаты определения распределения пор по размерам методом ртутной порометрии

определяется максимумом взаимно-корреляционной функции, которая представляет собой сумму поточечных произведений ординат двух спектров при условии идентичности их равномерного логарифмического шага (координат по оси абсцисс).

Необходимо отметить, что введенный коэффициент пропорциональности между значениями размеров пор и времени релаксации является комплексной величиной как самой релаксационной активности поверхности пор, в том числе смачиваемости, так и некоего коэффициента формы поры. Переход от отношения площади поверхности поры и ее объема  $S/V$  к размерам поры подразумевает введение указанного нового коэффициента, поэтому корректнее будет называть  $\rho$  псевдо-релаксационной активностью либо совокупным параметром, отвечающим как за релаксационные свойства поверхности, определяемые минералогическим составом породы и энергетической неоднородностью поверхности, так и за величину удельной поверхности пор.

Таким образом, комплексирование данных рентгеновской микротомографии и ЯМР позволяет осуществить переход от времен релаксации к непосредственным радиусам пор. При этом следует учитывать тот факт, что в отличие от ЯМР микротомография «видит» лишь поры, превосходящие пространственное разрешение прибора, в нашем случае диаметр видимых пор выше 5 мкм. По этой причине в процессе совмещения временных спектров ЯМР и микротомографических распределений размеров пор рассматривались лишь части спектров ЯМР, соответствующие большим временам, а следовательно, и размерам. В результате по шести образцами были подобраны оптимальные коэффициенты псевдорелаксационной активности.

Перед сопоставлением данных ЯМР, рентгеновской микротомографии и ртутной порометрии все распределения были приведены к единому равномерному логарифмическому шагу (**рис. 6.2**) с учетом значений емкости, полученных каждым методом отдельно. Таким образом, сумма ординат каждой кривой (гистограммы) соответствует пористости, измеренной соответствующим методом.

Совместный анализ результатов ртутной порометрии и компьютерной микротомографии позволяет сделать вывод, что для большинства изученных пород основной объем порового пространства приходится на поры с радиусом порядка единиц и первых десятков микрон, т.е. на поры, различимые методом микротомографии. Об этом свидетельствует соотношение значений пористости, определенной по ртутной порометрии и данным томографии (рис. 6.2). Эти достаточно крупные поры соединены между собой сетью более мелких капилляров и/или трещин радиусом менее 1 мкм. Тем не менее проницаемость пород обуславливают преимущественно поры с радиусом более 1 мкм, т.е. те поровые каналы, которые относятся к правому пику (мода в области радиуса пор порядка 2-5 мкм) на кривых ртутной порометрии (рис. 6.2), а размер этого пика пропорционален проницаемости образцов.

По результатам микротомографии видно, что для большинства образцов после экстракции существенного изменения структуры порового пространства не происходит, однако у некоторых образцов наблюдается появление крупных пор (см. статью выше «Структура пустотного пространства доломитов преображенского горизонта»). Необходимо также отметить, что для некоторых образцов (рис. 6.2 А и В) наблюдаются значимые отличия в значениях пористости по данным трех методов. Такое различие является следствием большого количества (до 40 % от объема пор) субмикронных пор и капилляров, которые неразличимы на микротомографе. Об этом также свидетельствуют данные вытеснения, более широкие пики на гистограммах ртутной порометрии. Для одного из изученных образцов наблюдается заниженное значение пористости по ртути по отношению к значениям по томографии, что, скорее всего, обуславливается неоднородностью образцов.

Изученные образцы можно условно разделить на несколько групп,

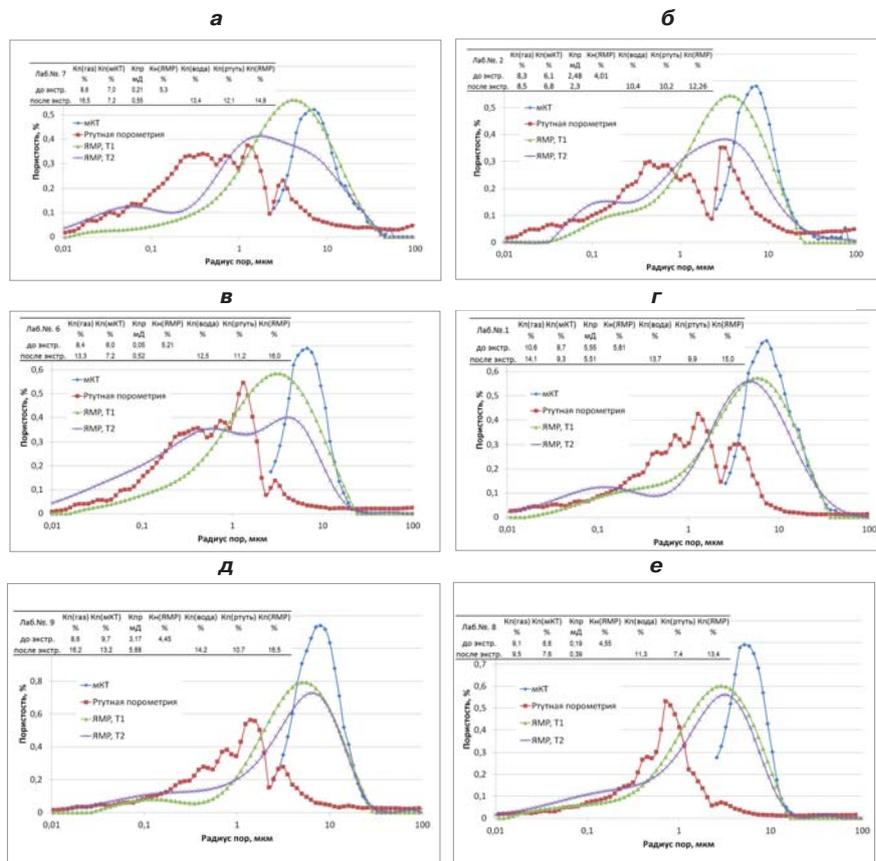


Рис. 6.2. Сравнение результатов ртутной порометрии, ЯМР и компьютерной микротомографии

где в качестве критерия выступает видимая разница доли крупных эффективных пор по данным ЯМР и микротомографии. Так, теоретически метод ЯМР позволяет регистрировать весь подвижный водород, а следовательно, спектры времен  $T_1$  и  $T_2$  информативны во всем имеющемся диапазоне пор. Увеличение доли пор в распределениях микротомографии по отношению к ЯМР свидетельствует о наличии областей пустотного пространства в изучаемых коллекторах, насыщенных другим флюидом, либо областей с поверхностью, свойства которой отличны от матричных. С учетом того, что минералогический состав пород достаточно однороден и в основном представлен доломитом, выявленная разница связана с присутствием углеводородов, частично оставшихся после экстракции. В пользу данного утверждения свидетельствует тот факт, что при снижении эффективности фильтрационной

системы и уменьшении доли крупных фильтрационных каналов, по данным ртутной порометрии (рис. 6.2), степень воздействия процесса экстракции также падает. Общеизвестно, что эффективность очистки растворителя определяется значениями проницаемости пород, поэтому образцы исследуемых пород, охарактеризованные тонкой системой каналов фильтрации, по данным порометрии, должны содержать больше неотэкстрагированных углеводородов. Разница в значениях емкости по данным ртутной порометрии и общей пористости ЯМР также свидетельствует о присутствии углеводородной фазы, рентгеновская плотность которой отлична от матрицы, «прозрачна» для томографа и неконтрастна с водой в рамках стандартных методик регистрации.

Различие форм спектров  $T_1$  и  $T_2$  в первую очередь обуславливается механизмом диффузионной релакса-

ции, нехарактерным для спин-решеточной релаксации  $T_2$ . Как видно, отличия наиболее заметны для образцов, поверхность пор которых отэкстрагирована сильнее, что способствует влиянию приповерхностных центров магнитной неоднородности. Вероятно, лучшие коллекторы преобразованного горизонта обладают большим объемом и неоднородностью магнито-контрастных примесей, скорее всего, сорбированных из пластовых вод.

Важно обратить внимание на то, что исследуемому объекту свойственны несхожие системы фильтрационных каналов и пор. Такая картина типична для сложнопостроенных коллекторов негранулярного строения.

Поэтому проводить настройку данных ЯМР, базирясь на распределении порометрии, некорректно для доломитов преобразованного горизонта.

### Основные выводы

В результате комплексной интерпретации данных ртутной порометрии, микрофотографии и ЯМР проанализирована структура пустотного пространства: основной объем (более 60 %) емкостного пространства выполнен порами радиусом от 2 до 20 мкм; крупные поры соединены сетью субкапилляров с радиусом менее 1 мкм. Изученные породы можно условно разделить на две емкостные системы: 1) с хорошо развитой системой субкапилляров, занимающей до

40 % порового объема и 2) с незначительным количеством (около 5 %) субкапилляров.

Комплексирование методов микрофотографии и ЯМР позволяет детально описать структуру порового пространства пород преобразованного горизонта во всем имеющемся диапазоне размеров. Сопоставление полученного распределения размеров пор с данными ртутной порометрии позволяет выделить и охарактеризовать фильтрующую систему.

Система фильтрационных каналов отлична от системы пор, что подтверждено формами распределений горловин пор по данным ртутной порометрии и «тел» пор по данным микрофотографии и ЯМР.

#### Литература

1. Hildebrand T and Ruegsegger P (1997a) A new method

for the model independent assessment of thickness in three dimensional images. J. Microsc. 185: 67-75.

## 7. Особенности смачиваемости доломитов преобразованного горизонта

**Н.Н. Богданович**

/Шлюмберже, Московский научно-исследовательский центр, г. Москва/

**С.Ю. Рудаковская**

/ООО «Артик-Герс», г. Тверь/

**М.Ю. Иванов**

/Шлюмберже, Департамент обработки данных и консультационных услуг, г. Тюмень/

**Е.А. Горбатко**

/ОАО «Верхнеконскнефтегаз», г. Иркутск/

емости и др. Но смачиваемость (или способность поверхности твердого тела обладать преимуществом взаимодействовать с тем или иным флюидом системы) является интегральной физико-химической характеристикой поверхности, которая зависит в основном от величины электроотрицательности, т.е. энергии притяжения электронов взаимодействующих атомов на границе раздела фаз.

В нефтяной залежи определяется преимущество во взаимодействии, которое имеет порода по отношению к воде или нефти. Но в связи с тем, что смачиваемость внутренней поверхности порового пространства нельзя воспринимать как индивидуальное свойство, т.к. оно в большей степени гетерогенно, чем гомогенно, обычно применяют термин «относительная смачиваемость», означающий, что данный флюид имеет преимущество взаимодействовать с

твердой поверхностью в присутствии другого флюида. Если вода стремится самопроизвольно вытеснить нефть из породы, то последняя определяется как преимущественно смачиваемая водой, и наоборот. Однако для удобства чаще всего применяют термины «гидрофильная» и «гидрофобная» порода, означающие характеристики молекулярного взаимодействия веществ с различными жидкостями.

Гетерогенность системы «порода – вода – нефть» по смачиваемости может изменяться от сильно гидрофильной до сильно гидрофобной. Кроме указанных типов смачиваемости различают нейтральную, если порода не проявляет четкого предпочтения ни по отношению к нефти, ни по отношению к воде. В зарубежной практике часто пользуются понятием фракционной смачиваемости, при которой различные части площади

**В** системе «порода – вода – нефть» наличие границ раздела между жидкими компонентами и твердой поверхностью горной породы обуславливает существование разнообразных поверхностных явлений, лежащих в основе поверхностно-молекулярных процессов: адсорбции, когезии, адгезии, смачива-

поверхности различаются в зависимости от предпочтения к смачиваемости водой или нефтью [1].

Иногда применяется понятие смешанной смачиваемости, при которой гидрофобные участки поверхности образуют непрерывные пути, соединяющие большие поры. Малые же поры, как предполагается, остаются гидрофильными и не содержат нефти. В связи с тем, что вся нефть в породе со смешанной смачиваемостью локализуется в больших гидрофобных порах, проницаемость для нефти даже при самых низких нефтенасыщенностях остается вполне измеримой величиной, а при заводнении такого пласта может быть достигнута низкая остаточная нефтенасыщенность. Благоприятные условия для образования смешанной смачиваемости появляются тогда, когда нефть взаимодействует с участками поверхности, содержащей гидрофобное органическое вещество, и только при непосредственном контакте последнего с нефтью. Тонкие слои адсорбционно-связанной воды остаются на стенках пор и препятствуют контакту нефти с породой. Но так как слой воды не является сплошным, то при определенных условиях эта пленка может разорваться и нефть войдет в контакт с породой.

Тем не менее, несмотря на значительный понятийный аппарат при описании приповерхностных явлений, в работе [2] предложено новое понятие – «микроструктурная смачиваемость». Было выявлено, что новый тип смачиваемости «отличается от известной ранее гетерогенной смачиваемости тем, что участки с различным типом смачиваемости приурочены к микроструктурным неоднородностям пласта. В частности, гидрофильные и гидрофобные участки смачивания приурочены к порам и капиллярам, что приводит к неоднородности смачивания на уровне отдельных пор (микроуровень). Анализ проведенных экспериментов показал, что отдельные поры и капилляры могут проявлять как гидрофильный, так и гидрофобный тип смачивания. Усредненные парамет-

ры смачивания не соответствуют ни гидрофильному, ни гидрофобному, ни гетерогенному типу смачивания» [2, с. 3]. Было рекомендовано при выборе технологий нефтеизвлечения учитывать микроструктурную смачиваемость, поскольку эксперименты продемонстрировали ее влияние на двухфазную фильтрацию.

Появление новых определений смачиваемости горных пород свидетельствует о том, что физики, изучающие адсорбцию, петрофизики, изучающие керн, разработчики, использующие результаты лабораторных экспериментов, пока так и не сошлись во мнении о генезисе явления смачивания минеральной поверхности пород.

В настоящее время преобладает мнение, что породы газонефтяной залежи должны быть преимущественно гидрофильными. Такое представление основывается на осадочно-миграционной теории формирования нефтяных залежей: нефть в процессе вторичной миграции, вступив в водонасыщенную ловушку, вытеснила свободную воду, оставив в породе только связанную и капиллярно-удержанную, которые обеспечили преимущественную гидрофильность поверхности. Однако в мировой практике разработки нефтяных залежей накопилось много примеров, когда поверхность нефтесодержащих пород, как карбонатных, так и глинистых и обломочных, оказывалась гидрофобной.

Но если возможные причины гидрофобизации глинистых пород обсуждаются в литературе (например в работе [3]), то уточнение причин фильности/фобности карбонатов ждет своего часа.

Нефтяная залежь – это трехкомпонентная система (порода – вода – нефть), с одной стороны, и двухфазная система (газ – вода или газ – нефть) – с другой. Это очень сложная система, в которой в течение разных геологических эпох осуществлялись различные, подчас противоречивые, но постоянно изменяющиеся взаимодействия (в соответствии с изменениями давле-

ния и температуры) между этими компонентами и фазами.

Многочисленные экспериментальные исследования показали, что характеристика смачиваемости поверхности горной породы оказывает сильное влияние на величины капиллярных давлений, относительных проницаемостей и остаточной нефтенасыщенности. Зависимость этих величин от смачиваемости объясняется исключительно структурно-текстурной и поверхностно-молекулярной сложностями исследуемой системы.

Лабораторные методы определения смачиваемости Амотта, Амотта-Гарвея, USBM, Тульбовича (ОСТ 39-180-85) или комбинации этих методов [4] достаточно известны и активно применяются в практике петрофизических служб. Эти методы дают достаточно уверенную оценку смачиваемости при преобладающей гидрофильности или гидрофобности поверхности пород, но если смачиваемость смешанная или нейтральная, то большинство лабораторных методов не позволяют охарактеризовать состояние минеральной поверхности или определить площадь поверхности, занятой фильными/фобными центрами.

### Определение смачиваемости доломитов преображенского горизонта

В данной работе исследования смачиваемости доломитов преображенского горизонта проводились на стандартных цилиндрах размером 30x30 мм. Для изучения свойств пород использовались керны в трех состояниях: неэкстрагированный, экстрагированный четыреххлористым углеродом с сохранением солей и искусственно состаренный, в котором смачиваемость восстанавливается до исходной в три этапа. Керн экстрагируется (первый этап), затем насыщается сначала пластовой водой, а потом нефтью из того же пласта-коллектора (второй этап), после чего керн подвергается искусственному старению при пластовой температуре на протяжении 1000 часов.

Также в процессе проведения экспериментов использовались такие флюиды, как модель пластовой воды с минерализацией 485,42 г/л и плотностью 1,286 г/см<sup>3</sup>, керосин плотностью 0,79 г/см<sup>3</sup>, дегазированная пластовая нефть плотностью 0,843 г/см<sup>3</sup>, дейтерий, или «тяжелая» вода, D<sub>2</sub>O плотностью 1,108 г/см<sup>3</sup>.

Порода в образцах изученной коллекции по минеральному составу в основном представлена доломитом на 90-93 % и ангидритом на 1,5-7,4 %. Галит присутствует в незначительных количествах, в среднем от 0,7 до 3,2 %. Из вторичных изменений в рассматриваемых образцах наиболее развита сульфатизация. Фильтрационно-емкостные свойства коллекции следующие: пористость от 3 до 13,7 % ( $K_{п\text{ ср}}=10,4\%$ ) и проницаемость от 0,011 до 14,0 ( $K_{пр\text{ ср}}=0,7\text{мД}$ ).

#### Показатель смачиваемости по ОСТ 39-180-85

Определение смачиваемости проводилось на коллекции из 20 экстрагированных образцов с пористостью от 7,86 до 13,36 % и проницаемостью от 0,6 до 14,0 мД. Тест основан на самопроизвольном впитывании флюида керном и принудительном вытеснении из него воды и керосина. Принудительное вытеснение было выполнено при помощи центрифуги. Показатель смачивания рассчитывался по данным определения массы образца в разных стадиях его испытания. Показатель смачиваемости  $M$  – величина безразмерная, а его равенство единице характеризует гидрофильную поверхность, нулю – гидрофобную. В ОСТ 39-180-85 (метод Тульбовича) указано граничное значение применимости метода по проницаемости  $K_{пр}=10$  мД, т.е. породы с меньшей проницаемостью должны быть отбракованы как непригодные для данного вида исследований, поэтому определение показателя смачивания по указанному ОСТ 39-180-85 проблематично провести корректно для доломитов представленной коллекции. Из исследованных образцов только два результата оценки смачиваемости с показаниями 0,78 и 0,49 являются кондиционными (проницаемость образцов 11,3 и 14,1 мД) и по ним можно классифицировать образцы как преимущественно гидрофильной и промежуточной смачиваемости.

#### Показатель смачиваемости методом Амотта

Исследования смачиваемости методом Амотта продемонстрировали сложность проведения и неоднозначность интерпретации результатов, полученных на низкопроницаемых породах. Исследования проводились на коллекции из 40 неэкстрагированных образцов с пористостью 7,86-13,36 % и проницаемостью от 0,456 до 15,36 мД. Метод Амотта, как и вышеописанный метод Тульбовича, основан на самопроизвольном впитывании и принудительном вытеснении одного флюида другим. Кроме смачиваемости по воде и нефти, рассчитан показатель смачиваемости Амотта-Гарвея ( $J$ ), равный разни-

це показателей смачиваемости по воде и нефти. По результатам определения показателя смачиваемости исследуемые породы характеризуются либо как нейтральные (или смачиваемость 50 на 50 %), так как характеризуются значением смачиваемости, приближающимся к нулю, либо как преимущественно гидрофильные, поскольку показатель смачивания для них изменяется от 0,3 до 0,9. Однако разница в весах на уровне в одну тысячную грамма сопоставима с погрешностью весового метода, и очевидно, что такие результаты должны быть отбракованы. Исследования, проведенные на экстрагированных (ОСТ39-180-85 или метод Тульбовича) и неэкстрагированных (метод Амотта) образцах, позволяют сделать выводы о влиянии экстракции на смачиваемость пород.

Выявлено, во-первых, что смачиваемость доломитов водой увеличивается в разы для образцов с проницаемостью более 10 мД (следствие экстракции), и, во-вторых, что породы с проницаемостью 2–5 мД не изменили свои свойства в результате экстракции (рис. 7.1).

#### Показатель смачиваемости методом USBM

Определение смачиваемости методом USBM проводилось на коллекции из 20 неэкстрагированных образцов с пористостью от 9,43 до 14,15 % и проницаемостью от 0,9 до 15,4 мД. В тест методом USBM входит измерение кривых капиллярного давления при дренаже и пропитывании с помощью центрифугирования. В этом методе сравнивается работа, необходимая для вытеснения одного флюида другим. На рис. 7.2 изображены кривые капиллярного давления образца керна, полученные пу-

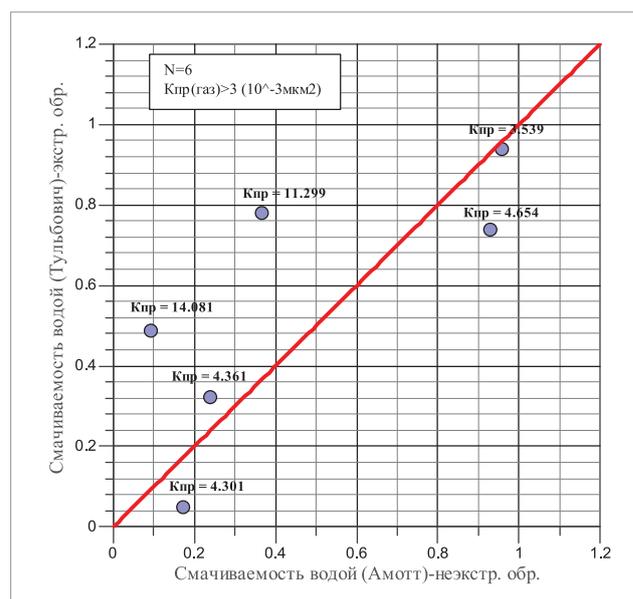
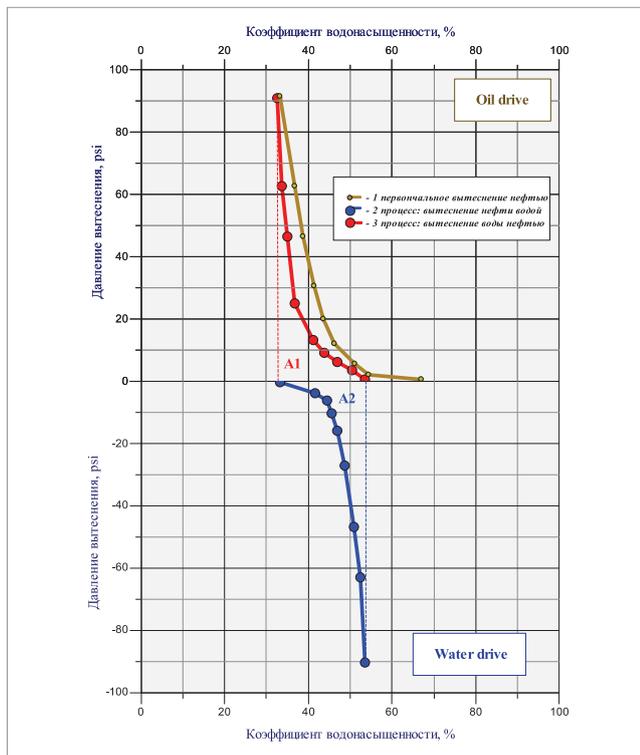
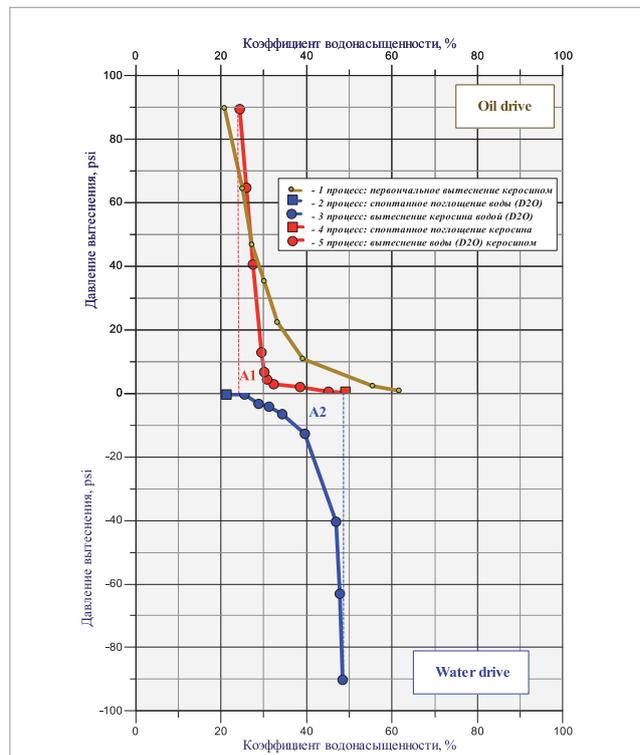


Рис. 7.1. Сопоставление значений смачиваемости, полученных на экстрагированном и неэкстрагированном керне



**Рис. 7.2.** Кривые вытеснения и впитывания в результате определения смачиваемости методом USBM



**Рис. 7.3.** Кривые капиллярного вытеснения и принудительного впитывания методом Амотта-USBM

тем попеременного вытеснения воды и нефти из образцов керна при помощи центрифуги.

Площадь, ограничиваемая на поле графика кривой капиллярного давления и осью абсцисс между двумя предельными значениями флюидонасыщенности, является мерой работы, которую нужно затратить для вытеснения соответствующего флюида из образца. Для вытеснения несмачивающей фазы смачивающей фазой требуется меньше энергии, чем для вытеснения смачивающей фазы несмачивающей фазой. Следовательно, отношение площадей, ограниченных кривыми капиллярного давления, является прямым индикатором степени смачиваемости. Логарифм отношения площади, соответствующей случаю вытеснения воды нефтью (A1), к площади, соответствующей случаю вытеснения нефти водой (A2), был использован в качестве удобного показателя смачиваемости (индекса  $I_u = \log(A1/A2)$ ). Значения этого показате-

ля неограниченны. Однако экспериментально оказывается, что они обычно попадают в интервал от -1 до +1. При значении показателя выше нуля образцы преимущественно гидрофильны, ниже нуля – гидрофобны. Практически нулевое значение индекса указывает на нейтральную смачиваемость, т.е. в данном случае наблюдается равное смачивание обоими флюидами. Для проницаемых пород ( $K_{пр} > 4$  мД) получено среднее значение индекса смачиваемости, равное 0,14, что авторами интерпретируется как порода с нейтральной смачиваемостью.

В табл. 7.1 приведены полученные результаты определения показателей смачиваемости поверхности доломитов методами Амотта, USBM и Амотта-Гарвея.

**Таблица 7.1**  
Результаты определения смачиваемости доломитов методами Амотта, USBM и Амотта-Гарвея

Показатель смачиваемости методом USBM	0,094
Показатель смачиваемости методом Амотта	
– Смачиваемость водой	0,24
– Смачиваемость нефтью	0,15
Показатель смачиваемости методом Амотта-Гарвея	0,088 (-0,12 < J < 0,29)

**Показатель смачиваемости комбинированным методом Амотта-USBM на неэкстрагированном керне**

Комбинированный метод Амотта-USBM позволяет вычислять показатели смачиваемости как по Амотту-Гарвею, так и по USBM. Есть два преимущества в сочетании этих тестов. Во-первых, разрешающая способность теста по USBM выше за счет учета изменений насыщенности, которые имеют место при капиллярном давлении, равном нулю. Во-вторых, вычисляется также и показатель Амотта-Гарвея. Площади под кривыми подачи нефти и воды используются для вычисления показателя USBM, а вычисление показателя Амотта-Гарвея проводится по объемам самопроизвольного и общего вытеснения воды и нефти (рис. 7.3).

Комбинированный метод Амотта-USBM лучше иллюстрирует гетерогенную систему, а показатели смачиваемости Амотта-Гарвея и USBM представляют собой меру средней смачиваемости образца. Как для теста по USBM, так и для комбинированного теста по Амотту-USBM подлинное значение показателя USBM находят по площади под кривой зависимости капиллярного давления от насыщенности. Результаты экспериментов, проведенных на коллекции из 40 неэкстрагированных образцов доломитов, подтверждают ранее сделанный вывод о нейтральной смачиваемости породы. Получены сопоставимые данные как по показателю Амотта-Гарвея, так и по индексу смачиваемости, который в среднем для образцов равен  $-0,08$ .

Тест по USBM представляется более совершенным, чем тест по Амотту, который нечувствителен к смачиваемости около нейтральной. Можно получить показатель смачиваемости по Амотту-Гарвею близким к нулю либо потому, что он не дает сильного пропитывания ни водой, ни нефтью, как в данном исследовании, либо потому, что он поглощает одинаково много и воды, и нефти. Этот эффект особенно сильно проявляется в ис-

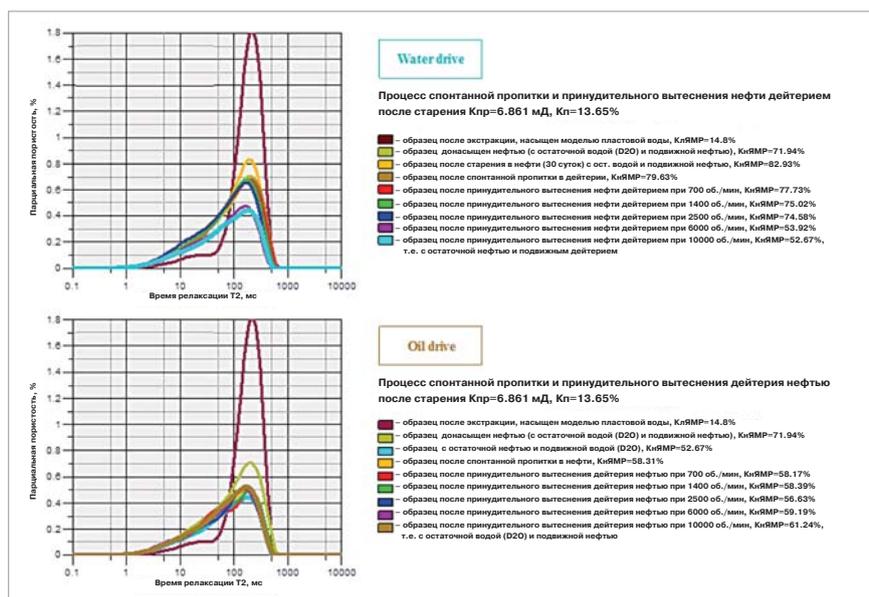
следуемых низкопроницаемых породах. Однако тест по USBM не позволяет определить, однородна ли смачиваемость в системе. Тест по Амотту показывает положительные значения коэффициентов смачивания как водой, так и нефтью, что указывает на неоднородность смачиваемости в системе. Таким образом, у совместного использования теста по Амотту и теста по USBM имеется два преимущества: обеспечение чувствительности рядом с нейтральной смачиваемостью и то, что он иногда указывает на гетерогенность смачиваемости в системе.

### Показатель смачиваемости комбинированным методом Амотта-USBM на состаренном керне

После определения смачиваемости пород методом Амотта-USBM на неэкстрагированных образцах керна был отэкстрагирован в аппаратах Сокслета четыреххлористым углеродом с сохранением растворимых минералов в минеральном скелете породы. Образцы керна в количестве 10 штук после очистки (экстракции) подвергались старению в течение 45 суток в дегазированной нефти. Поскольку пластовую температуру, рав-

ную  $13\text{ }^{\circ}\text{C}$ , поддерживать было затруднительно, старение образцов доломитов проходило при комнатной температуре ( $22\text{ }^{\circ}\text{C}$ ). Образцы керна, подвергнутые очистке и предварительно исследованные по ОСТ ОСТ39-180-85, проявили гидрофильные свойства, неэкстрагированные были отнесены к породам с нейтральной смачиваемостью. Погружение в природную нефть изменило смачиваемость системы в сторону большей гидрофобности. Результаты эксперимента показывают незначительный объем самопроизвольного впитывания воды и значительный объем нефти для всех исследованных образцов. Значения показателя смачивания Амотта-Гарвея варьируют от  $-0,14$  до  $-0,68$ , что соответствует значениям для гидрофобной ( $-0,68$ ) либо близкой к нейтральной ( $-0,14$ ) смачиваемости. Для вычисления показателя смачиваемости по USBM проведены замеры площадей A1 и A2 под кривой подачи нефти и воды. Полученные результаты полностью согласуются с результатами, полученными весовым методом.

Суммарная насыщенность образца определялась с применением метода ЯМР и «тяжелой воды» ( $D_2O$ ). Метод ЯМР основан на взаимодействии внешних магнитных полей и ядер водорода насыщающего флюида. Резонансные явления происходят только на определенной ларморовой частоте. Поэтому регистрация изотопа водорода, отличающегося присутствием лишнего нейтрона в составе ядра на частоте, соответствующей ядру водорода, не осуществляется, т.е. ЯМР не видит атомов дейтерия. На каждой ступени «вытеснения – впитывания» проводились ЯМР-измерения образцов с различным соотношением насыщающих флюидов. Использование «тяжелой воды» позволяет регистрировать только сигнал нефти, поэтому полученный спектр распределения времен поверхностной релаксации отражает только фракционный состав нефти, а также ее способность к поверхностной релаксации. Релаксация на поверхности пор происходит исключительно в



**Рис. 7.4. Результаты ЯМР-исследований образца в процессе определения смачиваемости комбинированным методом Амотта-USBM после старения в нефти, доломит,  $K_p = 13,65\%$ ,  $K_{пр} = 6,86\%$**

случае контакта жидкости и твердой фазы, т.е. если поверхность смачиваема или частично смачиваема этой жидкостью. Релаксационные кривые по результатам ЯМР-регистрации на каждой ступени эксперимента показаны на **рис. 7.4**.

Незначительный объем самопроизвольного впитывания воды по сравнению с общим количеством внедренной воды показан на рис. 7.4. Соотношение самопроизвольно впитанной воды к общему внедренному ее количеству равно 1:10. Небольшое самопроизвольное впитывание воды свидетельствует о том, что образец гидрофилен менее чем умеренно. При самопроизвольном впитывании нефти нефтенасыщенность увеличивается с 52,7 до 58,3 %, а при дополнительном внедрении нефти – до 61,2 %, т.е. это соотношение можно выразить как 6:9, и оно указывает на гидрофобный характер смачивания (**табл. 7.2**, обр. 10). Результаты определения показателя смачиваемости для десяти образцов доломитов после старения методом ЯМР (объемный метод) приведены в **табл. 7.2**.

Рассмотрим более детально результаты измерения смачиваемости методом ЯМР для двух образцов (**табл. 7.2**, обр. 1 и обр. 8), имеющих преимущественно гидрофильный и нейтральный характер смачиваемости. Образец 1 после старения в нефти с остаточной водой и подвижной нефтью имеет нефтенасыщенность, определенную методом ЯМР и равную 70,59 % (шаг 1), после спонтанной пропитки в дейтерии – 60,1 % (шаг 2). Шаг 3 – центрифугирование

с дейтерием, вытеснение нефти дейтерием при различных скоростях вращения ротора, при нарастающем увеличении скорости до 10000 об/мин, и замеры ЯМР на каждой ступени вращения. Результатом шага 3 являются величины насыщенности в 60,64, 60,55, 60,55, 60,13 и 59,38 %. Шаг 4 – спонтанная пропитка в нефти, в результате чего насыщенность увеличилась до 61,53 %, и шаг 5, где с вытеснением дейтерия насыщенность поэтапно увеличивается до 68,17 %. У преимущественно гидрофильного образца 1 почти 90 % воды впиталось самопроизвольно (нефтенасыщенность уменьшилась с 70,59 до 60,55 %), и вдавить дополнительно воду с помощью центрифуги было практически невозможно. Этот факт указывает на то, что образец преимущественно гидрофилен.

Из результатов по вытеснению (**табл. 7.2**, обр. 8) вычисляется значение показателя смачиваемости, равное –0,08, т.е. образец 8 немного гидрофобный (рядом с нейтральным). Средние насыщенности, полученные методом ЯМР на каждом из пяти этапов комбинированного теста Амотта-USBM, следующие: 89,72 % (шаг 1), после спонтанной пропитки в дейтерии – 83,22 % (шаг 2). Шаг 3 – 82,83, 81,55, 76,98, 68,7 % и 65,59 %. Шаг 4 – спонтанная пропитка в нефти, в результате чего насыщенность увеличилась до 69,55 %, и шаг 5, где с вытеснением дейтерия насыщенность поэтапно увеличивается до 76,98 %. На втором и третьем этапах выделилось 27 % нефти и 35 % вошло в образец 8 на этапах 4 и 5. Все вычисления насыщенности сделаны в

объемных единицах, включая начальную насыщенность.

Изученная коллекция керн слишком мала для формулирования основополагающих выводов, но по результатам проведенных исследований видно, что характер восстановленной в результате старения смачиваемости напрямую зависит от фильтрационных характеристик породы. Смачиваемость восстановилась и воспроизведены результаты, полученные при изучении смачиваемости на неэкстрагированном керне для пород с проницаемостью более 4 мД, в то время как на результаты определения смачиваемости низкопроницаемых образцов старение не оказало существенного влияния, т.е. они по-прежнему остались либо преимущественно гидрофильными, либо слегка гидрофильными.

Таким образом, проведенные исследования смачиваемости низкопроницаемых доломитов преобразованного горизонта методами Тульбовича, Амотта, USBM и комбинированным методом Амотта-USBM показали, что можно рекомендовать петрофизическим службам снизить граничное значение применимости указанных методов по проницаемости до 4 мД. По методу Тульбовича преобразованные доломиты можно отнести к преимущественно гидрофильным, по методам USBM и Амотта-USBM индекс смачиваемости  $W = \lg(A1/A2)$  принимает значения, близкие к нулю, что говорит о нейтральной (промежуточной) смачиваемости пород. Кроме того, следует обратить внимание, что для доломитов с проницаемостью выше 4 мД харак-

Таблица 7.2

Показатели смачиваемости образцов после старения в нефти методом ЯМР (объемный метод)

№	Пористость, %	Проницаемость, мД	Смачиваемость породы водой	Смачиваемость породы нефтью	Показатель смачивания	Характер смачиваемости
1	11.15	0.52	0.9	0.24	0.65	Преимущественно гидрофильный
2	13.48	1.13	0.07	0.58	-0.51	Преимущественно гидрофобный
3	14.46	8.84	0.12	0.07	0.057	Нейтральный
4	9.31	2.19	0.49	0.13	0.36	Слегка гидрофильный
5	10.48	1.88	0.35	0.16	0.19	Слегка гидрофильный
6	9.16	1.83	0.19	0.27	-0.08	Нейтральный
7	11.99	2.56	0.3	0.05	0.25	Слегка гидрофильный
8	11.85	6.61	0.27	0.35	-0.08	Нейтральный
9	12.75	4.45	0.21	0.1	0.11	Нейтральный
10	13.65	6.86	0.11	0.66	-0.54	Преимущественно гидрофобный

тер смачиваемости может изменяться от гидрофильного/нейтрального до гидрофобного при старении экстрагированных образцов с остаточной водонасыщенностью в сырой нефти.

### Сопоставление показателей смачиваемости с фильтрационно-емкостными свойствами доломитов

Однако практический интерес представляет не только оценка смачиваемости доломитов преобразованного горизонта разными лабораторными методами, но и возможность сопоставления смачиваемости для двух систем фильтрации капилляров и субкапилляров, выделенных с учетом существующих классификаций распределения пор и каналов по размерам, где в качестве граничного значения капилляров и субкапилляров было принято значение 2 мкм, и пронизывающих весь объем породы (см. выше статью «Особенности фильтрационно-емкостных свойств доломитов преобразованного горизонта», стр. 46-53). На **рис. 7.5** представлено сопоставление данных о смачиваемости по комбинированному методу Амотта-USBM и проницаемости образцов породы. Видно, что большинство образцов характеризуются нейтральной смачиваемостью с небольшим увеличением фильности как для капилляров, так и для субкапилляров.

Сопоставление характеристик смачивания поверхности доломитов, полученных методом капиллярного впитывания по воде и по нефти, с проницаемостью демонстрирует некоторые тенденции к гидрофобности с увеличением ФЕС, что может свидетельствовать о преимущественной гидрофильности системы субкапилляров и гидрофобизации более крупных капилляров (**рис. 7.6** и **рис. 7.7**).

Однако обращает на себя внимание факт существенной изменчивости смачиваемости в области низких значений проницаемости, где преимущественно представлена субкапиллярная система (**рис. 7.7**). Возможно, такой разброс данных объясняется некондиционными измерениями из-за граничного значения проницаемости  $K_{пр} = 10$  мД, при котором применяются методики определения смачиваемости. Или, возможно, обе системы капилляров и субкапилляров являются нейтральными по смачиваемости, или же распределение смачиваемости в пустотном пространстве имеет более сложный характер, поскольку определяется физико-химическими свойствами пластовых флюидов и характером их взаимодействия с твердой фазой.

Для уточнения данного вопроса результаты исследования смачиваемости были нанесены на график зависимости проницаемости от пористости с обозначением капиллярной системы (зеленая линия) и субкапиллярной системы (голубая линия) (**рис. 7.8-7.10**).

Из представленных зависимостей видно, что обе системы характеризуются как нейтрально смачиваемые. Наблюдается некоторая тенденция смещения спектра смачиваемости для субкапиллярной системы в



Рис. 7.5. Сопоставление смачиваемости по методу Амотта-USBM и проницаемости

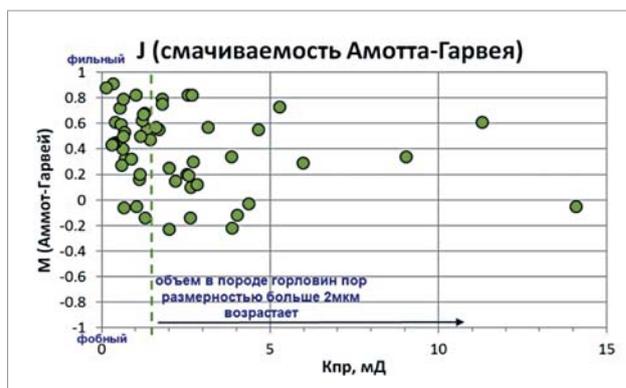


Рис. 7.6. Сопоставление смачиваемости по методу Амотта-Гарвея и проницаемости

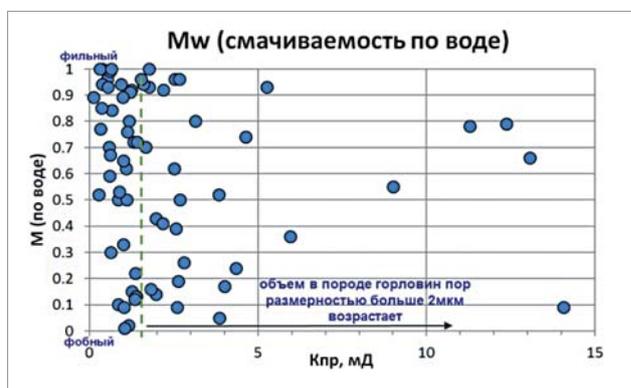


Рис. 7.7. Сопоставление смачиваемости по воде и проницаемости

гидрофильную область и смещения спектра для капиллярной системы в преимущественно нейтральную область с присутствием единичных определений, близких к гидрофобной смачиваемости (**рис. 7.10**). Можно предположить, что наиболее крупные поровые каналы имеют большую «фобность» относительно каналов меньшей размерности, однако их незначительная доля в объеме всей капиллярной системы не позволяет однозначно выявить их преимущественную смачиваемость.

Таким образом, структура пустотного пространства доломитов преобразованного горизонта представлена преимущественно двумя системами (с граничным значением 2 мкм), первая из которых – субкапилляры и вторая – капилляры, и обе системы характеризуются преимущественно как нейтрально смачиваемые при тенденции усиления гидрофильности для субкапилляров и появления какой-то доли гидрофобных пор в объеме капиллярной системы.

Вероятная неоднородность смачиваемости этих систем и особенности строения пустотного пространства потребуют применения различных методических подходов при обосновании петрофизической модели, и при поиске технологических приемов при разработке низкопроницаемых доломитов.

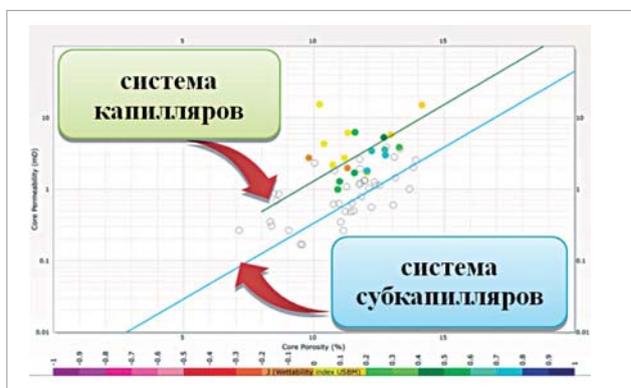


Рис. 7.8. Зависимость проницаемости от пористости (цветовая индикация смачиваемости по USBM, где 1 – порода гидрофильная, -1 – порода гидрофобная)

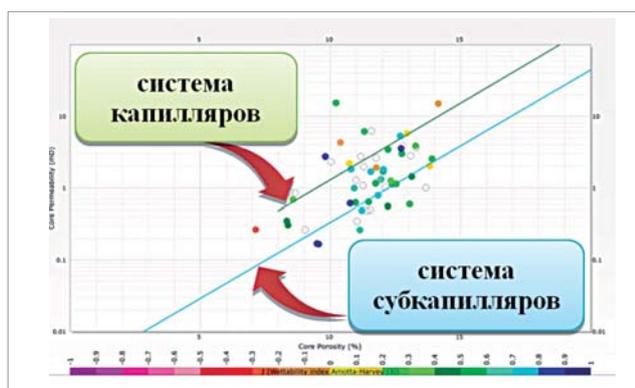


Рис. 7.9. Зависимость проницаемости от пористости (цветовая индикация смачиваемости по индексу Амонта-Гарвея (J), где 1 – порода гидрофильная, -1 – порода гидрофобная)

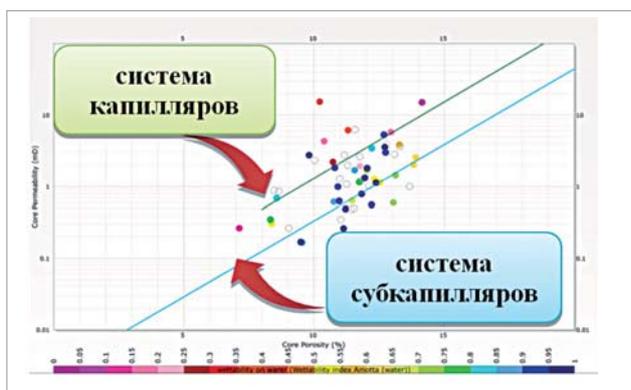


Рис. 7.10. Зависимость проницаемости от пористости (цветовая индикация смачиваемости по воде, где 1 – порода гидрофильная, 0 – порода гидрофобная)

#### Литература

1. Основы смачиваемости / В. Абдалла, Д.С. Бакли, Э. Карнеги и др. // Нефтегазовое обозрение. Лето 2007. – С. 54-75.
2. Михайлов Н.Н., Семенова Н.А., Сечина Л.С. Условия формирования микроструктурной смачиваемости и их влияние на фильтрационно-емкостные свойства продуктивных пластов. <http://oilgasjournal.ru/2009-1/4->

[rubric/mikhailov.html](http://rubric/mikhailov.html)

3. Кузнецов А.М., Кузнецов В.В., Богданович Н.Н. К вопросу о сохранении естественной смачиваемости отбираемого в скважинах керна // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 1. – С. 21-23.
4. Гудок Н.С., Богданович Н.Н. и Мартынов В.Г. Определение физических свойств нефтесодержащих пород. – М.: Недра, 2007.

## Выводы

Сопоставление и анализ результатов лабораторных исследований пород преобразованного горизонта позволили сделать вывод, что фильтрационно-емкостные свойства доломитов определяются преобладанием капиллярной системы для коллектора и субкапиллярной – для неколлектора с граничным значением радиуса пор 2 мкм.

Особенности строения карбонатных пород существенно ограничивают возможности совместной интерпретации различных физических свойств, измеренных на разных образцах, даже если эти образцы вырезаны из одной однородной области полноразмерного керна. Поэтому благодаря разработанной методике определения ФЕС на мини-керне можно определять основные петрофизические свойства на тех же образцах, которые затем исследуются методами рентгеновской микротомографии и ЯМР, что дает возможность получать комплексные данные о структуре пустотного пространства доломитов преобразованного горизонта.

Использование рентгеноконтрастного агента позволяет применять метод рентгеновской микротомографии для изучения пространственного распределения углеводородов в горных породах, а появление крупных пор внутри минерального скелета в некоторых образцах после экстракции бензолом может свидетельствовать о вхождении

углеводородных включений в состав доломита и требует проведения дополнительных исследований карбонатных пород.

Профильные измерения насыщенности методом ЯМР выявили неоднородности в структуре доломитов, а зарегистрированный широкий диапазон размеров пор в изучаемых породах представлен незначительной долей крупных пор, часть из которых блокирована и не участвует в фильтрации. Кроме того, исследования методом ЯМР продемонстрировали, что процесс состаривания образцов в нефти не приводит к какому-либо изменению физико-химических свойств поверхности пор, которая характеризуется нейтральной фракционной степенью смачиваемости.

Комплексная интерпретация данных ртутной порометрии, микротомографии и ЯМР позволила проанализировать «состав» структуры пустотного пространства: основной объем (более 60 %) емкостного пространства выполнен порами радиусом от 2 до 20 мкм; крупные поры соединены сетью субкапилляров с радиусом менее 1 мкм. Изученные доломиты условно можно разделить на две «проводяще-соединяющие» системы: 1) с хорошо развитой системой субкапилляров, занимающей до 40 % порового объема и 2) с незначительным количеством (около 5 %) субкапилляров.

Комплексирование методов микротомографии и ЯМР позво-

ляет детально описать структуру порового пространства пород преобразованного горизонта во всем имеющемся диапазоне размеров, а путем сопоставления полученного распределения размеров пор с данными ртутной порометрии можно выделить и охарактеризовать фильтрующую систему. Система фильтрационных каналов отлична от системы пор, что подтверждено формами распределений горловин пор по данным ртутной порометрии и «тел» пор по данным микротомографии и ЯМР.

Исследования смачиваемости низкопроницаемых доломитов преобразованного горизонта методами Тульбовича, Амотта, USBM и комбинированным методом Амотта-USBM показали, что породы обладают в основном нейтральной (промежуточной) смачиваемостью, т.е. обе системы (капиллярная и субкапиллярная) характеризуются преимущественно как нейтрально смачиваемые при тенденции усиления гидрофильности для субкапилляров и незначительного увеличения доли гидрофобных пор в объеме капиллярной системы. Вероятная неоднородность смачиваемости этих систем и особенности строения пустотного пространства потребуют применения различных методических подходов и при обосновании петрофизической модели, и при выборе технологии разработки доломитов преобразованного горизонта.

*Авторы благодарят ООО «Технологическая Компания Шлюмберже», ООО «Шлюмберже Лоджелко, Инк.» и ОАО «Верхнечонскнефтегаз» и лично главных геологов ОАО «ВЧНГ» Ярослава Игнатъевича Гордеева и Дмитрия Валерьевича Михайлова, занимавших этот пост последовательно на протяжении НИОКР, за возможность проведения исследований и разрешение опубликовать настоящую работу, выражают особую признательность Наталье Николаевне Богданович /Московский научно-исследовательский центр Шлюмберже/ за организацию процесса подготовки и написания материала, Юрию Анатольевичу Попову /Московский научно-исследовательский центр Шлюмберже/ за тщательное рецензирование текста, Дмитрию Анатольевичу Коротееву /Московский научно-исследовательский центр Шлюмберже/ за ценные замечания при обсуждении материала, Андрею Юрьевичу Сапожникову /ООО «СИ-ЛАБ»/ за предоставление подробной технической информации о современном ртутно-порометрическом оборудовании, Алексею Петровичу Тимофееву /ООО «Шлюмберже Лоджелко, Инк.»/ за ценные сведения о практике петрофизических исследований керна в России.*