

11 (66) ноябрь 2009

ГОРНЫЕ ВЕДОМОСТИ

НАУЧНЫЙ ЖУРНАЛ

О ВОЗРАСТЕ И УСЛОВИЯХ
ОСАДКОНАКОПЛЕНИЯ
ПОГРАНИЧНЫХ СЛОЕВ ЮРЫ И МЕЛА
В ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

ПЕТРОФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА
НИЖНЕКЕМБРИЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ
БЕРЯМБИНСКОЙ ПЛОЩАДИ
(КРАСНОЯРСКИЙ КРАЙ)

НОВЫЕ ДАННЫЕ К БИОГРАФИИ
НИКОЛАЯ НИКИТИЧА РОСТОВЦЕВА

*«Богатство не др
есть залог величия державы»*
M.B. Ломоносов

ПЕТРОФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА НИЖНЕКЕМБРИЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ БЕРЯМБИНСКОЙ ПЛОЩАДИ (КРАСНОЯРСКИЙ КРАЙ)

М. Ю. Зубков¹, С. А. Скрылев, П. Н. Кокарев², В. Г. Худорожков³

¹ ООО «ЗапСибГГ», г. Тюмень; ² ООО «ТюменНИИгипрогаз», г. Тюмень;

³ ООО «Газпром добыча Красноярск», г. Красноярск

АННОТАЦИЯ

Приведены результаты изучения петрофизических свойств нижнекембрийских отложений, на основе которых построены зависимости, необходимые для интерпретации различных методов ГИС. Особое внимание уделено результатам исследования структуры порового пространства пород и выделению в них различных типов пород-коллекторов. Отмечаются методические трудности, возникающие при изучении рассматриваемых отложений, связанные с присутствием в их составе ангидрита и галита.

PETROPHYSICAL PROPERTIES OF LOWER CAMBRIAN DEPOSITS OF BEREYAMBINSKAYA AREA (KRASNOYARSK DISTRICT)

M. Yu. Zubkov¹, S. A. Skrylev, P. N. Kokarev², V. G. Hudorozhkov³

¹ ООО «ЗапСибГГ», Тюмень; ² ООО «ТюменНИИгипрогаз», Тюмень;

³ ООО «Газпром Добыча Красноярск», Красноярск

ABSTRACT

Results of study of petrophysical properties of Lower Cambrian deposits are represented; on its basis relationships required for interpretation of different methods of geophysical well logging were designed. Special attention is given to the results of study of rock pore volume structure and definition of different type of reservoir formations. Methodical difficulties arising during examination of considered deposits, associated with anhydrite and sodium chloride presence in deposit structure, were observed.

ВВЕДЕНИЕ

Настоящая статья является продолжением предыдущей публикации, в которой был рассмотрен вещественный состав нижнекембрийских отложений. В ней выделены основные литологические типы пород, входящих в состав рассматриваемых отложений, а также выполнены палеогеографическая (включая палеоклиматическую) и палеофацальная реконструкции условий, в которых они накапливались, а затем преобразовывались в раннем диагенезе, превращаясь из осадка в породы [5].

Завершенная работа по литотипизации нижнекембрийских отложений позволила провести целенаправленное петрофизическое изучение установленных ранее типов пород с целью выделения среди них различных видов пород-коллекторов, характеризующихся теми или иными петрофизическими параметрами, которые используются при подсчете запасов углеводородов и составлении технологических схем разработки их залежей. Эти петрофизические свойства нижнекембрийских отложений и рассматриваются в настоящей публикации.

Основой для публикации послужили результаты комплексных петрофизических исследований 145 образцов керна, отобранных из пластов А–V–I, А–V–II, А–V–III, и А–V–IV, вскрытых скважинами 1, 2 и 202, пробуренными в пределах Берямбинской площади.

КОЛЛЕКТОРСКИЕ СВОЙСТВА

В процессе определения коллекторских свойств образцов, отобранных из рассматриваемых отложений, мы столкнулись со значительными методическими трудностями, заключавшимися в том, что в результате выполнения стандартных лабораторных определений зачастую получались нереальные результаты, например, отрицательные значения пористости и водонасыщенности. Оказалось, что такие, явно ложные, результаты получались при исследовании образцов, в состав которых в большом количестве входили ангидрит и/или галит. На эти же особенности поведения солесодержащих пород при исследовании их коллекторских и электрических свойств обращается внимание в работе [2].

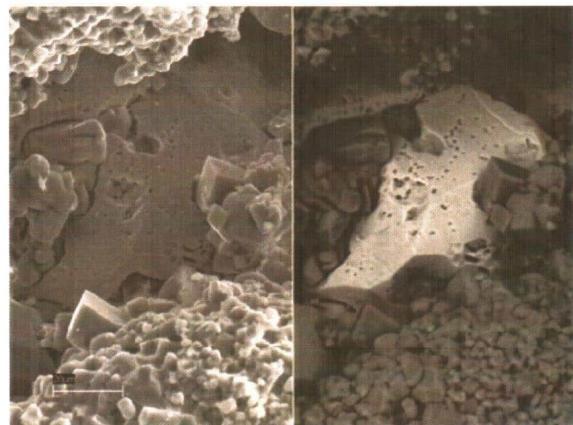
В предыдущей публикации, посвященной особенностям вещественного состава нижнекембрийских отложений, кратко рассматривались особенности распределения в них галита и ангидрита и возможного их влияния на результаты определения коллекторских свойств [5]. Здесь мы еще раз более детально рассмотрим особенности поведения этих двух минералов при проведении петрофизических исследований, в которых необходимо использование водных растворов.

Начнем с галита, который присутствует в двух основных фазовых состояниях: во-первых, в растворенном виде — в поровом пространстве пород в составе порового рассола, имеющего суммарную минерализацию около 260 г/л, и, во-вторых, в твердом состоянии — в поровом пространстве карбонатных пород и в виде мало-мощных (до 0.5 м) пропластков.

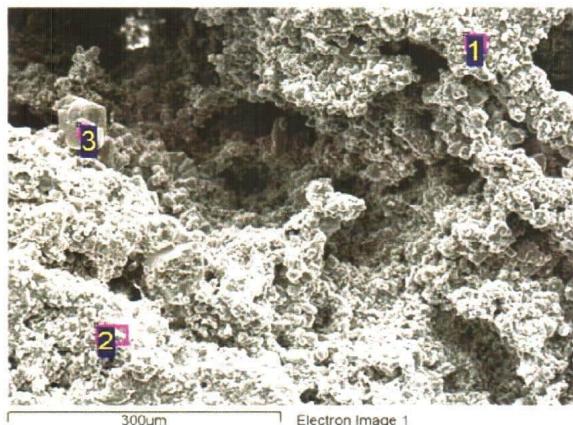
При попадании на дневную поверхность литологические разновидности, обладающие хотя бы минимальной проницаемостью, постепенно покрываются тонкой корочкой микрокристаллического галита, который выделяется из порового рассола, поднимающегося из внутренней части образца на его поверхность под действием капиллярных сил, где вода испаряется в атмосферу, а галит кристаллизуется на поверхности образцов. Поэтому микрокристаллические корочки на поверхности образцов могут косвенно указывать на то, что этот образец обладает фильтрационно-емкостными свойствами. Но это далеко не всегда так. Действительно, такие корочки могут возникать и за счет растворения второй разновидности галита, которая присутствует в карбонатах в твердом кристаллическом виде, заполняя в них поры и микрокаверны (рис. 1а). На этих снимках, снятых в обычном (слева) и КОМПО (справа) режимах, галит хорошо выделяется светло-серым цветом на правом снимке, т.к. имеет больший по сравнению с окружающими его минералами молекулярный вес.

Взаимодействие галит- и ангидритсодержащих пород с водой начинается уже в процессе изготовления из них цилиндрических образцов, используемых в дальнейшем при петрофизических исследованиях. Интересно, что породы, поровое пространство которых заполнено твердым (кристаллическим) галитом, до выпиливания из них цилиндров обладают плотной массивной текстурой и на их поверхности отсутствуют какие бы то ни было поры и/или микрокаверны. Однако после высоверливания цилиндров на поверхности образцов и самих цилиндров возникают многочисленные новообразованные «техногенные» поры и микрокаверны, образовавшиеся вследствие растворения галита водой, подаваемой на алмазную коронку в процессе их изготовления (рис. 1б, г). Частично растворившийся в воде галит затем кристаллизуется на поверхности образцов в виде тонкой микрокристаллической корочки (см. рис. 1б, г). Причем на последнем снимке, снятом в режиме КОМПО, галитовая корочка выделяется более светлым оттенком по сравнению с соседними участками (см. рис. 1г).

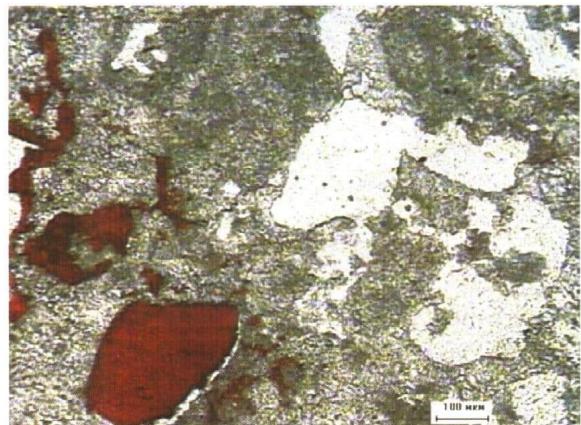
Те же закономерности отмечаются и при изготовлении прозрачных петрографических шлифов



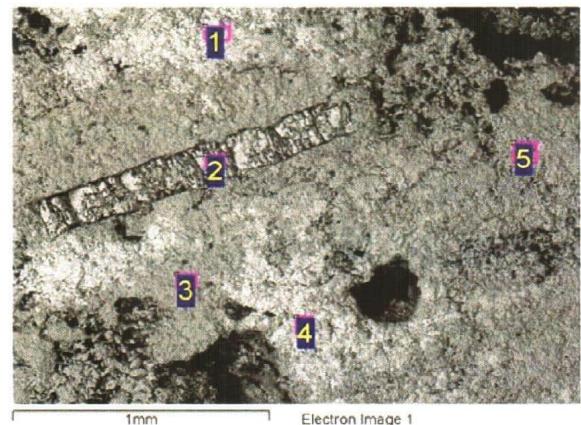
а



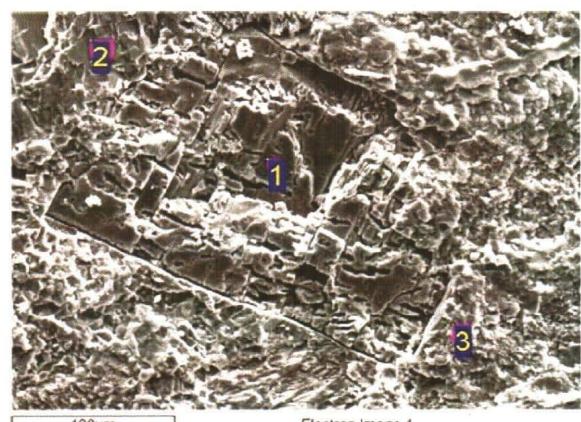
б



в



г



д



е

Условные обозначения:

а – галит в поре известняка, снятый в обычном (слева) и КОМПО (справа) режимах, образец 1/16, пласт А–V–III; б – поверхность известняка после рассаливания с многочисленными «вторичными» кристалликами галита (1, 2) на его поверхности, образец 202/21, пласт А–V–II; в – прокрасившиеся красной смолой поры и микрокаверны в известняке, образец 1/43, пласт А–V–III; г – поверхность известняка (3, 5) после рассаливания с кристаллом ангидрита (2) и пленками микрозернистого галита, имеющими более светлый оттенок (1, 4), образец 202/21, пласт А–V–II; д – полуразрушенный кристалл ангидрита (1) в известняке (2, 3), образец 2/21, пласт А–V–II; е – сильно разрушенное зерно ангидрита (2, 3) в известняке (1), образец 202/34, пласт А–V–III, нижнекембрийские отложения, Берямбинская площадь.

Рис. 1. Фотографии РЭМ и петрографического шлифа

из образцов, в поровом пространстве которых присутствует твердый (кристаллический) галит. Внешняя часть такого образца уже обычно промыта водой, поэтому «техногенные» поры и микрокаверны уже образовались, а следовательно, они легко прокрашиваются красной смолой в пластинке карбонатной породы, отрезанной для изготовления шлифа. Эти прокрашенные смолой поры сохраняются в процессе изготовления шлифа (рис. 1в, левая часть снимка). Напротив, в центральной части этой же пластинки галит остался нерастворенным, поэтому заполненные им поры не прокрасились смолой. Однако в процессе изготовления шлифа галит полностью растворился, а на его месте остались пустые «техногенные» поры (см. рис. 1в, правая часть снимка).

Из приведенных примеров становится очевидным, что вторичная «техногенная» пористость, формирующаяся в процессе приготовления цилиндрических образцов за счет растворения водой кристаллического галита, находящегося в порах, в их приповерхностной части, может достигать довольно большой величины (см. рис. 1б–г). Забегая вперед, отметим, что галит, находящийся в порах и микрокавернах в карбонатных породах (чаще всего в известняках), резко ухудшает их коллекторские свойства, переводя их в класс неколлекторов.

Откуда мог взяться кристаллический галит в поровом пространстве карбонатов? Возможно несколько объяснений этому феномену. Нам представляются наиболее вероятными два варианта. Во-первых, в раннедиагенетическую стадию, если над рассматриваемой карбонатной толщой располагался солеродный бассейн, рассол из которого проникал в поровое пространство этой толщи и из него постепенно кристаллизовался галит. Во-вторых, в позднем диагенезе или эпигенезе при погружении толщи на достаточно большую глубину, на которой литостатическое давление было способно заставить течь пластичную соль в участки, где существовало лишь гидростатическое давление, т.е. в породы-коллекторы, из них соль вытесняла поровый рассол и заполняла освободившееся пространство. Источниками такой соли, на которую действовало литостатическое давление, могли послужить маломощные пласты собственно самого галита, о которых говорилось выше, а также достаточно пластичные галит-ангидритовые породы. Из последних галит практически полностью выжимался литостатическим давлением, а более вязкий и прочный ангидрит оставался на месте, приспособливаясь к окружающим его породам.

Ангидрит также активно взаимодействует с пресной водой в процессе изготовления из него

цилиндрических образцов. Результатом этого взаимодействия является его превращение на поверхности образцов в гипс, что ведет к его «разбуханию», растрескиванию и последующему механическому разрушению (рис. 1д–е). Если в процессе проведения петрофизических исследований происходят неоднократные насыщения таких образцов водными растворами и последующее их высушивание, то неоднократные переходы гипс–ангидрит и наоборот приводят к полному разрушению образцов. В немногочисленных сохранившихся образцах, содержащих обычно не более 50–55 % ангидрита, отмечается явно «техногенная» пористость, достигающая после процесса их рассаливания 15–18 %, однако их проницаемость тем не менее не превышает 0.6–0.8 мД.

Таким образом, основные проблемы, возникающие при исследовании петрофизических свойств рассматриваемых отложений, связаны с присутствием в их поровом пространстве высококонцентрированного рассола, в составе которого преобладает растворенный галит и твердый (кристаллический) галит, заполняющий поровое пространство, в котором нет рассола. Ангидриты (как порода) коллекторами не являются, и, несмотря на то, что они также активно взаимодействуют с водой, для нас они не представляют большого интереса, а потому их фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) изучены на единичных образцах. Однако в тех случаях, когда ангидрит присутствует в породах-коллекторах, например известняках или доломитах, в виде кристаллов или их агрегатов, он оказывает влияние на их коллекторские свойства, а потому рассмотренные выше особенности его поведения в присутствии воды необходимо учитывать.

При изучении коллекторских свойств пород в соответствии с существующим ГОСТом перед проведением исследований необходимо выполнить стандартную процедуру рассаливания образцов, чтобы растворить выпавшие на стенках поросли (галит) в результате испарения поровой воды. Однако в нашем случае процедура рассаливания не выглядит столь уж очевидной и тривиальной. Действительно, во-первых, непонятно, какова должна быть длительность этой процедуры, чтобы существовала полная уверенность в том, что весь выпавший на поверхность пор галит был растворен и удален из них? Во-вторых, как быть с кристаллическим галитом, который заполняет поры? Ведь его растворение приведет к появлению вторичной «техногенной» пористости, которой не существовало в природных условиях.

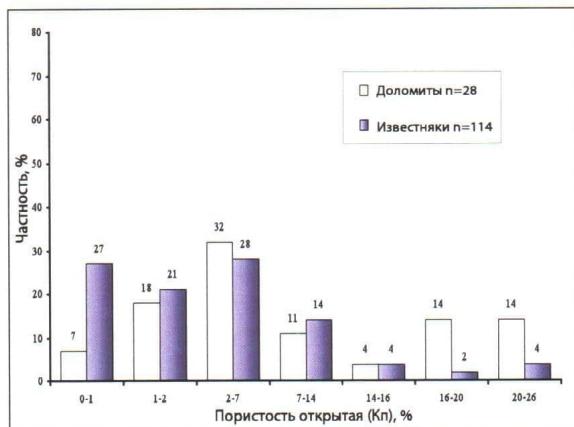
Поскольку однозначных ответов на эти вопросы пока нет, то нами были выполнены исследования как на нерассоленных, так и на рассоленных

образцах керна. При этом все множество исследованных образцов было разбито на два основных класса пород, входящих в состав нижнекембрийских отложений — известняки и доломиты.

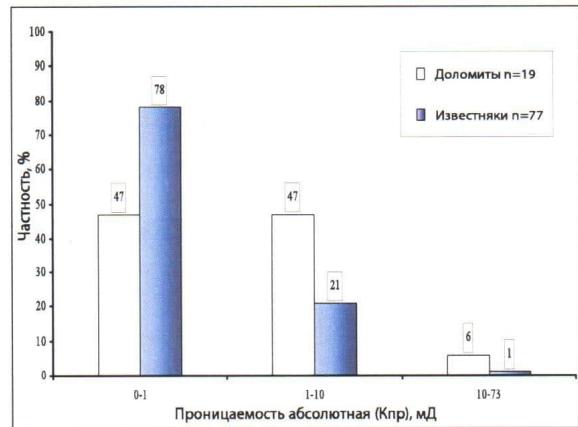
Сопоставление значений пористости и проницаемости у нерассоленных образцов известняков и доломитов показало, что пористость и проница-

емость у доломитов заметно выше, чем у известняков (рис. 2а, б).

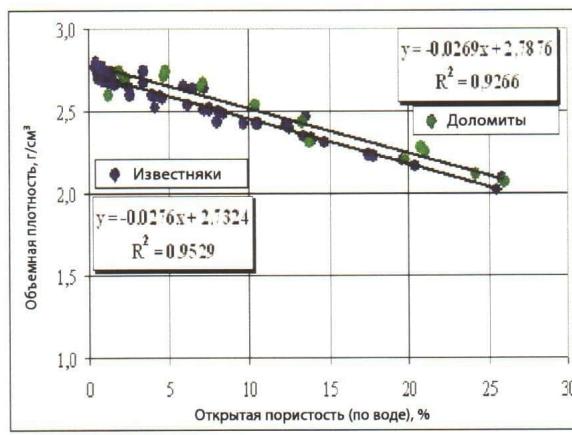
Анализ фундаментальной петрофизической зависимости между плотностью и пористостью нерассоленных образцов известняков и доломитов показал, что средняя минеральная плотность известняков составляет $2.732 \text{ г}/\text{см}^3$,



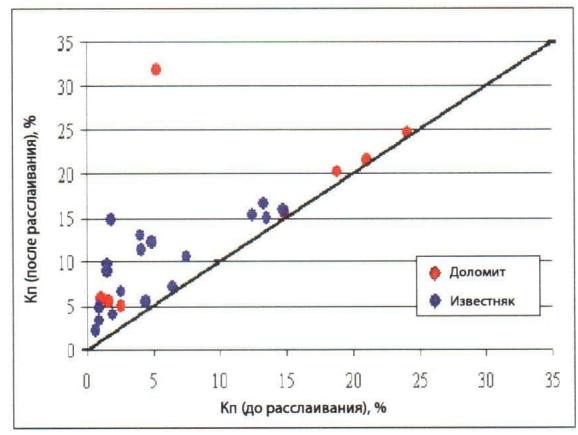
а



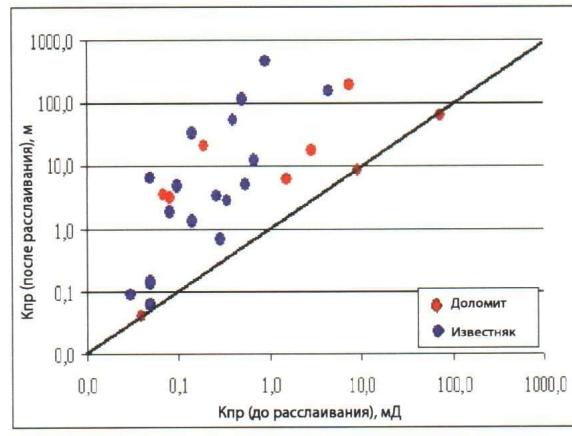
б



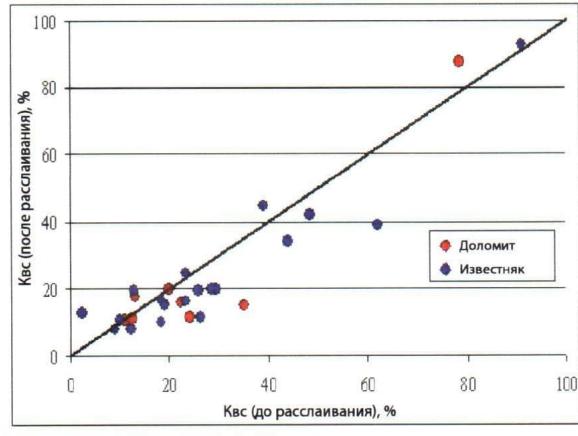
в



г



д



е

Рис. 2. Распределение пористости (а) и проницаемости (б), зависимости: плотности от пористости (в), а также пористости (г), проницаемости (д) и водоудерживающей способности (е) образцов до и после их рассоливания, скважины 1, 2 и 202, для доломитов и известняков, нижнекембрийские отложения, Берямбинская площадь

а доломитов — 2.788 г/см³ (рис. 2в). Более высокая минеральная плотность известняков, чем у основного слагающего их минерала — кальцита, объясняется постоянным присутствием в них более плотных минеральных фаз — доломита и ангидрита, а более низкая минеральная плотность доломитов, чем чистого доломита (минерала), объясняется вхождением в их состав менее плотных минеральных фаз, а именно: кальцита и галита. Сопоставление средних значений минеральных плотностей общих выборок (известняков и доломитов вместе) образцов до и после рассаливания показало, что у рассоленных карбонатов средняя минеральная плотность равна 2.745 г/см³, а у нерассоленных — 2.715 г/см³. Отмеченные различия плотностей объясняются присутствием в нерассоленных образцах кристаллического галита, имеющего сравнительно низкую минеральную плотность (2.22 г/см³), содержание которого в карбонатах может достигать 12.5 % [5]. Кроме того, не исключена возможность того, что часть каналов, соединяющих между собой поры, оказалась закрытой выпавшим из порового раствора микрокристаллическим галитом, что привело к их «закупориванию» и возникновению закрытых пор, в которые не смог проникнуть раствор, используемый при определении пористости по методу Преображенского.

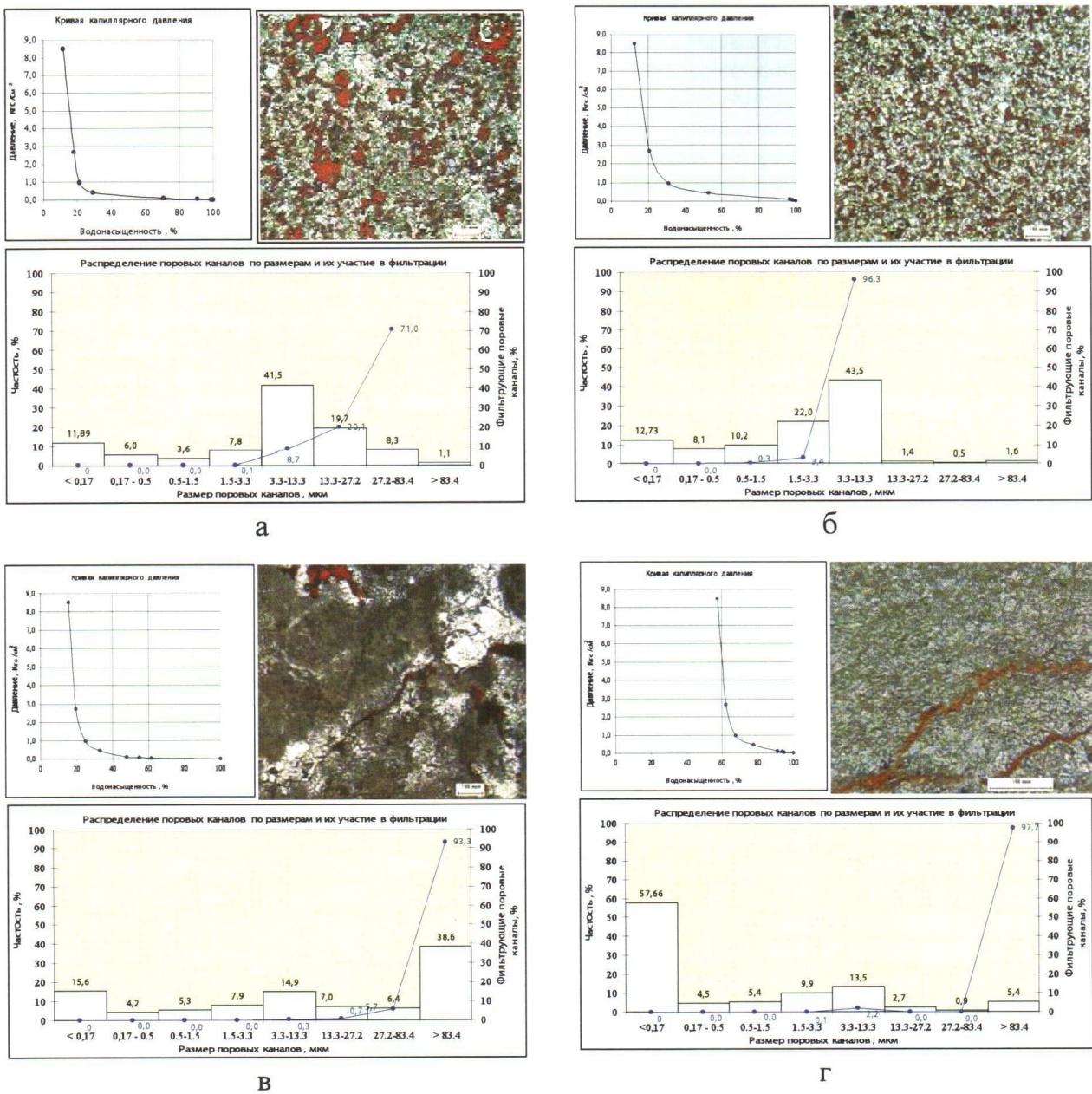
Сопоставление коллекторских свойств известняков и доломитов, полученных до и после их рассаливания, показало, что у подавляющего большинства образцов после процедуры рассаливания пористость значительно выросла, причем часто в разы, а проницаемость у части образцов увеличилась на один и даже два порядка (рис. 2г, д). Изменение величины водоудерживающей способности (Квс) после процедуры рассаливания не так очевидно, однако все же отмечается некоторое уменьшение значений Квс после рассаливания образцов (рис. 2е). Не исключено, что эта тенденция объясняется главным образом следующими двумя причинами: во-первых, гигроскопическими свойствами галита, поэтому после его удаления из породы величина Квс снижается, и, во-вторых, увеличением средних размеров пор вследствие удаления из них галита.

СТРУКТУРА ПОРОВОГО ПРОСТРАНСТВА И ТИПЫ КОЛЛЕКТОРОВ

Пустоты и трещины, присутствующие в рассматриваемых отложениях, а также структура порового пространства пород-коллекторов исследовались несколькими способами, включающими в себя капилляриметрию, электронную и оптическую микроскопию, рентгеновскую томографию и фотографии полноразмерного керна.

Необходимость привлечения нескольких способов для изучения порового пространства пород обусловлена тем, что каждый из перечисленных способов исследования имеет свои масштабные ограничения. Так, капилляриметрия, электронная микроскопия и отчасти оптическая микроскопия позволяют исследовать самые мелкие поры и трещины, имеющие радиус (в порах) и раскрытость (у трещин) от десятых до первой сотни микрон. Эти поры и трещины мы отнесем к микроуровню. Второй уровень пор и трещин, имеющих более крупные размеры и раскрытость, изменяющиеся в интервале от первых сотен микрон до 1 мм, мы отнесем к мезоуровню. Эти поры и трещины можно изучать с помощью электронной и оптической микроскопии, а также самые крупные из них — на фотографиях и методом рентгеновской томографии на полноразмерном керне. И, наконец, более крупные поры (каверны) и трещины, имеющие радиус и раскрытость соответственно более 1 мм, мы отнесем к макроуровню. Эти каверны и трещины лучше всего изучать с помощью рентгеновской томографии и на фотографиях полноразмерного керна. В тех случаях, когда результатами исследований являлись фотографии и рентгеновские томограммы с присутствующими на них порами (кавернами) и трещинами, для их обработки использовалась программа анализа видеоизображений «ВидеоТест», с помощью которой проводились определения поровой, каверновой и трещинной емкости на двухмерных проекциях образцов и томографических срезах.

Анализ самых мелких пор и трещин (первый или микроуровень) с помощью капилляриметрии, а также электронной и оптической микроскопии показал, что среди всего многообразия капиллярных кривых можно выделить три основных типа. Во-первых, псевдогранулярный, который характеризуется преобладанием пор среднего размера, имеющих радиус преимущественно от 1.5–3.3 до 13.3–27.2 мкм (рис. 3а, б). Для них характерно низкое содержание самых мелких пор, имеющих радиус менее 1.5 мкм, и крупных пор — более 27.2 мкм (см. рис. 3а, б). Во-вторых, каверновый и трещинно-каверновый, в поровом пространстве которых преобладают крупные поры (каверны), имеющие радиус более 83.4 мкм (рис. 3в). Самые мелкие поры, присутствующие в них, имеющие радиус менее 1.5 мкм, содержатся в обломках и/или сферолитах (оолитах), между которыми присутствуют собственно сами крупные поры и/или каверны (см. рис. 3в). В-третьих, трещинный, который характеризуется небольшой долей самых крупных пор, имеющих радиус более 83.4 мкм. На самом деле эти крупные «поры» или



Условные обозначения:

а – образец 1/15, пласт А–V–II; б – образец 202/10, пласт А–V–II; в – образец 1/16, пласт А–V–III;
г – образец 202/17, пласт А–V–II, нижнекембрийские отложения, Берямбинская площадь.

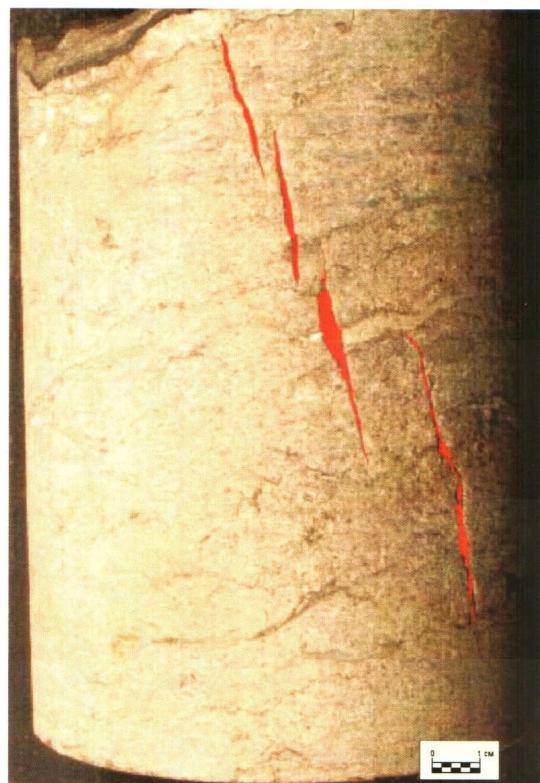
Рис. 3. Результаты капилляриметрических исследований и фотографии прозрачных петрографических шлифов, прокрашенных красной смолой

«каверны» являются трещинами, т.к. они имеют схожую с крупными порами и кавернами капиллярную характеристику (трещина — это крупная двухмерная пора). Многочисленные самые мелкие поры, имеющие радиус менее 0,17 мкм, содержатся в практически непроницаемой матрице, в которой располагаются собственно сами трещины (см. рис. 3г).

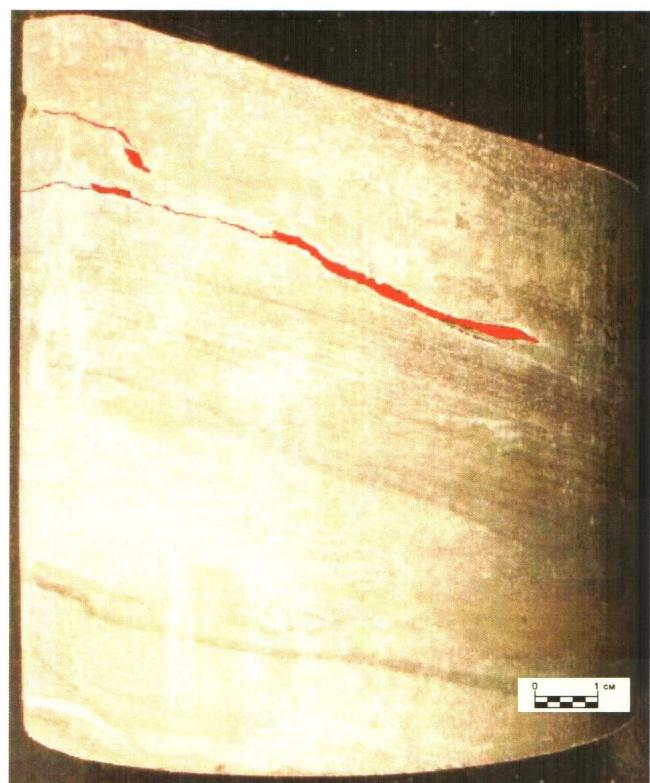
Поры и трещины второго (мезо-) уровня лучше всего исследовать в прокрашенных смолой петрографических шлифах (см. рис. 1в и рис. 3).

Наконец, трещины и каверны третьего (макро-) уровня следует изучать на полноразмерном керне с использованием его фотографий и результатов рентгеновской томографии (рис. 4).

Прежде чем перейти к обсуждению полученных результатов исследования поровой, каверновой и трещинной емкости на мезо- и макроуровнях, полученных с использованием программы анализа видеозображений, рассмотрим некоторые общие положения, касающиеся понятия трещиноватости, а также способов обработки и представления



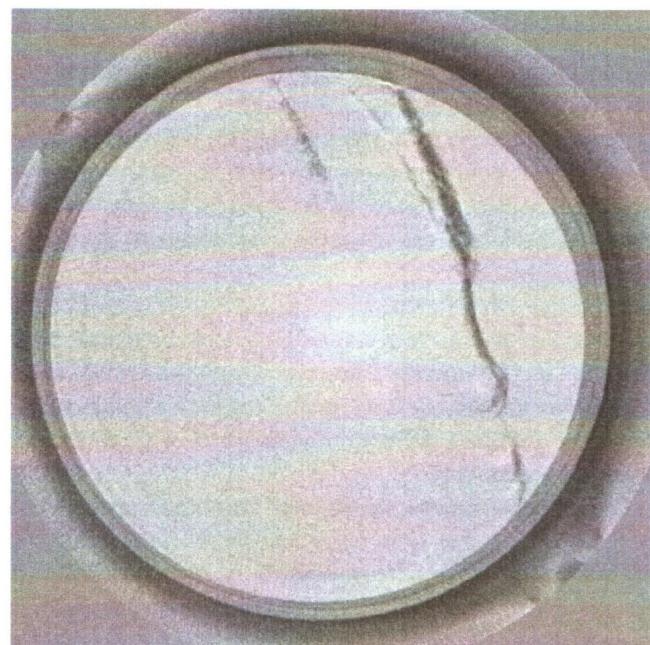
а



б



в



г

Условные обозначения:

а – образец 1/2а, пласт А–V–III; б – образец 202/4а, пласт А–V–III; в – образец 1/5а, пласт А–V–III;
г – образец 202/9а, пласт А–V–III, нижнекембрийские отложения, Берямбинская площадь.

Рис. 4. Фотографии полноразмерного керна с выделенными на них трещинами (а, б) и кавернами (в), а также поперечный томографический срез полноразмерного керна (г)

результатов изучения именно трещинной емкости, т.к. методы исследования и обработки данных по поровой и каверновой пустотности являются в известном смысле традиционными и не нуждаются в дополнительных комментариях.

Обработка результатов исследований трещиноватости пород основана на методиках, изложенных в работах [1, 3, 6, 8]. Напомним основные понятия, используемые авторами этих работ при обработке результатов исследований трещиноватых пород.

Площадная густота трещин ($A_{\text{тр}}$) по [3] равна:

$$A_{\text{тр}} = nL_{\text{тр}}/S_{\text{шл}}, \quad (1)$$

где n — число трещин; $L_{\text{тр}}$ — суммарная длина всех трещин, встреченных в шлифе, а $S_{\text{шл}}$ — его площадь.

Линейная густота трещин ($L_{\text{тр}}$), которую также называют уровнем трещиноватости, частотой трещин или линейной частотой (по [3]), вычисляется следующим образом:

$$L_{\text{тр}} = n_{\text{тр}}/L_{\text{бл}}, \quad (2)$$

где $n_{\text{тр}}$ — число трещин, секущих некоторую прямую линию (в направлении, перпендикулярном потоку), к длине этой линии — $L_{\text{бл}}$. Применительно к шлифам можно принять, что поток ориентирован перпендикулярно к плоскости шлифа, а прямая линия проходит субперпендикулярно к трещинам, если они имеют единую ориентацию или располагаются случайным образом, и трещины расположены на площади шлифа хаотично.

Трещинная пористость ($K_{\text{тр}}$), которая также называется трещинной пустотностью ($\Phi_{\text{тр}}$), для рассматриваемого нами двухмерного (плоского) варианта вычисляется следующим образом (для одной трещины):

$$K_{\text{тр}} = b/l/S_{\text{шл}}, \quad (3)$$

где b — раскрытие трещины, l — ее длина. Если в поле шлифа присутствует несколько трещин, то для каждой из них находится произведение bl , которые затем суммируются и делятся на площадь шлифа.

Обратим внимание на то, что в шлифе определяется кажущаяся или измеренная раскрытие трещин ($b_{\text{зам}}$), которая отличается от ее истинной величины ($b_{\text{исп}}$). Эти две величины связаны уравнением:

$$b_{\text{исп}} = b_{\text{зам}} \cos \theta, \quad (4)$$

где θ — угол, под которым трещина пересекает площадь шлифа. Лишь в том случае, когда трещина ориентирована строго перпендикулярно по отношению к площади шлифа, обе величины имеют одинаковые значения. Однако в действительности, как правило, неизвестно, под каким углом по отношению к направлению трещин изготавливается шлиф, поэтому обычно для получения некоторой усредненной величины $b_{\text{исп}}$ используется следующее выражение:

$$b_{\text{исп}} = 2 b_{\text{зам}} / \varpi. \quad (5)$$

Можно измерять не только количество трещин, но и их раскрытие, тогда мы получим линейный аналог коэффициента трещиноватости:

$$K_{\text{тр лин}} = b_{\text{сум}}/L, \quad (6)$$

где $b_{\text{сум}}$ — суммарная раскрытие трещин, пересекаемых прямой длиной L . Но поскольку, как мы уже отмечали выше, величина $b_{\text{сум}}$ является не истинной, а замеренной, то правильнее обсуждаемое уравнение записать в виде:

$$K_{\text{тр лин}} = 2 b_{\text{сум}}/L. \quad (7)$$

Результаты математической обработки трещин, присутствующих в прокрашенных шлифах в соответствии с приведенными выше формулами, приведены в таблице 1.

Количество микротрещин, встреченных в поле шлифов, изменяется от 1 до 31, при среднем значении около 6 (см. табл. 1).

Суммарная длина трещин, присутствующих в поле шлифа, варьирует в пределах от 0.05 до 5.50 см при среднем значении 1.23 см.

Определены два типа густоты трещин: площадная и линейная, которые заметно отличаются друг от друга. Так, площадная густота трещин, рассчитанная по формуле (1), изменяется в пределах от 0.02 до 4.47 1/см при среднем значении, равном 0.96 1/см (см. табл. 1). В то же самое время линейная густота трещин, определенная по тем же шлифам, заметно больше и изменяется от 0.36 до 12.4 1/см при среднем значении 2.52 1/см (см. табл. 1). Столь значительные различия площадной и линейной густоты трещин объясняются большим влиянием субъективного фактора при определении линейной густоты трещин. Он заключается в том, что исследователь всегда инстинктивно старается провести линию в плоскости шлифа таким образом, чтобы она пересекала как можно больше трещин. Поэтому площадная густота трещин носит более объективный параметр, получение которого практически не зависит от оператора, проводившего измерения. Таким образом, наиболее обоснованной средней величиной густоты трещин в рассматриваемых отложениях является следующее значение: около 1 трещины на 1 см.

Несомненный интерес представляет также величина раскрытия трещин, встречающихся в шлифах. Замеренная раскрытие трещин изменяется в пределах от 1.5 до 25.8 мкм. Средняя величина раскрытия составляет около 8.2 мкм (см. табл. 1). Здесь следует еще раз отметить, что минимальная величина раскрытия трещин, приведенная в таблице, является близкой к минимально возможной при диагностике с помощью оптического микроскопа. Более тонкие трещины с раскрытием менее 1 мкм по данным микроскопии

Таблица 1

**РЕЗУЛЬТАТЫ ОБРАБОТКИ ПРОКРАШЕННЫХ СМОЛОЙ ПЕТРОГРАФИЧЕСКИХ ШЛИФОВ,
СОДЕРЖАЩИХ ТРЕЩИНЫ (БЕРЯМБИНСКАЯ ПЛОЩАДЬ)**

№ п/п	Скважина/ № образца	Пласт	Кол-во трещин	Длина трещин, см	Площадная густота трещин, 1/см	Линейная густота трещин, 1/см	Кп тр.пл., %	Измеренная раскрытие трещин в изм. сред., мкм	Истинная раскрытие трещин в ист. сред., мкм	Кп тр.лини, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	1/9	A-V-2	25	1.11	4.47	10.87	0.01187	6.6	4.2	0.457
2	1/12	A-V-3	31	0.80	3.67	12.40	0.01076	6.9	4.4	0.592
3	1/14	A-V-3	1	0.10	0.02	0.59	0.00141	6.7	4.3	0.019
4	1/16	A-V-3	2	1.50	0.43	0.80	0.00235	8.3	5.3	0.046
5	1/24	A-V-3	4	1.48	0.94	1.90	0.02304	9.1	5.8	0.101
6	1/28	A-V-3	3	5.50	2.84	1.50	0.00790	9.4	6.0	0.078
7	1/38	A-V-3	1	0.50	0.09	0.50	0.00372	5.9	3.8	0.016
8	1/39	A-V-3	3	0.14	0.06	1.20	0.00035	3.7	2.4	0.031
9	2/7	A-V-2	3	4.50	1.80	1.20	0.05925	9.2	5.9	0.076
10	2/11	A-V-2	24	0.05	0.16	9.60	0.02345	10.6	6.8	0.0705
11	2/13	A-V-2	3	1.50	0.78	1.50	0.00062	2.4	1.5	0.020
12	2/17	A-V-2	1	0.90	0.11	0.36	0.00014	5.6	3.6	0.016
13	2/30	A-V-3	4	0.08	0.04	1.48	0.02912	11.4	7.3	0.126
14	2/35	A-V-3	2	0.07	0.02	0.80	0.00015	1.5	1.0	0.008
15	202/1	A-V-2	2	1.20	0.32	0.80	0.00143	8.9	5.7	0.049
16	202/12	A-V-2	9	0.50	0.64	3.60	0.01759	13.9	8.9	0.346
17	202/17	A-V-2	2	0.08	0.03	0.91	0.00101	6.8	4.3	0.038
18	202/28	A-V-2	6	3.50	3.00	2.40	0.13872	25.8	16.4	0.429
19	202/34	A-V-3	2	0.30	0.10	1.00	0.00231	4.2	2.7	0.023
20	202/36	A-V-4	3	2.50	1.4	1.5	0.04212	8.5	5.4	0.071
21	202/38	A-V-4	1	0.75	0.1	0.5	0.00695	14.0	8.9	0.039

не могут быть выделены из-за технических ограничений метода. Но более тонкие трещины не представляют интереса из-за того, что в них присутствует прочно связанная вода, которая не перемещается под действием возможных при разработке месторождения перепадов давления в пласте.

Полученные значения раскрытия являются замеренными, поэтому средние истинные значения раскрытия трещин, как уже отмечалось выше, будут меньше. Их средняя величина вычисляется с помощью формулы (5). Полученные истинные минимальные и максимальные значения составляют соответственно 1.0 и 16.4 мкм, а средняя величина равна 5.22 мкм (см. табл. 1).

Трещинная пористость, так же как и густота трещин, может быть определена в виде площадного и линейного параметров. Вновь в этом случае, как и рассмотренном выше, площадный параметр (в данном случае трещинная пористость) намного ниже величины линейного (см. табл. 1). Так, трещинная пористость даже при использовании замеренной величины раскрытия изменяется в пределах от 0.0001 до 0.139 %, а ее средняя величина равна 0.017 %. В то время как линейная трещинная пористость (полученная также по результатам замеренной раскрытии трещин) измеряется в пределах от 0.01 до 0.65 % при среднем значении 0.14 % (см. табл. 1). И в этом случае такие значительные различия в величинах полученных параметров объясняются тем же субъективным фактором, заключающимся в том, что при определении линейной трещинной пористости оператор проводит прямую линию в поле шлифа таким образом, что она пересекает максимально возможное количество трещин.

По этой причине можно утверждать, что значения площадной трещинной пористости более достоверны, чем величины линейной трещинной пористости. Таким образом, средняя величина (площадной) трещинной пористости близка к 0.02 %.

Не следует, однако, забывать, что речь идет о величине микроскопической трещинной пористости, которая изучается в прокрашенных красной смолой шлифах. Крупные трещины исследуются в полноразмерном керне на его фотографиях и с помощью рентгеновской томографии, о чем речь будет чуть позже.

Кавернозность, или каверновость, в прокрашенных смолой петрографических шлифах оценивается таким же образом, как и обычная пористость. Единственное отличие заключается лишь в более крупных по сравнению с порами размерах каверновых пустот. В связи с этим необходимо обратить внимание на некоторые особенности, связанные с масштабным эффектом и возможными погрешностями определения каверновой емкости, обусловленными этим эффектом.

Суть этого эффекта заключается в том, что если в поле шлифа, например, присутствует одна каверна, то, получая ее фотографии при разном увеличении, мы будем иметь разные значения каверновой пористости. Причем чем больше будет увеличение, тем выше окажется значение каверновой емкости. При достаточно больших увеличениях может оказаться так, что на снимке останется лишь сама каверна, и тогда мы получим величину каверновой пористости, равную 100 %, что, конечно же, является абсурдом.

В связи с этим возникает вопрос о соотношении размеров шлифа и каверн, при которых возможно получение достоверных результатов о величине каверновой пористости в том или ином образце. Исходя из эмпирических данных, можно принять это соотношение ≥ 7 , т.е. размер шлифа должен быть не менее чем в 7 раз больше самой крупной каверны, присутствующей в его поле.

Анализ результатов исследования каверновой пористости в прокрашенных петрографических шлифах показал, что можно выделить три основных класса пород-коллекторов, в которых присутствуют поры и каверны.

Во-первых, доломиты и доломитизированные известняки, обладающие псевдогранулярной или межзерновой емкостью, которую можно отнести к классу пор (см. рис. 3а, б). Для них характерно присутствие крупных каверн и/или трещин. По этим признакам доломиты и доломитизированные известняки близки по структуре порового пространства к обычным гранулярным коллекtorам типа песчаников.

Во-вторых, известняки, относящиеся главным образом к каверновому и трещинно-каверновому типам коллекторов. Для них, несмотря на наличие в них каверн диаметром до 0.8–1.0 мм, обычно отмечается небольшая по величине открытая емкость, чем они резко отличаются от доломитов. Кроме того, в них часто наблюдаются трещины, имеющие различную раскрытие и протяженность, которая иногда превышает размеры самого петрографического шлифа.

В-третьих, ангидриты и ангидрит-карбонатные породы, для которых характерно отсутствие пор и каверн, зато отмечаются редкие тонкие трещины, обычно ориентированные субгоризонтально (параллельно слоистости). Раскрытие трещин, присутствующих в этих типах пород, составляет всего 0.001–0.39 мм при преобладающих значениях 8–10 мкм.

Трещины и каверны макроуровня, как уже отмечалось выше, следует изучать визуально по фотографиям керна и данным рентгеновской томографии с использованием программы анализа видеозображений, например, «Видео-Тест» (см. рис. 4).

Рассмотрим сначала результаты изучения фотографий полноразмерного керна.

Анализ результатов изучения этих фотографий показал, что в рассмотренных полноразмерных образцах преобладает трещинная емкость (см. рис. 4а–в). Причем раскрытость трещин изменяется от 0.14 до 1.50 мм при средних значениях рассматриваемого параметра 0.24–0.61 мм.

Длина трещин в образцах варьирует в пределах от 2.5 до 150.6 мм, причем максимальные значения их длины часто определяются размерами самих образцов. Иными словами, длина трещин в действительности может быть гораздо больше той, что была замерена на отдельных образцах. В среднем длина трещин изменяется от 26 до 83 мм.

Проведенные исследования величины двухмерной (площадной) трещинной пористости на полноразмерных образцах показали, что пористость изменяется в пределах от 0.09 до 0.58 % при среднем значении, равном 0.26 %. Как мы увидим ниже, полученные значения площадной трещинной пористости, как правило, немного выше величины объемной трещинной пористости, полученной по данным рентгеновской томографии на тех же образцах. Иными

словами, мы вновь убеждаемся в том, что добавление еще одного измерения обычно ведет к уменьшению измеряемой величины пористости (в данном случае трещинной), хотя и не всегда.

Каверны в изученной коллекции полноразмерных образцов керна встречаются заметно реже. В отобранных образцах величина каверновой емкости изменяется от 0.054 до 5 %. В среднем ее величина близка к 0.60 %.

Обращает на себя внимание тот факт, что образец с максимальной величиной каверновой емкости представляет собой глинисто-галитистый известняк, поэтому вполне вероятно, что крупные каверны на его поверхности возникли вследствие растворения соли в процессе бурения скважины, а в пластовых условиях они не существовали.

Кроме того, необходимо помнить, что определенная нами каверновая и/или трещинная емкость является двухмерной, т.е. молчаливо предполагается, что в трехмерном образце она проходит его «насквозь» по третьему измерению, хотя это далеко не так. Выделенные нами каверны, а иногда и трещины часто наблюдаются лишь на поверхности образца и не продолжаются вглубь его, поэтому двухмерная каверновая и/или трещинная пористость по определению является завышенной.

Таблица 2

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА ТРЕЩИННО-КАВЕРНОЗНОЙ ЕМКОСТИ В ОБРАЗЦАХ ПОЛНОРАЗМЕРНОГО КЕРНА ПО ДАННЫМ РЕНТГЕНОВСКОЙ ТОМОГРАФИИ (БЕРЯМБИНСКАЯ ПЛОЩАДЬ)

№ скв. / № обр.	Пласт	Длина образца, см	Кол-во срезов с кавернами и трещинами	Общее кол-во срезов	Трещинно- кавернозная емкость, %	Максимальная трещинно- кавернозная емкость среза, %
1/1	A-V-3	22.90	66	252	0.59	4.32
1/2	A-V-3	16.17	44	178	0.38	2.55
1/3	A-V-3	17.25	37	190	0.11	1.53
1/4	A-V-3	18.07	56	199	0.44	1.93
1/5	A-V-3	8.72	12	96	0.34	3.66
1/6	A-V-3	8.70	26	95	0.51	4.17
2/2	A-V-2	17.58	10	193	0.10	1.94
2/3	A-V-3	15.77	3	173	0.01	0.60
202/1	A-V-2	1071	4	118	0.02	0.56
202/2	A-V-2	11.04	7	121	0.03	0.92
202/4	A-V-2	10.90	15	120	0.37	9.53
202/5	A-V-2	12.89	31	142	0.17	3.36
202/6	A-V-2	12.07	10	133	0.01	0.42
202/7	A-V-2	14.04	51	154	0.18	0.90
202/8	A-V-2	13.81	37	152	0.22	4.20
202/9	A-V-3	13.99	60	154	0.27	2.15
202/10	A-V-3	12.52	13	137	0.02	0.34
202/11	A-V-4	11.56	25	127	0.31	4.20

Минимальное значение – 0.01; максимальное значение – 0.59; среднее значение – 0.23

Примечание. Измеренные значения трещинно-кавернозной емкости не учитывают межгрануллярную и псевдогрануллярную пористость.

Исходя из этого, более точные данные о каверновой и трещинной емкости полноразмерных образцов можно получить на основе анализа результатов трехмерной рентгеновской томографии полноразмерного керна.

Всего с помощью рентгеновской томографии изучено 20 образцов. Следует обратить внимание на то, что этим методом можно с достаточной степенью точности исследовать трещины и каверны, имеющие размеры не менее 0.5 мм.

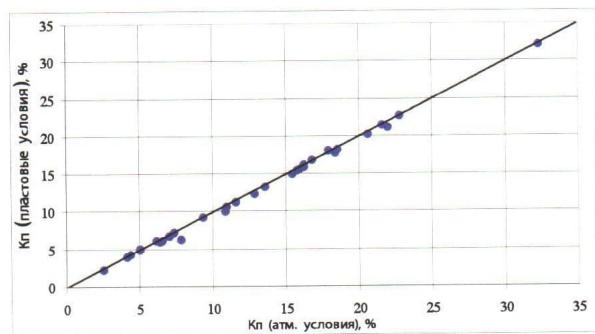
После рентгеновского сканирования образцов проводилось изучение их сканобразов на наличие или отсутствие в них трещин и/или каверн. После этого участки, в которых были обнаружены трещины и/или каверны, разрезались поперечными срезами с шагом через 1 мм (см. рис. 4г). Полученные срезы обрабатывались с помощью упомянутой выше программы анализа видеозображений, и в результате получали трехмерную характеристику каверновой и трещинной емкости (табл. 2).

Анализ полученных данных показал, что трещинно-каверновая емкость в изученных образцах изменяется от 0.01 до 0.59 % при среднем значении 0.23 % (см. табл. 2).

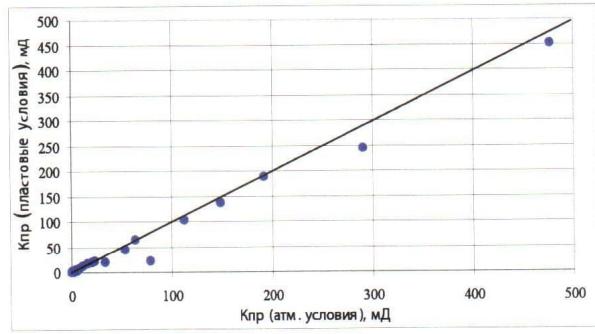
Для получения представления о полной пустотности исследованных образцов необходимо суммировать поровую, каверновую и трещинную емкости, определенные на каждом из рассмотренных выше уровней (микро-, мезо- и макро).

КОЛЛЕКТОРСКИЕ СВОЙСТВА В УСЛОВИЯХ, МОДЕЛИРУЮЩИХ ПЛАСТОВЫЕ, ПРИ РАЗЛИЧНЫХ ЗНАЧЕНИЯХ ЭФФЕКТИВНОГО ДАВЛЕНИЯ

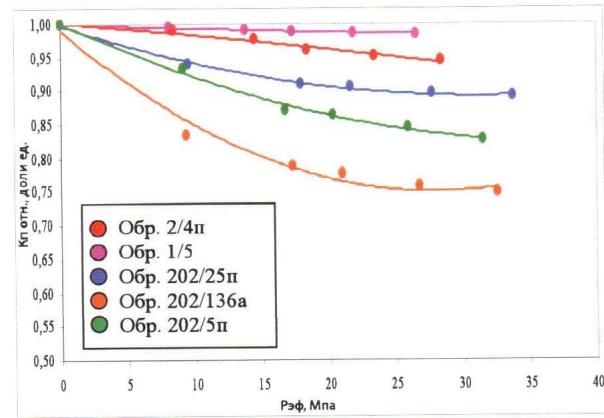
В соответствии с требованиями ГКЗ при подсчете запасов необходимы данные о коллекторских свойствах образцов в пластовых условиях, т. к. они могут заметно отличаться от полученных в лаборатории в атмосферных условиях, что, в свою очередь, повлечет за собой ошибки при определении запасов углеводородов в породах-коллекторах. В связи с этим нами было проведено сопоставление коллекторских свойств образцов, полученных в атмосферных условиях и моделирующих пластовые, а также при различных эффективных давлениях с целью оценки влияния падения пластового давления и депрессии в призабойной зоне на фильтрационно-емкостные



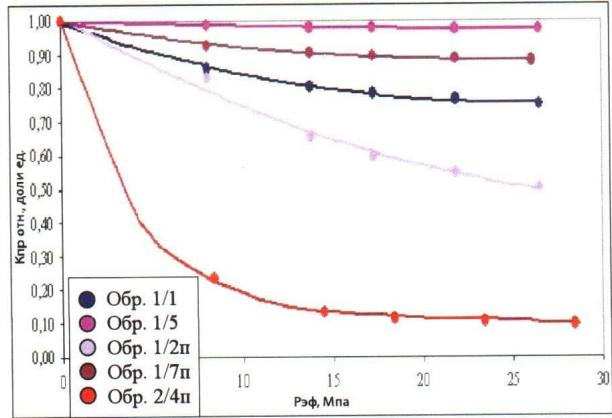
а



б



в



г

Рис. 5. Сопоставление значений открытой пористости (а) и проницаемости (б), определенных в атмосферных и пластовых условиях, и зависимости относительных изменений пористости (в) и проницаемости (г) от величины эффективного давления, нижнекембрийские отложения, Берямбинская площадь

свойства пород-коллекторов (рис. 5). Исследования проводились на рассоленных образцах.

Сопоставление значений открытой пористости в атмосферных и моделирующих пластовые условия показало, что в последнем случае, как и следовало ожидать, пористость образцов уменьшилась. Абсолютные значения разницы величины открытой пористости, определенной в различных термобарических условиях, изменяются от 0.1 до 1.6 %, а среднее ее значение составляет 0.48 % (см. рис. 5а). Максимальные изменения пористости отмечаются для трещиноватых образцов.

Сопоставление значений проницаемости одних и тех же образцов, полученных в атмосферных и моделирующих пластовые условия, показало, что в последнем случае проницаемость этих образцов ниже, чем в первом (см. рис. 5б). Величина различий проницаемости, полученной в тех и других условиях, изменяется от 0.02 до 56.20 мД. Причем максимальные различия обсуждаемого параметра (от 10.03 до 56.20 мД), как и рассмотренной выше пористости, получены на образцах, в которых присутствуют трещины (см. рис. 5а, б).

В среднем разница в значениях проницаемости, определенной в обсуждаемых условиях, составляет 6.26 мД.

Анализ изменения открытой пористости и проницаемости при различных эффективных давлениях (Рэф) показал, что все исследованные образцы можно условно разделить на три класса по характеру изменения их пористости и проницаемости и по виду полученных кривых (рис. 5в, г).

К первой группе образцов относятся те, у которых наблюдается слабое изменение величины открытой пористости по мере роста Рэф, например, от 0.95 до 0.99 отн. ед. (см. рис. 5в). В подавляющем большинстве случаев в эту группу образцов попадают имеющие самую высокую абсолютную величину открытой пористости (12–32 %).

Ко второй группе образцов условно можно отнести такие, относительная величина открытой пористости которых изменяется в пределах от 0.90 до 0.85 отн. ед. (см. рис. 5в). Это образцы, имеющие средние значения открытой пористости (8–16 %).

Наконец, к третьей группе образцов можно отнести те, относительные значения открытой пористости у которых по мере роста Рэф уменьшаются до 0.75–0.85 отн. ед. (см. рис. 5в). Эти образцы имеют самые низкие из всех значения пористости (5–10 %).

Отмеченные закономерности объясняются довольно просто. Чем выше абсолютные значения открытой пористости, тем меньше, при

прочих равных условиях, изменения величины ее относительного значения с ростом Рэф. И наоборот, чем меньше абсолютная величина пористости, тем значительнее уменьшение величины ее относительного значения (см. рис. 5в).

При рассмотрении зависимости изменения проницаемости образцов от величины Рэф, так же как и в случае с пористостью, все образцы можно условно разбить на три группы.

В первую группу вошли образцы с минимальным уменьшением величины относительной проницаемости, наблюдаемым в процессе роста Рэф: от 0.80 до 0.99 отн. ед. (рис. 5г). В эту группу попали образцы, обладающие самой высокой проницаемостью (от 3 до 477 мД).

Во вторую группу включены образцы со средней величиной снижения величины относительной проницаемости, изменяющейся в пределах от 0.55 до 0.80 отн. ед. (см. рис. 5г). В эту группу вошли образцы, имеющие низкую и среднюю величину проницаемости, изменяющуюся в пределах от 0.65 до 53.5 мД.

В третью группу образцов вошли такие, в которых наблюдалось максимальное уменьшение относительной проницаемости, которая при максимальном значении Рэф изменяется в пределах от 0.30 до 0.55 отн. ед. Образцы, входящие в эту группу, обладают очень низкой и средней проницаемостью, изменяющейся в пределах от 0.04 до 33.4 мД (см. рис. 5г).

Отмеченные закономерности изменения величины относительной проницаемости от значений абсолютной проницаемости при Рэф, равной нулю, объясняются той же причиной, как и в случае с пористостью, а именно: чем больше абсолютное значение имеет рассматриваемый параметр, тем меньше будет его относительное изменение при прочих равных условиях. Кроме того, в рассматриваемых отложениях большое значение на проницаемость оказывают трещины, присутствующие в образцах. Поэтому при их смыкании под действием Рэф происходит резкое уменьшение величины проницаемости (см. рис. 5г).

Следует обратить внимание на тот факт, что самые пористые и проницаемые образцы — это, как правило, доломиты, обладающие псевдогранулярной емкостью, а низкопористые и слабопроницаемые — это известняки, характеризующиеся трещинно-каверновым типом порового пространства. Следовательно, наиболее значительное относительное снижение открытой пористости и проницаемости по мере роста эффективного давления или, что в принципе то же самое, падения пластового давления будет наблюдаться в известняках и в значительно меньшей степени — в доломитах.

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА В АТМОСФЕРНЫХ УСЛОВИЯХ И МОДЕЛИРУЮЩИХ ПЛАСТОВЫЕ

Электрические свойства нижнекембрийских отложений изучались по стандартной методике, поэтому мы не будем останавливаться на ее описании, а перейдем сразу к обсуждению полученных результатов.

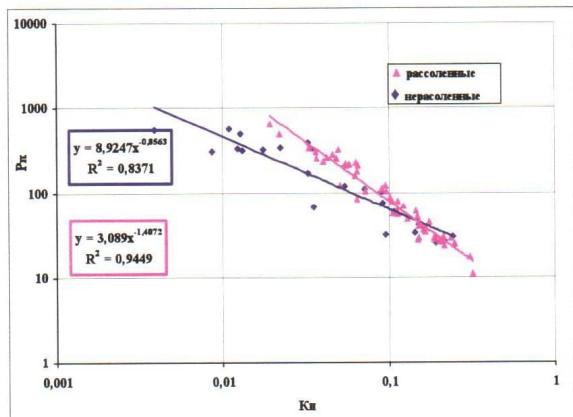
Определение электрических свойств образцов проводилось при минерализации порового раствора, равной 260 г/л, причем как на рассоленных, так и на нерассоленных образцах. Наблюдается закономерное улучшение качества обеих зависимостей: параметр пористости — пористость (R_p — K_p) и параметр насыщенности — водонасыщенность (R_n — K_n) после процедуры рассаливания (рис. 6а, б).

Кроме того, обращает на себя внимание тот факт, что зависимости R_p — K_p , построенные и для рассоленных, и для нерассоленных образцов, имеют гораздо более высокие коэффициенты

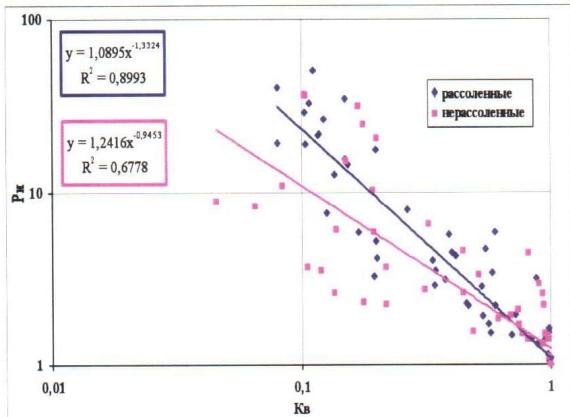
детерминации, чем связи R_n — K_n для тех же образцов (см. рис. 6а, б).

На качество обсуждаемых зависимостей влияет несколько причин. Наиболее важной из них является значительное различие или разнообразие структур порового пространства карбонатных пород, среди которых, как мы видели выше, присутствуют и псевдогранулярные, и каверновые, и трещинные и комбинированные, такие как трещинно-каверновые типы пород-коллекторов.

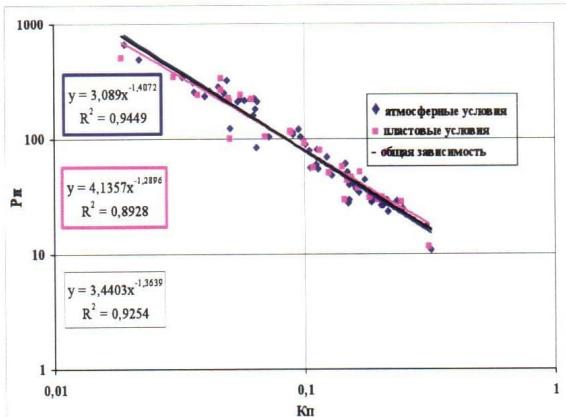
На параметр насыщения большое влияние кроме особенностей структуры порового пространства оказывает также характер смачиваемости поверхности порового пространства. Причем этот параметр, как будет показано ниже, для рассматриваемых отложений изменяется от гидрофильного до гидрофобного. Поэтому с формальной точки зрения следовало бы построить несколько зависимостей R_n — K_n для каждого из классов пород-коллекторов,



а



б



в

Рис. 6. Зависимости параметра пористости от пористости (а, в) и параметра насыщенности от водонасыщенности (б), полученные на образцах в рассоленном и нерассоленном состоянии (а, б), а также для рассоленных образцов в атмосферных и моделирующих пластовых условиях (в), нижнекембрийские отложения, Берямбинская площадь

обладающих различной смачиваемостью. Более правильным было бы построить несколько зависимостей Рп–Кп и Рн–Кв для пород-коллекторов с различной структурой порового пространства и смачиваемостью. Только в этом случае можно надеяться на получение высококорреляционных связей между обсуждаемыми электрическими параметрами и коллекторскими свойствами рассматриваемых отложений.

Однако эти исследования выходят за рамки настоящей работы.

Рассаливание образцов, как мы видели выше, приводит, во-первых, к улучшению обсуждаемых связей, а во-вторых, к изменению значений коэффициентов в описывающих их уравнениях. Попробуем разобраться, с чем это связано.

Рассаливание вызывает два главных изменения в карбонатных породах. Во-первых, происходит увеличение их пористости, причем как за счет появления новых более крупных пор и/или каверн, так и вследствие увеличения уже существовавших ранее, что с формальной точки зрения ведет к «упрощению» структуры их порового пространства и появлению доминирующего класса пород-коллекторов, относящихся к порово-каверновой разновидности. Поэтому в зависимости Рп–Кп первый коэффициент, стоящий перед аргументом и показывающий степень извилистости порового пространства, после процедуры рассаливания вполне закономерно уменьшается (см. рис. 6а). Объяснение увеличения второго (степенного) показателя аргумента, характеризующего число пережимов или сужений в поровом пространстве, отражающем степень цементации пород, не столь очевидно.

Вероятнее всего, рост значений этого показателя аргумента связан со вторым изменением, происходящим с рассматриваемыми породами вследствие их рассаливания, а именно: изменением механизмов или способов проводимости электрического тока в карбонатах.

Рассмотрим эти изменения подробнее. В нерассоленных образцах на поверхности пор присутствуют тонкие корочки мелкокристаллического галита, выделившегося из порового рассола вследствие его испарения. Кроме того, в мелких и крупных порах присутствует кристаллический галит, полностью заполняющий их. При насыщении образцов моделью пластовой воды она растворяет в поровом пространстве мелкокристаллический галит, вследствие чего концентрация поровой воды увеличивается, а удельное сопротивление, соответственно, падает. Модель поровой воды также активно взаимодействует с галитом, заполняющим поры, что объясняется его сильной гигроскопичностью. На его поверхности возникает высококонцентрированная пленка рассола с очень низким сопро-

тивлением и, соответственно, высокой проводимостью, которую можно назвать *поверхностной проводимостью* (не путать с *поверхностной проводимостью глин*). Кроме того, не следует забывать, что в процессе рассаливания образцов происходит увеличение их пористости. Поэтому все эти изменения и различия между рассоленными и нерассоленными образцами приводят к росту угла наклона обсуждаемой зависимости для рассоленных образцов и, соответственно, более высоким значениям Рп у рассоленных образцов, чем у нерассоленных (см. рис. 6а).

Однако сказанное справедливо для образцов со сравнительно невысокой пористостью (до 13–15 %). Если же вследствие рассаливания происходит значительный рост пористости (в единичных случаях до 30 % и более), то их удельное сопротивление, наоборот, уменьшается вследствие увеличения удельной электропроводности пород (минерализованный раствор заполняет поры, которые до этого были заполнены галитом, который, как известно, является диэлектриком). По этой причине зависимость Рп–Кп, построенные для рассоленных и нерассоленных образцов, пересекаются в указанном интервале значений Кп, и в области высоких значений Кп параметр пористости рассоленных образцов имеет уже более низкие значения, чем тот же параметр у нерассоленных образцов (см. рис. 6а).

Как уже отмечалось выше, связь Рн–Кв заметно хуже, чем рассмотренная ранее зависимость между Рп и Кп. Это объясняется влиянием на эту связь кроме различий в структуре порового пространства образцов еще и характера смачиваемости поверхности пор, которая, как будет показано ниже, изменяется в максимально возможных пределах, а именно — от гидрофильной до гидрофобной.

В результате рассаливания образцов связь Рн–Кв становится более значимой, а угол наклона зависимости увеличивается (рис. 6б). Произошедшим изменениям отчасти дано объяснение выше, при рассмотрении зависимости Рп–Кп. Подтверждением этому является, в частности, уменьшение значения коэффициента перед аргументом после рассаливания образцов, который, как и в зависимости Рп–Кп, отражает степень извилистости порового пространства.

Увеличение угла наклона обсуждаемой зависимости после рассаливания объясняется ростом степени гидрофобности образцов после этой процедуры, что связано с удалением из них кристаллического галита, заполнившего поры и микрокаверны, который благодаря сильной гигроскопичности усиливает и придает гидрофильные свойства вмещающим его породам.

В соответствии с требованиями, предъявляемыми инструкцией ГКЗ к проведению петрофизических исследований, необходимо изучить электрические свойства не только в атмосферных условиях, но и моделирующих пластовые. На коллекции рассоленных образцов были проведены определения электрических свойств в атмосферных условиях и моделирующих пластовые, по результатам которых были построены зависимости Рп–Кп (рис. 6в). Полученные зависимости практически не отличаются друг от друга, поэтому можно пользоваться единой зависимостью для интерпретации электрических геофизических методов. Отсутствие значимых различий в полученных зависимостях объясняется низкой пластовой температурой, которая практически равна комнатной — 22 °С и сравнительно невысоким пластовым давлением — 18.5 МПа.

СОДЕРЖАНИЕ ЕСТЕСТВЕННО-РАДИОАКТИВНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ

Анализ распределения естественно-радиоактивных элементов (ЕРЭ) в составе основных литологических типов пород, слагающих нижнекембрийские отложения, показал, что ангидриты, известняки и доломиты имеют близкие содержания ЕРЭ и, соответственно, их вклады в суммарную радиоактивность (табл. 3, рис. 7а). Лишь глинистые разновидности этих пород заметно отличаются от них своими радиоактивными свойствами и в первую очередь повышенным содержанием в них К и в немного меньшей степени Th (см. табл. 3, рис. 7а).

Сопоставление содержаний отдельных ЕРЭ между собой и с величиной общей радиоактивности (ОР) показало, что отмечаются значимые зависимости между К и Th, Th и ОР, К и ОР и У и ОР, но при условии, что вся выборка образцов разбита на две, в первую из которых входят известняки, доломиты и ангидриты, а во вторую — их глинистые разновидности (рис. 7б–д). Из полученных зависимостей следует, что в глинистых разновидностях пород существует значимая связь между К и Th, с одной стороны, и ОР — с другой, а для неглинистых — между У и ОР.

Сопоставление концентраций ЕРЭ и ОР, с одной стороны, и содержаний основных породообразующих минералов — с другой, позволило установить значимые связи лишь с суммарным содержанием глинистых минералов, исключая зависимость с У (см. рис. 8а–г).

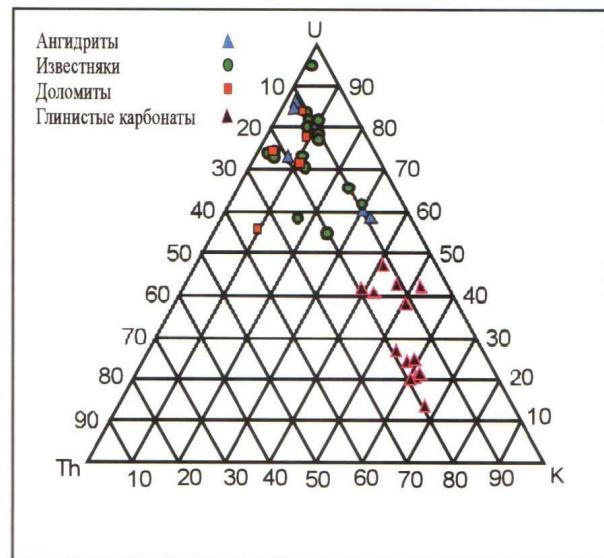
Таким образом, используя результаты радиоактивного каротажа и/или данные скважинной гамма-спектрометрии, можно с уверенностью выделять в разрезах скважин интервалы, обогащенные глинистыми минералами, причем с достаточно высокой точностью оценить их качественное содержание. Установленная связь К, Th и ОР с глинистыми минералами объясняется тем, что в составе глин преобладает гидрослюдя с примесью смешанослойных образований, в которых присутствует К. Каолинит в рассматриваемых отложениях не встречается, а хлорит присутствует в виде примеси. Th, скорее всего, находится на поверхности глинистых частиц в адсорбированном состоянии. У вносит основной вклад в ОР в неглинистых карбонатах и ангидритах (см. табл. 3, рис. 7а).

Таблица 3

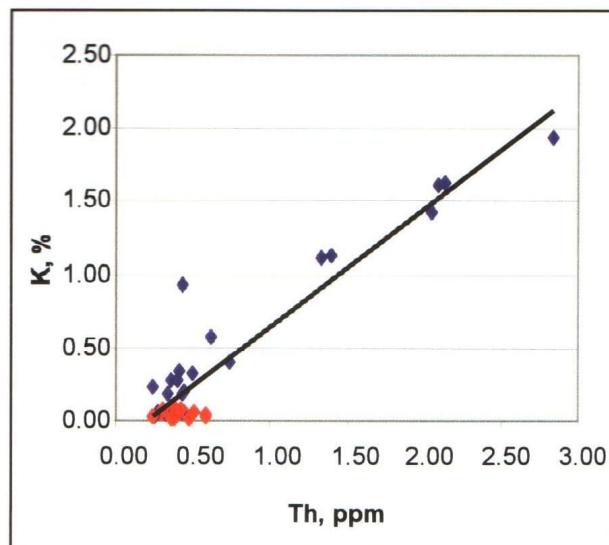
РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ЕРЭ В ГЛАВНЫХ ЛИТОЛОГИЧЕСКИХ ТИПАХ ПОРОД НИЖНЕКЕМБРИЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ БЕРЯМБИНСКОЙ ПЛОЩАДИ

Литология/ кол-во обр.	Содержание ЕРЭ			Вклады ЕРЭ			Общая рад-ть, иг
	U, $10^{-4}\%$	Th, $10^{-4}\%$	K, %	U, %	Th, %	K, %	
	10 ⁻⁴ %	10 ⁻⁴ %	%	%	%	%	
Ангидриты 5	0.83–1.28	0.36–0.58	0.02–0.34	58.0–85.6	8.9–19.7	3.1–33.2	1.15–1.81
	1.05	0.43	0.10	76.3	12.5	11.2	1.40
Известняки 17	0.28–2.74	0.24–1.59	0.02–0.28	37.2–95.1	3.3–24.3	1.6–51.1	0.47–2.89
	0.95	0.43	0.08	70.8	14.5	14.7	1.26
Доломиты 5	0.80–2.06	0.36–1.59	0.04–0.28	47.6–84.2	11.1–22.5	3.1–40.9	1.11–2.76
	1.30	0.66	0.10	71.2	15.2	13.6	1.55
Глинистые карбонаты 13	0.57–2.35	0.33–2.84	0.07–1.94	13.3–66.3	5.3–35.1	9.0–67.5	1.32–5.7
	1.02	1.39	0.99	35.0	16.4	48.5	3.25

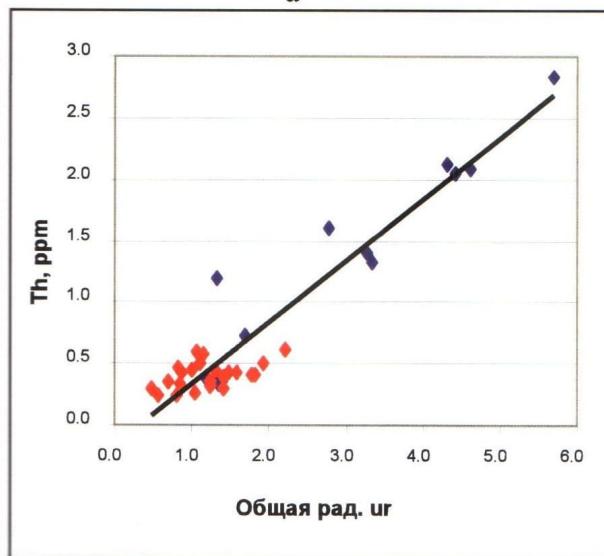
Примечание. Шифр записи: числитель — минимум – максимум, знаменатель — среднее значение



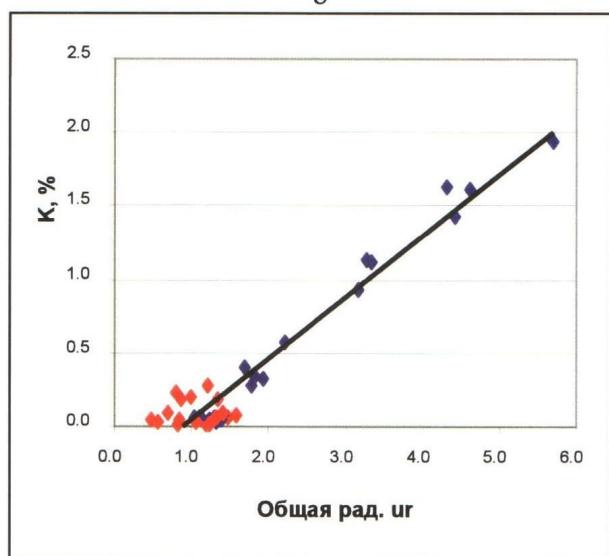
а



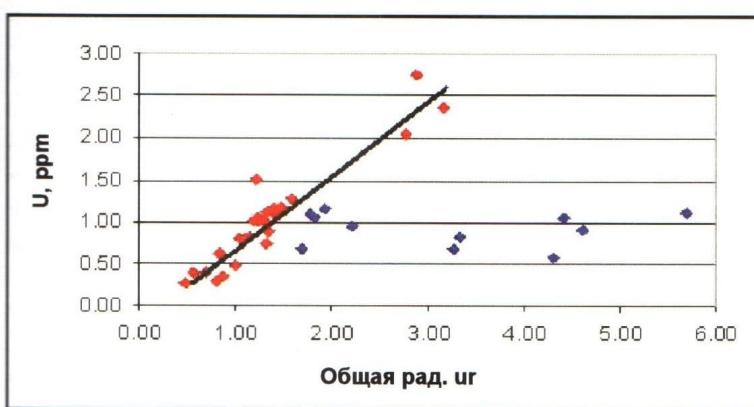
б



в



г



д

◆ Глинистые
◆ Карбонатные

Рис. 7. Распределение вкладов ЕРЭ в общую радиоактивность в известняках, доломитах, ангидритах и глинистых карбонатах (а), зависимости: б – между К и Тх; в, г, д – между Тх, К, У, с одной стороны, и общей радиоактивностью – с другой соответственно, нижнекембрийские отложения, Берямбинская площадь

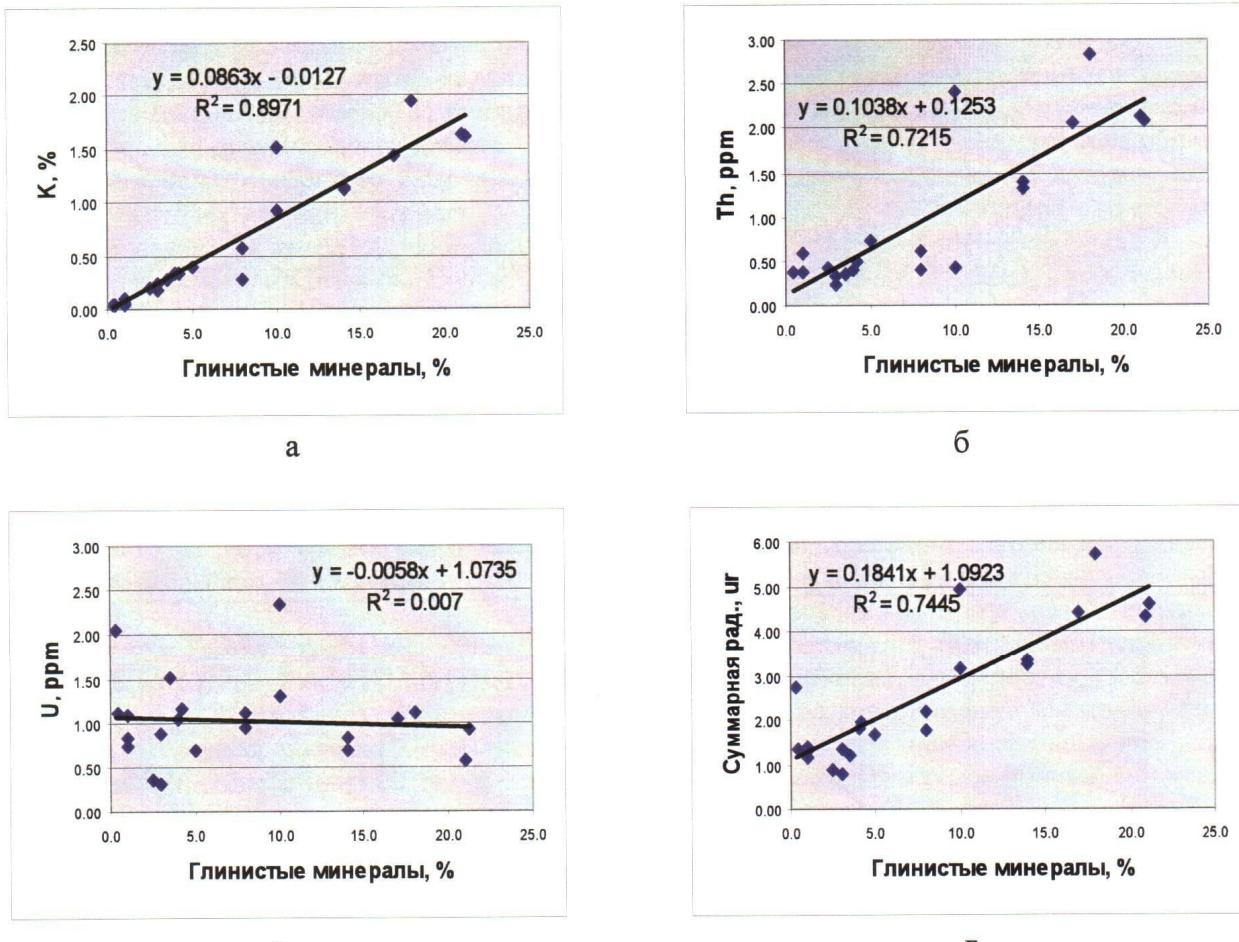


Рис. 8. Сопоставление содержания глинистых минералов с концентрацией K (а), Th (б), U (в) и общей радиоактивностью (г) в образцах, отобранных из нижнекембрийских отложений Берямбинской площади

СМАЧИВАЕМОСТЬ

Смачиваемость является одним из основных факторов, определяющих особенности распределения и фильтрации флюидов в поровом пространстве пород-коллекторов, поэтому при составлении трехмерных гидродинамических моделей, а затем и проектов разработки залежей необходимо знать результаты определения коэффициента смачиваемости пород-коллекторов.

Определения показателя смачиваемости у различных типов пород-коллекторов нижнекембрийских отложений выполнены на небольшой коллекции образцов (табл. 4). Анализ полученных результатов показал, что значимых связей показателя смачиваемости с коллекторскими свойствами нет. Намечается лишь слабая тенденция роста степени гидрофобности пород по мере улучшения их ФЕС (см. табл. 4).

Из общих соображений ясно, что характер смачиваемости пород должен зависеть главным образом от структуры их порового пространства и от того, были или нет в поровом пространстве углеводороды (УВ), содержащие

поверхностноактивные вещества (ПАВ), сорбция которых на поверхности пор и придает им гидрофобные свойства [4, 7]. Поэтому какими бы высокими ФЕС ни обладала порода, если в ее поровом пространстве не побывали УВ, то ее поверхность сохранит гидрофильные свойства (конечно, при условии, что поверхность пород обладает изначально гидрофильными свойствами). Из этого тезиса выводится непреложное правило — в породах, поровое пространство которых представлено преимущественно самыми мелкими порами, занятыми связанный водой, поровое пространство всегда будет гидрофильным, т. к. в них ни при каких условиях не смогут проникнуть УВ. Примером такого типа пород может служить образец 202/17 (см. рис. Зг, табл. 4).

Напротив, породы, в которых преобладают крупные поры, при прочих равных условиях заполняются УВ в первую очередь. Кроме того, у них низкая удельная поверхность порового пространства, а значит, необходимо не так много ПАВ, чтобы ее гидрофобизировать. Примером такой

**РЕЗУЛЬТАТЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПОКАЗАТЕЛЯ СМАЧИВАЕМОСТИ ОБРАЗЦОВ,
ОТОБРАННЫХ ИЗ СКВАЖИН 1 И 202 БЕРЯМБИНСКОЙ ПЛОЩАДИ
(ПО МЕТОДУ АМОТТА)**

№ обр.	Пласт	Кп., %	Кпр., мД	Показатель смачиваемости M	Характеристика поверхности породы
1-5	A-V-2	24.20	73.70	0.677	Преимущественно гидрофильная
1-16	A-V-3	12.39	77.52	0.209	Преимущественно гидрофобная
202-10	A-V-2	20.83	8.98	0.988	Гидрофильная
202-15	A-V-2	1.02	3.51	0.713	Гидрофильная
202-17	A-V-2	1.95	3.51	0.979	Гидрофильная
202-25	A-V-2	13.54	4.36	0.547	Нейтральное состояние поверхности по смачиваемости
202-28	A-V-2	7.58	2.87	0.131	Гидрофобная
202-33	A-V-1	13.4	2.54	0.449	Нейтральное состояние поверхности по смачиваемости
202-43	A-V-1	5.4	1.72	0.193	Гидрофобная
202-119	A-V-3	19.58	5.86	0.545	Нейтральное состояние поверхности по смачиваемости

разновидности пород может служить образец 1/16 (см. рис. 3в, табл. 4).

Образцы с псевдогранулярной структурой порового пространства, в которых преобладают поры среднего размера, например, образец 1/5, и более мелкого размера, например, образец 202/10, характеризуются преимущественно гидрофильным и гидрофильным состоянием их порового пространства, соответственно (см. рис. 3а, б и табл. 4).

АКУСТИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА

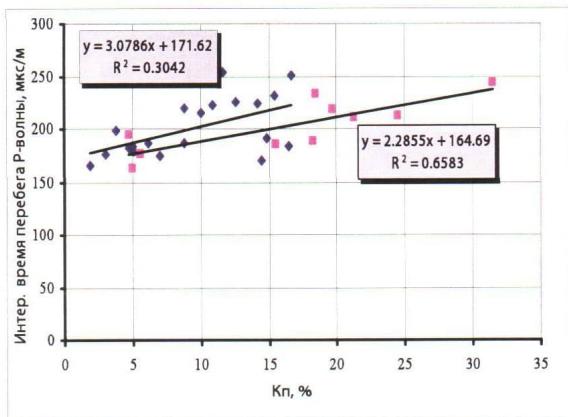
В карбонатных отложениях из-за их специфических петрофизических свойств в качестве одного из основных геофизических методов для оценки их пористости используется акустический метод. Поэтому, чтобы положить начало для создания петрофизической базы с целью интерпретации акустических методов ГИС, на небольшой коллекции образцов были выполнены исследования их упругих свойств.

На основе полученных данных построены зависимости ряда акустических параметров образцов от их пористости (рис. 9). Причем разделение всего множества образцов на два, представленных доломитами и известняками, позволило получить значимые зависимости только

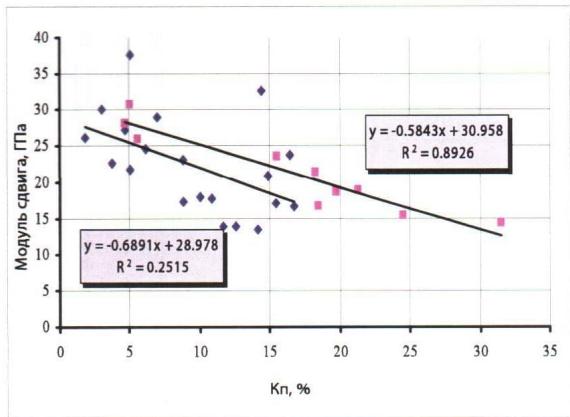
для доломитов (см. рис. 9). Отсутствие связей для известняков, скорее всего, обусловлено большим разнообразием их литотипов, отличающихся структурой порового пространства и относящихся к различным классам коллектиров (поровые, каверновые, трещинные и т.п.). В то время как для доломитов характерен в основном один тип — псевдогранулярный. Поэтому, чтобы получить значимые зависимости акустических параметров от пористости и для известняков, необходимо провести акустические исследования каждого из их типов и построить зависимости для каждого из них, учитывая при этом, что акустические свойства образцов обладают анизотропией, обусловленной характером распределения и ориентировкой каверн и особенно трещин.

ОТНОСИТЕЛЬНЫЕ ФАЗОВЫЕ ПРОНИЦАЕМОСТИ В СИСТЕМАХ ГАЗ–ВОДА И ГАЗ–КОНДЕНСАТ

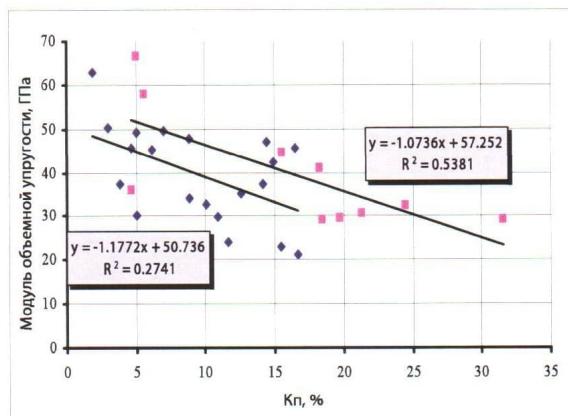
Поскольку в нижнекембрийских отложениях обнаружена газоконденсатная залежь, то для проектирования разработки необходимы данные об относительных фазовых проницаемостях (ОФП) в системах газ–вода и газ–конденсат.



а



б



в

■ Доломиты
● Известняки

Условные обозначения:

а – интервальное время пробега; б – модуль сдвига; в – модуль объемной упругости, нижнекембрийские отложения, Берямбинская площадь.

Рис. 9. Зависимости акустических параметров образцов известняков и доломитов от их открытой пористости

Изучение ОФП в системах газ–вода и газ–конденсат проводилось в одной и той же последовательности. Единственное отличие состояло в том, что при исследовании ОФП в системе газ–конденсат в модели пласта присутствовала третья фаза — остаточная вода (Кво).

Последовательность проведения экспериментов была следующей:

1. Создавалась остаточная водонасыщенность (методом центрифугирования);

2. Определялась фазовая проницаемость по газу при Кво;

3. Определялась величина критической (подвижной) водонасыщенности (конденсатонасыщенности) в момент начала совместной фильтрации газа и воды (конденсата);

4. Определялась фазовая проницаемость по газу при критической водонасыщенности (конденсатонасыщенности);

5. Определялись фазовые проницаемости по газу и воде (конденсату) при их совместной фильтрации с разными долями в потоке, на каждом режиме стационарной фильтрации фиксировались значения перепадов давления и насыщенности;

6. Проводилось вытеснение газа водой (конденсатом) с определением фазовой проницаемости по воде (конденсату) при остаточном газе, вытеснение продолжалось до полного прекращения получения газа в выходящей продукции и прокачки воды (конденсата) в объеме не менее 3–5 объемов порового пространства модели пласта;

7. Определялась остаточная газонасыщенность по замеру объема остаточного газа, выделяющегося из керна;

8. Строилась зависимость ОФП по газу и воде (конденсату) в зависимости от водонасыщенности (газонасыщенности).

Значения фазовых проницаемостей по газу и воде определялись по данным перепада давления, а затем относились к базовой проницаемости, за которую принималось значение фазовой проницаемости по газу при K_{vo} . Значения текущей водонасыщенности определялись по петрофизической зависимости K_v от УЭС.

Значения фазовых проницаемостей по газу и конденсату также определялись по данным перепада давления, а затем относились к базовой проницаемости, за которую и в этом случае принималась величина фазовой проницаемости по газу при K_{vo} . Значения газонасыщенности определялись по методу материального баланса.

Результаты определения ОФП в системах газ–вода и газ–конденсат представлены на рис. 10.

В эксперименте с газом и водой предварительно была определена проницаемость модели пласта по воде при условии ее 100 % водонасыщенности для прогноза проницаемости по воде в чисто водоносной части пласта (что необходимо знать, например, при закачке воды с целью ППД). Моделирование пластовых условий фильтрации при 100 % водонасыщенности показало, что проницаемость модели пласта по воде в 1.4 раза меньше ее абсолютной проницаемости (см. рис. 10а).

Получены также данные по проницаемости газа при критической водонасыщенности (K_{v^*}), т.е. на границе, разделяющей безводный поток газа и двухфазный поток газа и воды. По экспериментальным данным величина K_{v^*} равна

37 % (см. рис. 10а). Начиная с этого значения K_v , происходит резкое падение проницаемости модели по газу. На этом первом (безводном) этапе добывается около 13 % газа от всего объема пор, или около 40 % всего извлекаемого рассматриваемым способом газа (см. рис. 10а).

По мере дальнейшего роста обводненности продукта наблюдается быстрое снижение ОФП модели пласта по газу и слабый рост ее относительной проницаемости по воде. Максимальное ее значение при остаточной газонасыщенности составляет всего 0.47 мД (см. рис. 10а).

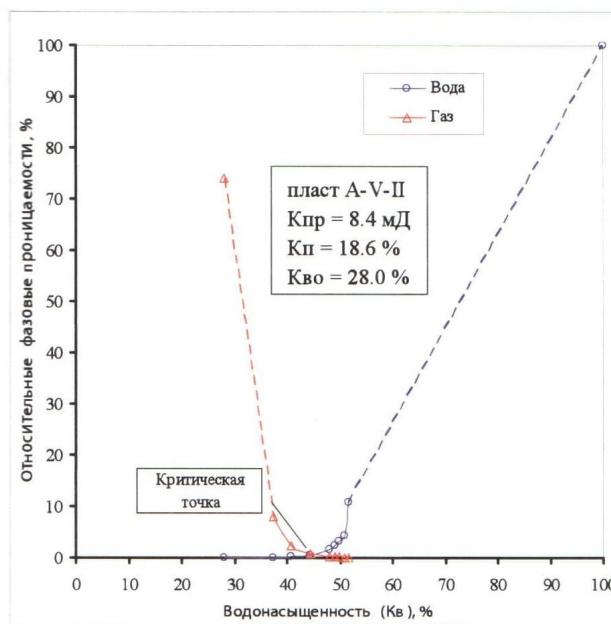
По величине обводненности продукции можно выделить несколько областей фильтрации газа и воды:

- первая область, в которой осуществляется однофазная фильтрация газа — от величины K_v до K_{v^*} , которая равна, как отмечалось выше, 37 %, доля воды в потоке изменяется от 0 при $K_v = K_{vo}$ до 1 % (условно) при $K_v = K_{v^*}$;

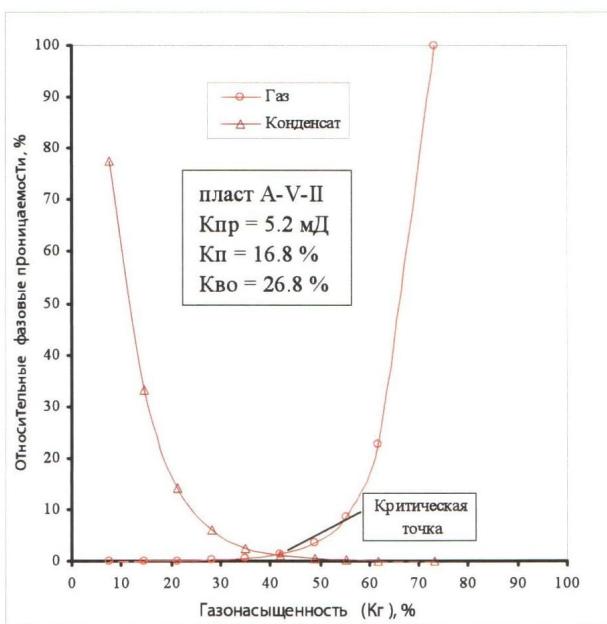
- вторая область, в которой осуществляется двухфазная фильтрация при преобладании в потоке газа над водой, K_v в этой области изменяется от 37 до 45 %;

- третья область, в которой осуществляется двухфазная фильтрация при преобладании в потоке газа над водой, K_v в этой области изменяется от 45 до 52 % ($K_{v^{**}}$);

- четвертая область, в которой осуществляется однофазная фильтрация воды, начиная с момента, когда в породе присутствует остаточный газ ($K_{v^{**}} = 52\%$), и до полностью водонасыщенного состояния породы ($K_v = 100\%$).



а



б

Рис. 10. Результаты определения относительных фазовых проницаемостей в системах газ–вода (а) и газ–конденсат (б)

Как уже отмечалось выше, на безводном этапе разработки рассматриваемого пласта (первая область) добывается около 40 % всего подвижного газа (см. рис. 10а).

Во второй области (преобладание в продукте газа над водой) добывается еще около 30 % от всего подвижного (извлекаемого) газа.

В третьей области (преобладание в продукте воды над газом) добываются оставшиеся 30 % газа (см. рис. 10а).

Таким образом, в процессе разработки рассматриваемых продуктивных отложений с применением метода заводнения должно происходить изменение темпов извлечения газа из залежи. Кроме того, имея информацию о величине текущей водонасыщенности для рассматриваемой модели коллектора, можно с достаточно высокой вероятностью дать прогноз о проницаемости продуктивных отложений по газу в переходной зоне или зоне предельной газонасыщенности (см. рис. 10 а).

Анализируя результаты определения ОФП по газу и конденсату, необходимо помнить, что в этом случае в поровом пространстве коллектора присутствуют три фазы, из которых две жидкые (остаточная вода и конденсат) и одна газообразная (газ). Однако остаточная вода в данном случае в процессе фильтрации не участвует, а лишь занимает часть порового пространства, включая поверхность минеральных зерен в этих участках.

В отличие от ранее рассмотренных результатов ОФП в системе газ–вода в настоящем случае оба флюида обладают близкими физико-химическими свойствами и, в частности, характером смачиваемости по отношению к карбонатным породам. Поэтому с известной долей приближения они примерно одинаково взаимодействуют с поверхностью минеральных зерен. По этой причине полученные в опыте кривые ОФП имеют почти симметричную форму относительно их точки пересечения (рис. 10б).

О том, что газ все же более «фобен» по отношению к породе, чем конденсат, свидетельствует положение точки пересечения кривых ОФП (точка равных проницаемостей обеих фаз). Она расположена при значении газонасыщенности (K_g), равном 42 % (см. рис. 10б).

Если рассматривать условно в качестве вытесняющего агента (вместо воды) конденсат, то критическое значение K_g^* , начиная с которого, кроме газа в фильтрующемся флюиде, появляются первые капли конденсата, равно 62 % (см. рис. 10б). Таким образом, за «бесконденсатный» этап разработки будет добыто порядка 11.5 % газа от всего объема открытых пор, присутствующих в образце, или 17.5 % от объема всего подвижного газа, который может быть извлечен из них путем вытеснения его кон-

денсатом на первом этапе, когда в добываемой продукции присутствует лишь одна фаза — газ (см. рис. 10б).

Анализ функций Баклея-Леверетта, построенных по результатам проведенных экспериментов, показал, что для системы газ–вода в интервале значений K_w от 28 до 45 % обводненность продукта увеличивается очень слабо (до первых процентов). Однако при дальнейшем увеличении значений K_w происходит быстрое обводнение продукции и при ее величине, равной 52 %, в продукте присутствует только одна вода (см. рис. 10а).

Для системы газ–конденсат при насыщении порового пространства газом (K_g) от 70 до 50 % добывается практически чистый газ (примесь конденсата при значении K_g , равном 50 %, составляет всего несколько процентов). При последующем уменьшении значений K_g отмечается плавный рост доли конденсата в продукте. При значении K_g , равном 27 %, доля газа в добываемом продукте составит около 50 %. Лишь при величине K_g , достигшей 8 %, в продукте будет присутствовать один конденсат (см. рис. 10б).

Проведенные эксперименты показывают, что вытеснение газа водой в известном смысле гораздо более эффективно, чем конденсатом, т. к. в этом случае основная его подвижная часть вытесняется водой на первых этапах разработки, когда в продукте преобладает газ (см. рис. 10а). Напротив, при использовании в качестве вытесняющего агента конденсата основная часть подвижного газа вытесняется на последующих этапах, когда осуществляется совместная фильтрация газа и конденсата, включая этап, когда конденсат преобладает над газом (см. рис. 10б).

Однако высказыванное об эффективности вытеснения газа водой или конденсатом справедливо по отношению к *относительной* величине подвижной (вытесняемой) части газа, а не к *абсолютному* его содержанию в поровом пространстве после завершения процесса вытеснения.

Действительно, в системе газ–вода водой вытесняется всего около 31 % от общего объема газа, присутствующего в поровом пространстве коллектора, поэтому остальные 69 % так и останутся в нем после завершения процесса вытеснения (см. рис. 10а).

Напротив, при вытеснении газа конденсатом вытесняется около 90 % газа от всего его объема, содержащегося в порах породы, и лишь 10 % газа остается в породе после завершения процесса вытеснения газа конденсатом (см. рис. 10б).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Выполненные комплексные петрофизические исследования позволили выделить основные классы

пород-коллекторов, входящих в состав нижнекембрийских отложений, оценить их фильтрационно-емкостные свойства, а также получить главные петрофизические зависимости, используемые при интерпретации различных методов ГИС, подсчете запасов и составлении проектных документов.

Однако ряд вопросов так и остался без ответа. Пожалуй, наиболее важный из них касается методики подготовки образцов и, в частности, проблемы рассаливания их перед выполнением комплекса петрофизических исследований. Действительно, рассаливание образцов вызывает необратимые изменения их петрофизических свойств, а в некоторых случаях даже их разрушение, что связано с минеральным переходом ангидрит \leftrightarrow гипс, а также с растворением галита, заполняющего поры и микропоры в некоторых литологических разновидностях пород.

Но, с другой стороны, если исследовать нерассоленные образцы, то возникает неопределенность, связанная со степенью влияния на петрофизические свойства рассматриваемых отложений микрокристаллического галита, который образуется в поровом пространстве и в каналах, соединяющих поры и микропоры друг с другом, а также на поверхности образцов вследствие испарения порового рассола.

Очевидно, что прежде чем продолжить петрофизические исследования рассматриваемых и подобных им карбонатных отложений с высоким содержанием галита и ангидрита, необходимо выполнить предварительную работу по разработке методики изготовления и подготовки сначала самих образцов, а затем и выполнению на них комплекса стандартных и специальных петрофизических исследований этого типа отложений.

ЛИТЕРАТУРА

- Багринцева К. И. Трещиноватость осадочных пород. М.: Недра, 1982. 256 с.
- Голецкая В. И., Салмин М. В., Волкова Н. Н. Изучение петрофизических свойств пород-коллекторов нефтяных месторождений с высокими значениями солености поровых вод // Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала ХМАО-Югры: Материалы XI науч.-практ. конф. В 2-х т. Ханты-Мансийск, 2008. Т. 2. С. 217–224.
- Голф-Рах Т. Д. Основы нефтепромысловной геологии и разработка трещиноватых коллекторов. М.: Недра, 1986. 608 с.
- Зубков М. Ю. Гидрофобизация водонефтенасыщенных кварцевых, карбонатных и бентонитовых порошков в термоградиентном поле // Горные ведомости. 2006. № 11. С. 14–26.
- Зубков М. Ю., Дерягина О. И., Скрылев С. А. и др. Литолого-пиролитическая характеристика и реконструкция условий образования нижнекембрийских отложений Берямбинской площади (Красноярский край) // Горные ведомости. 2009. № 10. С. 16–39.
- Котяков Ф. И. Физика нефтяных и газовых коллекторов. М.: Недра, 1977. 288 с.
- Мархасин И. Л. Физико-химическая механика нефтяного пласта. М.: Недра, 1977. 214 с.
- Ромм Е. С. Фильтрационные свойства трещиноватых пород. М.: Недра, 1966. 284 с.