

12 (55) декабрь 2008

ГОРНЫЕ ВЕДОМОСТИ

НАУЧНЫЙ ЖУРНАЛ

КРИСТАЛЛОГРАФИЧЕСКОЕ
И ЛИТОЛОГО-ПЕТРОФИЗИЧЕСКОЕ
ОБОСНОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СВОЙСТВ
МИНЕРАЛОВ ЖЕЛЕЗА, ГЛИН
И ТЕРИГЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ
(НА ПРИМЕРЕ ПЛАСТОВ БВ₈ И ЮВ,
ПОВХОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ)

ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО
СТРОЕНИЯ И РАЗРАБОТКИ
ЧАТЫЛЬКЫНСКОГО НЕФТИНОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ

АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ ПРОДОЛЬНЫХ УСИЛИЙ
НА ПЕРЕМЕЩЕНИЯ ПОДЗЕМНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ,
ЗАКРЕПЛЕННЫХ ПРИГРУЗАМИ И АНКЕРАМИ

«Богатство нефти
есть залог величия державы»
М.В. Ломоносов

КРИСТАЛЛОГРАФИЧЕСКОЕ И ЛИТОЛОГО- ПЕТРОФИЗИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СВОЙСТВ МИНЕРАЛОВ ЖЕЛЕЗА, ГЛИН И ТЕРРИГЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ (НА ПРИМЕРЕ ПЛАСТОВ БВ₈ И ЮВ₁, ПОВХОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ. ЧАСТЬ 2)

М.Ю. Зубков

ООО «ЗапСибГЦ», ТФ ООО «КогалымНИПИнефть», г. Тюмень

АННОТАЦИЯ

На примере тонкослоистых неокомских (пласт BV_8) и верхнеюрских (пласт UV_1) продуктивных отложений Повховского месторождения рассмотрены различные варианты изменения удельного электрического сопротивления (УЭС) в зависимости от соотношения в их составе различных типов пород и классов коллекторов, имеющих различную насыщенность. Предложены способы определения уточненных критических значений УЭС (r_{cr}) для различных классов пород-коллекторов с целью решения проблемы низкоомных коллекторов.

CRYSTALLOGRAPHIC AND LITHOLOGICAL AND PETROPHYSICAL BASIS OF IRON MINERALS, CLAYS AND TERRIGENOUS RESERVOIRS ELECTRICAL PROPERTIES (BY THE EXAMPLE OF BV₈ AND UV₁ STRATA OF POVXHOVSKOYE FIELD. (PART 2)

M.Yu. Zubkov

ООО ZapSibGC, ТФ ООО KogalymNIPIneft, Tyumen

ABSTRACT

By the example of thin-bedded Neokomian (BV_8 stratum) and Upper Jurassic (UV_1 stratum) productive deposits of Povxhovskoye field different variants of resistivity modification were considered depending on ratio of different rock types and reservoirs classes of different saturation in their composition. For the purpose of task solution of low-resistivity reservoirs localization the methods of resistivity specified critical values (r_{cr}) determination were recommended for different classes of container rocks.

КРИСТАЛЛОГРАФИЧЕСКОЕ И ЛИТОЛОГО- ПЕТРОФИЗИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СВОЙСТВ МИНЕРАЛОВ ЖЕЛЕЗА, ГЛИН И ТЕРРИГЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ (НА ПРИМЕРЕ ПЛАСТОВ БВ₈ И ЮВ₁, ПОВХОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ. ЧАСТЬ 2)

М.Ю. Зубков

ООО «ЗапСибГЦ», ТФ ООО «КогалымНИПИнефть», г. Тюмень

АННОТАЦИЯ

На примере тонкослоистых неокомских (пласт BV_8) и верхнеюрских (пласт UV_1) продуктивных отложений Повховского месторождения рассмотрены различные варианты изменения удельного электрического сопротивления (УЭС) в зависимости от соотношения в их составе различных типов пород и классов коллекторов, имеющих различную насыщенность. Предложены способы определения уточненных критических значений УЭС (ρ_{cr}) для различных классов пород-коллекторов с целью решения проблемы низкоомных коллекторов.

CRYSTALLOGRAPHIC AND LITHOLOGICAL AND PETROPHYSICAL BASIS OF IRON MINERALS, CLAYS AND TERRIGENOUS RESERVOIRS ELECTRICAL PROPERTIES (BY THE EXAMPLE OF BV₈ AND UV₁ STRATA OF POVHOVSKOYE FIELD. (PART 2)

M.Yu. Zubkov

ООО ZapSibGC, ТФ ООО KogalymNIPIneft, Tyumen

ABSTRACT

By the example of thin-bedded Neokomian (BV_8 stratum) and Upper Jurassic (UV_1 stratum) productive deposits of Povhovskoye field different variants of resistivity modification were considered depending on ratio of different rock types and reservoirs classes of different saturation in their composition. For the purpose of task solution of low-resistivity reservoirs localization the methods of resistivity specified critical values (ρ_{cr}) determination were recommended for different classes of container rocks.

ВВЕДЕНИЕ

В первой части статьи (Горные ведомости. 2008. № 11) были детально рассмотрены электрические свойства железосодержащих и глинистых минералов в зависимости от кристаллической структуры последних, а также возможность их влияния на удельное электрическое сопротивление (УЭС) осадочных отложений. Настоящая статья является продолжением. В ней мы рассмотрим возможные объяснения феномена «низкоомных» коллекторов на примере конкретных продуктивных отложений (пласты БВ₈ и ЮВ₁) Повховского месторождения. Особое внимание уделим характеру распределения в поровом пространстве гидрослюды, которая, по мнению некоторых авторов, является чуть ли не главной причиной снижения УЭС в продуктивных отложениях [3, 4]. Кроме того, обсудим иные причины, не рассмотренные ранее другими исследователями, включая образование трещин, а также эмульсий с участием пластовой нефти и воды.

В настоящей публикации обращается внимание также и на размеры проводящих тел. Это могут быть тонкие прослои водонасыщенных глинистых алевролитов и алевритистых глин толщиной в первые миллиметры и сантиметры, а также до первых десятков сантиметров. Если толщина электропроводящих прослоев, например, глин или глинистых алевролитов приближается к 0.5 м и более, то они, как уже отмечалось в первой части этой статьи, начинают достаточно надежно выделяться электрическими и другими методами ГИС, и причина снижения УЭС становится очевидной.

Большое влияние на УЭС пород оказывает характер их насыщения, зависящий, в свою очередь, от коллекторских свойств пород-коллекторов и их расстояния от уровня ВНК. Поэтому в этой части публикации подробно рассмотрены эти вопросы.

РЕЗУЛЬТАТЫ ЛИТОЛОГО-ПЕТРОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Повховское месторождение, пласт БВ₈

Критические значения удельного электрического сопротивления (ρ_{kp}) для продуктивного пласта БВ₈ в подсчете запасов приняты равными 6–7 Омм, в зависимости от его коллекторских свойств. Анализ величин сопротивлений в интервале залегания рассматриваемого пласта, вскрытого различными скважинами, позволил выделить в качестве «низкоомных» или с низкоомными прослойками следующие скважины: 64-Р (5.8–6.2 Омм), 2667 (6.0–8.0 Омм), 4886 (5.0–15.0 Омм), 6047 (6.2–13 Омм). Две из них (64-Р и 6047) давали безводную нефть с начальными дебитами соответственно

7.7 и 3.1 м³/сут. Из скважин 2667 и 4886 был получен продукт с различной степенью обводненности — 30 и 90 % и начальными дебитами 4.2 и 0.9 м³/сут соответственно.

Низкоомный продуктивный интервал, вскрытый скважиной 64-Р (2 622–2 639 м), по результатам исследований керна представлен тонко-прерывисто-слоистыми глинисто-алевритистыми мелкозернистыми песчаниками, в большей или меньшей степени карбонатизированными, и глинисто-песчанистыми алевролитами, также слоистыми и известковистыми. Содержание мелкозернистой песчаной фракции в песчаниках варьирует от 53 до 62 %, алевритовой — от 19 до 23 % и глинистой фракции — от 11 до 22 %. Концентрация карбонатов, представленных исключительно эпигенетическим кальцитом, варьирует в пределах 2–6 %.

Среди глинистых минералов явно преобладает эпигенетический пленочный хлорит магнезиально-железистого состава, доля которого от суммы глин составляет порядка 75–85 %. Содержание гидрослюды не превышает 10–15 %, а ССО — 5–10 %. Каолинит в рассматриваемых отложениях полностью отсутствует.

Образцы, отобранные из рассматриваемого интервала, характеризуются невысокими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС). Так, их проницаемость варьирует в пределах от менее 0.1 до 16 мД. Открытая пористость изменяется от 3.5 до 20.2 %, а водоудерживающая способность — от 48.2 до 87.5 %. Более высокими фильтрационными свойствами характеризуются образцы, отобранные из верхней части рассматриваемого интервала. Наибольшее влияние на коллекторские свойства исследованных образцов пород оказывают содержание в них глинистого и карбонатного цемента, а также концентрация мелкоалевритовой фракции. Чем лучше коллекторские свойства образца, тем выше относительное содержание в нем порового эпигенетического хлорита.

Анализ характера распределения эпигенетического пленочного (крустификационного по [2]) хлорита показал, что благодаря его высокой концентрации он часто образует сплошной «ковер», покрывающий если не всю, то значительную часть поверхности пор, т.е. вполне вероятно образование непрерывно связанных проводящих слоев (рис. 1). Благодаря этим пленкам эпигенетического хлорита возможно образование непрерывного двойного ионного слоя, отличающегося повышенной проводимостью, на что ранее обращали внимание другие авторы [2].

Однако более важной, с нашей точки зрения, отличительной особенностью рассматриваемых отложений является наличие в них

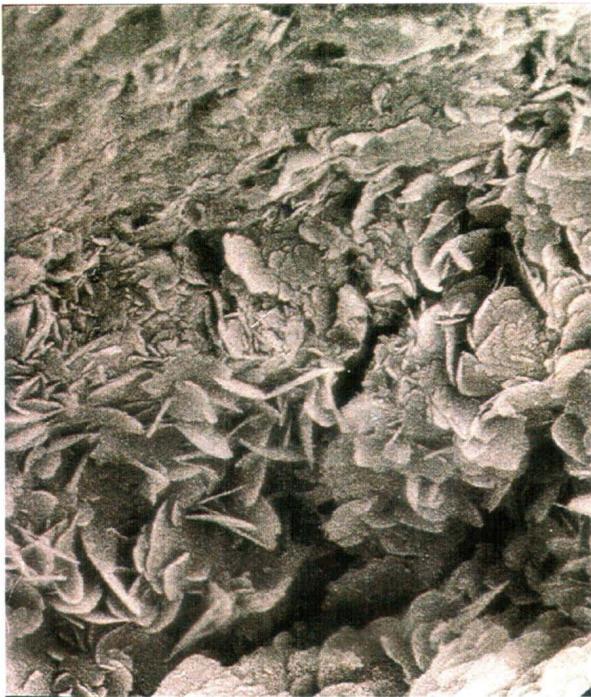


Рис. 1. Агрегаты пленочного (крустико-агрегатного) эпигенетического хлорита в открытых порах алевролитистого мелководнистого песчаника, снимок РЭМ, увеличено в 2 000 раз; Повховское месторождение, скважина 64-Р, пласт БВ₈

характерной тонкой, часто волнистой, а также более прихотливой по форме микрослоистости (рис. 2). Толщина отдельных слойков составляет от 1—2 до 5—8 мм. Прокрасившиеся смолой участки керна до экстракции были насыщены нефтью, а непрокрасившиеся глинистые и глинисто-алевритовые прослойки — водой.

Присутствие слоистости обуславливает очень высокую анизотропию образцов по проницаемости. Так, в направлении, параллельном

к наслоению, их проницаемость в среднем в десять раз выше, чем в перпендикулярном к ней направлении. Благодаря этой слоистости существует анизотропия и по их электропроводности, которая выше в направлении, параллельном слоистости, чем в перпендикулярном к слоистости направлении.

Поскольку отдельные слойки прослеживаются в масштабе образцов керна, причем часто соединяются друг с другом, то можно предположить, что они непрерывно продолжаются на достаточно большие расстояния в теле пласта и оказывают значительное влияние на его удельное электрическое сопротивление.

Чтобы оценить величину этого влияния, необходимо определить сопротивления водонасыщенной глинисто-алевритовой и нефтенасыщенной песчано-алевритовой породы. Для этого обратимся к результатам измерения удельного электрического сопротивления образцов с различной насыщенностью, полученным при проведении экспериментов по определению относительных фазовых проницаемостей по нефти и воде. Используем данные двух опытов с высокими и среднепроницаемыми моделями пласта БВ₈ (табл. 1).

Из полученных экспериментальных данных следует, что удельное электрическое сопротивление, соответствующее критическим значениям водонасыщенности ($K_{B_{kp}}$), для первого (высокопроницаемого) образца равно 6.66 Омм, а для второго (среднепроницаемого) — 5.31 Омм (см. табл. 1). Именно эти значения сопротивлений геофизиками принимаются в качестве критических (ρ_{kp}). Хотя с формальной точки зрения при водонасыщенности, равной $K_{B_{kp}}$, фильтрация нефти продолжается, просто в этой точке относительные фазовые проницаемости по нефти и воде

Таблица 1

ЗНАЧЕНИЯ УДЕЛЬНОГО ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ ПРИ РАЗЛИЧНОЙ ВОДОНАСЫЩЕННОСТИ МОДЕЛЕЙ ПЛАСТА БВ, ПОВХОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (УСЛОВИЯ, МОДЕЛИРУЮЩИЕ ПЛАСТОВЫЕ)

	Значение водонасыщенности, %				
	K_{Bc}	K_{B^*}	K_{Bkp}	$K_{B^{**}}$	$K_{B=100\%}$
Модель 1, $K_p=21.6\%$, $K_{pr}=243$ мД					
Удельное электрическое сопротивление, Ом \cdot м	25.1	34.9	54.5	65.5	100
	26.98	14.89	6.66	4.78	3.1
Модель 2, $K_p=20.6\%$, $K_{pr}=17.9$ мД					
	39.6	45.1	68.1	73.1	100
	10.73	9.06	5.31	4.84	3.43

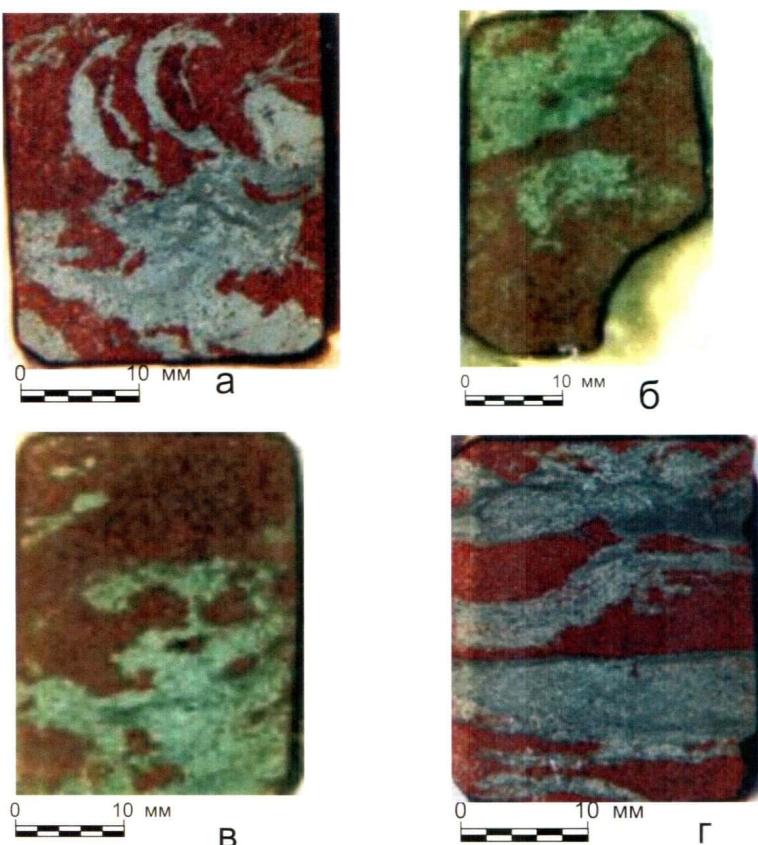


Рис. 2. Фотографии заготовок для изготовления прозрачных петрографических шлифов, прокрашенных красной смолой, а — обр. 1 ($K_{pr} = 0.8 \text{ мД}$); б — обр. 31 ($K_{pr} = 0.9 \text{ мД}$); в — обр. 52 ($K_{pr} = 1.2 \text{ мД}$); г — обр. 101 ($K_{pr} = 0.8 \text{ мД}$); Повховское месторождение, скважина 64-Р, пласт BB_8

имеют одинаковые значения. Поэтому логичнее было бы назвать это значение K_b не критическим, а «равнопроницаемым». Полностью фильтрация нефти прекращается лишь при величине K_b , равной K_b^{**} . Именно это значение K_b по своему смыслу ближе к названию «критическое», т.к. при этой величине K_b в коллекторе остается лишь неподвижная остаточная нефть.

Тем не менее полученные экспериментальные данные свидетельствуют о том, что принятые в подсчете запасов значения ρ_{kp} справедливы лишь для высокопроницаемых коллекторов, а для средне- и тем более низкопроницаемых они завышены.

Для оценки влияния на сопротивление нефтенасыщенных песчано-алевритовых пород-коллекторов, присутствующих в них тонких, но непрерывных и достаточно протяженных водонасыщенных глинистых прослойков воспользуемся той же простейшей формулой (1) (Горные ведомости. 2008. № 11) для случая параллельного соединения проводников с различным удельным сопротивлением.

$$\rho_n = \rho_{nup} \rho_n / [\eta \rho_n + (1-\eta) \rho_{nup}], \quad (1)$$

где: ρ_n — удельное электрическое сопротивление слоистой породы, состоящей из нефтенасыщенного песчаника с тонкими пиритизированными прослойками;

ρ_{nup} — удельное электрическое сопротивление пиритизированных прослоев;

ρ_n — удельное электрическое сопротивление нефтенасыщенных песчаников;

η — объемное содержание тонких пиритизированных прослоев.

Только вместо удельного сопротивления пиритовых прослойков используем значения сопротивления глинистых пород. Примем ρ_n равным 11 Омм, что соответствует предельно нефтенасыщенным среднепроницаемым породам, а сопротивление водонасыщенных глинистых прослоев (ρ_{nup}) примем равным 3.5 Омм.

Анализ прокрашенных смолой прозрачных петрографических шлифов показал, что доля глинистых микрослойков составляет приблизительно от 30 до 60 % от площади шлифов (см. рис. 2). Поэтому для оценочных расчетов примем объемное содержание глинистых прослойков в составе пород-коллекторов равным 0.45.

Тогда сопротивление предельно нефтенасыщенной породы-коллектора с присутствующими в ее составе многочисленными достаточно протяженными и взаимосвязанными между собой глинистыми микрослойками (ρ_n), рассчитанное в соответствии с уравнением (1), будет равно 5.6 Омм. Полученное значение ρ_n для предельно нефтенасыщенных среднепроницаемых пород-коллекторов пласта BB_8 заметно ниже принятого ρ_{kp} .



Рис. 3. Чешуйки эпигенетического хлорита на поверхности обломочных зерен, снимок РЭМ, увеличено в 2 000 раз; Повховское месторождение, скважина 2667, пласт БВ₈

Таким образом, присутствие в нефтенасыщенном продуктивном пласте тонких водонасыщенных глинистых прослоев, образующих непрерывную протяженную сеть, в значительной степени снижает сопротивление пласта до значений гораздо более низких, чем приняты в качестве критических.

Образцы, отобранные из интервала залегания пласта БВ₈, вскрытого скважиной 2667, характеризующегося невысокими сопротивлениями, представлены мелкозернистыми, обычно сильно алевритистыми песчаниками и песчанистыми крупнозернистыми алевролитами. Для них характерно довольно высокое содержание глинистой фракции (в среднем 10—12 %), а также карбонатного цемента (4—8 %), представленного исключительно кальцитом. Как и в предыдущей скважине, здесь главным глинистым минералом является магнезиально-железистый хлорит, переходящий в нижней части пласта в магнезиальный. Его доля в составе эпигенетического глинистого цемента обычно более 75—80 %. Содержание гидрослюды не превышает 10—15 % от суммы глин. ССО присутствуют в виде примеси, а каолинит полностью отсутствует.

В наиболее высокопроницаемых образцах с невысоким абсолютным содержанием эпигене-

тического глинистого цемента чешуйки хлорита не образуют сплошного «ковра», а часто располагаются отдельно на некотором расстоянии друг от друга. Поэтому вряд ли могут образовать проводящий (двойной ионный) слой за счет связанной с ними адсорбированной воды, который позволил бы снизить сопротивление породы (рис. 3).

Коллекторские свойства образцов невысокие. Так, их проницаемость изменяется от менее 0.1 до 35 мД, причем преобладают образцы с проницаемостью 0.4—3.0 мД. Анализ структуры порового пространства на примере наиболее часто встречающегося типа пород-коллекторов ($K_p = 19.3\%$, $K_{pr} = 0.6$ мД) с помощью ртутного поромера показал, что доля наиболее крупных пор с радиусом более 25 мкм составляет всего 6.57 %, а самых мелких (менее 1 мкм), в которых присутствует связанная вода, — 54.1 % (рис. 4).

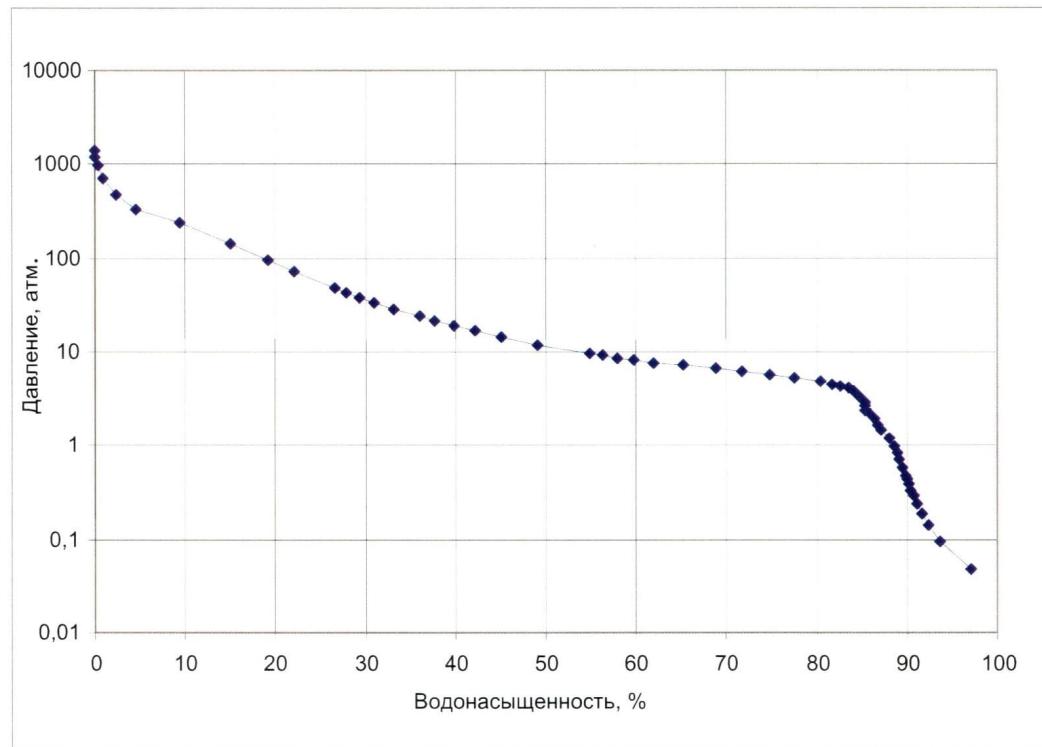
Таким образом, как и в случае с предыдущей, в рассматриваемой скважине интервал, характеризующийся невысокими сопротивлениями, сложен породами-коллекторами, имеющими преимущественно низкие ФЕС, чем, собственно говоря, и объясняются полученные низкие значения сопротивлений этих отложений.

Породы, вскрытые скважиной 4886 в интервале залегания пласта БВ₈, имеют примерно тот же минеральный состав, что и рассмотренные выше (включая и состав глинистых минералов). По гранулометрическому составу рассматриваемые отложения относятся к песчанистым крупнозернистым алевролитам. Содержание глинистых минералов в них варьирует в пределах от 7 до 13 %.

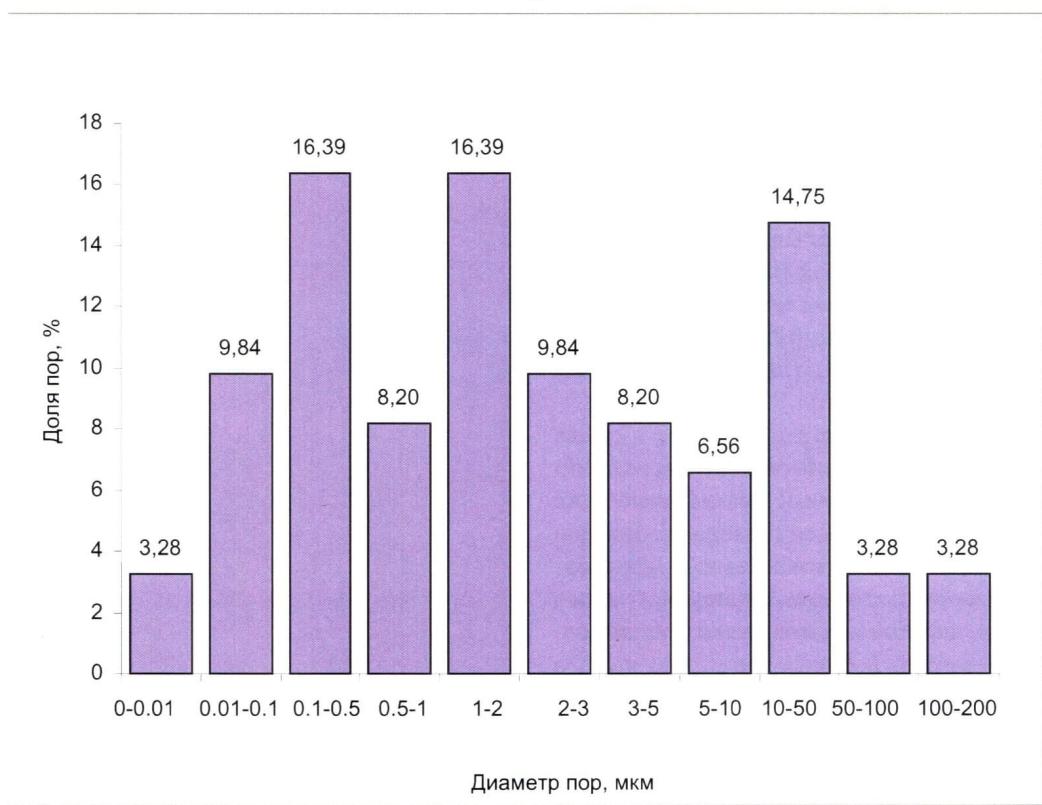
Существенным отличием от ранее рассмотренных отложений, вскрытых предыдущими скважинами, является лишь повышенное, а в некоторых образцах высокое содержание эпигенетического кальцита, составляющее в среднем около 8 % и достигающее в единичных случаях 20 %. На снимках, выполненных с помощью сканирующего электронного микроскопа (СКАН), хорошо видно, что кальцит отлагался в поровом пространстве последним, частично, а иногда и полностью покрывая образовавшийся ранее пленочный эпигенетический хлорит (рис. 5).

Из-за повышенного содержания в рассматриваемых породах эпигенетического кальцита они характеризуются низкими фильтрационно-емкостными свойствами (K_p — от 8.9 до 19.3 %, K_{pr} — от менее 0.1 до 3.0 мД) и значительной водоудерживающей способностью, изменяющейся от 49.5 до 88.2 %.

Именно присутствие в рассматриваемых отложениях эпигенетического кальцита обусловило незначительное снижение



а



б

Рис. 4. Кривая капиллярного давления (а) и распределение пор по размерам (б) в обр. 11 ($K_n = 19.3\%$, $K_{np} = 0.6 \text{ мД}$); Повховское месторождение, скважина 2667, пласт $БВ_8$

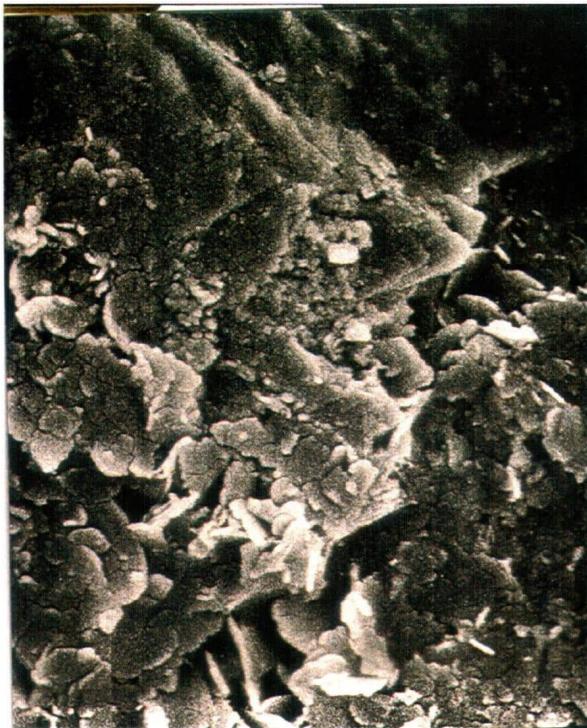


Рис. 5. Эпигенетический поровый кальцит, покрывающий поверхность обломочных зерен и чешуйки пленочного хлорита; снимок РЭМ, увеличено в 2 000 раз; Повховское месторождение, скважина 6047, пласт B_{B_8}

электропроводности пород, несмотря на их высокую водонасыщенность и, соответственно, низкую нефтенасыщенность. Более того, в тех случаях, когда его содержание в песчано-алевритовых отложениях составляет около 20 % и выше, их сопротивление достигает 15—20 и более Омм, т.е. они переходят в разряд «высокоомных».

Отложения пласта B_{B_8} , вскрытые скважиной 6047, имеют такой же минеральный состав, как и в рассмотренных выше скважинах. Обломочная часть представлена главным образом кварцем, кислыми плагиоклазами, включая альбит, щелочными полевыми шпатами и калиевым полевым шпатом с примесью обломков слюд.

Глинистый цемент в среднем на 75—80 % состоит из пленочного эпигенетического хлорита, который, в свою очередь, представлен несколькими генерациями, отличающимися размерами кристаллов (рис. 6). На этом же снимке хорошо видна морфология редко встречающихся агрегатов гидрослюды и ССО, расположенных в центральной части снимка (см. рис. 6).

Характерно практически постоянное присутствие эпигенетического кальцитового цемента, содержание которого варьирует в пределах 4—16 %.

По результатам гранулометрического анализа рассматриваемые отложения представляют собой алевролиты с небольшой долей обломков мелкозернистой песчаной размерности (3—8, редко до 29 %). Содержание глинистой фракции варьирует в пределах 6—11 %.

Исходя из данной характеристики гранулометрического состава и содержания карбонатного и глинистого цементов в рассматриваемых отложениях, трудно ожидать высоких значений ФЕС у этих пород. Действительно, их проницаемость изменяется в довольно узких пределах — от менее 0.1 до 4.2 мД.

Следующей характерной особенностью рассматриваемых отложений является наличие в их составе маломощных прослоев водонасыщенных известковистых глинистых алевролитов и слабоизвестковистых алевритистых глин, толщина которых варьирует от 3—5 до 10—15 см (рис. 7). Как и рассмотренные выше тонкие волнистые глинистые прослои, встреченные в разрезе, вскрытом скважиной 64-Р, эти более мощные, а значит, и более выдержаные в латеральном направлении глинистые прослои способны снижать сопротивление нефтенасыщенных алевролитов за счет эффекта шунтирования. Можно оценить сте-



Рис. 6. Эпигенетический хлорит нескольких генераций, отличающихся размерами кристаллов (чешуек), в центре снимка присутствуют пленочный агрегат гидрослюды и ССО; снимок РЭМ, увеличено в 2 000 раз; Повховское месторождение, скважина 6047, пласт B_{B_8}

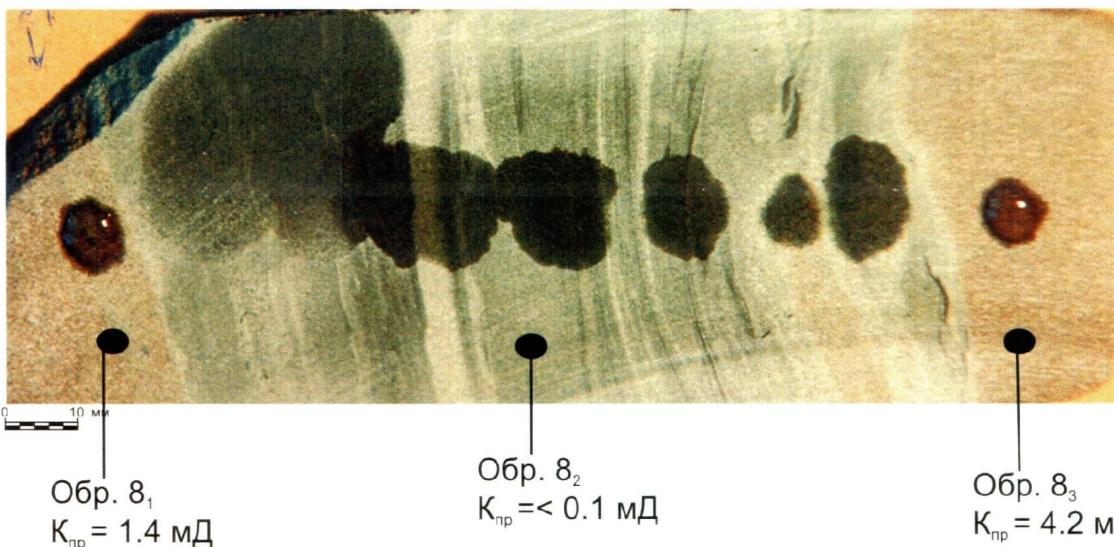


Рис. 7. Фотография керна, представленного нефтенасыщенным песчанистым алевролитом (обр. 81 и 83) и водонасыщенным глинистым алевролитом (обр. 82). На поверхности присутствует впитавшиеся (гидрофильная часть керна) и невпитавшиеся (гидрофобная часть керна) капли воды; Повховское месторождение, скважина 6047, пласт BB₈

пень снижения сопротивления такого алевритового нефтенасыщенного пласта за счет присутствующих в его составе маломощных водонасыщенных глинистых прослоев, например, когда их доля составляет 30 и 50 % от общей мощности пласта. Для этого воспользуемся тем же уравнением (1) и примем сопротивление нефтенасыщенного алевролита равным 9 Омм, а водонасыщенной известковистой глины — 4 Омм. Тогда в первом случае сопротивление тонкослоистого пласта будет равно 6.55 Омм, а во втором — 5.54 Омм. Таким образом, хотя известковистая водонасыщенная глина из-за более высокого сопротивления, обусловленного присутствием в ее составе кальцита, немного слабее влияет на общее электрическое сопротивление тонкослоистого разреза, чем обычная алевритистая глина, тем не менее УЭС тонкослоистого нефтенасыщенного алевролита с прослойками известковистой глины при достаточно большой их доле в разрезе может снизиться ниже критического (r_{kp}).

Здесь следует отметить еще один важный факт, заключающийся в том, что поскольку карбонатный цемент, в отличие от глинистого, не обладает большой величиной адсорбционно-диффузационной активности (АДА), то песчано-алевритовые и даже глинисто-алевритовые отложения с повышенным и высоким содержанием карбонатного (кальцитового) цемента дают достаточно выраженные по амплитуде записи кривые СП (α_{cn}). По этой причине плохие и даже очень плохие породы-коллекторы по кривым СП диагностируются неоднозначно.

Повховское месторождение, пласт ЮВ,

Критическое значение удельного электрического сопротивления (r_{kp}) для продуктивного пласта ЮВ₁, принятое в подсчете запасов, равно 4.0 Омм. Анализ величин сопротивлений в интервале залегания рассматриваемого пласта, вскрытого различными скважинами, позволил выделить в качестве низкоомных или с входящими в их состав низкоомными прослойками следующие скважины: 83-Р (3.8—6.2 Омм), 1433 (3.0—13.0 Омм), 2946 (3.6—6.9 Омм), 6243 (3.3—8.9 Омм). Все скважины при первичном опробовании давали безводную нефть: 60 т/сут, 1 т/сут (впоследствии 11 т/сут), 2.9 т/сут и 3.3 т/сут соответственно.

Продуктивный интервал, вскрытый скважиной 83-Р, залегает на глубине 2 904—2 913 м. Собственно низкоомной является нижняя часть этого интервала. По результатам исследований поднятого из скважины керна он представлен тонко-прерывисто-слоистыми, иногда массивными алевритистыми мелкозернистыми песчаниками и глинисто-песчанистыми алевролитами, в большей или меньшей степени известковистыми, обломочная часть которых имеет преимущественно кварц-полевошпатовый состав с примесью слюд и углистого детрита (обычно в виде тонких слойков).

Практически во всех образцах присутствует рассеянный (в виде микрогнезд), реже в виде тонких слойков (обычно приуроченных к углистому детриту), пирит, содержание которого варьирует от 2—3 до 5—7 %.

По результатам гранулометрического анализа песчаники преимущественно мелкозернистые, со значительной долей алевритовых частиц

(до 25—42 %). В алевролитах доля обломков мелкозернистой песчаной размерности составляет от 5—8 до 33—41 %. Песчаники и алевролиты содержат большое количество глинистого материала, концентрация которого варьирует от 11 до 17, а иногда и 21 %.

Среди глинистых минералов преобладает каолинит с упорядоченной кристаллической структурой, доля которого составляет в среднем 60—70 % от суммы всех глинистых минералов. Довольно много ССО до 20—25 % от суммы глин. Несмотря на сравнительно высокое содержание ССО, они не образуют сплошных протяженных от поры к поре агрегатов, а встречаются в виде изолированных, часто закрученных тонких пленок (рис. 8). Поэтому они вряд ли способны заметным образом повлиять на сопротивление рассматриваемых отложений. Особенно много ССО в самой верхней части разреза, где они представлены набухающим глауконитом, о котором говорилось выше при рассмотрении кристаллического строения глинистых минералов. Гидрослюды заметно меньше — 10—15 % от суммы глинистых минералов. Хлорит представлен главным образом терригенной разновидностью.

По результатам гранулометрического анализа рассматриваемые отложения сложены в основном глинисто-алевритистыми мелкозернистыми песча-

никами, в большей или меньшей степени карбонатизированными, и глинисто-песчанистыми алевролитами, так же слоистыми и известковистыми. Содержание мелкозернистой песчаной фракции в песчаниках варьирует от 53 до 62 %, алевритовой — от 19 до 23 % и глинистой фракции — от 11 до 22 %. Концентрация карбонатов, представленных исключительно эпигенетическим кальцитом, варьирует в пределах 2—6 %.

Образцы, отобранные из рассматриваемого интервала, характеризуются низкими ФЕС. Так, их проницаемость варьирует в пределах от менее 0.1 до 3.7 мД. Открытая пористость изменяется от 4.0 до 15.6 %, а водоудерживающая способность — от 42.1 до 97.3 %. Более высокими фильтрационными свойствами характеризуются образцы, отобранные из верхней части рассматриваемого интервала. Наибольшее влияние на коллекторские свойства исследованных образцов оказывает содержание в них глинистого и карбонатного цемента, а также концентрация тонкоалевритовой фракции. Чем лучше коллекторские свойства образцов, тем выше относительное содержание в них эпигенетического каолинита.

В составе рассматриваемых отложений встречаются глинисто-песчанистые алевролиты, характеризующиеся тонкослоистой текстурой, как просто наклонной или косослоистой, так и более сложной формы (рис. 9). Прокрасившиеся смолой участки (песчанистые алевролиты) в заготовках шлифов до их экстракции были насыщены нефтью, а непрокрасившиеся (глинистые алевролиты и глины) — поровой водой. Можно так же, как было сделано выше для микрослоистых продуктивных отложений пласта БВ₈, оценить, на сколько изменится сопротивление нефтенасыщенных алевролитов в случае присутствия в их составе протяженных, связанных друг с другом глинистых микрослойков.

Для этого сначала рассмотрим результаты определения ОФП для двух моделей (средне- и низкопроницаемой) пласта ЮВ, Повховского месторождения, чтобы оценить, на сколько меняются значения их удельного электрического сопротивления по мере изменения величины текущей водонасыщенности (табл. 2).

Полученные данные свидетельствуют о том, что принятые в подсчете запасов значение ρ_{kp} практически совпадают по значению с таковым для низкопроницаемой модели пласта (см. табл. 2). Для среднепроницаемого коллектиора оно оказалось заниженным. Для него ρ_{kp} близко к 5.5 Омм, а для более высокопроницаемых коллекторов оно будет еще выше.

Анализ прокрашенных смолой пришлифовок показал, что площадь водонасыщенных глинисто-



Рис. 8. Пленочно-волосовидные агрегаты эпигенетических гидрослюд и ССО, снимок РЭМ, увеличено в 2 000 раз; Повховское месторождение, скважина 83-Р, пласт ЮВ,

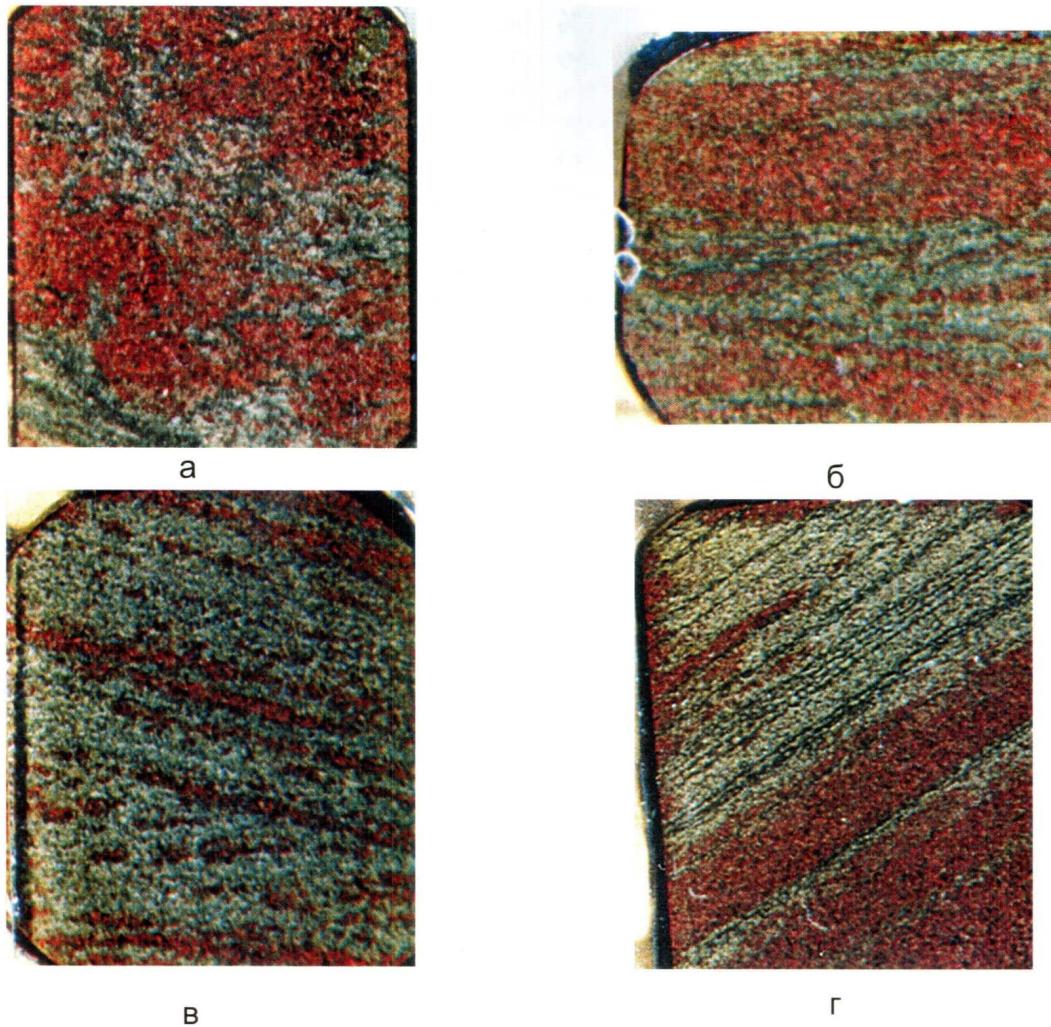


Рис. 9. Фотографии заготовок для изготовления прозрачных петрографических шлифов, прокрашенных красной смолой: а — обр. 4 ($K_{pr} = 0.2 \text{ мД}$); б — обр. 7 ($K_{pr} = 0.2 \text{ мД}$); в — обр. 8 ($K_{pr} = 0.1 \text{ мД}$); г — обр. 21 ($K_{pr} = 0.1 \text{ мД}$); Повховское месторождение, скважина 83-Р, пласт ЮВ,

**ЗНАЧЕНИЯ УДЕЛЬНОГО ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ
ПРИ РАЗЛИЧНОЙ ВОДОНАСЫЩЕННОСТИ МОДЕЛЕЙ
ПЛАСТА ЮВ ПОВХОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
(УСЛОВИЯ, МОДЕЛИРУЮЩИЕ ПЛАСТОВЫЕ)**

Удельное электрическое сопротивление, $\text{Ом}^*\text{м}$	Значение водонасыщенности, %				
	$K_{вс}$	$K_{в*}$	$K_{вpr}$	$K_{в**}$	$K_{в}=100\%$
	Модель 1 (алевролитистый песчаник), $K_p=16.4\%$, $K_{pr}=19.5 \text{ мД}$				
33.3	42.3	57.2	65.0	100	
	9.53	7.46	5.52	4.5	1.84
Модель 2 (песчанистый алевролит), $K_p=15.4\%$, $K_{pr}=6.5 \text{ мД}$					
38.5	48.1	65.0	71.3	100	
	9.7	6.68	4.02	3.46	2.05

Таблица 2

алевритистых прослоев изменяется от 30 до 70 % от всей площади этих пришлифовок. Поэтому с помощью формулы (1) несложно рассчитать, на сколько изменится сопротивление продуктивного пласта при появлении в его составе тонких водонасыщенных глинистых прослоев с известным их объемным содержанием в нефтенасыщенном песчанике. Для оценочных расчетов примем, что сопротивление нефтенасыщенного пласта равно 9 Омм, а водонасыщенных алевритистых глин — 2 Омм. В первом случае объемная доля водонасыщенных прослоев равна 30 %, а во втором — 70 %. Для этих условий получим, что в первом случае сопротивление породы составит 5.1 Омм, а во втором — всего 2.6 Омм. Таким образом, присутствие в составе нефтенасыщенных песчаников тонких, но протяженных, непрерывно связанных друг с другом водонасыщенных глинистых слоек приводит к значительному уменьшению сопротивления нефтенасыщенных песчаников.

Обращает на себя внимание большая величина дебита нефти, полученного из этой скважины (60 т/сут) при довольно скромных фильтрационно-емкостных свойствах образцов керна, отобранных из этого интервала. Попробуем оценить максимально возможную величину дебита нефти, которую можно получить из интервала залегания рассматриваемого пласта ЮВ₁. Для этого воспользуемся известной формулой Дюпюи:

$$Q_n = 2\pi BKh(P_{пл} - P_{заб})/\mu_n \ln(R_k/r_c), \quad (2)$$

где:

Q_n — дебит нефти в поверхностных условиях, см³/с;

B — объемный коэффициент нефти;

K — проницаемость пласта (по нефти), Дарси (м²);

h — толщина продуктивного пласта, см;

$P_{пл}$ — пластовое давление, МПа;

$P_{заб}$ — забойное давление, МПа;

μ_n — вязкость нефти, сПз;

R_k — радиус контура питания скважины, м;

r_c — радиус скважины, м.

Для расчета примем проницаемость пласта равной 4 мД (максимальная величина по результатам исследования керна), его толщину (по ГИС) равной 7 м, разницу между пластовым и забойным давлениями — 10 МПа, вязкость нефти — 1.16 сПз, радиус контура питания скважины — 250 м, а радиус скважины — 10 см. Вычисленный максимально возможный дебит нефти из рассматриваемой скважины в соответствии с принятыми условиями будет равен 28.97 м³/сут, что в 2.1 раза меньше замеренного.

Таким образом, из гранулярного коллектора, слагающего пласт ЮВ₁, имеющего отмеченные

выше ФЕС, вскрытого скважиной 83-Р, невозможно получить тот дебит нефти, который был определен при испытании. Если при испытании не были допущены ошибки, то, чтобы получить этот дебит нефти, следует предположить, что кроме межзерновой проницаемости в пласте имеется и трещинная проницаемость. Следовательно, рассматриваемая скважина должна быть расположена в тектонически напряженной зоне, вследствие чего в продуктивном пласте возможно формирование трещин.

Действительно, анализ прозрачных петрографических шлифов, изготовленных из алевритистых песчаников, входящих в состав пласта ЮВ₁, вскрытых скважиной 83-Р, показал, что многие зерна, слагающие породы-коллекторы, раздроблены или в них наблюдаются тонкие трещины (рис. 10).

Обратим внимание на тот факт, что если в нефтеводонасыщенном (гидрофильном) пласте возникают трещины, то они практически мгновенно заполняются нефтью, даже в водонасыщенной части пласта. Это происходит из-за того, что трещину следует считать очень крупной порой, в которой действием капиллярных сил можно пре-небречь. Поскольку в процессе трещинообразования в формирующейся трещинной полости возникает сильное разрежение (резкое падение порового давления), то в нее устремляется флюид, обладающий максимальной фазовой проницаемостью, каковым в гидрофильном гранулярном коллекторе является нефть. Нефть, заполнившая трещины в водонасыщенной части пласта (на границе и ниже ВНК), может сохраняться в ней, если величина капиллярных сил достаточна, чтобы удержать воду в окружающем трещину коллекторе при существующем перепаде давлений в трещине и порах коллектора. Если описанная ситуация может реализоваться в природе, то в случае вскрытия скважиной трещинной зоны (с нефтенасыщенными трещинами, соединяющимися с верхней нефтяной частью пласта), проникающей в водонасыщенную часть продуктивного пласта, из нее может быть получен приток безводной нефти, несмотря на низкие (по данным ГИС) сопротивления самого водонасыщенного пласта.

Таким образом, получение безводных притоков нефти из пластов с низким сопротивлением может объясняться также вскрытием скважиной трещинных зон, заполненных нефтью, проникающих в водонасыщенную (низкоомную) часть пласта. Такого рода ситуации легко выявляются по значительному превышению дебитов скважин по сравнению с их расчетными значениями при предположении, что проницаемость пласта обусловлена только межзерновым пустотным пространством, как это было сделано нами выше при помощи формулы Дюпюи.

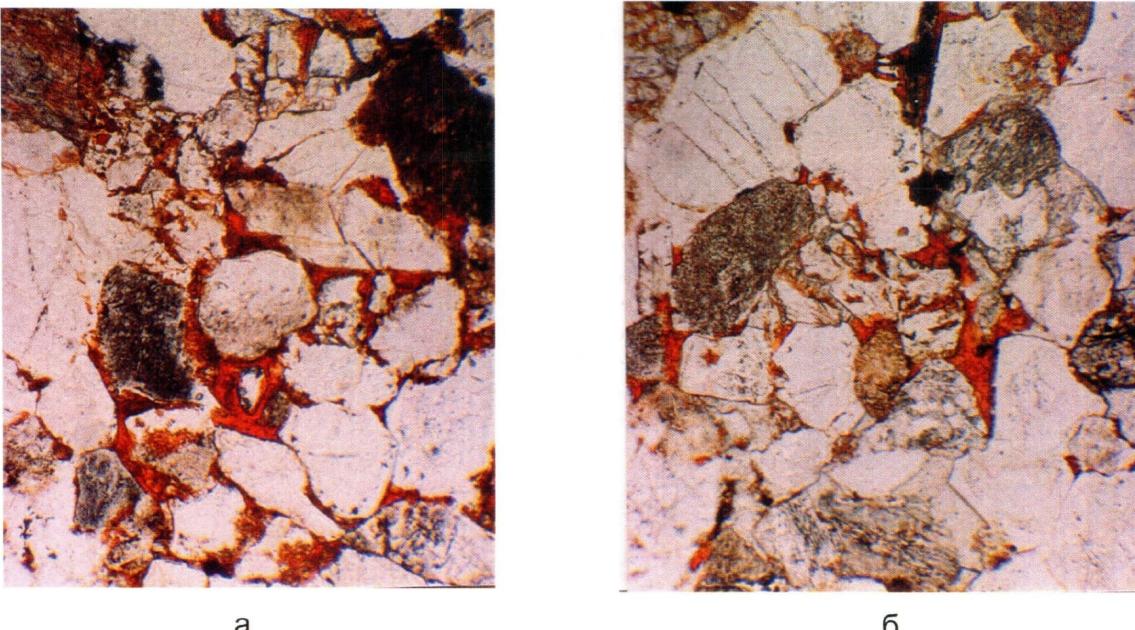


Рис. 10. Фотографии прозрачных петрографических шлифов, прокрашенных красной смолой, с трещиноватыми и раздробленными обломочными зернами: а — обр. 4, б — обр. 6, увеличено в 200 раз; Повховское месторождение, скважина 83-Р, пласт ЮВ,

Продуктивный пласт ЮВ₁ вскрыт скважиной 1433 в интервале 2 972—2 992 м. Как и в предыдущей скважине, по данным электрических методов ГИС по направлению сверху вниз отмечается уменьшение удельного электрического сопротивления с 13.0 до 3.0 Омм.

Анализ минерального состава продуктивных отложений показал, что он практически не изменяется по направлению сверху вниз. Основная часть обломочных зерен представлена кварцем, кислыми плагиоклазами, альбитом, щелочными полевыми шпатами и калиевыми полевыми шпатами. Среди глинистых минералов преобладающим является эпигенетический каолинит с упорядоченной кристаллической структурой (75—85 % от суммы глинистых минералов). Гидрослюды и ССО находятся в подчиненном количестве (в сумме не более 15—25 %). Хлорит встречается в виде незначительной примеси (не более 2—3 % от суммы глин).

Из-за невысокого содержания в рассматриваемых отложениях гидрослюды и ССО они не образуют сплошной протяженной сети, а встречаются в виде пленочно-волосовидных эпигенетических агрегатов на поверхности обломочных зерен (рис. 11).

Карбонаты в составе цемента встречаются редко, лишь в нижней части разреза отмечается поровый сидерит, присутствие которого резко ухудшает коллекторские свойства продуктивных отложений. Его содержание достигает 18—30 %.

Во всех образцах в небольшом количестве в виде микростяжений встречается аутигенный

пирит, содержание которого не превышает 2—3 %.

По результатам гранулометрического анализа рассматриваемые отложения в верхней их части

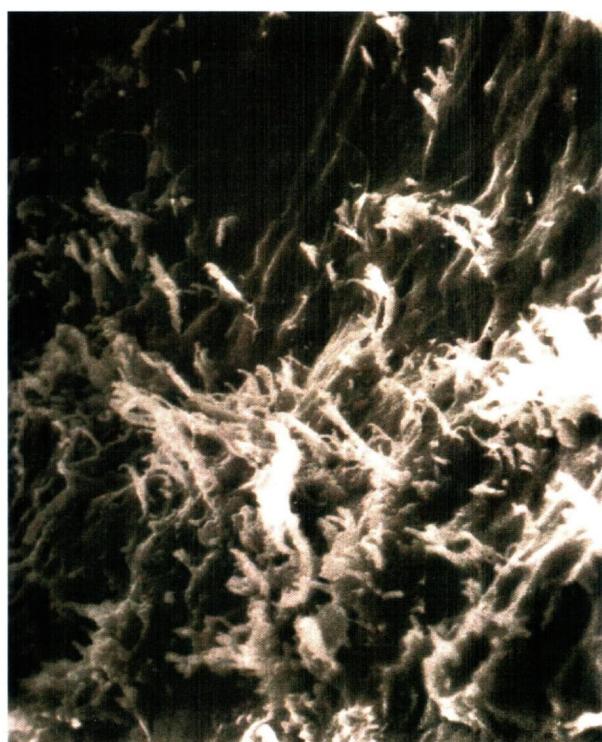


Рис. 11. Снимок РЭМ: пленочно-волосовидные агрегаты гидрослюды и ССО на поверхности обломочных зерен, увеличено в 2 000 раз; Повховское месторождение, скважина 1433, обр. 5, пласт ЮВ,

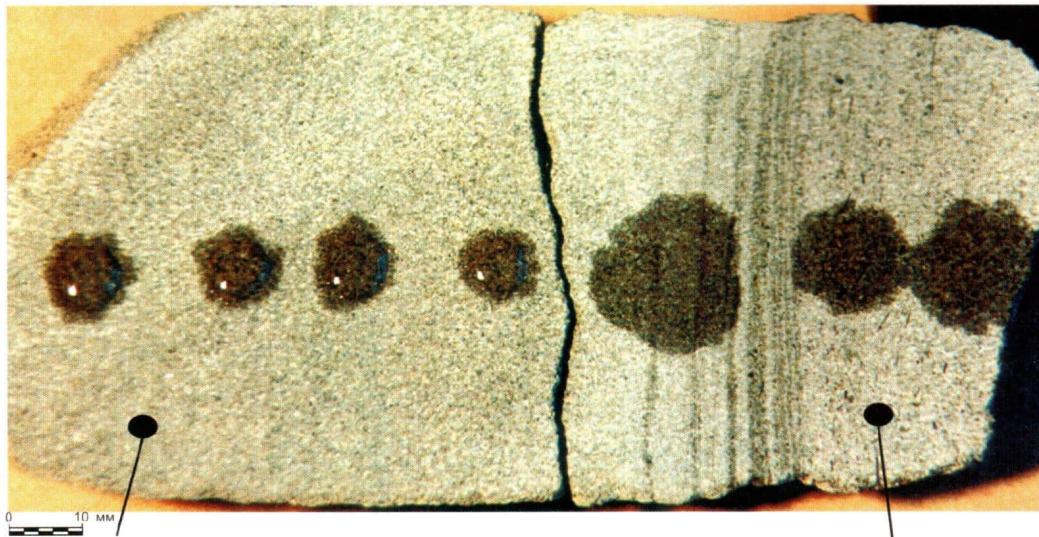
Обр. 9.1 ($K_{np} = 1.9$ мД)Обр. 9.2 ($K_{np} = 0.4$ мД)

Рис. 12. Фотография образца керна с нанесенными на его поверхность каплями воды, у которого левая часть, насыщенная нефтью, частично гидрофобная, а правая (водонасыщенная) — гидрофильтная; Повховское месторождение, скважина 1433, обр. 9, пласт ЮВ,

характеризуются повышенным содержанием в них песчаной, причем среднезернистой фракции. Доля мелкозернистой алевритовой фракции не превышает 12—14 %, а содержание глинистой фракции изменяется в пределах 8—10 %. По направлению сверху вниз наблюдается постепенное увеличение доли алевритовой (преимущественно мелкозернистой) фракции и уменьшение песчаной, особенно среднезернистой фракции.

Благодаря отмеченным выше особенностям гранулометрического состава рассматриваемые отложения в верхней части характеризуются хорошими фильтрационно-емкостными свойствами. Так, их проницаемость по результатам исследования керна изменяется от 0.4 до 316 мД. Причем ухудшение коллекторских свойств пород (по направлению к подошве пласта) связано не только с ростом в их составе доли мелкозернистой алевритовой и глинистой фракций, а также резким уменьшением содержания среднезернистой песчаной фракции, но и с ростом концентрации порового эпигенетического сидерита.

Отмеченные выше изменения гранулометрического состава и появление в порах пород в виде цемента сидерита резко изменяют их характер насыщения и, соответственно, их сопротивление. Характерным примером является образец 9, у которого левая часть из-за насыщения нефтью является гидрофобной, а правая часть — водонасыщенная-гидрофильтная, поэтому капли воды, нанесенные вдоль длины этого образца, в его левой части впитываются гораздо медленнее, чем в правой (рис. 12).

Если заглянуть с помощью электронного микроскопа в поры левой (нефтенасыщенной) и правой (водонасыщенной) частей образца, то в левой части мы обнаружим крупные поры с регенерированными обломочными зернами альбита и кварца, на поверхности которых встречаются небольшие по размерам агрегаты эпигенетического порового каолинита (рис. 13а). В правой части поры имеют гораздо более мелкие размеры, причем они почти полностью заполнены многочисленными агрегатами каолинита и сидерита, между которыми присутствуют микропоры, имеющие диаметр 1—5 мкм (рис. 13б).

Действительно, анализ структуры порового пространства рассматриваемых образцов, проведенный на основе результатов ртутной порометрии, показал, что в левой части образца наряду с большой долей мелких пор (менее 1 мкм), в которых содержится остаточная вода (около 51 %), присутствуют поры среднего и даже крупного размера (рис. 14а, 14б). В правой части образца, напротив, основная часть пор имеет очень мелкие размеры. Эти поры заполнены остаточной водой (около 83 %). Пор среднего и тем более крупного размера очень мало (рис. 14в, 14г), поэтому если левая, частично нефтенасыщенная, часть образца имеет УЭС порядка 4—5 Омм, то правая (водонасыщенная) — не более 2.0—2.2 Омм.

Напомним еще раз, что присутствующий в порах эпигенетический сидерит, несмотря на то, что резко снижает открытую пористость продуктивных отложений и, соответственно, их проницаемость, практически не влияет на показания

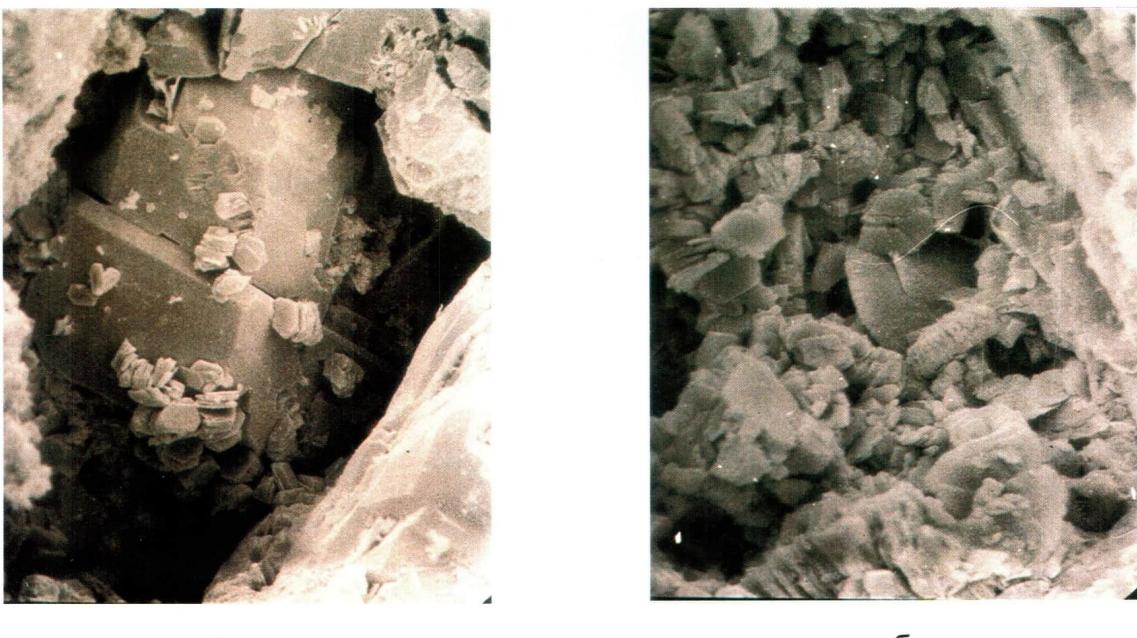


Рис. 13. Снимки РЭМ: а — крупная пора с регенерированным обломком альбита, на поверхности которого присутствуют небольшие буклетовидные агрегаты эпигенетического каолинита, обр. 91, увеличено в 600 раз; б — пора, заполненная многочисленными агрегатами эпигенетического каолинита и мелкими ромбодрическими кристаллами сидерита, обр. 92, увеличено в 2 000 раз; Повховское месторождение, скважина 1433, пласт ЮВ,

СП, поэтому кривая собственных потенциалов ($\alpha_{\text{сп}}$) не изменяет свою амплитуду в сидеритизированных интервалах. Кроме того, как мы видели выше, сидерит в отличие от кальцита имеет самое низкое среди остальных карбонатов сопротивление.

С помощью формулы (1) легко оценить, на сколько уменьшится сопротивление частично нефтенасыщенного пласта, состоящего из переслаивающихся нефте- и водонасыщенных прослоев в зависимости от объемной доли тех и других.

Возникает вопрос, почему из переслаивающихся нефте- и водонасыщенных низкогомных пластов из скважин получают безводную нефть или нефть с низкой долей воды? Дело в том, что из-за небольшой высоты верхнеуральских залежей (30—50 м) в неоднородном по фильтрационно-емкостным свойствам в продуктивном пласте нефтью заполнены лишь наиболее высокопроницаемые прослои, в которых величина капиллярного давления не очень велика.

В низкопроницаемых прослоях с мелкими порами, напротив, капиллярные силы имеют большую величину, поэтому нефти не удается вытеснить из них воду. По экспериментальным данным фильтрационное сопротивление в низкогомных прослоях (Кпр около 1—2 мД) может превышать таковое в высокопроница-

емых прослоях (Кпр 100—200 мД) в зависимости от характера насыщения (соотношения нефти и воды в поровом пространстве) в 25—100 раз. Причем максимальное фильтрационное сопротивление (при прочих равных условиях) наблюдается при низкой нефтенасыщенности, близкой к остаточной (30—40%). По этой причине из низкогомных и к тому же недонасыщенных или слабонефтенасыщенных коллекторов при существующих депрессиях невозможно получить приток флюида.

Таким образом, если вскрытый скважиной низкогомный интервал состоит из переслаивающихся маломощных (имеющих толщину меньше разрешающей способности электрических методов ГИС) нефте- и водонасыщенных прослоев, то приток флюида будет получен лишь из более высокопроницаемых нефтенасыщенных слоев, а водонасыщенные прослои будут вести себя как «сухие». Именно поэтому из низкогомных (за счет шунтирующего действия маломощных водонасыщенных глинисто-алевритовых прослоев) продуктивных отложений могут быть получены безводные притоки нефти.

Продуктивный пласт ЮВ, вскрыт скважиной 2946 в интервале 2 985—3 000 м. Так же, как и в предыдущих скважинах, верхняя часть пласта имеет нормальные сопротивления, а нижняя часть интервала является низкогомной.

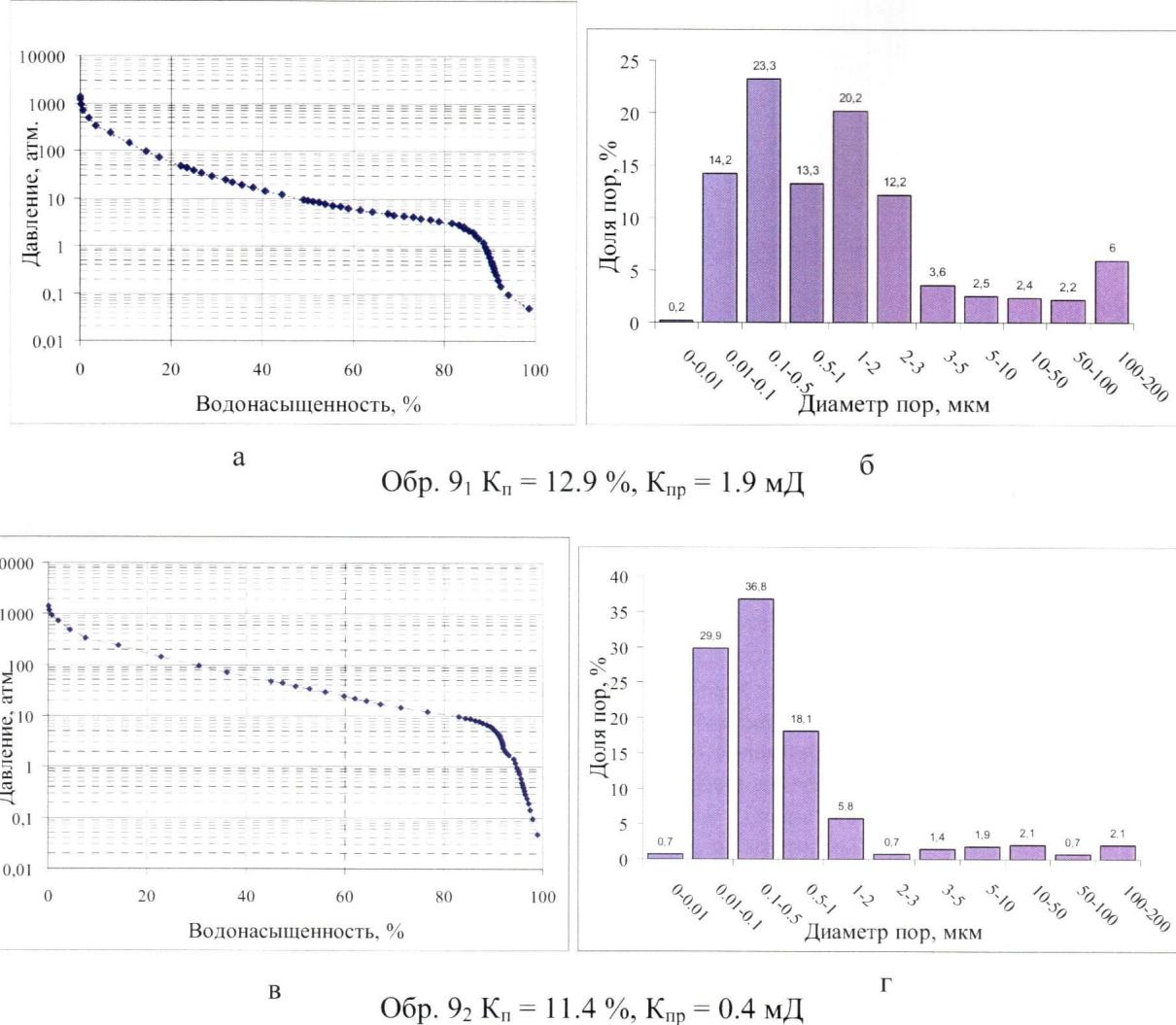


Рис. 14. Кривые капиллярного давления (а, в) и распределения пор по размерам (б, г) в образцах 9₁ (а, б) и 9₂ (в, г); Повховское месторождение, скважина 1433, пласт ЮВ,

Однако отмечаются существенные отличия вскрытых этой скважиной продуктивных отложений от рассмотренных ранее.

Эти отличия касаются главным образом закономерностей изменения гранулометрического состава и коллекторских свойств рассматриваемых отложений по направлению сверху вниз.

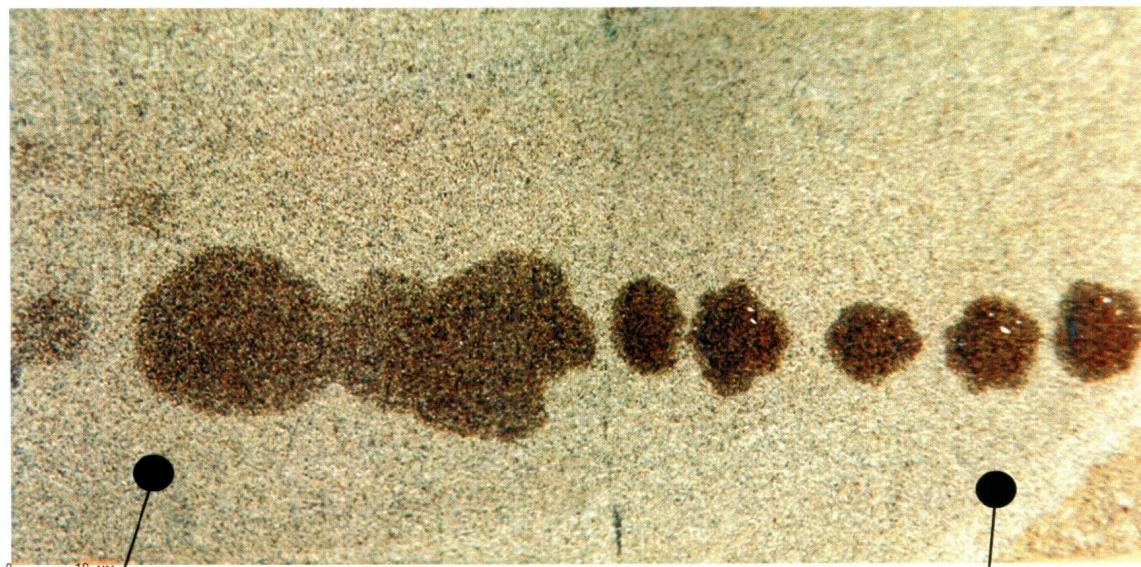
На вещественном составе обломочной и цементирующей частей отложений подробно останавливаться не будем, т.к. они практически не отличаются от таковых в ранее рассмотренных скважинах. Следует лишь отметить, что в составе продуктивных отложений практически полностью отсутствует карбонатный цемент. Лишь в двух образцах в виде примеси был встречен доломит.

Верхняя часть рассматриваемых отложений сложена более мелкозернистыми осадками, чем нижняя. Так, в составе песчаников из верхней части разреза обломков среднезернистой пес-

чаной размерности содержится в среднем порядка 11–13 % и глинистой фракции — 10–14 %, а в песчаниках из нижней части этого же разреза среднезернистая песчаная фракция составляет от 14 до 18 %, а глинистая — от 9 до 12 %.

Поэтому коллекторские свойства верхней части вскрытого интервала заметно хуже, чем нижней. Так, проницаемость песчаников, слагающих верхнюю часть разреза, изменяется от 0.1 до 4.0 мД, а песчаников из нижней части варьирует от 1.7 до 15 мД.

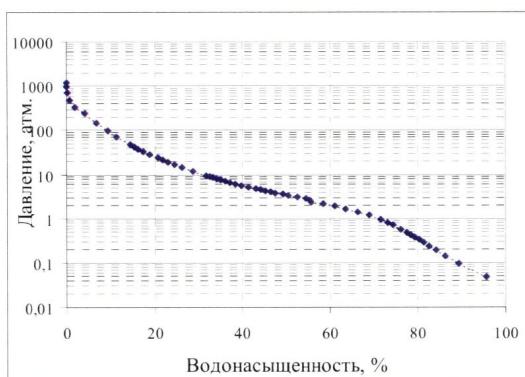
Однако, несмотря на явное улучшение ФЕС образцов в нижней части разреза по сравнению с верхней его частью, наблюдается значительное уменьшение их УЭС именно в нижней части интервала. Чтобы разобраться, почему это происходит, рассмотрим (как уже делалось выше) закономерности поведения капель на поверхности пришлифованных образцов (рис. 15). Если в ранее рассмотренном случае более гидрофобным был



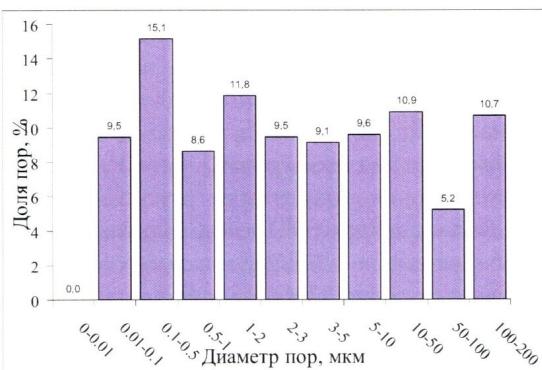
Обр. 4₁
($K_n = 18.4 \%$, $K_{np} = 0.4 \text{ мД}$)

Обр. 4₂
($K_n = 14.5 \%$, $K_{np} = 0.2 \text{ мД}$)

Рис. 15. Фотография среза образца керна с нанесенными на его поверхность каплями воды, у которого левая часть более гидрофильная, чем правая; Повховское месторождение, скважина 2946, обр. 4, пласт ЮВ,

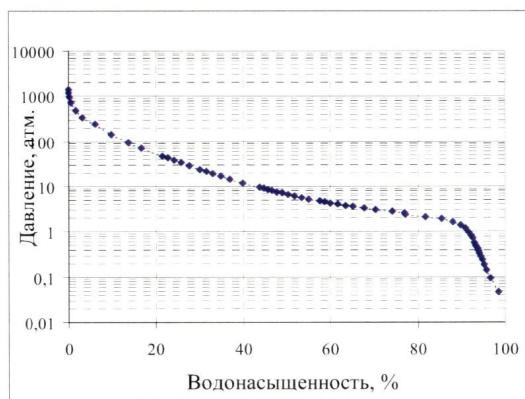


а

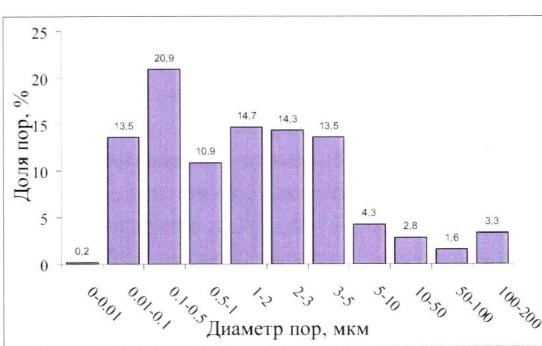


б

Обр. 4₁ $K_n = 18.4 \%$, $K_{np} = 0.4 \text{ мД}$



в



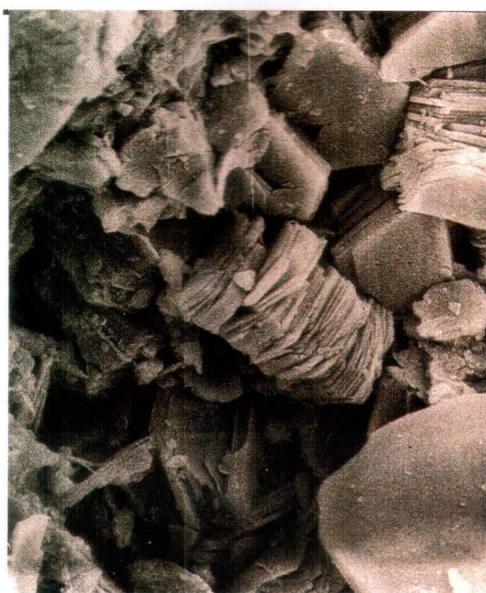
г

Обр. 4₂ $K_n = 14.5 \%$, $K_{np} = 0.2 \text{ мД}$

Рис. 16. Кривые капиллярного давления (а, в) и распределения пор по размерам (б, г) в образцах 4₁ (а, б) и 4₂ (в, г); Повховское месторождение, скважина 2946, пласт ЮВ,



а



б

Рис. 17. Снимки РЭМ: тонкая пленка нефти на поверхности эпигенетических глинистых минералов (верхняя часть снимка), обр. 42, увеличено в 6 000 раз, (а) и «чистые» агрегаты буклетовидного каолинита, на поверхности которых отсутствуют пленки нефти, обр. 41, увеличено в 2 000 раз, (б); Повховское месторождение, скважина 2946, пласт ЮВ,

образец с лучшими ФЕС за счет частично сохранившейся нефтенасыщенности, то в настоящем случае, наоборот, оказалось, что медленнее влияется капля на поверхности образца с худшими коллекторскими свойствами.

Действительно, по результатам ртутной порометрии в более «гидрофильном» образце (4₁), имеющем более высокие ФЕС, доля самых мелких пор составляет порядка 33.4 %, а в более «гидрофобном» образце (4₂), характеризующемся меньшими значениями ФЕС, вклад самых мелких пор составляет 45.5 % от объема всех пор (рис. 16).

Анализ электронно-микроскопических снимков (РЭМ) показал, что в более «гидрофобном» образце (обр. 4₂) на поверхности обломков и особенно эпигенетических глинистых минералов отмечаются тонкие пленки нефти (рис. 17а), в то время как в «гидрофильном» образце (обр. 4₁) на поверхности мелких обломков и глинистых минералов пленки нефти не установлены (см. рис. 17б).

Выявленный феномен имеет следующее объяснение. Образцы, отобранные из ранее рассмотренной скважины 1433, были представлены частично нефтенасыщенным («гидрофобным») и более глинисто-карbonатным водонасыщенным («гидрофильным») образцами. Причем второй (с глинисто-карbonатным цементом) никогда не был насыщен нефтью из-за своих чрезвычайно низких ФЕС, обусловленных присутствием в нем главным образом только очень мелких пор.

Рассматриваемые образцы, отобранные из скважины 2946, в отличие от только что рассмотренных, были частично насыщены нефтью. Причем судя по величине сопротивления интервала, из которого они были отобраны (полученного по данным ГИС), они находились в интервале значений Кв между К_{в_{к_р}} и К_{в*}. Сначала в процессе бурения, а затем и хранения керна более проницаемый образец (обр. 4₁) первоначально в большей степени оказался промытым фильтратом бурового раствора, чем менее проницаемый (обр. 4₂), что привело к более интенсивному вытеснению из него нефти, а затем по той же причине из него легче и быстрее испарились легкие углеводородные фракции, что в конечном счете сделало его более «гидрофильным», чем второй образец.

Полученные закономерности в известной мере можно перенести и на рассматриваемые верхний (менее проницаемый) и нижний (более проницаемый) интервалы, вскрытые рассматриваемой скважиной. Из-за более высокого фильтрационного сопротивления верхней части продуктивного пласта по сравнению с его нижней частью (приблизительно в 15—25 раз) фильтрат бурового раствора более интенсивно внедрился в нижнюю часть интервала, оттеснив нефть в глубь пласта и смешавшись с минерализованной пластовой водой, обеспечил значительное понижение сопротивления этой части пласта.

Не следует также забывать, что нижний интервал, вскрытый рассматриваемой скважиной, расположен всего в 2—3-х м от уровня ВНК, при-



Рис. 18. Снимок РЭМ: многочисленные, часто бу-
клетовидные агрегаты эпигенетического каоли-
нита, заполняющего поровое пространство пород-
коллекторов, увеличено в 600 раз; Повховское ме-
сторождение, скважина 6243, пласт ЮВ,

нятого в подсчете запасов. Как мы видели выше (см. табл. 2), приближение к $K_{\text{в},\text{кр}}$ ведет к заметному снижению сопротивления нефтеводонасыщенных пород. Поэтому в рассматриваемом случае снижение сопротивления продуктивных отложений в нижней части пласта, возможно, объясняется обоими рассмотренными выше факторами (интенсивным оттеснением нефти фильтратом в глубь пласта и близким его расположением к ВНК).

Завершает рассмотрение верхнеюрских продуктивных отложений скважина 6243, вскрывшая пласт ЮВ, в интервале 2 977—2 990 м.

Литолого-минералогический анализ показал, что состав обломочной и цементирующей частей отложений, вскрытых этой скважиной, не имеет сколько-нибудь принципиальных отличий от рассмотренных выше. Отмечаются лишь маломощные карбонатизированные интервалы, в которых содержание эпигенетического порового кальцита составляет от 4 до 30 %.

Верхняя часть рассматриваемого разреза сложена мелкозернистыми алевритистыми песчаниками с довольно значительной долей обломочных зерен среднезернистой размерности (11—28 %) и невысоким содержанием глинистой фракции 7—8 %, в единичных случаях до 11 %.

Напротив, нижняя часть интервала представлена сильно алевритистыми мелкозернистыми

песчаниками, в которых содержание обломков среднезернистой песчаной размерности не превышает 1—4 %, а глинистая фракция составляет 8—11 %. Для пород, слагающих рассматриваемую часть интервала, характерно высокое содержание в порах эпигенетического каолинита, который часто почти полностью заполняет все поровое пространство, что в значительной мере способствует снижению их фильтрационных свойств и росту их водонасыщенности (рис. 18).

В соответствии с отмеченными особенностями гранулометрического состава верхней и нижней частей продуктивного пласта его верхняя часть обладает гораздо более высокими ФЕС по сравнению с нижней. Так, проницаемость образцов, отобранных из верхней части продуктивных отложений, варьирует в пределах 12—50 мД, а нижней — от 0.1 до 2.7 мД.

Снижение сопротивления в нижней части пласта в рассматриваемом случае объясняется достаточно просто — значительным ухудшением ФЕС продуктивных отложений, приведшим к росту их водонасыщенности. Снижение ФЕС сопровождается резким уменьшением амплитуды СП на каротажной диаграмме, что подтверждает очевидность причины снижения сопротивления рассматриваемых отложений.

ОБСУЖДЕНИЕ ПОЛУЧЕННЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ

Полученные выше результаты позволили выяснить, что электропроводность осадочных пород, слагающих ЗСНГБ, обусловлена главным образом двумя основными причинами: наличием в их составе токопроводящими минералов и минерализованных водных растворов.

Установлено, что электропроводящими минералами, входящими в состав рассматриваемых осадочных отложений, являются минералы железа и, вероятно, железосодержащие глинистые минералы. Причем хорошо проводят ток лишь минералы, содержащие в своем составе двухвалентное железо, из которых главным является пирит (Горные ведомости. 2008. № 11). Остальные железосодержащие (Fe^{2+}) минералы присутствуют в осадочных отложениях в виде незначительной примеси и не могут сколько-нибудь заметным образом повлиять на их УЭС.

Присутствие пирита в осадочных породах в виде достаточно протяженных тел или слойков приводит к резкому снижению их УЭС. Этот факт имеет реальные подтверждения.

Появление двухвалентного железа в составе карбонатных минералов (в форме сидерита) также заметно снижает УЭС этих минералов, хотя и не переводит в класс проводников (Горные ведомости. 2008. № 11). Двухвалентное железо

входит в состав глинистых минералов и в первую очередь хлоритов, затем глауконитов и, наконец, нонтронитов. Можно предположить, что его присутствие в этих минералах также приведет к снижению их УЭС, однако непосредственных замеров УЭС этих минералов не проводилось и пока это предположение сохраняется в виде гипотезы.

Однако наиболее сильно влияют на УЭС осадочных пород водные растворы, присутствующие в них.

Выделяются несколько видов проводимости, обусловленных водными растворами в зависимости от их расположения по отношению к поверхности глинистых минералов и их типов.

Во-первых, объемная проводимость поровых водных растворов, расположенных достаточно далеко от поверхности обломочных зерен, а также глинистых и карбонатных минералов, входящих в состав цемента, а потому не взаимодействующих с ними.

Во-вторых, поверхностная проводимость, обусловленная наличием на поверхности глинистых минералов двойного ионного слоя [1, 5].

В-третьих, межслоевая проводимость, связанная с высокоминерализованной межслоевой водой, содержащей обменный катионный комплекс. Высокая минерализация межслоевой воды обусловлена значительным нескомпенсированным отрицательным зарядом тетраэдрических и октаэдрических слоев в монтмориллоните, вермикулите, нонтроните и в гораздо меньшей степени в глауконите, гидрослюдде и, наконец, хлорите (Горные ведомости. 2008. № 11).

Проводящие компоненты могут иметь различные поперечные размеры, но, чтобы они повлияли на УЭС пород, должны представлять собой непрерывную достаточно протяженную сеть в теле более высокомонной породы. Их протяженность должна быть не меньше радиуса зоны действия электрических зондов, используемых при проведении ГИС.

Наибольшую протяженность имеют пленки связанной минерализованной воды, присутствующие в порах пород. Причем они присутствуют во всех типах осадочных пород, вне зависимости от их состава и характера насыщения, и поскольку их содержание напрямую зависит от удельной поверхности зерен, то они связаны в первую очередь с глинистыми минералами, а среди них отдают предпочтение самым мелким. Поэтому появление в порах пород пленочного крастификационного эпигенетического хлорита может в заметной степени снизить УЭС продуктивных отложений. То же самое касается и других типов глинистых минералов. Однако здесь следует выполнить некоторые простейшие расчеты, чтобы убедиться, насколько возможно

возникновение непрерывных проводящих «сетей» того или иного типа глинистого минерала в зависимости от его содержания и характера распределения в поровом пространстве.

Для этого рассмотрим результаты анализа структуры порового пространства, полученные с помощью ртутной порометрии для образца, отобранного из пласта БВ₈ Повховского месторождения (см. рис. 9).

Прежде чем продолжить рассмотрение результатов капилляриметрии, обратим внимание на тот факт, что если сопоставить результаты определения распределения пор по размерам в одном и том же образце, полученные, с одной стороны, с помощью капилляриметрии (в нашем случае это ртутный порометр), а с другой — в прокрашенных смолой петрографических шлифах или на снимках РЭМ, то мы будем крайне разочарованы их полным несоответствием.

Дело в том, что в первом случае мы получаем гидродинамическое распределение пор по размерам, а во втором — геометрическое. Различие этих характеристик связано с тем, что в первом случае фиксируются размеры не пор, а соединяющих их каналов, по которым происходит вытеснение поровой жидкости при определенном давлении другим (фобным по отношению к ней) флюидом. Каким бы большим ни был диаметр самой поры, вытеснение из нее порового флюида не произойдет пока не будет превышено капиллярное давление в самом крупном из каналов, соединяющих эту пору с соседними. В микроскопе же мы наблюдаем реальные (геометрические) размеры пор и соединяющих их каналов. Обратим внимание на то, что размеры каналов обычно в разы (до 5—7 раз) меньше, чем сами поры.

Анализ величины отдельных кристаллов (чешуек) эпигенетического пленочного (крастификационного) хлорита, присутствующих на снимках РЭМ, показал, что их линейные размеры варьируют от 1—2 до 5—8 мкм (см. рис. 1, 3, 5, 6). Размеры пор (гидродинамические) изменяются в очень широких пределах — от 0.01 до 200 мкм. Понятно, что самые мелкие поры (менее 1 мкм) нас не будут интересовать, т.к. в них не поместятся даже самые мелкие кристаллы эпигенетического хлорита. Хотя в эти мелкие поры вносят существенный вклад микропоры, присутствующие между отдельными кристалликами хлорита.

Рассмотрим двумерные модели (срезы) двух различных типов пород-коллекторов.

Начнем с алевритистой породы, в которой преобладают поры, имеющие диаметр 10 мкм. Тогда, чтобы создать непрерывную, например, хлоритовую пленку на поверхности пор с таким диаметром (круглой формы) из его чешуек,

имеющих размер 5 мкм, при условии, что они располагаются строго параллельно друг к другу и перпендикулярно к стенке пор, потребуется такой же их объем, что и у самой поры, т.е. примерно 100 % от объема пор. Если же на стенках пор образуются хлоритовые чешуйки размером около 2 мкм, то при условии создания непрерывной пленки на их поверхности они займут 64 % от объема этих пор. В том случае, когда размеры кристаллов хлорита еще меньше и близки к 1 мкм, для создания ими непрерывного слоя на поверхности пор такого размера они должны занять около 36 % от объема этих пор. Таким образом, чем мельче кристаллики эпигенетического хлорита, тем меньше (при прочих равных условиях) по объему их требуется для создания сплошного непрерывного токопроводящего слоя в гранулярном коллекторе.

Рассмотрим теперь мелкозернистый песчаник с порами, имеющими в среднем диаметр 50 мкм. Пленочный хлорит, имеющий крупные размеры (5 мкм), создаст непрерывную пленку в том случае, если он будет занимать около 37 % от объема пор этого размера. Мелкий эпигенетический хлорит (2 мкм) создаст непрерывную пленку при условии, что его объемное содержание в порах этого размера составит около 17 %.

Таким образом, выполненные выше простейшие расчеты позволили установить основные закономерности при распределении глинистых минералов (на примере хлорита) в поровом пространстве, которые заключаются в следующем (при прочих равных условиях).

Чем лучше ФЕС коллектора (крупнее средние размеры пор и соединяющих их каналов), тем меньше по объему требуется глинистых минералов для создания в нем непрерывных токопроводящих сетей.

Чем мельче кристаллы эпигенетических глинистых минералов, тем меньше (по объему) их требуется для создания непрерывной токопроводящей сети в поровом пространстве породы-коллектора.

На основе полученных результатов литолого-петрофизических исследований можно выполнить следующие приблизительные расчеты по оценке возможности возникновения токопроводящих хлоритовых пленок в некотором среднестатистическом коллекторе пласта БВ₈. Для простейших расчетов примем следующие условия. Открытая пористость образца 20 %, объемное содержание эпигенетического глинистого материала в порах 10 %. Тогда «чистая» пористость образца (за вычетом объема, занятого глинами) составит 30 %, а доля его порового пространства, заполненная глинистым цементом, будет равна 33.3 %.

Поскольку эпигенетический хлорит составляет в среднем порядка 70 % от суммы всех глинистых минералов, то его объемное содержание в порах равно 23.3 %, а оставшиеся 10 % — это гидрослюд и ССО.

В соответствии с выполненными выше оценочными расчетами для мелкозернистых песчаников этого количества хлорита вполне достаточно для создания непрерывной токопроводящей сети в объеме его порового пространства. Чего нельзя сказать о гидрослюд и ССО, объемного содержания которых явно недостаточно для возникновения таких проводящих сетей.

Полученные данные свидетельствуют о том, что главным глинистым минералом, обеспечивающим формирование в порах пород-коллекторов пласта БВ₈ Повховского месторождения непрерывной токопроводящей сети (на основе двойного ионного слоя), является эпигенетический пленочный или крастификационный хлорит, хотя и остальные глинистые минералы также принимают участие в формировании этих сетей, но в виде прерывистых проводников, включенных в виде отдельных фрагментов в общую сеть путем последовательно-параллельных типов соединения.

Оценим теперь на основе проведенных выше расчетов возможность возникновения непрерывных токопроводящих сетей в поровом пространстве верхнеюрских пород-коллекторов (пласт ЮВ₁). Для этого воспользуемся результатами литолого-петрофизических исследований этих отложений, приведенными выше.

Основным глинистым минералом в верхнеюрских продуктивных отложениях является эпигенетический каолинит, который в отличие от ранее рассмотренного хлорита, имеет крупные размеры (от 3—5 до 8—10 мкм), а его агрегаты, характерной буклетовидной формы, достигают 15—20 мкм, т.е. попадают в мелкозернистую алевритовую фракцию (см. рис. 13, 17, 18). Кроме того, каолинит в отличие от хлорита не образует тонких пленок на поверхности пор, а формирует крупные отдельные агрегаты на поверхности обломочных зерен (см. рис. 13а) или практически полностью заполняет поровое пространство (см. рис. 13б, 17б, 18).

Кроме того, из-за очень больших размеров отдельных кристаллов каолинита и тем более их агрегатов они не помещаются в поровые каналы, соединяющие поры друг с другом, поэтому непрерывной токопроводящей сети на основе каолинита не возникает. Действительно, анализ результатов капиллярометрических исследований показал, что в рассматриваемых отложениях основная доля каналов имеет диаметр менее 3—5 мкм (см. рис. 14, 16).

Поэтому при прочих равных условиях водонасыщенный песчаник или песчаник с остаточной нефтенасыщенностью, в котором поровое пространство заполнено эпигенетическим каолинитом, будет иметь большее УЭС, чем таковой, поровое пространство которого содержит меньшее количество эпигенетического каолинита (см. табл. 2)

Содержание гидрослюды, в присутствии которой многие исследователи видят основную причину снижения УЭС в верхнеюрских продуктивных отложениях, невелико. Если принять среднюю величину открытой пористости пород-коллекторов пласта ЮВ, равной 18 % и объемное содержание глинистого цемента 10 %, то «чистая» пористость ставит 28 %, а объемное содержание глинистого цемента в порах — почти 36 %. Однако, поскольку содержание гидрослюды, как было установлено выше, не превышает 10—15 %, то ее объемное содержание в порах не превысит 4—6 %, чего, как показали выполненные ранее оценочные расчеты, явно недостаточно для создания непрерывных токопроводящих сетей в поровом пространстве рассматриваемых продуктивных отложений. Действительно, на снимках РЭМ хорошо видно, что гидрослюда встречается в виде отдельных изолированных агрегатов, часто вместе с ССО (см. рис. 8, 11).

Таким образом, в породах-коллекторах, входящих в состав пласта ЮВ, Повховского месторождения, отдельные типы глинистых минералов (включая и самый распространенный из них — каолинит) не создают непрерывных протяженных токопроводящих сетей. Однако суммарного их содержания (судя по выполненным выше оценочным расчетам) вполне достаточно для возникновения таких сетей (на основе двойного ионного слоя) при условии участия всех типов глинистых минералов путем параллельно-последовательного их соединения друг с другом.

Тем не менее вероятнее всего, что наибольшее влияние на УЭС рассматриваемых отложений (имеется в виду снижение их значений) оказывает объемная электропроводность поровых вод, а не поверхностная и тем более межслоевая. Действительно, по данным М.М. Элланского, поверхностная проводимость снижает УЭС пород лишь до минерализации пластовых вод, не превышающей 30 г/л. При дальнейшем росте минерализации поверхностная проводимость становится ниже, чем объемная [5].

Доказательств значительного влияния на УЭС верхнеюрских продуктивных отложений гидрослюды, вопреки предположениям других исследователей [3, 4], мы не обнаружили.

Таким образом, полученные результаты свидетельствуют о том, что наиболее значимо

на УЭС пород влияет характер их насыщения (см. табл. 1, 2) и наличие в них проводящих протяженных слоев различной толщины (от десятых долей миллиметров до первых десятков сантиметров, см. рис. 2, 7, 9, 12, 15). Более мощные водонасыщенные глинисто-алевритовые прослои однозначно выделяются комплексом ГИС, и в этом случае причина снижения УЭС отложений становится очевидной.

Для интерпретации электрических методов ГИС в тонкослоистом разрезе, состоящем из нефтенасыщенных песчаников и водонасыщенных глинисто-алевритовых отложений, необходимо провести определения электрических свойств тех и других пород в условиях, моделирующих пластовые (если толщина слоев превышает 30 мм). В случае более тонкослоистого разреза с прослойками толщиной менее 30 мм следует измерять УЭС тонкослоистой породы на полноразмерном керне, а затем, определив объемное содержание водонасыщенных глинисто-алевритовых и нефтенасыщенных песчаных прослоев, попытаться решить обратную задачу по определению электрических свойств обоих типов пород.

Характер насыщения, а значит, и электрические свойства пород-коллекторов обусловлены их ФЕС, которые, в свою очередь, зависят от их литологического и гранулометрического составов, а также степени вторичных (эпигенетических) преобразований. Поэтому при выборе критических значений УЭС для тех или иных продуктивных отложений нам необходимо знать литологический тип породы, которому соответствует тот или иной класс пород-коллекторов.

Действительно, не существует единого для всех типов пород-коллекторов значения r_{kp} . Оно будет изменяться в зависимости от их ФЕС. Комплексируя результаты определения относительных фазовых проницаемостей, сопровождающихся замерами УЭС в зависимости от текущей водонасыщенности моделей пласта и капилляриметрических исследований образцов, входивших в модель пласта, можно построить упрощенную электрическую модель тех или иных продуктивных отложений в зависимости от их характера насыщения. В качестве примеров рассмотрим такие модели, построенные для пластов БВ_8 и ЮВ_1 , Повховского месторождения (рис. 19, 20).

На примере средне- и высокопроницаемых моделей пласта БВ_8 хорошо видно, как изменяется удельное сопротивление этих типов пород-коллекторов в зависимости от характера их насыщения и высоты над уровнем нулевого капиллярного давления (см. рис. 19). Для примера проанализируем, как будет изменяться УЭС различных классов пород-коллекторов, например, на высоте

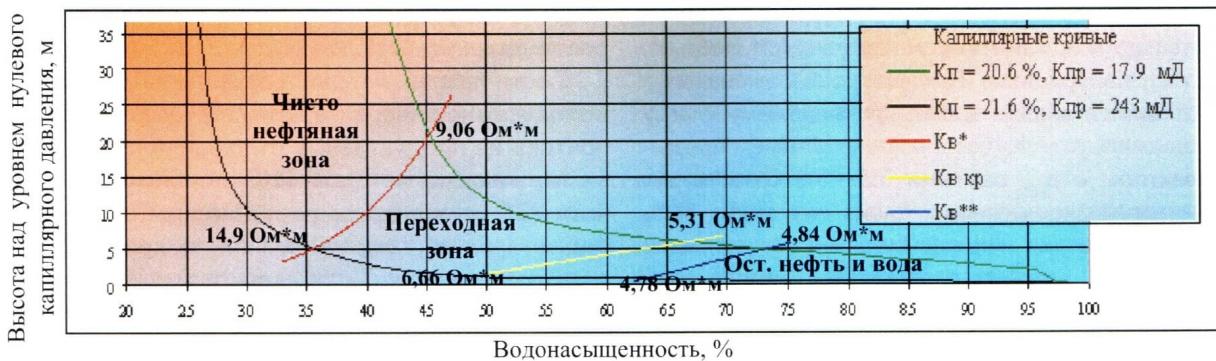


Рис. 19. Связь УЭС с характером насыщения различных классов пород-коллекторов пласта БВ, Повховского месторождения в зависимости от их высоты над уровнем нулевого капиллярного давления

5 м от уровня нулевого капиллярного давления или «зеркала» воды. Высокопроницаемые породы-коллекторы (Кпр около 250 мД и выше) будут находиться в зоне 100 % нефтенасыщенности, и их УЭС будут около 15 Омм и выше. Среднепроницаемые породы-коллекторы на этой же высоте (например, в случае их переслаивания с высокопроницаемыми породами) будут располагаться в зоне остаточной нефтенасыщенности и иметь сопротивления не более 4.84 Омм (см. рис. 19). В результате переслаивания маломощных высоко- и среднепроницаемых пород-коллекторов суммарное УЭС в зависимости от их объемного соотношения может оказаться ниже принятых критических значений (6—7 Омм). Это произойдет, когда объемная доля среднепроницаемых пропластков в рассматриваемой тонкослоистой толще составит около 0.5 и выше (см. уравнение (1)).

Важно отметить, что из такой тонкослоистой толщи, несмотря на то, что в среднепроницаемых пропластках подвижной фазой является только вода, возможно получение практически безводного притока нефти или с небольшой примесью воды. Это объясняется тем, что фильтрационное

сопротивление по нефти высокопроницаемых прослоев (по результатам определения ОФП) составляет всего около 0.8 МПа·с/см³, а в среднепроницаемых прослоях фильтрационное сопротивление по воде будет близко к 83 МПа·с/см³, т.е. более чем в 100 (!) раз выше.

Рассмотренных средне- и высокопроницаемых пород-коллекторов явно недостаточно для полной характеристики электрических свойств этого пласта. Необходимо изучить УЭС низкопроницаемых разновидностей, которые также входят в его состав. Их капиллярные кривые расположатся выше и правее нанесенных на обсуждаемом графике, а значения УЭС окажутся еще ниже. Поэтому чисто нефтяная зона в низкопроницаемых коллекторах может оказаться на высоте 30—50 м и даже выше от уровня «зеркала» воды, в зависимости от их ФЕС.

Таким образом, мы видим, что критические значения УЭС, принятые для рассматриваемых отложений, в известном смысле условны. Они не могут иметь одно и то же значение для всех классов пород-коллекторов, входящих в состав продуктивного пласта. Например, для средне- и высокопро-

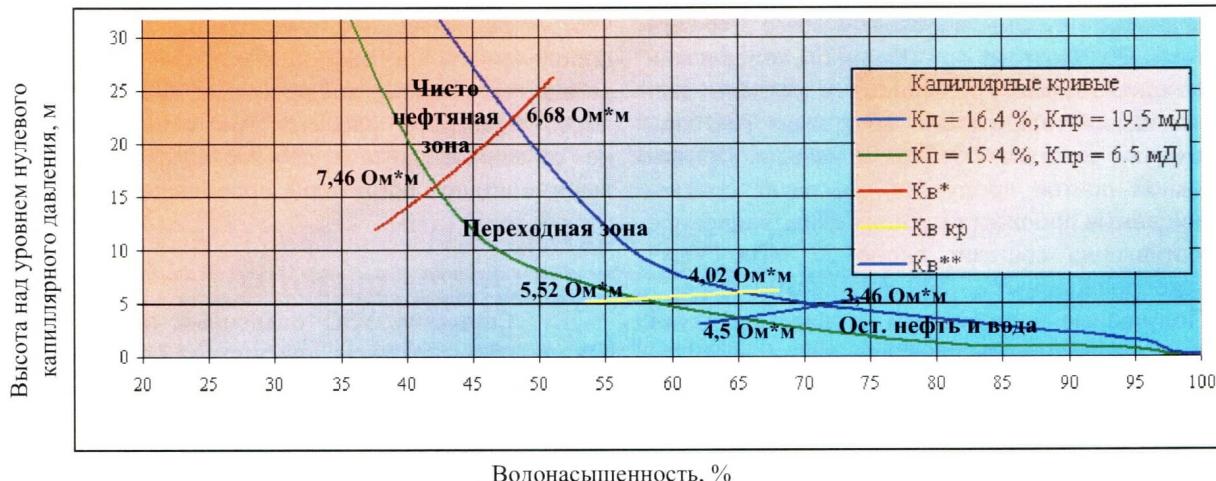


Рис. 20. Связь УЭС с характером насыщения различных классов пород-коллекторов пласта ЮВ, Повховского месторождения в зависимости от их высоты над уровнем нулевого капиллярного давления

проницаемых пород при K_{kp} , ρ_{kp} будет изменяться от 5.31 до 6.66 Омм соответственно (см. табл. 1, рис. 19), т.е. принятые в подсчете запасов значения ρ_{kp} относятся лишь к высокопроницаемому классу пород-коллекторов. Среднепроницаемые породы-коллекторы с ρ_{kp} , равными 5.3—5.9 Омм, будут считаться низкоомными, хотя из них могут быть получены притоки нефти с большей или меньшей долей воды, поэтому в известном смысле принятые в подсчете запасов значения ρ_{kp} являются завышенными.

Все сказанное выше справедливо и по отношению к верхнеюрским продуктивным отложениям. Однако следует обратить внимание на то, что нами получена характеристика лишь низко- и среднепроницаемых пород (см. рис. 20). УЭС и ОФП высокопроницаемых разновидностей оказались неизученными. Чисто нефтяная зона для рассматриваемых отложений может наблюдаться лишь на высоте более 15—20 м от «зеркала» воды (см. рис. 20). Если по аналогии с неокомскими продуктивными отложениями рассматривать характер насыщения верхнеюрских пород-коллекторов на высоте 5 м от уровня «зеркала» воды, то среднепроницаемые породы попадают на линию K_{kp} , а низкопроницаемые оказываются в зоне остаточной нефти и воды (см. рис. 20).

Принятые в подсчете запасов значения ρ_{kp} (4 Омм) соответствуют K_{kp} низкопроницаемых коллекторов пласта ЮВ₁, поэтому основная часть продуктивных отложений будет иметь УЭС не ниже этих значений, и по этому признаку они не должны быть пропущены при интерпретации результатов ГИС. Однако, как и в рассмотренном выше примере (пласт БВ₈), если продуктивная толща сложена переслаивающимися сравнительно тонкими прослойками средне- и низкопроницаемых классов пород-коллекторов, то на высоте тех же 5 м от «зеркала» воды первые будут иметь УЭС, равное 5.52 Омм, а вторые — всего 3.46 Омм (см. рис. 20). Поэтому при объемном содержании низкопроницаемых пропластков в составе рассматриваемой толщи около 0.6 и выше УЭС этих отложений составит 4.0 Омм и меньше. Причем основной приток продукции обеспечат средне-проницаемые пропластки, т.к. их фильтрационное сопротивление составляет около 22 МПа·с/см³, а низкопроницаемых — 140 МПа·с/см³.

Полученные результаты свидетельствуют о том, что получение притоков нефти из отложений, имеющих УЭС ниже принятых для них ρ_{kp} , может быть обусловлено не только переслаиванием нефтенасыщенных песчаников и водонасыщенных глинисто-алевритовых отложений, но и одних только песчаников, но с разным характером насыщения, обусловленным разли-

чиями в структуре их порового пространства и, соответственно, ФЕС.

Таким образом, для повышения достоверности прогноза характера насыщения и состава притока из продуктивных отложений по данным электрических методов ГИС необходимо изучить УЭС всех классов пород-коллекторов, входящих в их состав, в условиях, моделирующих пластовые, получить их капиллярные кривые, а также кривые ОФП, чтобы на основе этих данных построить графики, подобные приведенным на рис. 19 и 20. После этого, чтобы полученные зависимости использовать при интерпретации результатов ГИС для более точного определения ρ_{kp} , необходимо по каротажным данным определить класс или классы пород-коллекторов, слагающих вскрытый скважиной разрез, а также высоту их положения над ВНК. Для определения типа отложений и класса или классов пород-коллекторов, входящих в их состав, можно воспользоваться результатами радиоактивных методов ГИС, причем желательно данными скважинной гамма-спектрометрии, но это уже тема для другой самостоятельной публикации.

В заключение рассмотрим экзотические примеры изменения УЭС пород-коллекторов, которые наблюдаются в случае образования в них водонефтяных и нефтеводяных эмульсий в переходной зоне пласта.

В первом случае происходит заметное увеличение сопротивления пород из-за того, что свободная пластовая вода, представлявшая собой непрерывный проводник, в порах породы преобразуется в очень мелкие разобщенные капельки микронного размера, окруженные нефтяной оболочкой, препятствующей прохождению через них электрического тока.

Во втором случае, наоборот, наблюдается резкое снижение сопротивления из-за того, что непрерывная нефтяная фаза, занимавшая определенный поровый объем, а также перекрывающая капилляры, соединяющие между собой поры, оказалась разбитой на очень мелкие, не связанные друг с другом капельки, окруженные водной оболочкой, проводящей электрический ток.

ВЫВОДЫ

1. Снижение УЭС осадочных пород происходит лишь в случае присутствия в их составе непрерывных протяженных электропроводящих сетей, представленных:

- минералами (в первую очередь железосодержащими);
- минерализованными водными растворами, заполняющими их поры.

2. Из всех железосодержащих минералов, встречающихся в составе осадочных пород, лишь пирит действительно вызывает снижение их УЭС, что подтверждено лабораторными исследованиями.

3. Допускается пока лишь в качестве гипотезы, что глинистые минералы, в состав которых в большом количестве входит двухвалентное железо (железистый хлорит, глауконит, нонtronит), могут иметь более низкое УЭС, чем другие глинистые минералы.

4. Двухвалентное железо, входящее в состав карбонатных минералов (например, в сидерите), вызывает резкое снижение их УЭС.

5. Токопроводящие минерализованные растворы, присутствующие в породе, по типу проводимости можно подразделить следующим образом:

- объемная или поровая проводимость «свободного» раствора, не взаимодействующего с поверхностью обломочных зерен и цемента;

- поверхностная проводимость, обусловленная возникновением на поверхности минеральных частиц двойного ионного слоя;

- межслоевая проводимость, обусловленная присутствием в набухающих глинистых минералах минерализованной межслоевой воды с довольно высокой концентрацией катионов.

6. Глинистые минералы, присутствующие в составе осадочных пород ЗСНГБ, имеют различную поверхностную и межслоевую проводимость: минимальную поверхностную и полное отсутствие межслоевой проводимости, что характерно для каолинита; для хлорита также главной является поверхностная проводимость; в гидрослюдце, кроме поверхностной, в небольшой степени проявляется и межслоевая проводимость; в ССО наряду с поверхностной большое значение приобретает межслоевая проводимость, роль которой растет по мере увеличения в их составе набухающей компоненты.

7. Появление в составе нефтенасыщенных песчаников протяженных взаимосвязанных водонасыщенных глинисто-алевритовых прослоев или слойков различной толщины (от десятых

долей миллиметра до первых сантиметров или даже первых десятков сантиметров) приводит к снижению УЭС отложений и в тем большей степени, чем выше их объемная доля в составе этих отложений за счет проявления эффекта «шунтирования».

8. Те же закономерности справедливы и в случае переслаивания высокопроницаемых (более нефтенасыщенных) и менее проницаемых (более водонасыщенных) пород-коллекторов — с ростом объемного содержания последних наблюдается снижение УЭС тонкослойстой толщи.

9. Принятые в подсчетах запасов значения ρ_{kp} имеют приблизительные значения, так как каждый класс пород-коллекторов имеет свою величину ρ_{kp} .

10. Для повышения достоверности определения ρ_{kp} и характера насыщения продуктивных отложений по данным электрических методов ГИС необходимо на всех классах пород-коллекторов, входящих в их состав, выполнить следующий комплекс исследований: получить капиллярные кривые, электрические свойства в условиях, моделирующих пластовые, изучить относительные фазовые проницаемости по нефти и воде, а на основе полученных данных построить зависимости, связывающие УЭС различных классов пород-коллекторов, во-первых, с характером их насыщения, а во-вторых, с их положением над уровнем нулевого капиллярного давления.

11. В трещинных зонах, опускающихся из нефтенасыщенной части пласта в водонасыщенную, из последней вполне возможно получение высокодебитных притоков нефти, хотя ее УЭС будут иметь низкие значения, соответствующие обычным водонасыщенным коллекторам.

12. В случае возникновения в переходной зоне пласта водонефтяных или нефтеводяных эмульсий в первом случае произойдет значительный рост УЭС пласта, а во втором, наоборот, снижение, причем образование первых наиболее вероятно в верхней части переходной зоны, а вторых — в ее нижней части.

ЛИТЕРАТУРА

1. Вендельштейн Б.Ю. О связи между параметром пористости, коэффициентом поверхностной проводимости, диффузионно-адсорбционной активностью и адсорбционными свойствами терригенных пород // Труды МИНХиГП. М.: Гостоптехиздат, 1960. Вып. 31. С. 16—30.
2. Зарипов О.Г., Сонич В.П. Влияние литологии пород-коллекторов на удельное электрическое сопротивление пластов // Нефтяное хозяйство. 2001. № 9. С. 18—21.
3. Кузьмин Ю.А., Поздеев Ж.А., Калашникова О.В. Повышение достоверности оценки петрофизических параметров недонасыщенных нефтью коллекторов месторождений Западной Сибири // Каротажник. 2006. № 14. С. 48—59.
4. Семенов В.В., Питкевич В.Т., Сокова К.И. и др. Исследование низкоомных коллекторов с использованием данных кернового материала // Геофизика. 2006. № 2. С. 42—47.
5. Элланский М.М. Петрофизические основы комплексной интерпретации данных геофизических исследований скважин (методическое пособие). М.: Герс, 2001. 230 с.