

Усовершенствование петрофизической модели продуктивных отложений Вуктыльского месторождения

Н.А. Скибицкая, И.О. Бурханова*, В.А. Кузьмин, М.Н. Большаков, О.О. Марутян, Н.И. Самохвалов
Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва
E-mail: *burhanova_irina@mail.ru

Аннотация. Вуктыльское нефтегазоконденсатное месторождение Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции было открыто в 1964 г. В настоящее время месторождение находится на завершающей стадии разработки, запасы углеводородов истощаются. С целью расширения ресурсной базы были предприняты исследования, направленные на оценку запасов матричной нефти в газонасыщенной части месторождения. На начальном этапе была уточнена петрофизическая модель продуктивных отложений изучаемого месторождения на основе новых данных.

Ключевые слова: Вуктыльское нефтегазоконденсатное месторождение, петрофизическая модель, низкоемкие коллекторы.

Для цитирования: Скибицкая Н.А., Бурханова И.О., Кузьмин В.А., Большаков М.Н., Марутян О.О., Самохвалов Н.И. Усовершенствование петрофизической модели продуктивных отложений Вуктыльского месторождения // Актуальные проблемы нефти и газа. 2020. Вып. 2(29). С. 28–38. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2020-29.art2>

Введение

Разрез осадочного чехла Вуктыльского нефтегазоконденсатного месторождения (ВНГКМ) характеризуется наличием двух структурных этажей: верхнего надвинутого – аллохтонного и нижнего – автохтонного [1]. Основным промышленным объектом являются каменноугольно-нижнепермские преимущественно карбонатные отложения, характеризующиеся неоднородностью фильтрационно-емкостных свойств. Среднее давление и температура в залежи в начальных условиях составляли 36,3 МПа и 61 °С. Пластовые воды представлены рассолами хлоркальциевого типа с минерализацией 239–266 г/л. Коллекторы продуктивного разреза сложные и имеют, как правило, вторичную пористость – трещины и каверны.

Утвержденные ГКЗ балансовые запасы газа и конденсата Вуктыльского

месторождения по состоянию на 15 марта 1968 г. составили: 500000 млн м³ свободного газа (категории С₁ и С₂), 185000 тыс. т конденсата (категории С₁ и С₂).

Газонасыщенный разрез пермокарбоновой залежи при подсчете запасов (ПЗ) газа и конденсата 1972 г. был разделен на шесть подсчетных объектов:

I – аргиллиты и мергели верхнеартинского подъяруса, а также переходная пачка пород нижнеартинского подъяруса;

II – известняки нижнеартинского подъяруса и сакмарского яруса;

III – известняки ассельского яруса;

IV – известняки и доломиты московского яруса с включением эффективных мощностей верхнего карбона;

V – известняки и доломиты башкирского и серпуховского ярусов;

VI – известняки визейского яруса.

Промышленная газоносность разреза, включающего подсчетные горизонты II–VI, доказана данными опробования. Продуктивность пород подсчетного горизонта I подтверждена только косвенными данными.

Вуктыльское НГКМ является основным источником сырья Сосногорского газоперерабатывающего завода, однако степень выработанности запасов месторождения очень высока. Одним из путей расширения ресурсной базы месторождения является оценка запасов матричной нефти в газонасыщенной части ВНГКМ. С этой целью была уточнена петрофизическая модель изучаемых продуктивных отложений.

Материалы и методы исследований

За предыдущие годы исследования Вуктыльского НГКМ были накоплены обширные материалы по результатам петрофизических исследований керн – коллекция насчитывает 13769 образцов. При анализе этих данных были исключены образцы, принадлежащие отложениям автохтона, а также образцы, возраст которых не был определен точно. На образцах были выполнены стандартные лабораторные петрофизические исследования: определены коэффициент открытой пористости $K_{п.о.}$, коэффициент абсолютной проницаемости $K_{пр.а.}$, коэффициент остаточной водонасыщенности $K_{в.о.}$, карбонатность $S_{карб.}$, содержание кальцита $S_{кал.}$, доломита $S_{дол.}$, ангидрита $S_{анг.}$ и нерастворимого остатка $S_{но.}$. На части коллекции были выполнены специальные петрофизические исследования.

Для уточнения петрофизической модели были отобраны 775 образцов керн из 12 скважин, из них 398 образцов

исследованы в Петрофизическом центре ИПНГ РАН, остальные – силами сотрудников Филиала ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта (далее – Филиал). Необходимо отметить, что вновь отобранные образцы, в отличие от ранее изученных, не экстрагировались. В исследованной коллекции керн 24 образца принадлежат отложениям автохтона, и при построении петрофизических связей их параметры не учитывались.

На этапе отбора проводилось описание и фотографирование керн в ящиках. Также были сделаны фотографии образцов полноразмерного керн коллекции ИПНГ РАН, проведена подготовка керн к комплексным литолого-петрографическим, петрофизическим, геохимическим и физико-химическим исследованиям.

Для изучаемой коллекции керн были изготовлены шлифы, сделаны их фотографии. Выполнено литологическое и геохимическое (изучение органического вещества) описание пород в шлифах. Структура порового пространства 49 образцов пород была изучена в растровом электронном микроскопе (РЭМ) способом катодolumинесценции.

В комплекс петрофизических исследований коллекции керн Вуктыльского НГКМ входило измерение следующих параметров: коэффициентов открытой пористости по минерализованной воде $K_{п.о.}$, объемной плотности $\delta_{об.}$, коэффициентов абсолютной проницаемости параллельно напластованию $K_{пр.а.}^{||}$, коэффициентов эффективной проницаемости параллельно напластованию $K_{пр.э.}^{||}$ (проницаемость образцов в состоянии остаточного водонасыщения), коэффициентов остаточной водонасыщенности $K_{в.о.}$, электрических свойств.

В ИПНГ РАН, помимо вышеописанных исследований, также были оценены коэффициенты остаточной (структурно-защемленной) газонасыщенности $K_{Г.О.}$, коэффициенты абсолютной и эффективной проницаемости перпендикулярно напластованию $K_{ПР.А}^{\perp}$ и $K_{ПР.Э}^{\perp}$, параметры пористости $P_{П}^{\perp}$ и насыщения $P_{Н}^{\perp}$ перпендикулярно напластованию, интегральная гамма-активность полноразмерных образцов керна, интегральная и спектральная (концентрации

U, Th, K) гамма-активность на порошках пород. На образцах коллекции керна, исследованной в Филиале, дополнительно была выполнена карбонатометрия. Вышеперечисленными параметрами были охарактеризованы практически все образцы коллекции.

На основе полученных результатов были рассчитаны коэффициенты эффективной пористости $K_{П.Эф}$ и динамической пористости $K_{П.Д}$:

$$K_{П.Эф} = K_{П.О} (1 - K_{В.О}) = K_{П.О} - WK_{В.О}, \quad (1)$$

$$K_{П.Д} = K_{П.О} (1 - K_{В.О} - K_{Г.О}) = K_{П.О} - WK_{В.О} - W_{Г.О}, \quad (2)$$

где $WK_{В.О}$ – коэффициент объемной остаточной водонасыщенности, $WK_{Г.О}$ – коэффициент объемной остаточной (структурно-защемленной) газонасыщенности.

Таким образом, данные петрофизических исследований керна были разбиты на 3 группы:

- 1 группа – образцы, исследованные в Петрофизическом центре ИПНГ РАН (неэкстрагированные образцы);
- 2 группа – образцы, исследованные в Филиале ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта (неэкстрагированные образцы);

– 3 группа – образцы, исследованные в предыдущие годы (экстрагированные образцы).

Стратиграфические подразделения изучаемого разреза ВНКМ охарактеризованы керна не одинаково широко (табл. 1). По этой причине петрофизические модели были обоснованы для подсчетных объектов II–VI (табл. 2). Результаты изучения образцов из трех групп были проанализированы как отдельно, так и совместно. Основная часть изученных образцов принадлежит породам московского яруса, в связи с чем в статье приводятся петрофизические сопоставления для отложений IV объекта.

Таблица 1

Характеристика коллекции керна по представительности стратиграфических подразделений продуктивных отложений автохтона Вуктыльского НКМ (1 группа – данные ИПНГ РАН, 2 группа – данные Филиала, 3 группа – данные предыдущих исследований)

Объект ПЗ	Возраст отложений (аллохтон)	Обозначение	Количество образцов		
			1 гр.	2 гр.	3 гр.
1	2	3	4	5	6
–	Кунгурский ярус нижней перми	P _{1k}	–	–	21
I	Верхнеартинский подъярус артинского яруса нижней перми	P _{1ar2}	–	–	48
II	Нижнеартинский подъярус артинского яруса нижней перми	P _{1ar1}	7	8	529
	Сакмарский ярус нижней перми	P _{1s}	24	21	771

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6
III	Ассельский ярус нижней перми	P1a	40	39	816
IV	Верхний карбон	C3	8	8	234
	Нижний подъярус московского яруса среднего карбона	C2m1	155	149	2472
V	Нерасчлененная толща башкирского яруса и нижнего подъяруса московского яруса среднего карбона	C2b+m1	5	5	–
	Башкирский ярус среднего карбона	C2b	7	6	410
	Верхний подъярус серпуховского яруса нижнего карбона	C1s2	33	29	1282
	Нижний подъярус серпуховского яруса нижнего карбона	C1s1	9	8	682
	Серпуховский ярус нижнего карбона	C1s	14	14	–
VI	Алексинский и михайловско-веневский горизонты верхнего подъяруса визейского яруса нижнего карбона	C1al+mh+vn	63	66	1254
	Тулеский горизонт верхнего подъяруса визейского яруса нижнего карбона	C1tl	13	10	519
	Нерасчлененная толща бобриковского горизонта нижнего подъяруса визейского яруса и тульского горизонта верхнего подъяруса визейского яруса нижнего карбона	C1bb+tl	5	5	–
	Бобриковский и радаевский горизонты нижнего подъяруса визейского яруса нижнего карбона	C1rd+bb	–	–	1056
–	Верхний подъярус турнейского яруса нижнего карбона	C1t2	–	–	34
Общее количество образцов			383	368	10128

Таблица 2

Характеристика пород Вуктыльского НГКМ по средним значениям коэффициентов открытой пористости, остаточной водонасыщенности и эффективной пористости по керну (1 группа – данные ИПНГ РАН, 2 группа – данные Филиала, 3 группа – данные предыдущих исследований)

Объекты	Возраст	K _{п.о} , %			K _{в.о} , %			K _{п.эф} , %		
		1 гр.	2 гр.	3 гр.	1 гр.	2 гр.	3 гр.	1 гр.	2 гр.	3 гр.
II объект	P _{1aг1} , P _{1s}	1,6	1,2	1,2	63,6	83,9	67,8	0,69	0,17	0,55
III объект	P _{1a}	1,5	1,6	1,5	53,4	82,1	66,0	0,71	0,22	0,84
IV объект	C ₃ , C _{2m}	2,0	2,1	4,3	59,3	85,8	45,6	1,03	0,36	4,72
V объект	C _{2b} , C _{1s}	3,2	3,6	2,4	55,5	87	58,5	1,77	0,66	1,48
VI объект	C _{1v}	1,7	1,4	1,6	58,8	77,4	65,5	0,89	0,29	0,55

Сравнение результатов измерений 2-й группы завышены (см. табл. 2), на образцах трех групп показало, поэтому при анализе не что величины K_{в.о} образцов из использовались.

Характеристика коллекции керн

Согласно результатам карбонатометрии 2-й группы образцов, в изучаемом разрезе встречаются известняки, доломиты, их переходные разности. Минимальным содержанием нерастворимого остатка характеризуются породы IV объекта, максимальным – породы II объекта (в эту величину входят содержание сульфатов, кремния, глин, терригенной составляющей).

Отобранный керн, в основном, плотный, исследованные образцы характеризуются низкими значениями коэффициентов

пористости (см. табл. 2; табл. 3). Коэффициенты остаточной водонасыщенности и остаточной (структурно-защемленной) газонасыщенности образцов 1-й группы варьируются в широких пределах (см. табл. 2). Средние значения $K_{в.о}$ существенно превышают величины $K_{г.о}$, что свидетельствует о преобладании образцов с субкапиллярно-поровой структурой порового пространства в изученной коллекции [2]. Этот вывод подтверждается результатами исследований образцов растровым электронным микроскопом.

Таблица 3

Характеристика коллекции образцов пород Вуктыльского НГКМ, исследованной в Петрофизическом центре ИПНГ РАН

Объекты	Возраст	$K_{п.о}, \%$			$K_{в.о}, \%$			$K_{п.эф}, \%$		
		мин.	макс.	ср.	мин.	макс.	ср.	мин.	макс.	ср.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
II объект	P_{1ar1}, P_{1s}	0,3	4,6	1,6	22,0	91,4	63,6	0,1	3,6	0,7
III объект	P_{1a}	0,2	5,7	1,5	16,9	79,4	53,4	0,1	3,3	0,7
IV объект	C_3, C_{2m}	0,1	13,6	2,0	3,2	94,5	59,3	0,0	11,9	1,0
V объект	C_{2b}, C_{1s}	0,5	13,9	3,2	2,2	85,8	54,5	0,1	11,0	1,8
VI объект	C_{1v}	0,3	6,7	1,7	2,8	89,7	58,8	0,1	5,5	0,9

Продолжение таблицы 3

Объекты	Возраст	$K_{г.о}, \%$			$K_{п.д}, \%$			$K_{пр.а}^{ }, 10^{-15} м^2$		
		мин.	макс.	ср.	мин.	макс.	ср.	мин.	макс.	ср.
1	2	12	13	14	15	16	17	18	19	20
II объект	P_{1ar1}, P_{1s}	0,6	45,0	12,6	0,0	1,5	0,4	0,04	0,13	0,07
III объект	P_{1a}	2,4	77,7	17,8	0,0	2,2	0,4	0,04	0,29	0,07
IV объект	C_3, C_{2m}	0,1	85,4	17,2	0,0	2,4	0,5	0,03	0,32	0,07
V объект	C_{2b}, C_{1s}	0,7	63,9	20,4	0,1	3,2	0,8	0,04	1,15	0,15
VI объект	C_{1v}	1,5	77,0	15,3	0,0	2,0	0,5	0,03	0,36	0,08

Образцы 1-й группы были изготовлены в форме кубиков, что позволило изучить анизотропию пород по электрическим свойствам и проницаемости. Было выявлено, что величины $K_{пр.а}^{\perp}$ ниже величин $K_{пр.а}^{||}$, в среднем, на 10%. Средняя разница значений $K_{пр.э}^{\perp}$ и $K_{пр.э}^{||}$ составляет 11%. При анализе электрических свойств также наблюдается анизотропия при сопоставлении величин параметров пористости ($P_{п}^{||}$ и $P_{п}^{\perp}$),

параметров относительного сопротивления ($P_0^{||}$ и P_0^{\perp}) и параметров электрической извилистости ($T_3^{2||}$ и $T_3^{2\perp}$). При сопоставлении величин параметров пористости ($P_{п}^{||}$ и $P_{п}^{\perp}$), параметров относительного сопротивления ($P_0^{||}$ и P_0^{\perp}) и параметров электрической извилистости ($T_3^{2||}$ и $T_3^{2\perp}$), измеренных перпендикулярно и параллельно напластованию, также наблюдается анизотропия.

Из образцов 1-й группы всего 69 характеризуются значениями $K_{ПР.А}^{II}$ выше $0,1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. Такие низкие величины связаны с тем, что в изучаемой коллекции представлены, в основном, породы с $K_{П.О}$ ниже 3%. Кроме того, при измерении $K_{ПР.А}^{II}$ на образцах оценивается матричная проницаемость, в то время как значительная часть коллекторов Вуктыльского НГКМ обладает также трещинной проницаемостью.

Петрофизическая модель

В изучаемом разрезе представлены различные типы коллекторов, что отражается

на петрофизических зависимостях. На рис. 1, а представлено сопоставление коэффициентов остаточной водонасыщенности $K_{В.О}$ с коэффициентами открытой пористости $K_{П.О}$. Разброс точек на данном сопоставлении свидетельствует о наличии в коллекции керн образцов с разным размером пор. Известно, что при равных величинах открытой пористости породы с меньшим размером пор будут характеризоваться более высокими значениями $K_{В.О}$, чем породы с крупными порами.

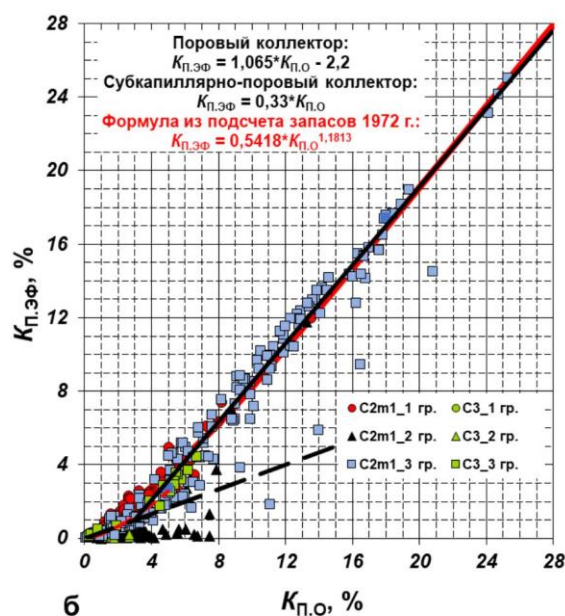
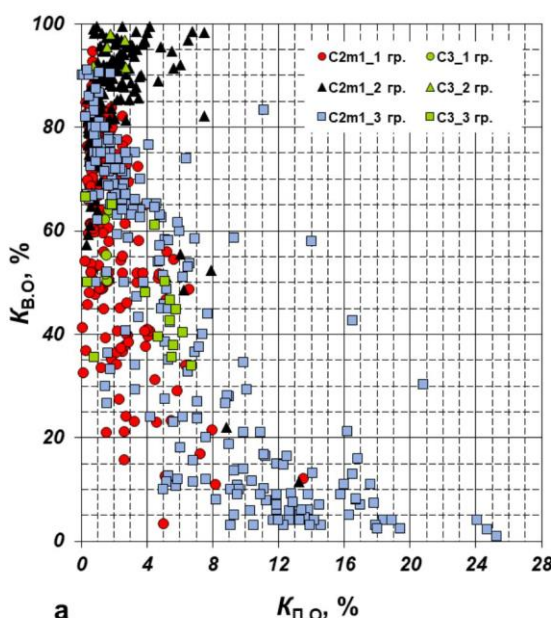


Рис. 1. Сопоставление коэффициентов остаточной водонасыщенности и открытой пористости (а) и коэффициентов эффективной пористости и открытой пористости (б) для отложений IV объекта продуктивных отложений Вуктыльского НГКМ

Исследования ИПНГ РАН показали, что величина параметра $K_{Г.О}$ также определяется структурой емкостного (порового) пространства породы, однако здесь наблюдается противоположная зависимость – чем крупнее пора, тоньше поровый канал и чем выше единицы отношение величин диаметра пор к диаметру

каналов $d_{пор}/d_{кан}$, тем больше будет объем структурно-защемленного газа в емкостном объеме пород [2]. Таким образом, для пород с разным размером пор и каналов и соотношением $d_{пор}/d_{кан}$ следует обосновывать индивидуальные зависимости не только $K_{П.Эф} = f(K_{П.О})$, но и $WK_{Г.О} = f(K_{П.О})$ (рис. 1, б; 2, б).

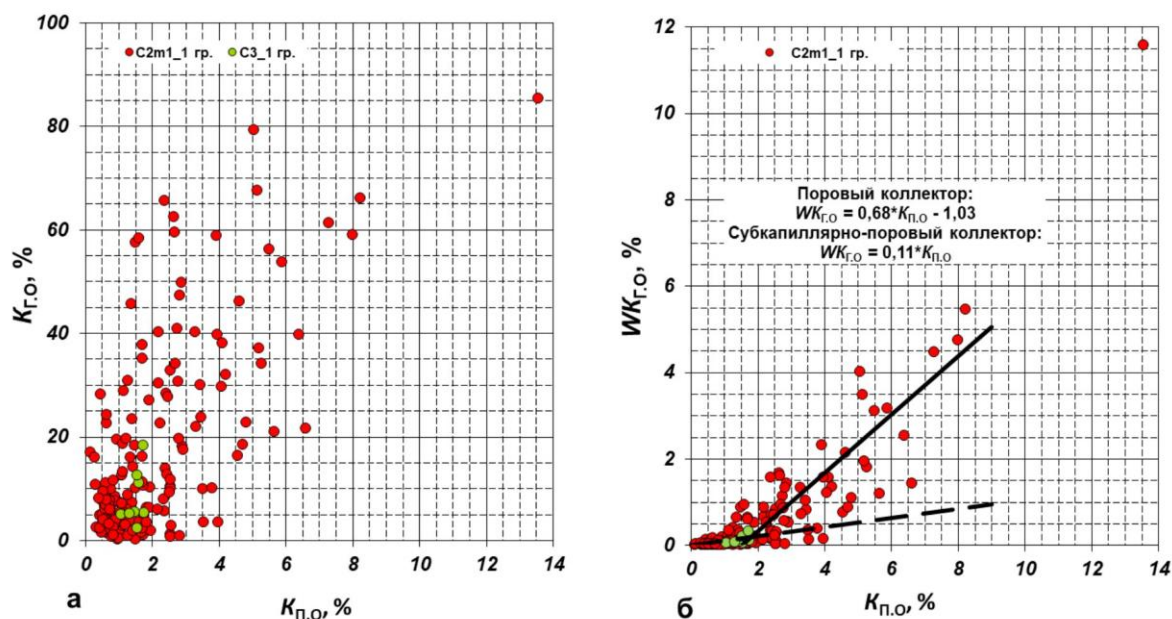


Рис. 2. Сопоставление коэффициентов остаточной (защемленной) газонасыщенности и открытой пористости (а) и коэффициентов объемной остаточной (защемленной) газонасыщенности и открытой пористости (б) для отложений IV объекта продуктивных отложений Вуктыльского НГКМ

В связи с вышеизложенным, для каждого из подсчетных объектов Вуктыльского НГКМ были обоснованы петрофизические связи для двух основных типов коллектора: поровые

с капиллярным размером пор (далее – поровые) и поровые с субкапиллярным размером пор (далее – субкапиллярно-поровые) (см. рис. 1, 2; табл. 4).

Таблица 4

Связи коэффициентов эффективной пористости, объемной остаточной (структурно-защемленной) газонасыщенности и динамической пористости с коэффициентом открытой пористости для подсчетных объектов Вуктыльского НГКМ

Объект ПЗ (возраст)	Тип коллектора	
	Поровый	Субкапиллярно-поровый
II объект (P _{1ar2} , P _{1ar1} и P _{1s})	$K_{п.эф} = 0,27 \cdot K_{п.о}^{1,43}$	$K_{п.эф} = 0,33 \cdot K_{п.о}$
	$WK_{г.о} = 0,275 \cdot K_{п.о} + 0,1$	$WK_{г.о} = 0,11 \cdot K_{п.о}$
	$K_{п.д} = K_{п.о} - 5,4$	$K_{п.д} = 0,22 \cdot K_{п.о}$
III объект (P _{1a})	$K_{п.эф} = 0,85 \cdot K_{п.о} - 1,79$	$K_{п.эф} = 0,27 \cdot K_{п.о}$
	$WK_{г.о} = 0,48 \cdot K_{п.о} - 0,35$	$WK_{г.о} = 0,1 \cdot K_{п.о}$
	$K_{п.д} = 0,37 \cdot K_{п.о} - 1,44$	$K_{п.д} = 0,17 \cdot K_{п.о}$
IV объект (C ₃ и C _{2m1})	$K_{п.эф} = 1,065 \cdot K_{п.о} - 2,2$	$K_{п.эф} = 0,33 \cdot K_{п.о}$
	$WK_{г.о} = 0,68 \cdot K_{п.о} - 1,03$	$WK_{г.о} = 0,11 \cdot K_{п.о}$
	$K_{п.д} = 0,385 \cdot K_{п.о} - 1,17$	$K_{п.д} = 0,22 \cdot K_{п.о}$
V объект (C _{2b} , C _{1s2} и C _{1s1})	$K_{п.эф} = K_{п.о} - 2$	$K_{п.эф} = 0,33 \cdot K_{п.о}$
	$WK_{г.о} = 0,5 \cdot K_{п.о} - 0,5$	$WK_{г.о} = 0,11 \cdot K_{п.о}$
	$K_{п.д} = 0,5 \cdot K_{п.о} - 1,5$	$K_{п.д} = 0,22 \cdot K_{п.о}$
VI объект (C _{1al+mh+vn} , C _{1tl} , C _{1tl+bb})	$K_{п.эф} = 0,857 \cdot K_{п.о} - 1,843$	$K_{п.эф} = 0,33 \cdot K_{п.о}$
	$WK_{г.о} = 0,65 \cdot K_{п.о} - 0,7$	$WK_{г.о} = 0,17 \cdot K_{п.о}$
	$K_{п.д} = 0,207 \cdot K_{п.о} - 1,143$	$K_{п.д} = 0,16 \cdot K_{п.о}$

Помимо вышеописанных связей петрофизические зависимости были построены следующие

$$K_{П.Д} = f(K_{П.О}), K_{П.Д} = f(K_{П.ЭФ}), K_{ПР.А}^{II} = f(K_{П.О}), K_{ПР.А}^{\perp} = f(K_{П.О}), K_{ПР.ЭФ}^{II} = f(K_{П.О}), K_{ПР.ЭФ}^{\perp} = f(K_{П.О}), K_{ПР.А}^{II} = f(K_{П.ЭФ}), K_{ПР.А}^{\perp} = f(K_{П.ЭФ}), K_{ПР.ЭФ}^{II} = f(K_{П.ЭФ}), K_{ПР.ЭФ}^{\perp} = f(K_{П.ЭФ}), P_{П}^{II} = f(K_{П.О}), P_{П}^{\perp} = f(K_{П.О}), P_{Н}^{II} = f(K_{В.О}), P_{Н}^{\perp} = f(K_{В.О}), P_0^{II} = f(K_{П.О}), P_0^{\perp} = f(K_{П.О}), T_3^{2II} = f(K_{П.О}), T_3^{2\perp} = f(K_{П.О}).$$

На рис. 3 показаны сопоставления $K_{ПР.А}^{II}$ и $K_{ПР.ЭФ}^{II}$ с $K_{П.О}$ для отложений IV объекта продуктивных отложений Вуктыльского НГКМ.

Между горизонтальными пунктирными линиями расположены точки, соответствующие образцам с матричной проницаемостью.

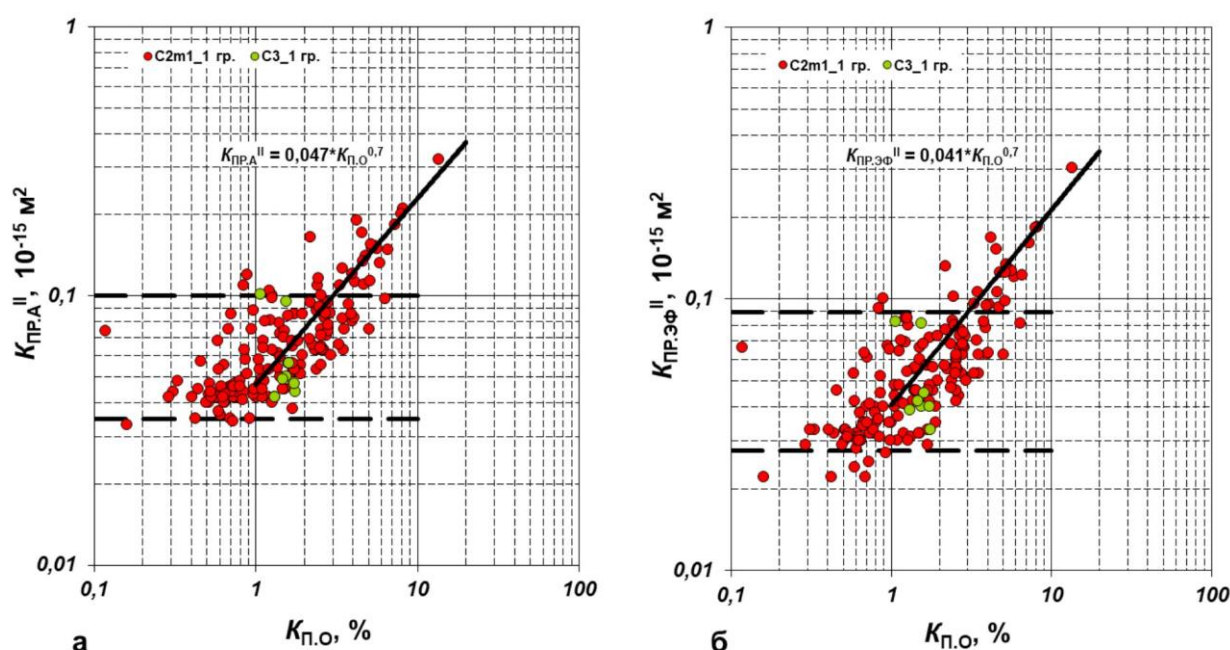


Рис. 3. Сопоставление коэффициентов абсолютной проницаемости пород по газу параллельно напластованию $K_{ПР.А}^{II}$ (а) и коэффициентов эффективной проницаемости пород по газу параллельно напластованию $K_{ПР.ЭФ}^{II}$ (б) с коэффициентами открытой пористости для отложений IV объекта продуктивных отложений Вуктыльского НГКМ

На сопоставлениях $P_{П}$ с $K_{П.О}$ были выявлены отдельные связи для пород с $K_{П.О} < 3\%$ и $K_{П.О} \geq 3\%$ (II, III и V объекты), $K_{П.О} < 2\%$ и $K_{П.О} \geq 2\%$ (I объект), $K_{П.О} < 6\%$ и $K_{П.О} \geq 6\%$ (IV объект) (рис. 4, а). Часть образцов проявляют себя как трещиноватые пониженными величинами $P_{П}$, часть – повышенными величинами $P_{П}$ как кавернозные породы. Сопоставления $P_{Н} = f(K_{В.О})$ каждого объекта подсчета

запасов характеризуются большим разбросом точек, который свидетельствует как о возможных различиях в степени гидрофобизации пород, так и о сложности структуры емкостного пространства этих пород (рис. 4, б). Показатель смачиваемости n (показатель степени в уравнении $P_{Н} = K_{В.О}^n$) варьируется в широких пределах от 0,35 до 10.

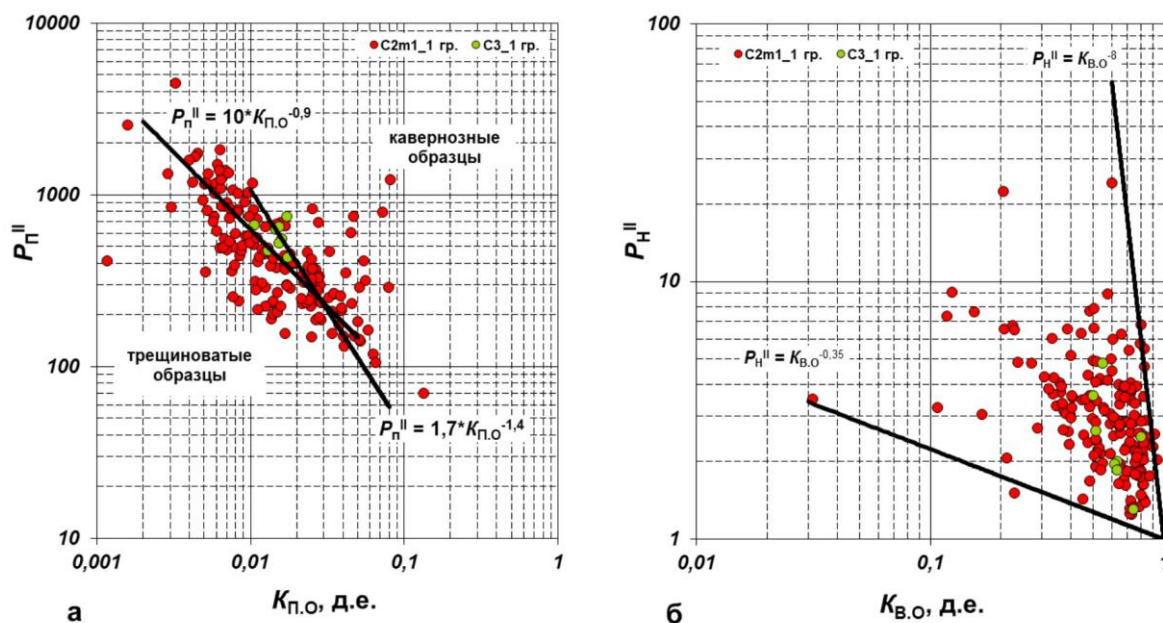


Рис. 4. Сопоставление параметров пористости пород параллельно напластованию с коэффициентами открытой пористости (а) и параметров насыщения пород параллельно напластованию с коэффициентами остаточной водонасыщенности (б) для отложений IV объекта продуктивных отложений Вуктыльского НГКМ

Типы коллекторов

При подсчете запасов газа и конденсата Вуктыльского месторождения 1972 г. были выделены три группы коллекторов: тонкопорово-микрокаверново-трещинные (коэффициент пористости $0,1\% \leq K_{п} < 3\%$, коэффициент абсолютной проницаемости $0,0001 \leq K_{пр.А} < 0,09 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$), порово-микрокаверново-трещинные ($3\% \leq K_{п} < 6\%$, $0,0005 \leq K_{пр.А} < 0,85 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$), трещинно-микрокаверново-поровые ($K_{п} \geq 6\%$, $0,11 \leq K_{пр.А} < 4500 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$). По данным разработки и профилям притока было установлено, что основную емкость газоконденсатного резервуара залежи составляют коллекторы третьей группы ($K_{п} \geq 6\%$). Для поровых коллекторов всех стратиграфических подразделений были обоснованы граничные значения пористости (6%) и проницаемости (0,1 мД) [3].

В уточненной постоянно действующей геолого-технологической

модели Вуктыльского НГКМ (Филиал ООО «ВНИИГАЗ» в г. Ухта), построенной в 2010 г., выделены следующие типы коллекторов: низкоемкий порово-трещинный ($3\% \leq K_{п} < 6\%$), высокоемкий поровый ($K_{п} \geq 6\%$), смешанный, включающий кавернозно-поровый ($K_{п} \geq 6\%$).

Таким образом, ранее низкоемкие породы считались коллекторами только при наличии трещин или микрокаверн. Согласно вышеописанным результатам петрофизических исследований, породы III, IV, V и VI объектов характеризуются величиной $K_{пр.А}^{II}$ выше $0,1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ при $K_{п.о}$ от 3% (см. рис. 3, а). То есть низкоемкие породы без вторичной пористости также являются коллекторами. Среди высокоемких поровых коллекторов с $K_{п} \geq 6\%$ также следует выделять породы с субкапиллярным размером пор (поровые слабопроницаемые).

Заключение

На основе анализа новой петрофизической информации в совокупности с результатами предыдущих исследований была усовершенствована петрофизическая модель продуктивных отложений Вуктыльского НГКМ. Исследование фильтрационных и электрических свойств образцов параллельно и перпендикулярно напластованию выявило анизотропию этих свойств. Установлено, что проницаемость и удельное электрическое сопротивление пород в направлении, перпендикулярном напластованию, соответственно ниже и выше, в среднем, на 10%.

Изучение структуры порового пространства образцов в растровом электронном микроскопе способом катодолюминесценции в РЭМ и результаты петрофизических исследований позволили выделить два основных типа коллекторов: поровые с капиллярным размером пор и поровые с субкапиллярным размером пор. Для пяти подсчетных объектов Вуктыльского НГКМ были обоснованы индивидуальные

петрофизические связи с учетом типа коллектора.

График функции связи параметра пористости P_{Π} с коэффициентом пористости $K_{\Pi.0}$ $P_{\Pi} = f(K_{\Pi.0})$ имеет характерный изгиб в точке, разделяющий породы с разной преимущественной структурой емкостного пространства. На вид данного сопоставления сильно влияет наличие трещин и каверн. Функции $P_{\Pi} = f(K_{В.0})$ дифференцировать не удалось по причине сложности структуры емкостного пространства изучаемых отложений и преимущественной приуроченности пород к интервалу гидрофобных свойств с разной степенью гидрофобизации.

Анализ данных оценки фильтрационно-емкостных свойств неэкстрагированных образцов Вуктыльского НГКМ, полученных в Петрофизическом центре ИПНГ РАН, позволил выделить ранее не рассматривавшиеся при подсчете запасов типы коллекторов – низкоемкий поровый ($3\% \leq K_{\Pi} < 6\%$) и высокоемкий поровый слабопроницаемый ($K_{\Pi} \geq 6\%$).

Статья написана в рамках выполнения государственного задания (тема: «Прогноз состояния ресурсной базы нефтегазового комплекса России на основе системных исследований перспектив нефтегазоносности природных резервуаров в карбонатных, терригенных и сланцевых формациях», № АААА-А19-119030690047-6).

Литература

1. Белонин М.Д., Прищепина О.М., Теплов Е.Л., Буданов Г.Ф., Данилевский С.А. Тимано-Печорская провинция: геологическое строение, нефтегазоносность и перспективы освоения. СПб.: Недра, 2004. 396 с.
2. Скибицкая Н.А., Кузьмин В.А., Большаков М.Н., Марутян О.О. Влияние микроструктурных параметров карбонатных пород продуктивных отложений на остаточную нефтегазонасыщенность // Нефтяное хозяйство. 2010. № 12. С. 98–101.
3. Гриценко А.М., Николаев В.А., Тер-Саркисов Р.М. Компонентоотдача пласта при разработке газоконденсатных залежей. М.: Недра, 1995. 264 с.

Improved petrophysical model for the productive layers of the Vuktyl field

N.A. Skibitskaya, I.O. Burkhanova*, V.A. Kuzmin, M.N. Bolshakov, O.O. Marutyan, N.I. Samokhvalov

Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow

E-mail: *burhanova_irina@mail.ru

Abstract. The Vuktyl oil and gas condensate field of the Timan-Pechora province was discovered in 1964. The field is currently in the final stages of development, its hydrocarbon reserves are nearly exhausted. In order to expand the resource base of the field, research was undertaken to estimate the matrix oil reserves in the gas-saturated part of the Vuktyl oil and gas condensate field. At the first stage, the petrophysical model of productive deposits of the studied field was improved using new data.

Keywords: Vuktyl oil and gas condensate field, petrophysical model, low-pore reservoirs.

Citation: Skibitskaya N.A., Burkhanova I.O., Kuzmin V.A., Bolshakov M.N., Marutyan O.O., Samokhvalov N.I. Improved petrophysical model for the productive layers of the Vuktyl field // Actual Problems of Oil and Gas. 2020. Iss. 2(29). P. 28–38. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2020-29.art2> (In Russ.).

References

1. Belonin M.D., Budanov G.F., Danilevskii S.A., Prishchepa O.M., Teplov E.L. Timan-Pechora province: geological structure, oil and gas potential and development prospects. St. Petersburg: Nedra, 2004. 396 p. (In Russ.).
2. Skibitskaya N.A., Kuzmin V.A., Bolshakov M.N., Marutyan O.O. The influence of microstructure parameters of carbonate rocks of productive deposits on the residual oil and gas saturation // Neftyanoe Khozyaystvo – Oil Industry. 2010. No. 12. P. 98–101. (In Russ.).
3. Gritsenko A.I., Nikolaev V.A., Ter-Sarkisov R.M. Component recovery of a stratum during gas-condensate field development. Moscow: Nedra, 1995. 264 p. (In Russ.).