N E W S
OF THE NATIONAL ACADEMY OF SCIENCES OF THE REPUBLIC OF KAZAKHSTAN
SERIES OF GEOLOGY AND TECHNICAL SCIENCES
ISSN 2224-5278
Volume 1, Number 409 (2015), 64 – 72

TECHNOLOGY OF DETERMINE THE COLLECTOR SATURATION TYPE BY GIS COMPLEX IN TERRIGENOUS SEDIMENTS OF ARYSTAN DEPOSIT

G. Borisenko, A. Niyazova

Kazakh National Technical University named after K. Satpayev, Almaty, Kazakhstan.
E-mail: bgt69@mail.ru; niyazova.akma@mail.ru

Key words: collector, specific electric resistance, electric logging, well, collector properties, porosity parameters, porosity coefficient, oil and gas saturation parameters, oil saturation coefficient.

Abstract. Algorithms of the well logging charts interpreting to determine type of reservoir saturation in collector layers, methods of well logging data interpretation are given. Also a description of Jurassic sediments of the investigated field is given and interpretation results of the three wells are shown.

УДК 622.241:550.832(574.3)

ТЕХНОЛОГИЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ХАРАКТЕРА НАСЫЩЕНИЯ КОЛЛЕКТОРОВ ПО КОМПЛЕКСУ ГИС В ТЕРРИГЕННЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ МЕСТОРОЖДЕНИЯ АРЫСТАНОВСКОЕ

Г. Т. Борисенко, А. Т. Ниязова

Казахский национальный технический университет им. К. И. Сатпаева, Алматы, Казахстан

Ключевые слова: коллектор, удельное электрическое сопротивление, электрокаротаж, скважина, коллекторские свойства, параметр пористости,коэффициент пористости, параметр нефтегазонасыщения, коэффициент нефтенасыщенности.

Аннотация. Приведены алгоритмы интерпретации диаграмм геофизических исследований скважин с целью определения характера насыщения пластов коллекторов, методики интерпретации данных метода ГИС. Дано описание юрских отложений изучаемого месторождения и представлены результаты интерпретации по трем скважин.

Введение. Выделение нефтегазонасыщенных коллекторов в разрезах скважин нефтегазовых месторождений производится в основном методами сопротивления. О степени насыщения пор пласта нефтью, газом, водой судят по результатам сравнения удельного сопротивления породы $p_п$ с его значением $p_{вп}$ при стопроцентной водонасыщенности. При этом должна быть установлена связь параметра нефтенасыщения с коэффициентом водонасыщенности. На эмпирическом или палеточном уровне интерпретации данных ГИС петрофизические и интерпретационные зависимости строятся по статистическим сопоставлениям типа «керн-керн» и «керн-ГИС» Удельное сопротивление нефтегазоносной породы зависит от содержания в ее порах нефти или газа и воды (от коэффициента нефтегазонасыщенности (Кнг), коэффициента водонасыщенности (Кв), минерализации пластовых вод, пористости породы, структуры порового пространства, литологии и т.п. Нефть и газ, замещая в поровом пространстве воду, повышают удельное сопротивление породы [1, 2].

Удельное сопротивление чистых нефтегазоносных пород пропорционально удельному сопротивлению пластовой воды, насыщающей породу, поэтому удельное сопротивление нефтегазоносного пласта не отражает степени его нефтегазонасыщения. Породы, обладающие различной нефтегазонасыщенностью, могут выделяться одинаковыми сопротивлениями, а обладающие одинаковой нефтегазонасыщенностью разными сопротивлениями. Для полного или частичного исключения факторов (минерализации пластовых вод, пористости и структуры порового пространства), влияющих на величину удельного сопротивления нефтегазоносных пород, вместо удельного сопротивления рассматривают отношение сопротивления нефтегазоносного пласта $\rho_{нг}$ (поры которого заполнены нефтью или газом и остаточной вой) к сопротивлению этого же пласта при стопроцентном заполнении его пор вой такой же минерализации и температуры $p_{вп}$:

$$P_н = \rho_{нг} / \rho_{вп}$$

Эту величину называют коэффициентом увеличения сопротивления, показывающим, во сколько раз увеличивается удельное сопротивление водонасыщенного коллектора при частичном насыщении объема пор нефтью или газом. Между параметром нефтенасыщения $P_н$ и коэффициентом водонасыщения $K_в$ существует обратная степенная зависимость [1, 3]:

$$P_н = 1/K_в^{\,n},$$

где Кв – отношение объема пор, заполненных вой, к общему объему порового пространства породы.

Параметр	Физический смысл	Формула	Способ определения
Параметр пористости	Влияние порового пространства на сопротивление	$P_н = \frac{\rho_{вп}}{\rho_в}$	Измерение сопротивления полностью водонасыщенного образца
Параметр насыщенности	Увеличение сопротивления при изменении насыщенности	$P_н = \frac{\rho_п}{\rho_{вп}}$	Определение сопротивления для различных значений Кв: - Капилляриметрический метод - Центрифугирование

Таким образом, по параметру нефтенасыщения можно определить коэффициент нефтегазонасыщенности чистого коллектора. Коэффициент увеличения сопротивления коллектора зависит от степени его нефтегазонасыщенности и характера распределения в нем воды, нефти и газа, следовательно, от структуры порового пространства, литолого-петрографических свойств пород и физико-химических свойств пластовой жидкости. Если частицы воды, находящиеся в пласте, представляют собой связанную систему, коэффициент увеличения сопротивления будет минимальным, при разобщении частиц воды в порах чистой породы он возрастает [1, 5].

Зависимости коэффициента увеличения сопротивления от водонасыщенности строят по результатам лабораторных исследований образцов пород, искусственно насыщенных водой и нефтью. Они характеризуют статочно тесную связь между параметрами $P_н$ и $K_{нг}$, $K_в$ для разных месторождений независимо от типа пород. Это позволяет считать, что в рассмотренных коллекторах зерна имеют гидрофильную поверхность, вода образует в поровом пространстве непрерывную сеть проводящих каналов, обеспечивающую их хорошую электропроводность.

На месторождении глубокими скважинами вскрыты отложения триасовой, юрской, меловой, палеогеновой и неогеновой систем максимальной толщиной 3907 м. Юрские отложения на месторождении статочно уверенно прослеживаются по всей площади месторождения, в разрезе выделены 11 горизонтов (Ю-I – Ю-XI), которые отделяются друг от друга выдержанными по разрезу и площади глинистыми разделами. По имеющейся литолого-петрофизической информации продуктивные горизонты представлены неравномерным переслаиванием песчаников, алевролитов, аргиллитов, с единичными тонкими прослоями терригенных пород с повышенным содержанием карбонатного материала. Породы – коллекторы продуктивных горизонтов представлены преимущественно песчаниками, реже алевролитами, относятся к типу гранулярных с поровым типом ёмкостного пространства.

В основу интерпретации данных геофизических исследований скважин положены теоретические уравнения связи глинистости и пористости с геофизическими параметрами, а для определения коэффициента нефтенасыщенности использованы петрофизические зависимости, полученные на керне продуктивной толщи. Для определения коллекторских свойств – пористости, глинистости, коэффициента нефтенасыщенности использовались следующие диаграммы методов ГИС: гамма каротаж – ГК; нейтронный каротаж – НГК; индукционный каротаж – ИК, литоплотностной каротаж – ГГК-П + ПЕФ; акустический каротаж – АК; кавернометрия – КВ.

Коэффициент нефтегазонасыщенности определялся по методу электрического сопротивления с использованием петрофизических связей Дахнова-Арчи $Рп = а \cdot К_П^{-m}$ и $Рн = а \cdot К_В^{-n}$, которые на керне месторождения описываются уравнениями [4]:

$$Рп = 1{,}0098/Кп^{1{,}88},$$

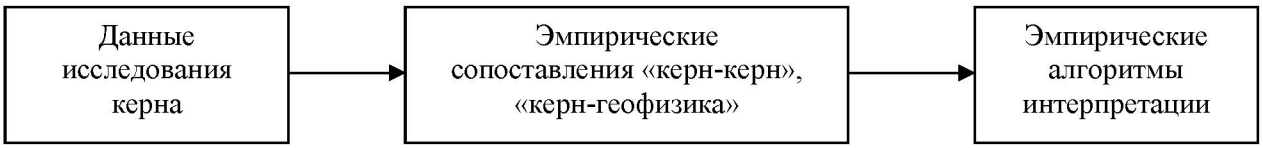
$$Рн = 1{,}0104/Кв^{1{,}927}$$

При расчете 100%-вонасыщенного пласта ρвп использовалось удельное электрическое сопротивление пластовой воды при пластовых температурах в среднем по месторождению: 0,019 Ом·м для I-III горизонтов; 0,018 Ом·м – для IV-VIII горизонтов, 0,017 Ом·м – для IX-XI. Коэффициент водонасыщения определялся по уравнению Дахнова Арчи [4]:

$$K_в = \left(\frac{a\, b\rho_в}{K_п^m\, \rho_п}\right)^{1/n},$$

где Кв –коэффициент водонасыщения; ρв–сопротивление пластовой воды; $\rho_п$ – сопротивление пласта; Кп –эффективная пористость; a, b, m, n –структурные коэффициенты.

Алгоритмы интерпретации имеют вид полиноминальных трендов с эмпирическими коэффициентами [2]:



Этапы разработки методики интерпретации данных метода ГИС включают:
- разработку интерпретационной модели;
- обоснование интерпретационного параметра;
- обращение интерпретационной модели на алгоритм интерпретации;
- обоснование петрофизического параметра и петрофизической модели метода ГИС;
- методику настройки петрофизической модели;
- алгоритм расчета искомого петрофизического параметра.

Под решением прямой задачи понимается расчет показаний прибора в системе скважина-пласт при фиксированных геолого-технических условиях измерений. Под обратной задачей понимается расчет искомой характеристики (или известным образом связанного с ней интерпретационного параметра) по показаниям скважинного прибора при более или менее известных условиях измерений [2, 6].

Затруднения в определении коэффициента нефтегазонасыщенности возникают в следующих случаях: в неоднородных пластах, представленных часто чередующимися пропластками различного удельного сопротивления, при очень глубоком проникновении фильтрата бурового раствора в пласт и если оценка удельного сопротивления осложняется; когда нет данных для статочно точного определения величины $р_{вп}$; при отсутствии тесной связи между степенью насыщения пор нефтью, газом или вой и коэффициентом увеличения сопротивления Рн песчано-глинистого коллектора. Надежное значение коэффициента нефтенасыщения по данным метода сопротивлений можно получить при соблюдении следующих условий: величина $р_п$, установленная в результате интерпретации диаграмм метода сопротивлений, соответствует удельному сопротивлению неизмененной части продуктивного коллектора; при определении $р_п$ в исследуемом пласте учтены

искажающие влияния на показания конечной мощности пласта; диаграммы индукционного каротажа должны быть получены эталонированными приборами и иметь надежную шкалу сопротивлений (проводимости) [1].

На рисунках 1, 2 приведены характеристики продуктивных горизонтов по скважинам месторождения, геофизическая характеристика водонасыщенного интервала скважины показана на рисунке 3. В таблицах 1, 2 приведены результаты комплексной интерпретации по скважинам.

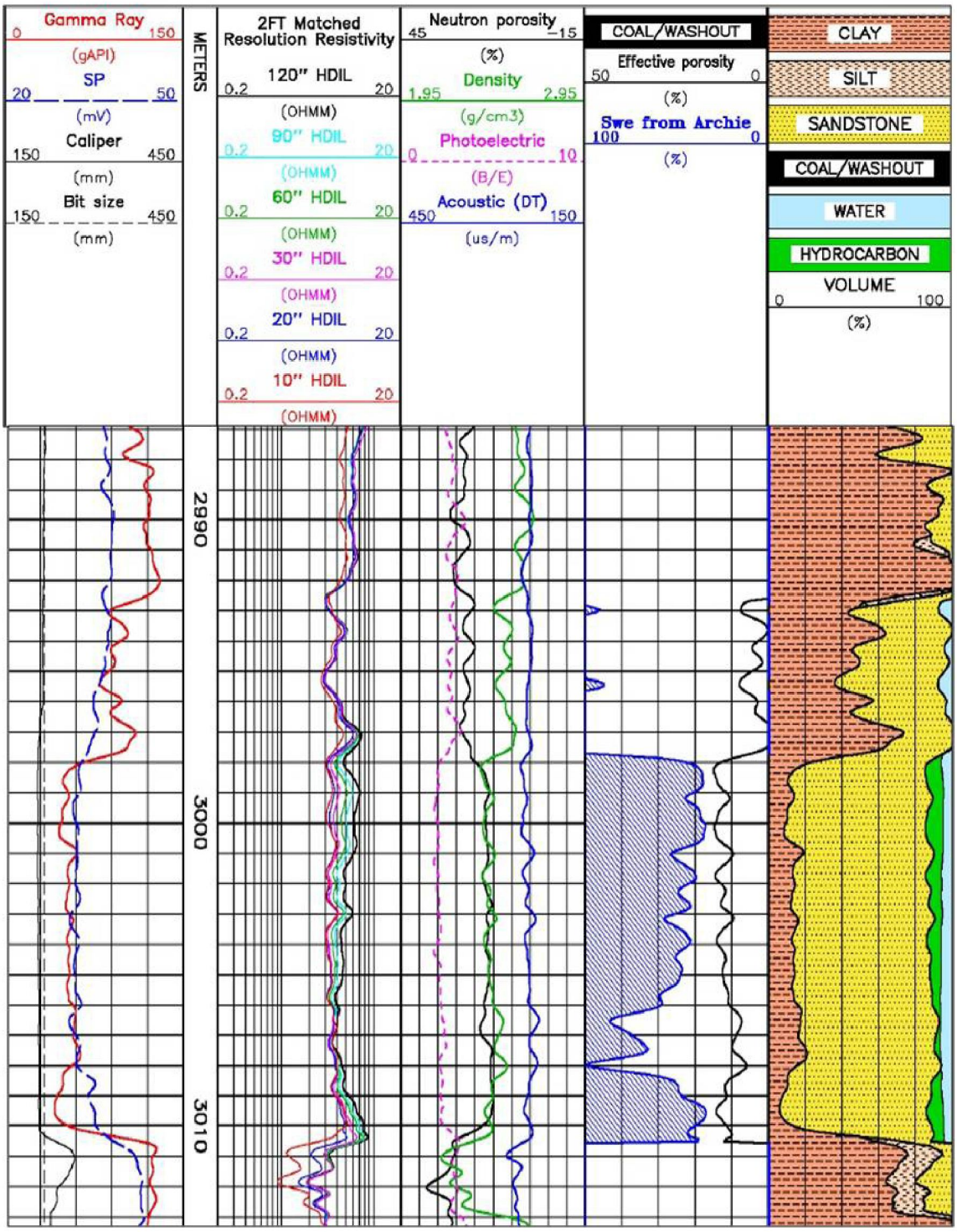


Рисунок 1 – Геофизическая характеристика продуктивного интервала по данным ГИС

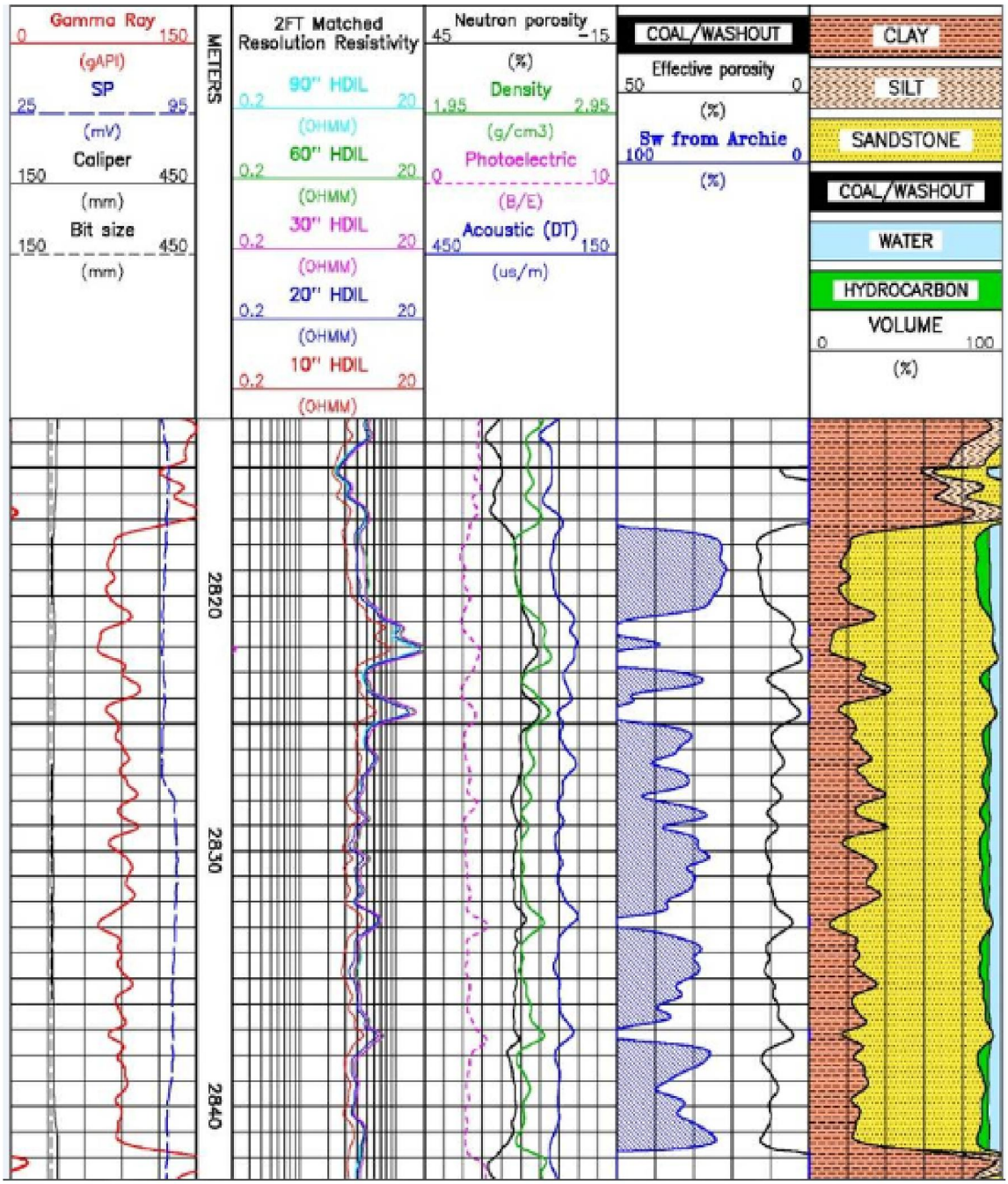


Рисунок 2 – Геофизическая характеристика продуктивного интервала по данным ГИС

По скважине **А** дана характеристика четырех продуктивных горизонтов. Мощности пластов коллекторов изменяются в пределах 1,0-6,7 м; сопротивление 2,2-5,0 Ом·м; коэффициент нефтенасыщения 24-72%. По скважине **В** мощности продуктивных пластов 5,0-15,1 м; сопротивление 2,4-6,7 Ом·м; коэффициент нефтенасыщения 25-70%. В скважине **Д** мощности продуктивных пластов 0,9-10,1 м; сопротивление 3,4-11,2 Ом·м; коэффициент нефтенасыщения 20-70%. Эффективная пористость коллекторов невысокая 7-17%.

Сопротивление водонасыщенных горизонтов низкое 0,5-4,5 Ом·м, пористость изменяется от 8,0 до 18,0%.

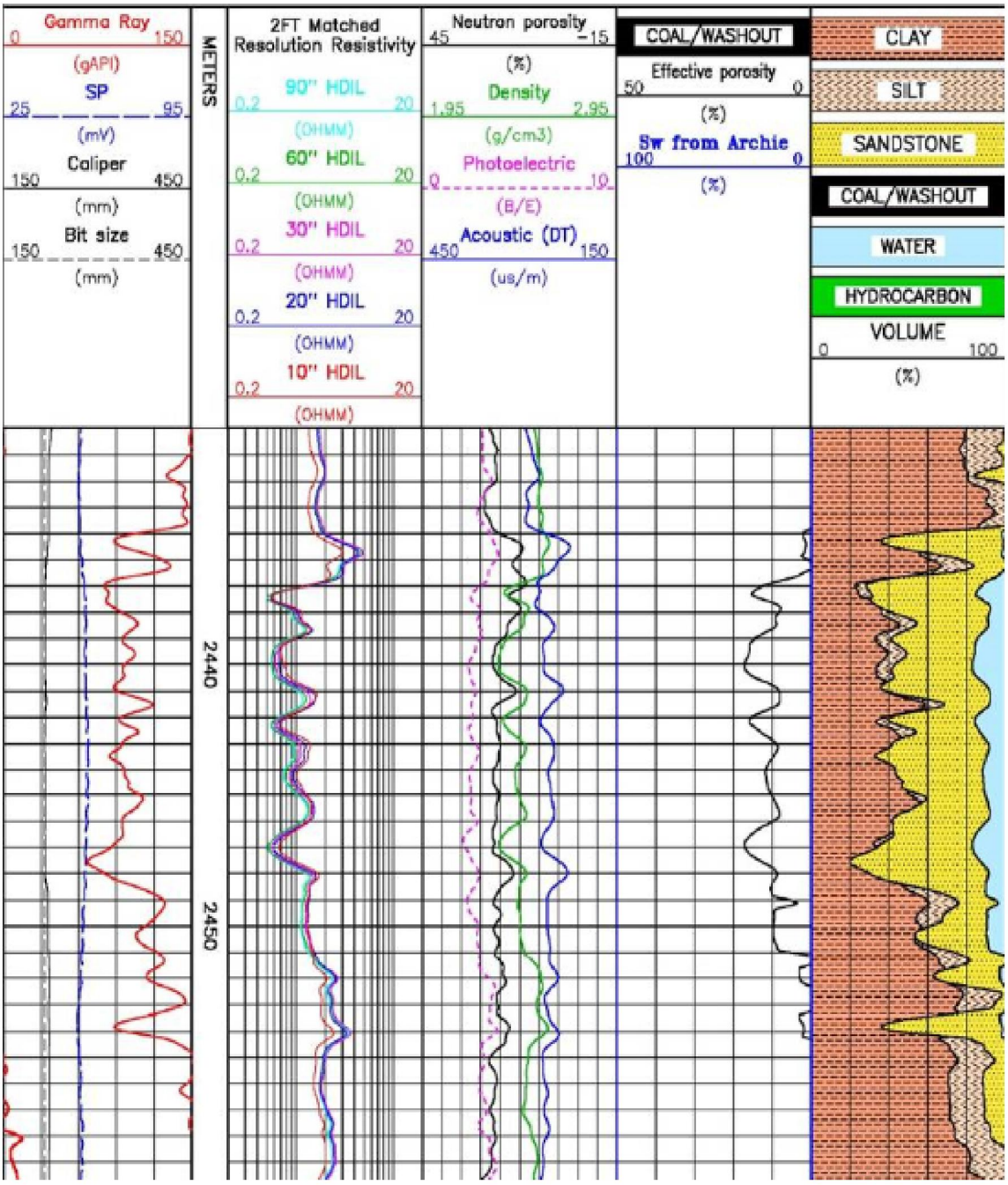


Рисунок 3 – Геофизическая характеристика водонасыщенного интервала по данным ГИС

Таблица 1 – Геофизическая характеристика нефтенасыщенных пластов

Скважина	Горизонт	Кровля, м	Подошва, м	Толщина, м	Сопротивление пласта по индукционному каротажу, Ом-м	Плотность пород, г/см³	Интервальное время, мкс/м	Глинистость по ГК, нейтронному и плотностному, %	Эффективная пористость до, %	Коэффициент нефтегазо-насыщения до, %
А	VI	2696,2	2698,1	1,9	2,8-3,3	2,4	224-235	28-37	10,0	24
		2699,8	2700,8	1,0	4,0-4,7	2,4	225	28-35	9,7	39
		2701,7	2704,5	2,8	4,4-5,0	2,4	231-241	23-36	13,1	55
	VII	2720,4	2722,8	2,4	2,2-2,4	2,3-2,4	216-243	28-62	12,0	30
		2725,2	2726,5	1,3	2,9	2,4	232	29-36	11,2	36
		2728,0	2734,7	6,7	2,5	2,3-2,4	230-240	25-37	14,3	45
		2740,0	2741,2	1,2	2,3-3,8	2,4-2,5	215-236	22-24	13,1	39
	VIII	2769,5	2773,0	3,5	2,4-2,6	2,3-2,4	232-245	23-31	13,1	39
		2774,2	2775,2	1,0	2,0	2,4	247	25-47	12,0	31
		2805,0	2806,2	1,2	7,8	2,4	237	25-36	12,2	72
		2807,4	2816,0	8,6	7,5-13,3	2,3-2,4	223-246	12-33	15,1	72
		2817,6	2825,0	7,4	4,8-10,7	2,3-2,4	220-225	39-19	13,0	67
	XI	2871,9	2873,3	1,4	3,6-5,7	2,4	237	30	10,4	33
		3001,4	3004,6	3,2	5,5-8,3	2,4	230-250	17-24	11,0	62
В	VIII	2781,7	2786,7	5	4,7-8,8	2,4	235-248	30-60	10,3	59
		2805,9	2815,5	9,6	5-11,2	2,4	228-245	25-45	14,1	70
		2836,7	2851,8	15,1	4,5-9,1	2,4	205-244	20-50	12,0	58
	IX	2861,3	2869,7	8,4	3,4-4,8	2,4-2,55	225-250	20-50	12,0	52
	X	2959,6	2970,7	11,1	4,4-8,6	2,4-2,48	225-248	12-27	13,4	60
	XI	2997,8	3010,5	12,7	3,5-8,6	2,4	225-251	5-20	15,1	65
		3061,1	3065,8	4,7	3-4,5	2,47	223-239	25-40	10,0	25
Д	VIII	2817,3	2820,9	3,6	5,2	2,4	248-254	15-21	13,2	57
		2822,9	2824	1,1	4,5-5	2,45	233	26-42	10,2	45
		2825,0	2832,5	7,5	3,7-6,1	2,5	213-247	17-40	11,3	48
		2833,2	2836,7	3,5	3,8-4,3	2,44-2,5	240-248	23-35	11,0	44
		2837,5	2841,8	4,3	3,5-4,6	2,4	239-254	22-31	12,2	52
	IX	2846,0	2846,9	0,9	3	2,45	249	37,7	10,0	30
		2852,0	2853,0	1	2,42	2,42	258	38	12,3	35
		2873,1	2877,9	4,8	3,1-6,1	2,4-2,53	234-249	13-27	13,0	51
	X	2947,0	2949,0	2	3-4,4	2,49	247-253	42	7,4	20
	XI	3025,3	3035,4	10,1	3,2-6,7	2,4	241-256	13-32	16,0	70
		3037,3	3041,0	3,7	2,48-4,9	2,4	234-257	14-35	17,1	66
		3042,0	3043,0	1	4-6	2,48	260	29	9,0	45

Таблица 2 – Геофизическая характеристика водонасыщенных пластов

Скважина	Горизонт	Кровля, м	Подошва, м	Толщина, м	Сопротивление пласта по индукционному каротажу, Ом·м	Плотность пород, г/см3	Нейтронная пористость по известняку, %	Интервальное время, мкс/м	Глинистость по ГК, нейтронному и плотностному, %	Эффективная пористость до, %
А	IV	2404,0	2411,0	7,0	0,5-0,8	2,3-2,5	15-23	188-274	24-37	17,0
		2413,5	2416	2,5	1,1	2,42	21	264	48	11,0
		2449,0	2451,0	2,0	2,0-1,7	2,4-2,5	16-19	232-255	44-48	8,5
		2462,0	2464,0	2,0	0,7-1,9	2,3-2,4	18-24	214-265	35-60	15,0
		2474,0	2475,0	1,0	1,3-1,4	2,4	17	249	48-59	11,1
		2481,0	2484,0	3,0	0,5-0,8	2,3	22	256-270	28-48	18,0
	V	2552,3	2556,2	3,9	1,1-1,3	2,4	18-20	252	39-59	13,5
		2598,5	2602,0	3,5	1,5-1,6	2,3-2,4	20-25	249-269	43-58	12,0
		2615,0	2616,8	1,8	2,0	2,4	19-21	251	50-63	10,0
В	V	2418,8	2426,7	7,9	0,56-	2,33-2,46	19-24	236-283	20-70	16,5
		2428,5	2432,6	4,1	0,9-1,5	2,41-2,6	12-21	194-254	20	11,0
		2486,5	2488,8	2,3	0,7-1,2	2,37-2,45	18-25	248-255	20-40	14,5
		2493	2496	2	0,7	2,38	23	265	33	14,5
		2501,3	2504,3	3	0,7	2,38	20	252	17	15,0
		2512,3	2514,6	2,3	1,1	2,41	24	252	27	12,0
		2520,1	2526,5	6,4	0,65-	2,34-2,48	15-28	217-272	15-60	16,5
		2540,2	2541,8	1,6	1,3	2,43	24	256	40	10,0
		2543,4	2545,8	2,4	0,8	2,4	22	255	25-30	13,0
		2577,2	2580,8	3,6	1-2,3	2,41-2,6	19-25	222-267	20-30	11,0
	VII	2677,4	2683,2	5,9	0,7-2,8	2,38-2,61	10-20	174-251	20-50	14,0
		2701,3	2704,2	2,9	1,7	2,44	18	237	40	11,0
Д	V	2436,7	2451,0	14,3	0,51-	2,34-2,49	14-23	225-268	20-55	17,0
	VI	2515,0	2518,0	3,0	0,67	2,38	22	256	41	15,2
		2523,6	2525,4	1,8	1,1	2,42	23	261	53	11,3
		2539,6	2542,	2,5	0,99	2,4	21	250	36	12,0
		2553,5	2560,3	6,8	0,9-1,3	2,4-2,48	20	219-249	29-42	13,1
		2565,5	2567,3	1,8	0,7	2,38	22	257	36	14,2
		2570,0	2575,0	5,0	0,8	2,42	22	252	40	13,0
	VII	2716,7	2719,7	3,0	1,2	2,41	18	252	34	12,2
	X	2877,9	2881,4	3,5	2,9-4,3	2,5-2,54	18	225-237	18-50	6,0
		2882,8	2885,1	2,3	2,5-2,9	2,47-2,49	18	231-240	27-46	10,2
	XI	3005,0	3008,0	3,0	1,7-2,8	2,44-2,5	16-21	239-248	27-47	10,1
		3057,1	3059,4	2,3	3,4-4,5	3,4-4,5	16-18	227	38-45	8,3

ЛИТЕРАТУРА

[1] Вендельштейн Б.Ю. Резванов Р.А. Геофизические методы определения параметров нефтегазовых коллекторов. – М.: Недра, 1978. – 318 с.

[2] Кожевников Д.А. Коваленко К.В. Модулирование гранулярных коллекторов на основе петрофизической инвариантности // НТВ «Каротажник». – Тверь: Изд. АИС, 2007. – Вып. 161. – С. 66-84.

[3] Дахнов В.Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения горных пород. – М.: Недра, 1975. – 343 с.

[4] Ниязова А.Т., Борисенко Г.Т. Петрофизическая модель обработки диаграмм ГИС месторождения Арыстан // Сб. трудов 3-й междун. научно-практ. конф. «Состояние, проблемы и задачи информатизации в Казахстане», посвящ. 80-летию КазНТУ им. К. И. Сатпаева и 20-летию Международной Академии Информации.– Алматы, 20-22 ноября 2014 года. – Ч. II. – С. 331-335.

[5] Борисенко Г.Т., Байгазиева Г.Т. Технология определения характера насыщения коллекторов по комплексу ГИС в терригенных нижнепермских отложениях месторождений восточного борта Прикаспийской впадины // Вестник КазНТУ. – 2012. – № 5(93).

[6] Poupon A., Houle W.R., Schmidt A.W. Log analusis in formation with complex lithologies // Perolium Technologu. 1971. Vol. 23, N 8.

REFERENCES

[1] Wendelstein B. Rezvanov R. Geophysical methods of determining oil and gas reservoir parameters. M.: Nedra, 1978. 318 p. (in Russ.).

[2] Kozhevnikov D., Kovalenko K. Modulation of granular reservoir based on petrophysical invariance. NTV «Karotazhnik». Tver: Pubication. AIS, 2007. Edition 161. P. 66-84. (in Russ.).

[3] Dakhnov V. Geophysical methods for the determination of reservoir properties and oil and gas saturation of sediments. M.: Nedra, 1975. 343 p. (in Russ.).

[4] Niyazova A., Borisenko G. Petrophysical model of well logging interpretation charts in Arystan field. Works book of the third international scientifically-practical conference «Status, problems and challenges of informatization in Kazakhstan», dedicated. Almaty, 20-22 of November 2014. P. Шю P. 331-335. (in Russ.).

[5] Borisenko G., Baygazieva G. Technology of determine type of reservoir saturation by well logging complex in terrigenous deposits of low Permian sediments in the eastern side fields of Caspian Depression. Vestnik KazNTU. 2012. N 5(93). (in Russ.).

[6] Poupon A., Houle W.R., Schmidt A.W. Log analusis in formation with complex lithologies. Perolium Technologu. 1971. Vol. 23, N 8.

АРЫСТАН КЕНОРЫНЫНДАҒЫ КОЛЛЕКТОРЛАРДЫҢ ҚАНЫҚТАЛУ ТҮРІНІҢ ТЕХНОЛОГИЯСЫН ҰГЗ КЕШЕНІМЕН ТЕРРИГЕНДІ ШӨГІНДІЛЕРДЕ АНЫҚТАУ

Г. Борисенко, А. Ниязова

Қ. И. Сәтбаев атындағы Қазақ ұлттық техникалық университеті, Алматы, Қазақстан

Тірек сөздер: коллектор, меншікті электрлік кедергі, электрокаротаж, ұңғыма, коллекторлік қасиеті, кеуектілік параметрі, кеуектілік коэффициенті, мұнайгаздылық параметрі,мұнайлылық коэффициенті.

Аннотация. Коллекторлі қабаттардың қанықталу түрін анықтау мақсатында, ұңғыманы геофизикалық әдіспен зерттеу диаграммаларының өңдеу алгоритмдері және ҰГЗ әдісінің мағлұматтарын өңдеу әдістемесі көрсетілген. Сонымен қатар, қарастырылып отырған кенорынның юра шөгінділерінің сипаттамасымен үш ұңғыма бойынша өңдеу нәтижесі берілген.

Поступила 04.02.2015 г.