

Г. Т. БОРИСЕНКО, А. К. ИСАГАЛИЕВА, А. А. ЕРМАГУЛОВА

(Казахский национальный технический университет им. К. И. Сатпаева, г. Алматы)

ФОРМИРОВАНИЕ ИНТЕРПРЕТАЦИОННОЙ МОДЕЛИ СЛОЖНОПОСТРОЕННЫХ ТЕРРИГЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ВОСТОЧНОГО БОРТА ПРИКАСПИЙСКОЙ ВПАДИНЫ

Аннотация. На примере подсолевых терригенных отложений восточного борта Прикаспийской впадины с использованием многомерности петрофизических и геофизических связей рассмотрен способ формирования интерпретационной модели по определению емкостных свойств горных пород. При формировании интерпретационной модели использованы многомерные корреляционные связи при определении коэффициентов глинистости, пористости, диаграммы электрических методов, радиоактивного каротажа и акустического метода. Для построения системы интерпретационных моделей установлены связи между измеренными по скважинным параметрам с одной стороны, и расширенным набором характеристик продуктивных отложений с другой.

Ключевые слова: коллектор; удельное электрическое сопротивление, интенсивности естественного гамма-излучения, радиационного гамма-излучения, интервальное время; модели, многомерность связей; пористость, проницаемость, глинистость.

Тірек сөздер: коллектор, меншікті электрлік кедергі, табиғи гамма-сәулеленудің қарқындылығы, радиоактивті гамма-сәулелену, аралық уақыт, үлгілер, байланыстың көпөлшемділігі, кеуектілік, өткізгіштік, саздылық.

Keywords: Collector, specific electric resistance, intensity of natural gamma radiation, gamma radiation, interval time, models, multidimensionality ties, porosity, permeability, shaliness.

На этапах оперативной интерпретации и подсчета запасов нефти геофизические исследования скважин должны обеспечить в сложных геолого-технических условиях изучаемого месторождения решение следующих геологических задач: литологическое расчленение разрезов; выделение коллекторов и определение эффективной мощности; определение пористости, глинистости; выделение нефтенасыщенных коллекторов и определение коэффициентов нефтенасыщения; корреляция разрезов скважин. На больших глубинах заметно усложняются структурные и текстурные свойства пород и строение порового пространства коллекторов, песчано-глинистые отложения обогащены карбонатным цементом. При изучении таких коллекторов геофизическими и геологическими методами возникают трудности, которые усугубляются высокой температурой и давлением. При решении поисково-разведочных задач по данным геофизических методов исследования скважин наиболее важными являются модели взаимосвязей, являющихся решениями прямых петрофизических задач.

Нижнепермский терригенный комплекс месторождения Кенкияк представлен аргиллитами, алевролитами, песчаниками; песчаники и алевролиты в различной степени глинистые и известковистые. По данным литологического описания отобранных образцов пород, керн представлен тонким переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов. Все геологические объекты являются сложными системами. Для их изучения необходимо использовать методологию многофакторного эксперимента. При решении поисково-разведочных задач по данным ГИС наиболее важной является модель петрофизических связей.

Изучение терригенных коллекторов, емкостные и фильтрационные свойства которых зависят от содержания глинистого и карбонатного материала, сопряжено со значительными трудностями, чтобы отнести пласт к коллектору или не коллектору, необходимо располагать данными о нижних пределах петрофизических параметров, таких как пористость, проницаемость, глинистость и карбонатность [1, 2]. Важность изучения петрофизических зависимостей для месторождения очевидна, так как глубокозалегающие изучаемые отложения слабо освещены керном.

При выделении пластов-коллекторов нельзя руководствоваться только петрофизическими параметрами, необходимо определять и геофизические параметры, различные по своей основе. Из геофизических методов первостепенное значение в условиях месторождения имеют боковой, акустический и радиоактивные методы (гамма-метод и нейтронный гамма каротаж). Кривые распределения геофизических параметров для песчаников, аргиллитов и плотных пород приведены

на рисунке 1. Наблюдается четкая дифференциация пород по изучаемым параметрам (удельному электрическому сопротивлению, интервальному времени, интенсивностям естественного и радиационного излучения).

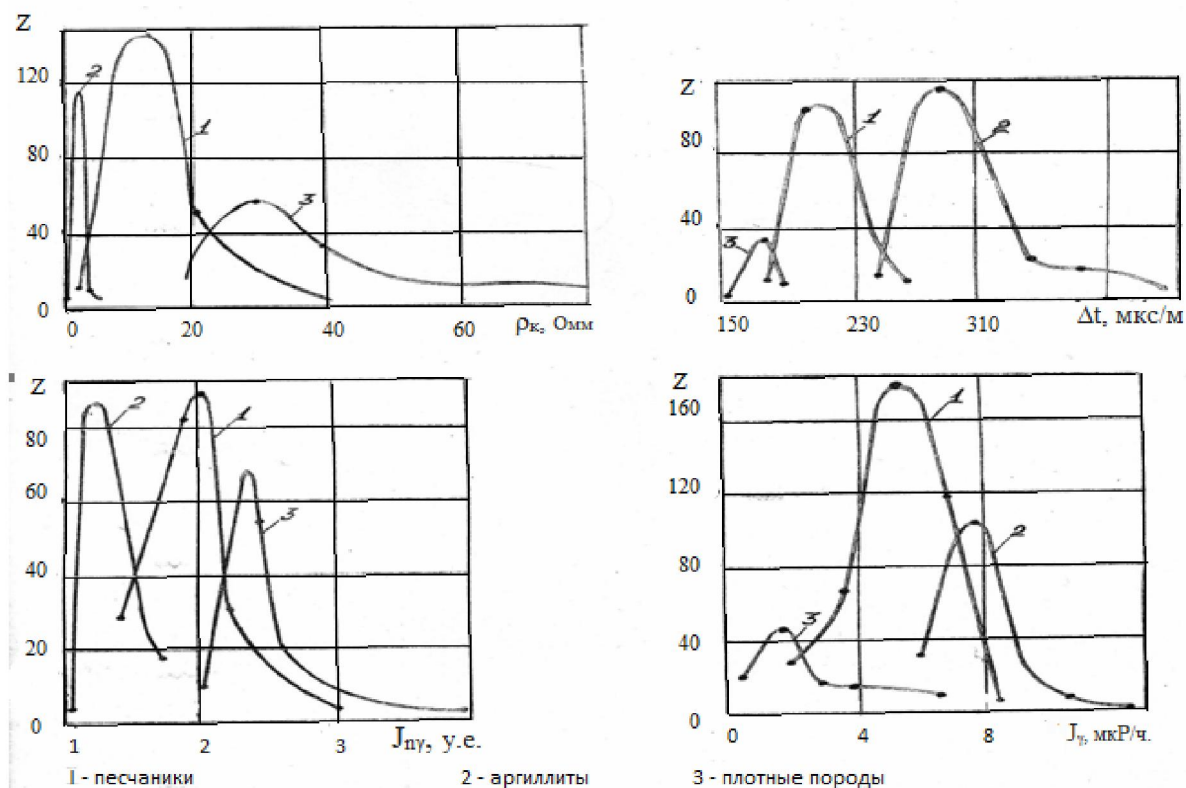


Рисунок 1 – Кривые распределения геофизических параметров для различных пород

В условиях изучаемого месторождения в качестве основного метода для оценки пористости пород выступают не электрические методы, а акустический метод. Диаграммы акустического метода достаточно четко дифференцируют тонкослоистый разрез (рисунок 2) и могут быть использованы для определения пористости. Рассчитаны корреляционные связи между интервальным временем, параметром пористости и коэффициентами пористости, между глинистостью и геофизическими параметрами (таблица 1). Сопоставление коэффициентов пористости, определенных по геофизическим данным и керну по скважинам Г-92, Г-86 приведено в таблице 1. Из приведенных данных видно, что расхождения не превышают 2,6% абс., средняя квадратическая погрешность составляет 1,28% абс.

Геофизическая характеристика пород по ряду опробованных интервалов приведена в таблице 2. Так как опробуются достаточно большие интервалы, пределы изменения геофизических параметров при различных притоках и отсутствии их перекрываются, что затрудняет сделать однозначный вывод о характере насыщения пластов коллекторов.

С целью определения характера насыщения пластов-коллекторов нами рассчитаны кривые распределения параметра насыщения (P_n) для водонасыщенных и продуктивных пластов по результатам опробования. Параметр насыщения несет информацию как о пористости, так и степени его насыщенности [4-6]. По опробованным интервалам построены графики интегральной функции распределения коэффициента нефтенасыщения. Критическими для подсолевых отложений являются $P_n \geq 4$, $K_{n,gr} \geq 44\%$. Рассчитаны палетки, которые представляют собой серию кривых, выражающих зависимость удельного электрического сопротивления пород ρ_n от коэффициента пористости (k_n) при различных коэффициентах водонасыщения (рисунок 3). В качестве примера определения коэффициента нефтенасыщения по полученным палеткам приведены результаты определений K_n по опробованным интервалам скважин Г-92, Г-108, Г-107 месторождения Кенкиек, нанесены точки с координатами ρ_n и k_n .

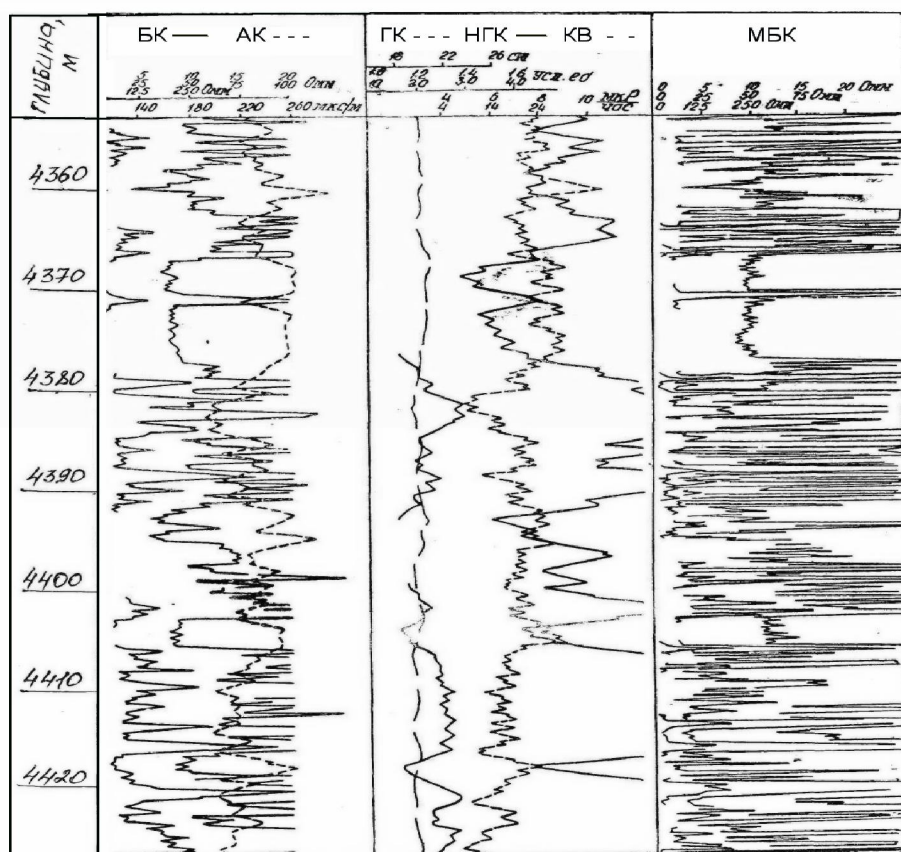


Рисунок 2 – Геофизическая характеристика четвертого продуктивного горизонта по скважине Г-100

Таблица 1 – Сопоставление коэффициентов пористости, определенных по геофизическим данным и керну

№ п/п	№ скв.	Интервал от до, м	Р	Δt, мкс/м	К _п , % керн	К _п , % геоф	$\Delta = K_{п}^{кern} - K_{п}^{геоф}$	Δ ²
1	Г-92	4613,0-4620,0	151,0	220	12,50	10,2	+2,30	5,29
2		4665,0-4670,0	181,0	240	6,97	8,3	-1,33	1,77
3		4478,6-4481,0	175,0	220	11,40	8,8	+2,60	6,76
4		4503,7-4670,6	131,0	248	11,40	10,4	+1,00	1,00
5		4565,6-4670,6	171,6	240	7,36	8,2	-0,84	0,71
6		4615,0-4620,0	185,7	244	7,96	7,9	+0,06	0,04
7	Г-86	3913,0-3917,0	78,1	280	16,12	12,6	+2,52	6,35
8		3992,9-3993,6	78,1	300	7,72	9,8	-2,08	4,32
9		4050,0-4053,0	195,0	264	8,00	7,8	+0,20	0,04
10		4096,0-4103,0	256,0	310	4,04	6,1	+2,06	4,24
11		4103,0-4149,0	81,1	244	14,50	12,4	+2,10	4,41
12		4109,0-4114,0	135,1	276	13,06	11,6	+1,46	2,13
13		4109,0-4114,0	135,1	300	8,21	9,2	-0,99	0,98
14		4109,0-4114,0	135,1	300	10,57	9,8	+0,77	0,59
15		4103,0-4109,0	81,1	244	14,50	12,4	+2,10	4,41
16		4114,0-4115,0	121,6	252	13,21	11,7	+1,51	2,28
17		4115,0-4116,0	121,6	232	7,64	8,5	-0,86	0,74
18		3113,0-3916,0	78,1	240	14,40	12,8	+1,60	2,56

Таблица 2 – Геофизическая характеристика опробованных интервалов

№ скв.	Интервал опробования от до , м	d_c , мм	ρ_k , Ом·м	J_γ , мкР/ч	J_{ny} , у.е.	Δt , мкс/м	Результаты опробования
86	3911,0-3929,0	219,6-221,6	1,0-25	5,0-6,6	1,7-2,4	190-310	Вода
	3947,0-3950,0	219,4-223,0	1,5-2,0	7,0-8,0	1,4-1,5	290-310	«Сухой»
	3973,0-3992,0	218,4-220,4	1,5-30	5,0-8,0	1,4-2,2	210-360	Вода
	4008,5-4022,5	215,0-219,0	2,0-40	4,0-6,8	1,8-2,7	180-420	– « –
	4025,8-4037,0	219,0-226,0	1,5-80	4,0-6,2	1,4-2,5	200-420	– « –
	4055,2-4062,2	218,5-220,4	2,0-40	5,0-7,0	1,8-2,2	190-290	– « –
	4091,0-4137,0	215,0-220,5	2,0-42	5,0-8,0	1,3-2,3	190-388	Нефть
89	4293,9-4320,9	220,0-228,0	2,0-20	6,14-10	1,3-2,0	240-330	«Сухой»
90	3879,0-3937,0	217,0-219,0	5,0-250	4,0-9,0	1,3-2,8	–	Нефть
	4069,0-4097,0	218,0-221,0	3,5-55	3,6-9,4	1,3-2,7	–	– « –
91	4063,0-4077,0	226,0-232,0	3,0-19	4,5-6,3	1,1-1,3	170-400	– « –
	4099,0-4109,0	220,0-229,0	1,0-6,0	4,2-6,0	1,0-1,5	160-360	– « –
	4117,0-4127,0	224,0-229,0	1,0-14	4,5-7,0	1,0-1,5	160-220	– « –
	4140,0-4165,0	221,0-229,0	1,0-20	4,2-7,0	1,1-2,1	160-250	– « –
	4183,0-4200,0	216	1,5-50	6,9-9,0	1,3-1,4	220-260	– « –
	4215-4234	216	2,0-30	5,5-9,0	1,2-1,7	170-280	– « –
	4240-4246	216	4,0-70	5,4-7,6	1,3-2,2	170-240	– « –
	4253-4265	216	4,0-70	4,0-9,0	1,4-2,2	170-250	– « –
	4270-4282	216	3,5-45	6,0-8,4	1,1-1,9	170-300	«Сухой»
	4288-4302	216	3,0-40	5,0-9,0	1,1-1,8	170-280	– « –
	4317-4324	–	1,5-8,0	6,2-9,0	1,3-1,5	230-240	– « –
92	4415-4459	–	4,0-50	–	–	185-310	Нефть
	4515-4534	–	2,0-60	4,5-7,5	1,4-2,2	190-340	– « –
	4584-4610	–	3,5-40	4,2-7,0	1,6-2,5	190-280	– « –
	4640-4659	–	3,0-100	4,0-6,8	1,4-2,5	460-370	– « –
	4665-4685	–	3,0-50	5,0-7,0	1,6-2,5	190-270	– « –

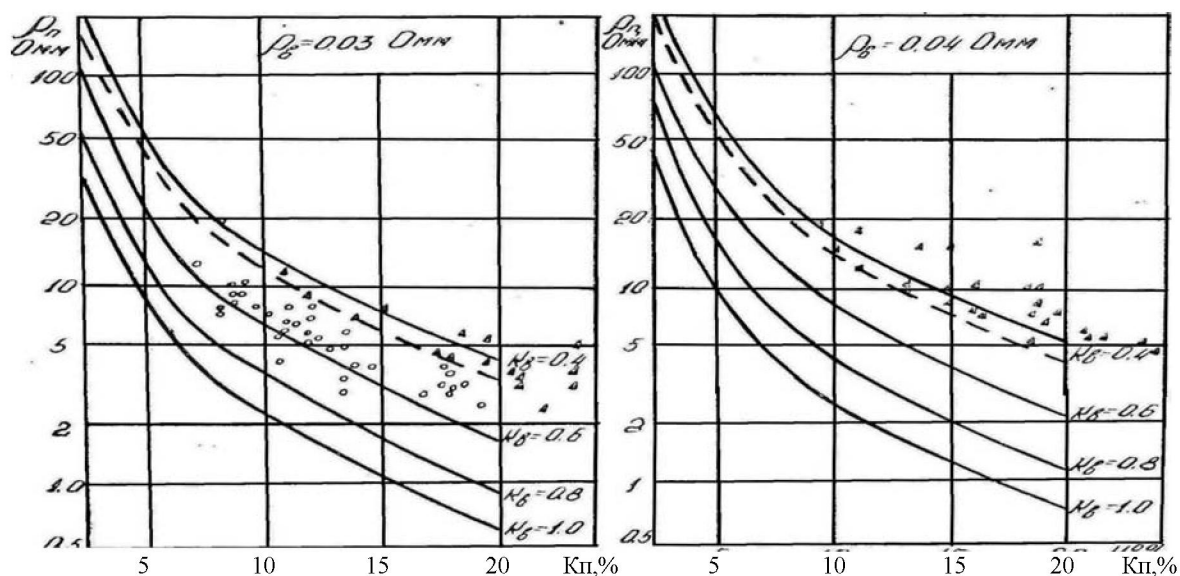


Рисунок 3 – Палетки для определения характера насыщения пластов-коллекторов

Для месторождения Кенкияк рассчитаны зависимости $R_{\Pi} = f(K_{\Pi})$ и $R_H = f(K_B)$ по результатам лабораторных исследований, и используя полученные связи, рассчитан график зависимости:

$$R_{\Pi} \cdot R_H = f(K_{\Pi} \cdot K_B), R_0 = f(K_{\Pi} \cdot K_B)$$

Использование параметра R_0 позволяет не определять удельное электрическое сопротивление пласта при его стопроцентной водонасыщенности (рвп). В этом случае в качестве параметра несущего информацию о характере насыщения выступает коэффициент нефтенасыщения, а не параметр нефтегазонасыщения [2, 4]. Интерпретационные уравнения для изучаемых отложений приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Интерпретационные уравнения

№ п/п	Вид связи	Уравнения
1	$C_{г\Gamma} = f(\Delta J_{\gamma})$	$C_{г\Gamma}(J) = 1.03 + 66.7 (\Delta J_{\gamma})^2(J) + 61.2 \Delta J_{\gamma}(J)$
2	$C_{г\Gamma} = f(\rho_n, J_{\Pi\gamma}, \Delta J_{\gamma})$	$C_{г\Gamma} = -2,0 + 40,9 \rho_n^{-1}(J), + 6,1 J_{\Pi\gamma}^{-2}(J), + 37,2 \kappa \Delta J_{\gamma}(J) + 60,8 (\kappa \Delta J_{\gamma}(J))^2$
3	$K_{\Pi} = f(\Delta t)$	$K_{\Pi}(J) = 0.247 \Delta t(J) - 42, \%$
4	$R_{\Pi} = f(K_{\Pi})$	$R_{\Pi}(J) = 0.75 / K_{\Pi}(J)^{1.9}$
5	$K_{\Pi} = f(P_{\Pi} \Delta t)$	$K_{\Pi}(J) = 3,9 + 102,5 P_{\Pi}(J)^{-0.5} - 0,014 \Delta t(J)$
6	$R_H(J) = f(K_B)$	$R_H(J) = \rho_n(J) / \rho_{en}(J) = 1 / K_B^{1.95}$
7	$\rho_{en}(J) = f(P_{\Pi}(J), \rho_e(J))$	$\rho_{en}(J) = P_{\Pi}(J) * \rho_e(J)$
8	$K_{B1}(J) = f(R_H(J))$	$K_{B1}(J) = (1 / R_H(J)^{1/1.95}) \cdot 100, K_{H1}(J) = 100 - K_{B1}(J), \%$
9	$P_o = f(K \cdot K_B)$	$P_o(J) = \rho_n(J) / \rho_e(J) = 0.6 / K_{\Pi} \cdot K_B^{2.1}$
10	$W(J) = f(P_o(J))$	$W(J) = 0.6 / P_o(J)^{1/2} \cdot 100$
11	$K_{B2}(J) = W(J), K_{\Pi}(J)$	$K_{B2}(J) = W(J) / K_{\Pi} \cdot 100\%$
12	$K_{H2}(J) = f(K_{B2}(J))$	$K_{H2}(J) = 100 - K_{B2}(J) \cdot \%$

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 [7]. С учетом возможностей применяемых геофизических методов для решения геологических задач изучаемых отложений могут быть использованы следующие методики:

- литологическое расчленение изучаемых терригенных отложений, представленных песчаниками, алевролитами, аргиллитами проводить по диаграммам бокового, акустического, гамма- и нейтронного-гамма методов;

- для выделения коллекторов необходимо использовать прямые качественные признаки (изменение сопротивления при повторных измерениях БК) и косвенные количественные признаки ($K_{\Pi}^{г\Gamma}$, $C_{карб}$, $C_{г\Gamma}^{г\Gamma}$);

- глинистость может быть определена по диаграммам гамма-метода и по комплексу методов;

- коэффициент пористости по диаграммам интервального времени по зависимости $K_{\Pi} = f(\Delta t)$ полученной при термобарических условиях и по комплексу методов;

- для выделения нефтенасыщенных пород применять диаграммы бокового каротажа для определения удельного электрического сопротивления, параметра насыщения и коэффициента нефтенасыщения.

ЛИТЕРАТУРА

- 1 Борисенко Г.Т., Байгазиева Г.Т. Определение граничных значений проницаемости, пористости, глинистости и карбонатности для пластов коллекторов в тонкослоистых разрезах // Доклады научно-практич. конф. к 20-летию Республики Казахстан. – Казахский общественный университет (КОУ), 2012. – С. 182-186.
- 2 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. Серия геологическая. – 2012. – № 5. – С. 26-30.
- 3 Борисенко Г.Т., Исмаилова Г.А. Анализ возможностей акустического каротажа при изучении тонкослоистых разрезов // Вестник КазНТУ. Серия геологическая. – 2012. – № 4. – С. 118-120.
- 4 Элланский М.М. Петрофизические связи и комплексная интерпретация промысловой геофизики. – М.: Недра, 1978. – 134 с.
- 5 Дебрانت Р. Теория и интерпретация результатов геофизических методов исследования скважин. – М.: Недра, 1972. – 288 с.
- 6 Латышова М.Г. Практическое руководство по интерпретации диаграмм геофизических методов исследования скважин. – М.: Недра, 1981. – 181 с.
- 7 Кожеников Д.А., Коваленко К.В. Моделирование гранулярных коллекторов на основе петрофизической инвариантности // НТВ «Каротажник». – Тверь: Изд. АИС, 2007. – Вып. 161. – С. 66-84.

REFERENCES

- 1 Borisenko G.T., Bajgazieva G.T. Opredelenie granichnykh znachenij pronicaemosti, poristosti, glinistosti i karbonatnosti dlja plastov kollektorov v tonkosloistyh razrezah. Doklady nauchno-praktich. konf. k 20-letiju Respubliki Kazahstan. Kazahskij obshhestvennyj universitet (KOU), 2012. S. 182-186.
- 2 Borisenko G.T., Bajgazieva G.T. Tehnologija opredelenija haraktera nasyshhenija kollektorov po kompleksu GIS v terrigennyh nizhnepersmskikh otlozhenijah mestorozhdenij Vostochnogo borta Prikaspijskoj vpadiny. Vestnik KazNTU. Serija geologicheskaja. 2012. № 5. S. 26-30.
- 3 Borisenko G.T., Ismailova G.A. Analiz vozmozhnostej akusticheskogo karotazha pri izuchenii tonkosloistyh razrezov. Vestnik KazNTU. Serija geologicheskaja. 2012. № 4. S. 118-120.
- 4 Jellanskij M.M. Petrofizicheskie svyazi i kompleksnaja interpretacija promyslovoj geofiziki. M.: Nedra, 1978. 134 s.
- 5 Debrant R. Teorija i interpretacija rezul'tatov geofizicheskikh metodov issledovanija skvazhin. M.: Nedra, 1972. 288 s.
- 6 Latyshova M.G. Prakticheskoe rukovodstvo po interpretacii diagramm geofizicheskikh metodov issledovanija skvazhin. M.: Nedra, 1981. 181 s.
- 7 Kozhevnikov D.A., Kovalenko K.V. Modelirovanie granuljarnykh kollektorov na osnove petrofizicheskoy invariantnosti. NTV «Karotazhnik». Tver': Izd. AIS, 2007. Vyp. 161. S. 66-84.

Резюме

Г. Т. Борисенко, А. К. Исағалиева, А. А. Ермағұлова

(Қ. И. Сәтбаев атындағы Қазақ ұлттық техникалық университеті, Алматы қ.)

КАСПИЙ МАҢЫ ОЙПАТЫНЫҢ ШЫҒЫС БОРТЫНЫҢ КҮРДЕЛІ ҚҰРЫЛЫМДЫ ТЕРРИГЕНДІ КОЛЛЕКТОРЫНЫҢ ИНТЕРПРЕТАЦИЯЛЫҚ ҮЛГІСІН ҚҰРУ

Көпөлшемді петрофизикалық және геофизикалық байланыстарды пайдалана отырып, Каспий маңы ойпатының шығыс бортының тұзасты терригенді шөгінділерінің үлгісінде таужыныстарының фильтрациялық және көлемдік құрамын анықтау бойынша интерпретациялық үлгісін қалыптастыру тәсілі қарастырылды. Интерпретациялық үлгінің қалыптасу кезінде саздылық, тығыздық коэффициентін анықтау кезіндегі көпөлшемді корреляциялық байланыстар және электрлік әдістердің, радиоактивті каротаждың, акустикалық әдістердің диаграммалары қолданылды. Интерпретациялық үлгі жүйесін тұрғызуда біріншіден, ұңғыма мәліметтері бойынша өлшемдер арасындағы байланысты орнатамыз, екіншіден, өнімді қабат шөгінділерінің кең ауқымды сипаттамасының жиынын орнатамыз.

Тірек сөздер: коллектор, меншікті электрлік кедергі, табиғи гамма-сәулеленудің қарқындылығы, радиоактивті гамма-сәулелену, аралық уақыт, үлгілер, байланыстың көпөлшемділігі, кеуектілік, өткізгіштік, саздылық.

Summary

G. T. Borisenko, A. K. Issagaliyeva, A. A. Ermagulova

(Kazakh technical university named after K. I. Satpaev, Almaty)

FORMATION OF INTERPRETATION MODEL OF COMPLEXLY STRUCTURED SANDSTONE RESERVOIRS OF EASTERN SIDE OF THE CASPIAN DEPRESSION.

Organization of interpretation model for determination of filtration and capacitive properties of rocks was based on example of eastern edge of Caspian Basin subsalt clastic reservoir, using both petrophysical and geophysical methods. Wide range of methods for determination of porosity and shaliness, radioactive, acoustic and electrical methods of well logging used in creation of interpretation model. Organization of interpretation model establishes connection between of well logging data and complex properties of productive deposits.

Keywords: collector, specific electric resistance, intensity of natural gamma radiation, gamma radiation, interval time, models, multidimensionality ties, porosity, permeability, shaliness.

Поступила 02.06.2014г.