

## ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЛИТОЛОГИЧЕСКОГО СОСТАВА ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ С ПОЛИМИНЕРАЛЬНЫМ СОСТАВОМ

© Вахитова Гузель Ринатовна, Валиуллин Рим Абдуллович, Фазлутдинова  
Алия Ильшатовна

ФГБОУ ВО «Уфимский университет науки и технологий»,  
г. Уфа, Российская Федерация

**Аннотация.** Оценка литологического состава горных пород в сложных геологических разрезах, характеризующихся высоким содержанием глинистых минералов, неоднородностью состава, присутствием карбонатного цемента, наличием вторичной пористости является важной задачей при комплексном анализе данных геофизических исследований скважин (ГИС). Достоверная литологическая модель необходима для ввода корректных поправок в расчеты пористости, для дальнейшего петроупругого и геологического моделирования, геомеханических исследований и др. Проблема определения литологического состава в сложных геологических разрезах в настоящее время может быть решена при помощи специальных геофизических методов исследования, таких как, методы литоплотностного каротажа или импульсного нейтронного гамма-каротажа спектрометрического. Первый основан на регистрации фактора фотоэлектрического поглощения, который напрямую связан с атомным номером химического элемента породы. Второй – на регистрации спектров гамма-излучения неупругого рассеяния (ГИНР) и радиационного захвата (ГИРЗ), интенсивность которых характеризует соответствующие химические элементы. Однако, эти методы выполняются в единичных скважинах и имеют свои ограничения. В этом случае, оценка литологического состава полиминеральных пород-коллекторов выполняется с учетом совместного анализа каротажных геофизических методов. В данной работе представлены результаты изучения сеноманских отложений (пласт IX) месторождения Газли, которые являются промышленно газоносными. Результаты получены на основе комплексной интерпретации и анализа данных ГИС с целью определения литологического состава песчано-глинистых коллекторов с высокой степенью неоднородности. Выполнена количественная интерпретация комплекса ГИС, в ходе которой рассчитаны петрофизические параметры коллекторов, установлено наличие карбонатных пород-коллекторов со вторичной пористостью в терригенных меловых отложениях. Полученные результаты в дальнейшем позволят уточнить интерпретационную модель, получить геологическую и петроупругую модель сеноманских отложений.

**Ключевые слова:** петрофизическая модель, сложные коллекторы, оценка литологии, песчаные отложения, глинистые отложения.

# DETERMINATION OF LITHOLOGICAL COMPOSITION RESERVOIRS WITH POLYMINERAL COMPOSITION

© Vahitova Guzel' Rinatovna, Valiullin Rim Abdullovich,  
Fazlutdinova Alija Il'shatovna

Federal State Budget Educational Institution of Higher Education  
"Ufa University of Science and Technology", Ufa, Russian Federation

**Summary:** Evaluation of the lithological composition of rocks in complex geological sections characterized by a high content of clay minerals, heterogeneity of composition, the presence of carbonate cement, and the presence of secondary porosity is an important task in the integrated analysis of well logging data. A reliable lithological model is necessary for corrections in porosity calculations, for further petroelastic and geological modeling, geomechanical studies, etc. The problem of determining the lithological composition in complex geological sections can currently be solved using special well logging tools, such as litho-density logging or pulsed neutron gamma-ray spectrometric logging. The first is based on the registration of the photoelectric absorption factor, which is directly related to the atomic number of the chemical element of the rock. The second one is on recording the spectra of gamma radiation of inelastic scattering and gamma radiation of radiative capture, the intensity of which characterizes the corresponding chemical elements. However, these methods are performed in rare single wells and have their limitations. In this case, the assessment of the lithological composition of polymineral reservoir rocks is carried out taking into account the joint analysis of well logging methods. This paper presents the results of studying the Cenomanian deposits (layer IX) of the Gazli field, which are commercially gas-bearing. The results are based on complex interpretation and analysis of well logging data in order to determine the lithological composition of shaly-sand reservoirs with a high degree of heterogeneity. A quantitative interpretation of the well logging data was performed and the petrophysical parameters of reservoirs were calculated, the presence of carbonate reservoir rocks with secondary porosity in clastic Cretaceous deposits was established. These results will make it possible to refine the interpretation model, to obtain a geological and petroelastic model of Cenomanian deposits. This paper presents the results of studying the Cenomanian deposits (formation IX) of the Gazli field based on a comprehensive interpretation and analysis of well logging data in order to determine the lithological composition of shaly-sand reservoirs with a high degree of heterogeneity.

**Key words:** petrophysical model, complex reservoirs, lithology assessment, shale sands

**Введение.** Геологический разрез месторождения Газли представлен юрскими, меловыми, палеогеновыми и неогеновыми осадочными породами, залегающими на метаморфических и изверженных породах палеозойского фундамента. Общая мощность осадочного покрова достигает 1200-1600 м [1]. В тектоническом отношении месторождение представляет ассиметричную брахиантиклинальную складку почти широтного простирания. Длина складки (по отложениям палеогена) 43 км, ширина 10-16 км [1-5].

Промышленно газоносными являются меловые осадки. Они представлены песчаниками, алевролитами и глинами и промежуточными разностями, карбонатные породы встречаются в виде единичных и тонких прослоев. В сводовой части Газлинской структуры выявлено шесть продуктивных горизонтов (IX, X, XI, Xia, XII, XIII), приуроченных к отложениям верхнего и

нижнего мела и сложенных хорошо проницаемыми породами. Наибольшую общую и эффективную мощность имеют IX, X горизонты (сеноман), к которым и приурочены основные запасы газа на этом месторождении. В рамках данного исследования интерес представлял пласт IX сеноманской залежи [3-7].

**Результаты интерпретации данных Геоинформационной системы (ГИС).** Интерпретация комплекса геофизических методов предполагает решение следующих геологических задач:

1. Выявление интервалов коллекторов в границах пласта IX.
2. Оценка литологического состава горных пород в границах сеноманского горизонта (пласт IX), представленных сильно глинистыми песчаниками и алевролитами.
3. Оценка характера насыщенности коллекторов.
4. Расчет коэффициента нефтегазонасыщенности.

Комплекс ГИС, выполненный в 4-х скважинах, включает методы РК (ГК, НГК, ГГК), стандартный каротаж (ПС, ПЗ), кавернометрия, методы сопротивления БК, ИК, ВИКИЗ, БКЗ, Резистивиметрия.

Задача определения коллекторов решалась по прямым качественным и косвенным количественным признакам. Из качественных признаков здесь применимы относительное снижение радиоактивности по данным гамма каротажа (ГК), радиальный градиент электрической проводимости по результатам многозондового высокочастотного индукционного каротажа «ВИКИЗ), относительное снижение плотности по данным гамма-гамма плотностного каротажа (ГГК), относительное увеличение интервального времени по данным акустического каротажа (АК).

К количественной интерпретации относится оценка литологического состава и расчет петрофизических параметров: пористости; глинистости; коррекция пористости за глинистость; определение водонасыщенности; прогнозирование проницаемости.

При расчете фильтрационно-емкостных свойств использованы петрофизические зависимости для пород-коллекторов меловых отложений месторождения Газли.

Расчет глинистости по данным ГК  $K_{гЛ}$  производился по формуле

$$K_{гЛ} = \frac{J_{ГК} - J_{min}}{J_{max} - J_{min}}, \quad (1)$$

где  $J_{ГК}$  – величина естественной радиоактивности горных пород, зарегистрированная в скважине против изучаемого пласта, мР/ч;

$J_{min}$  – показания в чистых песчаниках, мР/ч;

$J_{max}$  – показания против пласта глины, мР/ч.

Для пластов-коллекторов IX горизонта показания ГК в глинах составило 27,5 мР/ч, в чистом песчанике 4,9 мР/ч.

Формула глинистости  $K_{гЛ}$  по диаграмме ПС через относительный параметр  $\alpha_{ПС}$

(2)

$$K_{\text{гл}} = 61,334 - 364,13 \cdot \alpha_{\text{пс}} + 819,59 \cdot \alpha_{\text{пс}}^2 - 628,46 \cdot \alpha_{\text{пс}}^3 \quad (2)$$

Пористость определялась по методам ПС (3), АК (4), ГК (5) и НК (6), соответственно:

$$K_{\text{п_пс}} = 38,03 + 9,96 \cdot \ln(\alpha_{\text{пс}}), \quad (3)$$

$$K_{\text{п_ак}} = \frac{(DT - DT_m)}{(DT_f - DT_m)} - 0,25 \cdot K_{\text{гл}}, \quad (4)$$

где  $DT$  – измеренное в скважине интервальное время продольной волны, мкс/м;  
 $DT_m$  – интервальное время продольной волны в скелете, мкс/м (180 мкс/м);  
 $DT_f$  – интервальное время продольной волны в фильтрате бурового раствора, мкс/м (590 мкс/м).

$$K_{\text{п_ггк}} = \frac{(\sigma_m - \sigma)}{(\sigma_m - \sigma_f)} - 0,25 \cdot K_{\text{гл}}, \quad (5)$$

где

$\sigma$  – измеренная в скважине плотность, г/см<sup>3</sup>;

$\sigma_m$  – плотность скелета, г/см<sup>3</sup> (2,65 г/см<sup>3</sup>);

$\sigma_f$  – плотность флюида, г/см<sup>3</sup> (1,1 г/см<sup>3</sup>).

$$K_{\text{п_нгк}} = W - W_{\text{гл}} \cdot K_{\text{гл}} + W_{\text{лит}} \quad (6)$$

где

$W = f(\alpha_{\text{нгк}})$  – водородосодержание, д.е.;

$K_{\text{гл}}$  – коэффициент глинистости, д.е.;

$W_{\text{гл}}$  – водородосодержание в глинистом коллекторе, принятое равным 0,25,

$W_{\text{лит}}$  – литологическая поправка, равная +0,025.

$$\alpha_{\text{нгк}} = \frac{J_{\text{нгк}} - J_{\text{нгк\_min}}}{J_{\text{нгк\_max}} - J_{\text{нгк\_min}}} \quad (7)$$

где  $J_{\text{нгк\_min}} = 1.2$  у.е.,  $J_{\text{нгк\_max}} = 2.6$  у.е.

Основные петрофизические уравнения для паста IX:

$$P_{\text{п}} = \frac{1,0286}{K_{\text{п}}^{1,605}} \quad (8)$$

$$P_{\text{н}} = \frac{0,9948}{K_{\text{в}}^{1,433}} \quad (9)$$

Удельное электрическое сопротивление пластовой воды  $\rho_{\text{в}} = 0,117$  Омм.

На рисунке 1 приведен планшет с исходными данными и результатами интерпретации.

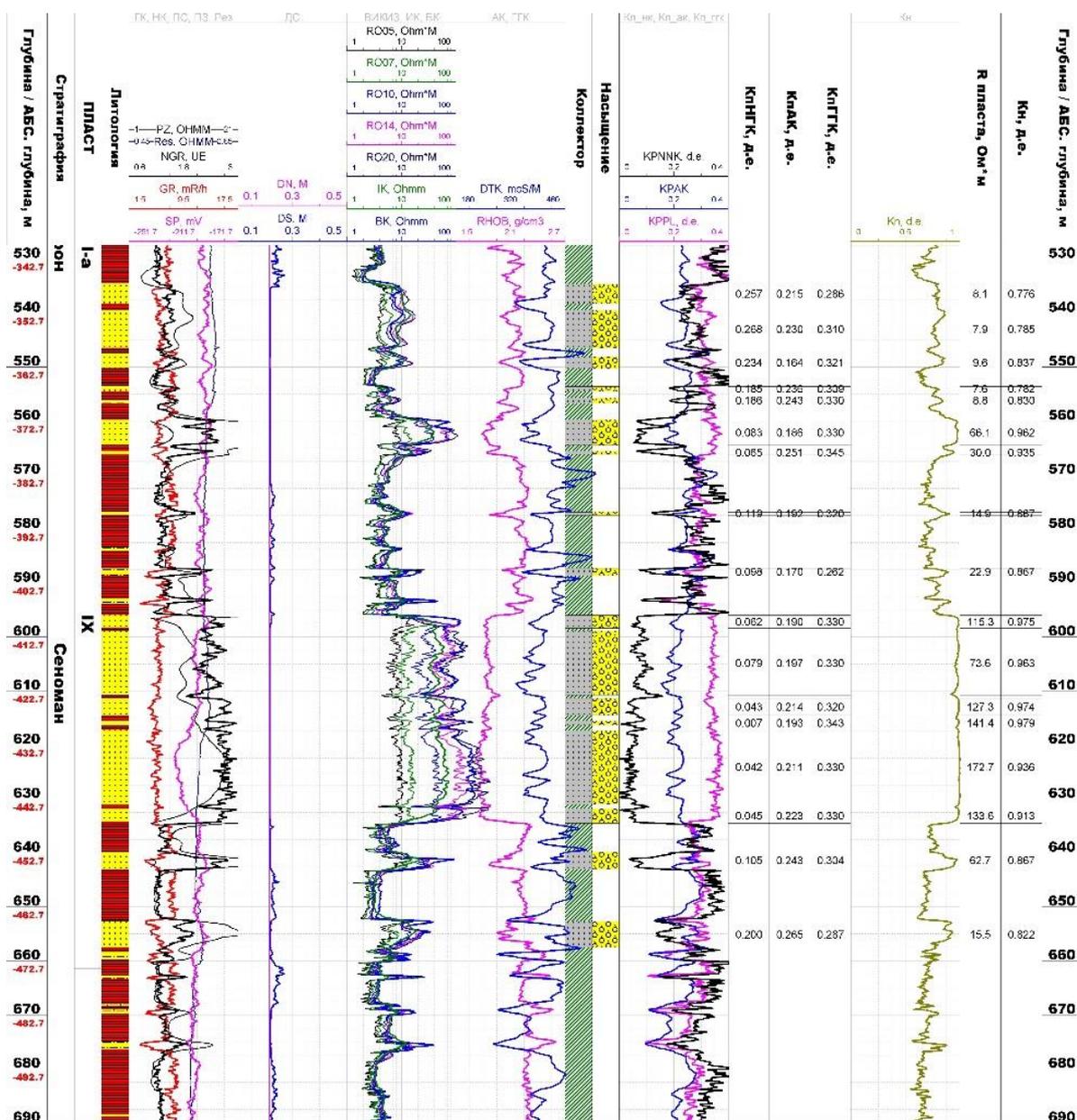


Рис. 1. Результаты интерпретации данных ГИС

Песчаники и пески на диаграммах ПС выделяются, как правило, отрицательными аномалиями; сопротивление их меняется от долей Омм у песков, насыщенных минерализованными водами, до сотен Омм у цементированных песчаников; повышенные потенциалы ПС отмечаются, если в породе присутствуют глинистые частицы. Естественное гамма-излучение песчаников и песков по сравнению с глинами невелико, а вторичное гамма-излучение большое.

Глины и глинистые сланцы отмечаются на диаграммах ПС положительными аномалиями, низкими значениями сопротивлений (1 - 50 Омм), малыми значениями вызванных потенциалов. Гамма-излучение у глин выше, чем у всех других осадочных пород. На диаграммах нейтронных методов

глины отличаются минимумами, тем большими, чем больше их кавернозность, пористость и влагонасыщенность. Скорость распространения упругих волн у глин больше, чем у песков, и меньше, чем у песчаников.

Качественная интерпретация литологического состава горных пород является приближенной. Для детального определения литологии были использованы палетки (кросс-плоты).

На рисунке 2 представлена палетка (M-N plot компании Шлюмберже) [Schumberger, 1995] для определения минерального состава по акустическому, плотностному и нейтронному методам. За исключением газонасыщенных зон, коэффициенты M и N практически независимы от пористости.

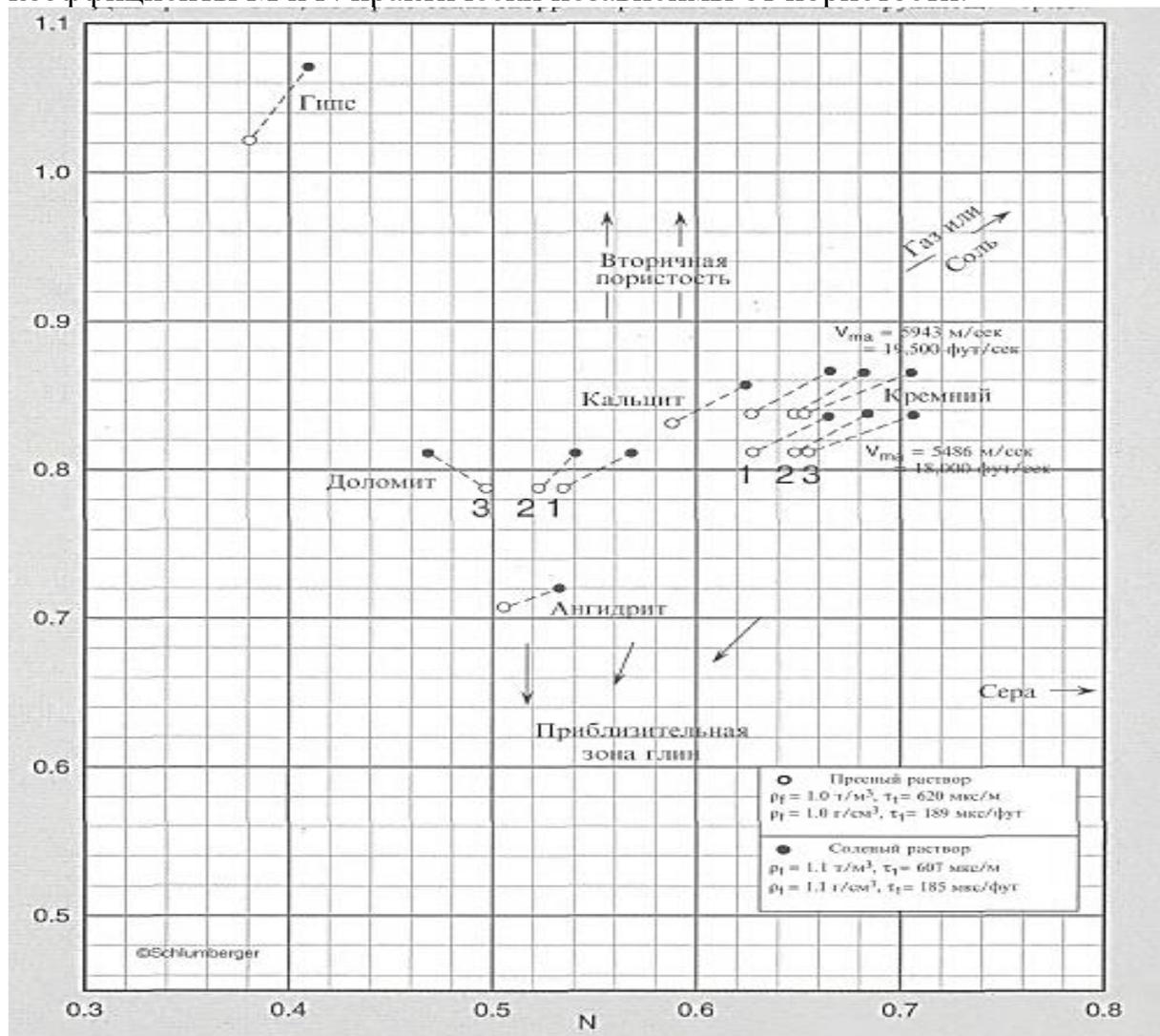


Рис. 2 M-N график для определения минерального состава [Schumberger, 1995]

Важно отметить, что M-N plot основан на комплексе трех каротажей пористости. По горизонтальной оси отложены значения параметра N, по вертикальной оси – значения параметра M. M и N вычисляется как литологический параметр, зависящий от литологии и не зависящий от

пористости. Это градиенты акустического времени, плотности и нейтронного каротажа.

$$M = 0,003 \frac{\Delta t_f - \Delta t}{\rho_b - \rho_f} \quad (10)$$

$$N = \frac{\Phi_{N,f} - \Phi_N}{\rho_b - \rho_f} \quad (11)$$

где  $\Delta t_f$  – интервальное время пробега в жидкости, мкс/м;

$\Delta t$  – интервальное время пробега, мкс/м;

$\Phi_{N,f}$  – нейтронная пористость с учетом типа раствора в скважине, д.е.;

$\Phi_N$  – нейтронная пористость, д.е.;

$\rho_b$  – общая плотность, г/см<sup>3</sup>;

$\rho_f$  – плотность флюида, г/см<sup>3</sup>.

Входными параметрами для М-Н палетки являются петрофизические свойства коллекторов. Результаты их количественных определений в ходе интерпретации скважинных данных представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Результаты оценки петрофизических параметров

№ скв	Кровля	Подошва	Мощность, м	КпНГК	КпАК	КпГГК	Р пласта, Ом*м
X15	549,0	554,8	5,8	0,270	0,268	0,278	13,2
	554,8	557,4	2,6	0,268	0,251	0,283	9,1
	559,5	561,7	2,2	0,307	0,273	0,290	7,2
	562,9	563,5	0,6	0,319	0,241	0,249	5,9
	564,9	568,6	3,7	0,222	0,259	0,301	42
	568,6	576,1	7,5	0,244	0,0272	0,296	55,8
	578,7	580,5	1,8	0,222	0,264	0,301	13,4
	613,0	614,2	1,2	0,406	0,265	0,191	17,5
	616,0	617,1	1,1	0,309	0,278	0,302	16,2
	621,0	625,4	4,4	0,260	0,244	0,293	18,1
	626,0	626,8	0,8	0,381	0,291	0,303	14,4
	627,6	628,9	1,3	0,257	0,278	0,305	21,8
	628,9	633,0	4,1	0,235	0,253	0,311	67,1
636,1	639,2	3,1	0,260	0,253	0,306	163,9	
X05	567,8	572,8	5	0,121	0,226	0,351	27,8
	573,6	575,8	2,2	0,175	0,211	0,366	12,0
	593,0	595,8	2,8	0,226	0,155	0,294	10,2
	602,7	609,4	6,7	0,112	0,163	0,349	38,7
	611,6	618,8	7,2	0,111	0,165	0,337	25,1
	619,9	622,7	2,8	0,126	0,235	0,376	26,1
	634,6	636,1	1,5	0,252	0,286	0,361	8,9
	641,5	644,6	3,1	0,256	0,230	0,309	8,7

№ скв	Кровля	Подошва	Мощность, м	КпНГК	КпАК	КпГГК	R пласта, Ом*м
	654,9	663,6	8,7	0,104	0,239	0,356	35,5
	674,6	678,5	3,9	0,292	0,191	0,252	6,0
X07	534,6	538,1	3,5	0,257	0,215	0,286	8,1
	539,5	546,5	7	0,268	0,230	0,310	7,9
	548,1	550,3	2,2	0,234	0,164	0,321	9,6
	553,6	554,5	0,9	0,185	0,236	0,309	7,6
	555,7	556,7	1	0,185	0,243	0,330	8,8
	559,8	564,5	4,7	0,083	0,186	0,330	66,1
	576,9	577,5	0,6	0,119	0,192	0,32	14,9
	587,3	588,6	1,3	0,098	0,17	0,262	22,9
	596,0	598,4	2,4	0,062	0,19	0,33	115,3
	598,9	610,8	11,9	0,079	0,197	0,33	73,6
	611,4	614,5	3,1	0,043	0,214	0,32	127,3
	615,5	616,4	0,9	0,007	0,193	0,343	141,4
	617,3	631,0	13,7	0,042	0,211	0,33	172,7
	631,8	634,5	2,7	0,045	0,223	0,33	133,6
X04	617,0	619,9	2,9	0,039	0,217	0,374	98,2
	620,5	622,5	2,0	0,018	0,247	0,372	31,3
	669,6	675,5	5,9	0,039	0,208	0,363	77,5

Кроме этого, по формулам 10 и 11 были рассчитаны необходимые значения параметров М и N. Результаты представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Результаты расчета параметров М и N

№ скв	Кровля	Подошва	$\Delta t_f$ , мкс/м	$\Delta t$ , мкс/м	$\rho_b$ , г/см <sup>3</sup>	$\rho_f$ , г/см <sup>3</sup>	$\Phi N, f$ , д.е	$\Phi N$ , д.е	М	N
X15	549,0	554,8	590	456,273	2,131	1,100	1,000	0,270	0,389	0,708
	554,8	557,4	590	458,689	2,164	1,100	1,000	0,268	0,370	0,688
	559,5	561,7	590	432,095	2,088	1,100	1,000	0,307	0,480	0,702
	562,9	563,5	590	453,349	1,913	1,100	1,000	0,319	0,504	0,838
	564,9	568,6	590	438,451	1,892	1,100	1,000	0,222	0,574	0,983
	568,6	576,1	590	442,327	1,744	1,100	1,000	0,244	0,688	1,174
	578,7	580,5	590	455,117	2,121	1,100	1,000	0,222	0,396	0,762
	613,0	614,2	590	379,936	1,842	1,100	1,000	0,406	0,849	0,800
	616,0	617,1	590	443,745	1,834	1,100	1,000	0,309	0,598	0,942
	621,0	625,4	590	447,838	1,916	1,100	1,000	0,260	0,523	0,907

№ скв	Кровля	Подощва	$\Delta t_f$ , мкс/м	$\Delta t$ , мкс/м	$\rho_b$ , г/см <sup>3</sup>	$\rho_f$ , г/см <sup>3</sup>	$\Phi N, f$ , д.е	$\Phi N$ , д.е	M	N
	626,0	626,8	590	441,095	1,924	1,100	1,000	0,381	0,542	0,751
	627,6	628,9	590	423,908	1,857	1,100	1,000	0,257	0,659	0,982
	628,9	633,0	590	441,355	1,834	1,100	1,000	0,235	0,607	1,042
	636,1	639,2	590	439,721	1,769	1,100	1,000	0,260	0,674	1,106
X05	567,8	572,8	590	405,296	1,850	1,100	1,000	0,121	0,739	1,172
	573,6	575,8	590	410,224	1,906	1,100	1,000	0,175	0,669	1,024
	593,0	595,8	590	390,768	2,101	1,100	1,000	0,226	0,597	0,773
	602,7	609,4	590	362,401	1,845	1,100	1,000	0,112	0,916	1,191
	611,6	618,8	590	353,997	1,857	1,100	1,000	0,111	0,936	1,175
	619,9	622,7	590	409,143	1,835	1,100	1,000	0,126	0,738	1,189
	634,6	636,1	590	427,517	2,019	1,100	1,000	0,252	0,531	0,814
	641,5	644,6	590	405,467	2,094	1,100	1,000	0,256	0,557	0,749
	654,9	663,6	590	417,615	1,841	1,100	1,000	0,104	0,698	1,210
	674,6	678,5	590	365,058	2,271	1,100	1,000	0,292	0,576	0,605
X07	534,6	538,1	590	394,976	2,167	1,100	1,000	0,257	0,548	0,696
	539,5	546,5	590	408,792	2,128	1,100	1,000	0,268	0,529	0,712
	548,1	550,3	590	377,995	2,082	1,100	1,000	0,234	0,647	0,780
	553,6	554,5	590	420,399	2,095	1,100	1,000	0,185	0,511	0,819
	555,7	556,7	590	427,097	2,009	1,100	1,000	0,185	0,537	0,896
	559,8	564,5	590	373,124	1,862	1,100	1,000	0,083	0,854	1,203
	576,9	577,5	590	389,442	1,961	1,100	1,000	0,119	0,699	1,024
	587,3	588,6	590	385,600	2,110	1,100	1,000	0,098	0,607	0,894
	596,0	598,4	590	386,206	1,855	1,100	1,000	0,062	0,810	1,243
	598,9	610,8	590	377,503	1,856	1,100	1,000	0,079	0,843	1,219
	611,4	614,5	590	401,666	1,845	1,100	1,000	0,043	0,758	1,284
	615,5	616,4	590	381,878	1,812	1,100	1,000	0,007	0,876	1,394
	617,3	631,0	590	389,526	1,774	1,100	1,000	0,042	0,892	1,421
631,8	634,5	590	405,919	1,868	1,100	1,000	0,045	0,719	1,244	
X04	617,0	619,9	590	399,411	1,572	1,100	1,000	0,039	1,213	2,038
	620,5	622,5	590	429,325	1,580	1,100	1,000	0,018	1,004	2,045
	669,6	675,5	590	397,866	1,590	1,100	1,000	0,039	1,177	1,962

Далее, полученные значения М и N отложили на кросс-плот для определения типов литологии.

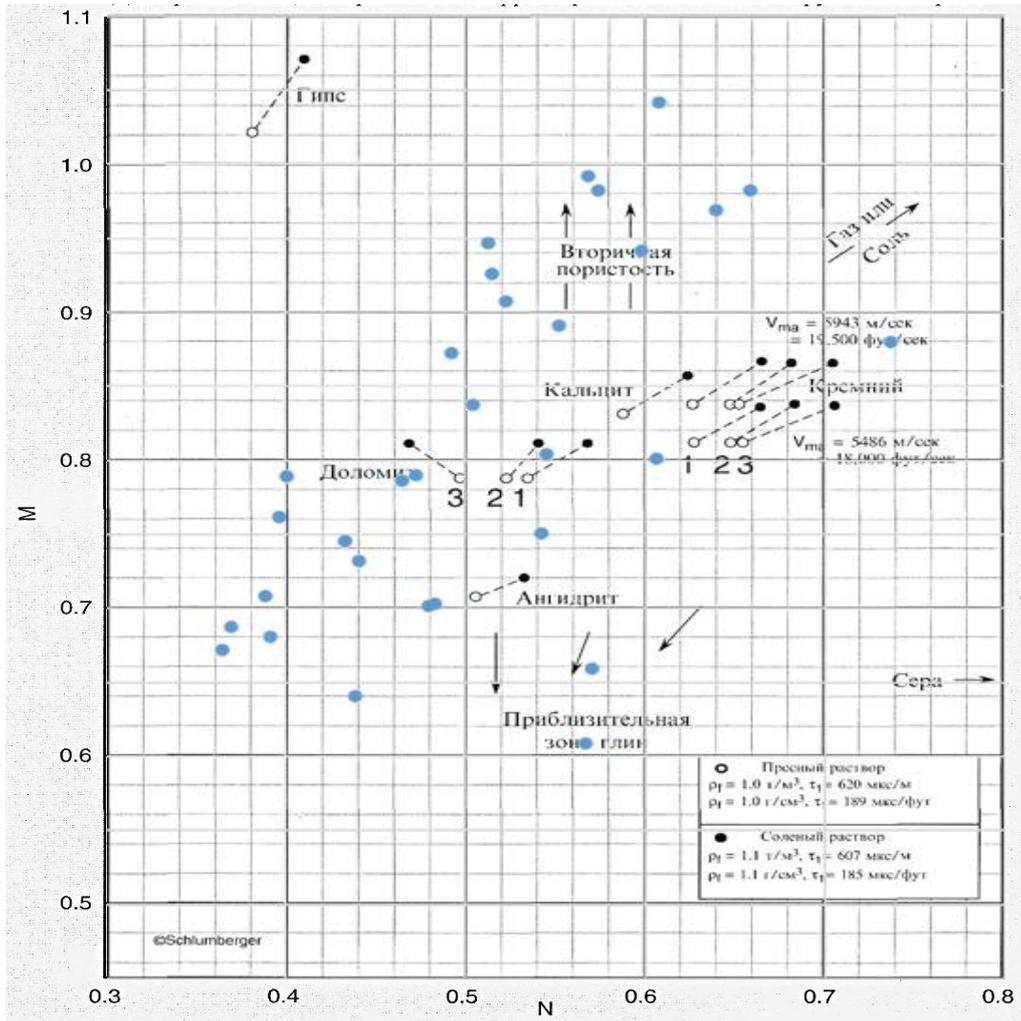


Рис. 3. Кросс-плот для оценки литологии, скважина X15

Из рисунка 3 виден большой разброс точек (голубого цвета), которые характеризуют неоднородность пласта IX и присутствие в составе коллекторов разных типов литологии: песчаников, карбонатных пород, прослоев со вторичной пористостью, глин.

Аналогичным образом, была выполнена оценка литологии для других скважин. На рисунках 4-6 показаны М-N кросс-плоты для скважин X05, X04, X07, соответственно.

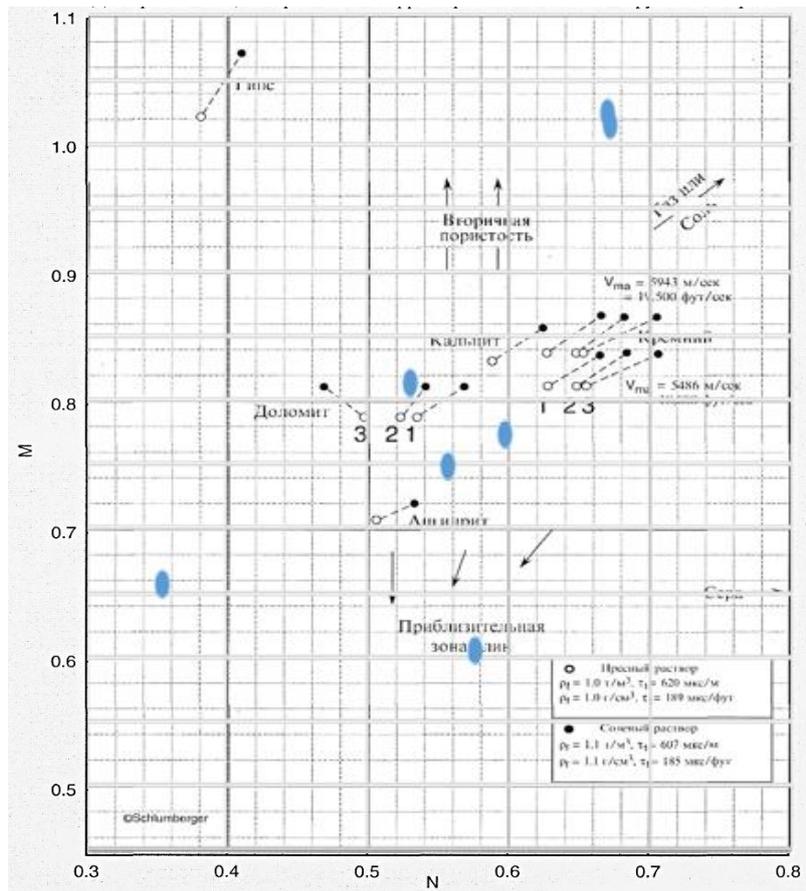


Рис. 4. Кросс-плот для оценки литологии, скважина X05

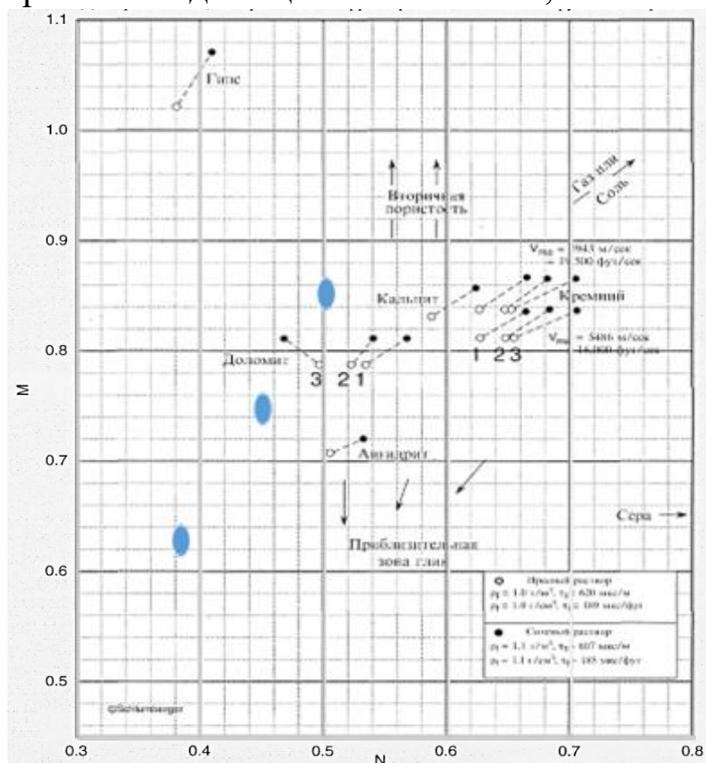


Рис. 5. Кросс-плот для оценки литологии, скважина X04

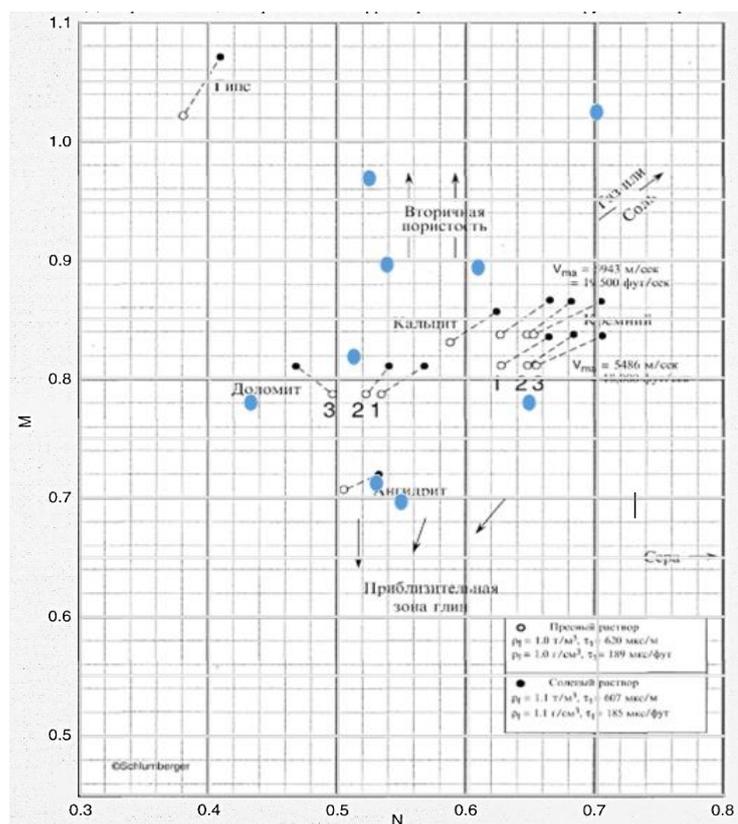


Рис. 6. Кросс-плот для оценки литологии, скважина X07

**Заключение.** В данной работе на основе интерпретации комплекса методов геофизических исследований скважин решена задача определения интервалов коллекторов и выполнена оценка литологического состава пласта IX сеноманской залежи, который характеризуется повышенной радиоактивностью, высокой глинистостью, неоднородным составом и разным типом пористости.

Количественная интерпретация позволила установить наличие карбонатных пород-коллекторов и коллекторы со вторичной пористостью. Полученные результаты могут быть в дальнейшем использованы для геологического и петроупругого моделирования сеноманских отложений.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Бабаев А.Г., Лебзин Е.В. Геологическое районирование мезозойских нефтегазоносных отложений Западного Узбекистана. Советская геология, №12. 1960. С. 1267-1269.
2. Дикенштейн Г.Х., Жуковский Л.Г., Зайдельсон М.М., Ильин В.Д., Каеш Ю.В. Газлинское газонефтяное месторождение. Москва: Гостоптехиздат, 1959. 44 с.
3. Жуковский Л.Г., Дудова Н.Ф., Каеш Ю.В., Петров И.В. Новые газонефтяные месторождения Бухаро-Хивинской депрессии. Геология нефти. 1957. № 11. С. 89-98.

4. Зорькин Я.М., Симоненко А.Н., Федотов Ю.А., Кушниров И.В. О тектоническом строении фундамента Бухаро-Хивинской нефтегазоносной области // ДАН УзССР. 1959. № 12. С. 134-138.
5. Лебзин Е.В. Об изучении истории развития Газлинской антиклинали в связи с формированием залежей нефти и газа. ГОСИНТИ. Серия «Геология». 1961.
6. Померанц Л.И., М.Т. Бондаренко, Ю.А. Гулин, В.Ф. Козяр. Геофизические методы исследования нефтяных и газовых скважин Геофизические методы исследования нефтяных и газовых скважин. М.: Недра, 1981. 376 с.
7. Головацкая И.В. Определение емкостных свойств и литологии пород в разрезах нефтегазовых скважин по данным радиоактивного и акустического каротажа / И. В. Головацкая, Ю. А. Гулин, Ф. Х. Еникеева, В. А. Велижанин, Б. К. Журавлев, В Ф. Козяр, А. В. Ручкин, Р. А. Резванов. Калинин: ВНИГИК, 1984. 111 с.
8. [Schlumberger](#). Schlumberger Log Interpretation Charts // Schlumberger Wireline & Testing. 1998. 241 с.

## REFERENCES

1. Babaev A.G., Lebzin E.V. Geological zoning of the Mesozoic oil and gas deposits of Western Uzbekistan. Soviet Geology, No. 12. 1960.pp. 1267-1269.
2. Dikenstein G.Kh., Zhukovsky L.G., Zaidelson M.M., Ilyin V.D., Kaesh Yu.V. Gazlinskoye gas and oil field. Moscow: Gostoptekhizdat, 1959. 44 p.
3. Zhukovsky L.G., Dudova N.F., Kaesh Yu.V., Petrov I.V. New gas and oil fields of the Bukhara-Khiva depression. Geology of oil. 1957. No. 11. S. 89-98.
4. Zorkin Ya.M., Simonenko A.N., Fedotov Yu.A., Kushnirov I.V. On the tectonic structure of the basement of the Bukhara-Khiva oil and gas region // DAN UzSSR. 1959. No. 12. S. 134-138.
5. Lebzin E.V. On the study of the history of the development of the Gazli anticline in connection with the formation of oil and gas deposits. GOSINTI. Series "Geology". 1961.
6. Pomerants L.I., M.T. Bondarenko, Yu.A. Gulin, V.F. Kozyar. Geophysical methods for the study of oil and gas wells Geophysical methods for the study of oil and gas wells. M.: Nedra, 1981. 376 p.
7. Golovatskaya I.V. Golovatskaya I.V., Gulin Yu.A., Enikeeva F.Kh., Velizhanin V.A., Zhuravlev B.K., VF. Kozyar, A. V. Ruchkin, R. A. Rezvanov. Kalinin: VNIGIK, 1984. 111 p.
8. Schlumberger. Schlumberger Log Interpretation Charts // Schlumberger Wireline & Testing. 1998. 241 p.

### *Сведения об авторах:*

**Вахитова Гузель Ринатовна**, доцент кафедры геофизики ФГБОУ ВО «Уфимский университет науки и технологий», кандидат технических наук, г. Уфа, Российская Федерация. E-mail: [guzel.geotec@mail.ru](mailto:guzel.geotec@mail.ru). ORCID ID: 0000-0002-8543-3336.

**Валиуллин Рим Абдуллович**, заведующий кафедрой геофизики ФГБОУ ВО «Уфимский университет науки и технологий», доктор технических наук, академик АН Республики Башкортостан, профессор, Уфа, Российская Федерация. E-mail: [Valra@geotec.ru](mailto:Valra@geotec.ru). ORCID ID: 0000-0002-3705-8260.

**Фазлутдинова Алия Ильшатовна**, студент Физико-технический института ФГБОУ ВО «Уфимский университет науки и технологий», Уфа, Российская Федерация. E-mail: [fazlutdinova.aliya@mail.ru](mailto:fazlutdinova.aliya@mail.ru). ORCID ID: 0009-0004-7700-9772

### *Author's personal details:*

**Vakhitova Guzel Rinatovna**, Candidate of Technical Sciences, Associate Professor of the Department of Geophysics Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education "Ufa University of Science and technologies", Ufa, Russian Federation, e-mail: [guzel.geotec@mail.ru](mailto:guzel.geotec@mail.ru) ORCID ID: 0000-0002-8543-3336.

**Valiullin Rim Abdullovich**, Doctor of Technical Sciences, Academician of the Academy of Sciences of the Republic of Bashkortostan, Professor, Head of the Department of Geophysics, Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education "Ufa University of Science and technologies", Ufa, Russian Federation, e-mail: [Valra@geotec.ru](mailto:Valra@geotec.ru). ORCID ID: 0000-0002-3705-8260.

**Fazlutdinova Aliya Ilshatovna**, student, Institute of Physics and Technology, Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education "Ufa University of Science and technologies", Ufa, Russian Federation, e-mail: [fazlutdinova.aliya@mail.ru](mailto:fazlutdinova.aliya@mail.ru). ORCID ID: 0009-0004-7700-9772.

© Вхитова Г.Р., Валиуллин Р.А., Фазлутдинова А.И.