

NEWS

OF THE NATIONAL ACADEMY OF SCIENCES OF THE REPUBLIC OF KAZAKHSTAN

SERIES OF GEOLOGY AND TECHNICAL SCIENCES

ISSN 2224-5278

Volume 3, Number 423 (2017), 54 – 65

G. T. Borisenko, G. J. Bizhanova

Kazakh national research technical university, Almaty, Kazakhstan.

E-mail: bgt69@mail.ru, guly.bizhan@gmail.com

COMPREHENSIVE INTERPRETATION OF GWL DIAGRAMS WITH USING THE GEOLOG PROGRAM

Abstract. This work contains brief information about the studied rocks of the deposit, gives information on core removal by stratigraphic complexes and productive horizons, information on reservoir properties along productive horizons. The Paradigm® Geolog® software package is an industry standard in the evaluation of reservoir characteristics and a unique product in terms of tools for advanced petrophysical and geological analysis, well data management, remarkable graphics and reliable data integration. Geolog 7 is a product of the new generation it combines the technological perfection of the system and a modern user-friendly interface that ensures high efficiency and breadth of application. Graphical workflow, featuring a high degree of interactivity, enables quick loading, adjustment and data analysis, special core studies for analysis and simulation based on saturation level free water. It was conducted a comprehensive (multi-dimensional) interpretation of charts of geophysical methods of wells research to study of well sections – lithological dismemberment sections of wells; selected reservoirs; defined reservoir properties of the studied rocks in the wells and the saturation character of the reservoirs, the interpretation results are shown in tables and figures.

Key words: software complex, rock formation, core yield, petrophysical dependencies, geophysical research of wells, reservoir, reservoir rock properties, electrical resistivity, the intensity of natural gamma radiation and secondary gamma radiation, interval time, ratios of clay content, porosity, oil and gas saturation coefficients, the nature of the saturation, cross-plot.

УДК 550.832 (550.853)

Г. Т. Борисенко, Г. Д. Бижанова

Казахский национальный исследовательский технический университет, Алматы, Казахстан

КОМПЛЕКСНАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ДИАГРАММ ГИС С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПРОГРАММЫ GEOLOG

Аннотация. В работе приведены краткие сведения об изучаемых породах месторождения, даны сведения о выносе керна по стратиграфическим комплексам и продуктивным горизонтам, сведения о коллекторских свойствах по продуктивным горизонтам. Программный комплекс Paradigm® Geolog® является отраслевым стандартом в области оценки коллекторских свойств резервуара и уникальным продуктом с точки зрения инструментов углубленного петрофизического и геологического анализа, управления скважинными данными, замечательной графики и надежной интеграции данных. Geolog 7 – продукт нового поколения – объединяет в себе технологическое совершенство системы и современный дружественный интерфейс, обеспечивающим

высокую эффективность и широту применения [10]. Графический рабочий процесс, отличающийся высокой степенью интерактивности, позволяет быстро проводить загрузку, корректировку и анализ данных специальных исследований керна для анализа и моделирования зависимости насыщенности от уровня свободной воды. Проведена комплексная (многомерная) интерпретация диаграмм геофизических методов исследования скважин с целью изучения разрезов скважин – проведено литологическое расчленение разрезов скважин; выделены пласты-коллекторы; определены коллекторские свойства изучаемых пород по скважинам месторождения и характер насыщения пластов коллекторов, результаты интерпретации приведены в таблицах и на рисунках.

Ключевые слова: программный комплекс, горная порода, выход керна, петрофизические зависимости, геофизические исследования скважин, коллектор, фильтрационно-емкостные свойства породы, удельное электрическое сопротивление, интенсивности естественного гамма-излучения, радиационного и вторичного гамма-излучения, интервальное время, коэффициенты глинистости, пористости, нефтегазонасыщения, характер насыщения, кросс-плот.

Введение. Проходка с отбором керна по скважинам изучаемого месторождения выполнена по всем вскрытым стратиграфическим подразделениям начиная с нижнемеловых и заканчивая нижнепермскими. Общая проходка с отбором керна по всему разрезу составила – 913 м, в том числе по нижнемеловым отложениям – 360 м, юрским – 508 м, пермотриасовым – 28 м, нижнепермским – 17 м. Вынос керна в целом по месторождению составил – 444,5 м, или 4,4 % от вскрытой толщины и 48,7 % от проходки с отбором керна. В таблице 1 приведена освещённость керном продуктивных горизонтов месторождения, где видно, что наибольшая проходка и отбор выполнены по залежи Ю-I+II – 217 и 145,13 м соответственно. Менее других освещена залежь Ю-IV, из которой отобрано – 10,0 м керна, что составляет 1,7% от общей толщины залежи и 1,9 % толщины коллектора [1].

Таблица 1 – Освещённость керном продуктивных горизонтов

Table 1 – Representativity of productive horizons in terms of a core

Залежь	Общая толщина горизонта, м	Толщина коллектора, м	Проходка с отбором керна, м	Вынос керна, м	Освещённость общей толщины керном, %	Освещённость толщины коллектора керном, %	Количество образцов керна		
							Кп	Кпр	Сгл
I агт	311	42,2	112	37,45	12,0	4,0	4	2	–
II агт	262	55,6	35	16,2	6,2	–	–	–	–
I неоком	239	29,8	49	32,85	13,7	17,1	14	11	–
Ю-I+II	717	515,8	217	145,13	20,2	19,3	196	162	7
Ю-III + Ю-III ¹	315	150,6	75	35,2	11,2	9,2	11	10	–
Ю-IV	589	250,1	13,0	10,0	1,7	1,9	12	10	2

Характерно тонкое переслаивание литологических разностей, причем слоистость, преимущественно, горизонтальная. Согласно макроописанию меловых и юрских отложений, повсеместно присутствуют угли и углистые включения [1].

Песчано-алевролитовые разности на диаграммах основных геофизических методов имеют следующую геофизическую характеристику: сопротивление варьирует от долей единицы до 15 Ом·м; естественная радиоактивность изменяется в пределах 4,2-10,6 мкР/ч; значения нейтронного гамма-каротажа от 1,08-1,68 у.ед.; время пробега продольной волны и плотность по данным ГГК-П в меловом разрезе соответственно 396-471 мкс/м и 2,03-2,24 г/см³, в юрском – 376-450 мкс/м и 2,02-2,25 г/см³ (рисунок 1).

Сопротивление глин и аргиллитов изменяется с глубиной от 0,8 до 1,46 Ом; естественная радиоактивность, в зависимости от содержания алевролитовых примесей, составляет 6,5-12,9 мкР/ч, показания НГК – 1,1-1,3 у.ед., время пробега упругих волн с глубиной уменьшается от 450 до 400 мкс/м, а плотность увеличивается от 1,96 до 2,28 г/см³.

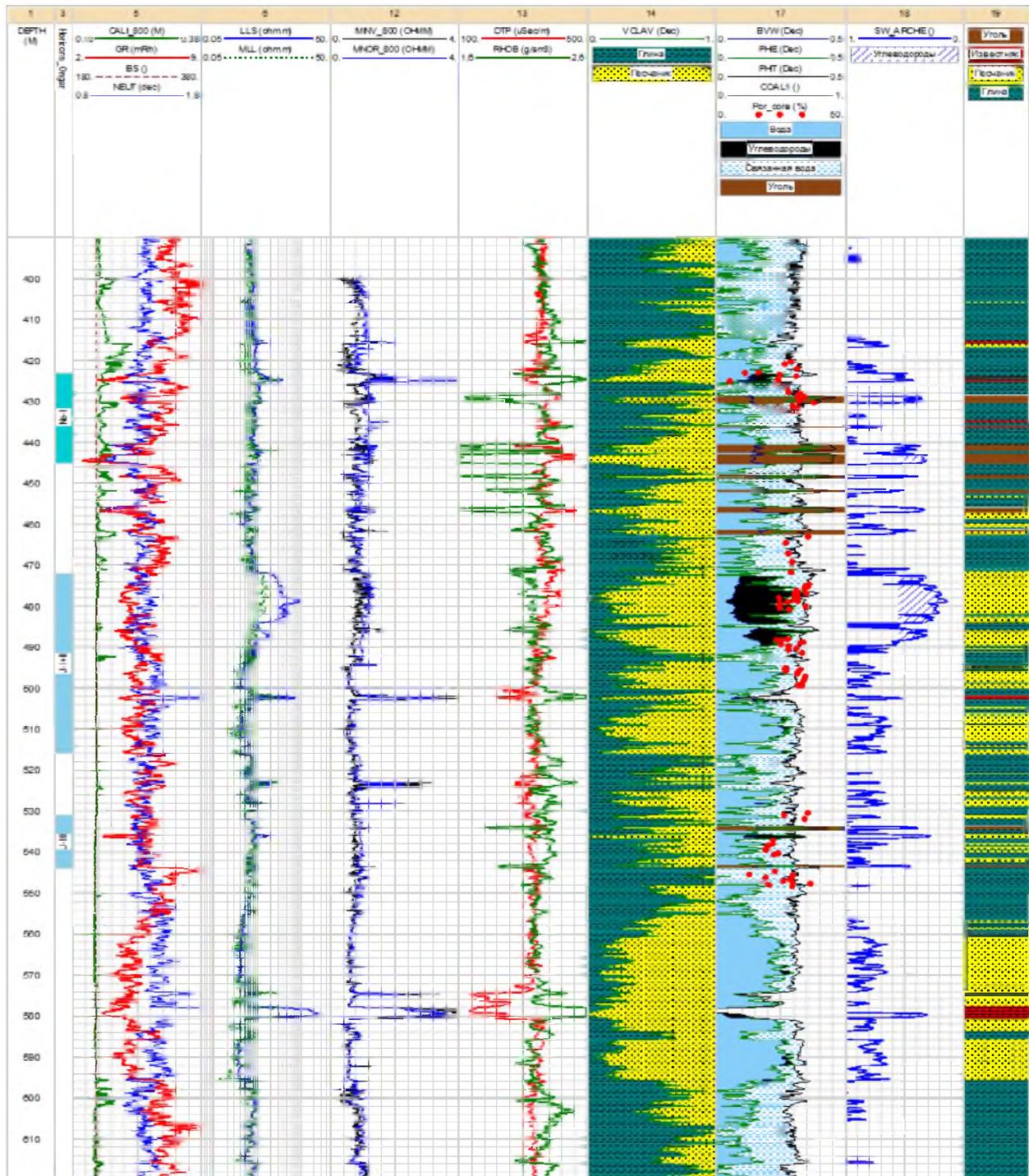
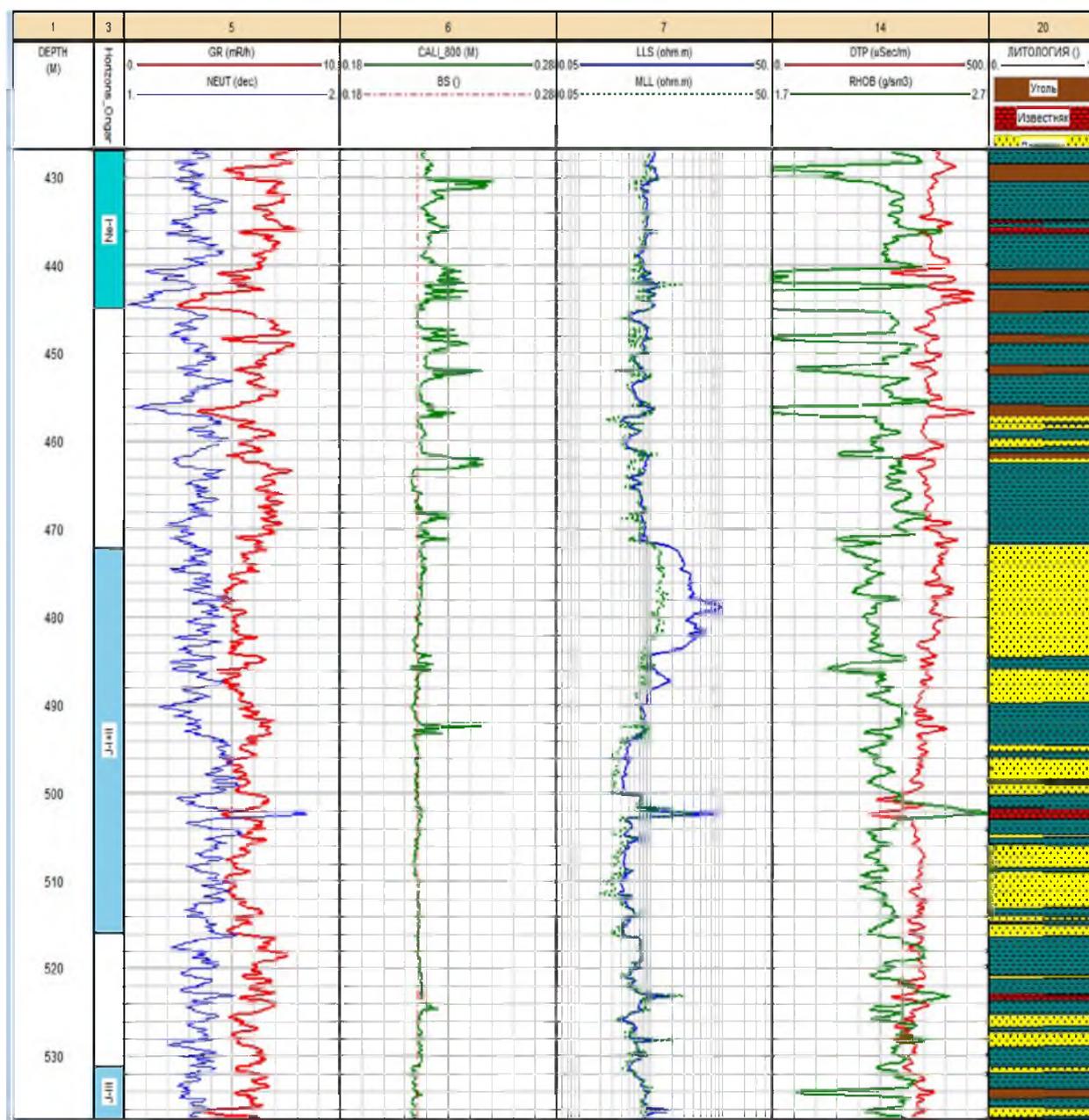


Рисунок 1 – Изучение разреза скважины по комплексу ГИС

Figure 1 – Study of the borehole section of the GWL complex

Плотные песчано-алевролитовые разности характеризуются диаметром скважины, близким к номинальному, сопротивлением преимущественно, до 14 Ом-м, иногда до 20 Ом-м и выше; значениями естественной радиоактивности на уровне коллекторов и ниже 2,7–8,0 мкР/ч, высокими значениями нейтронного каротажа – 1,7–2,5 у.ед. и плотностного каротажа 2,40–2,64 г/см³; низким временем пробега упругой волны от 320 до 200 мкс/м и менее (рисунок 1).

Углистые прослои отмечаются низкими значениями естественной радиоактивности и высокими сопротивлениями, характерными для плотных разностей, но в отличие от них низкими показаниями нейтронного гамма каротажа; повышенным временем пробега упругих волн – до 500 мкс/м, снижением плотности до $1,5 \text{ г/см}^3$ (в среднем – $1,65 \text{ г/см}^3$); иногда, против прослоев углей отмечается увеличение диаметра скважины. Поэтому породы с включением в различной степени углистого материала в некоторых случаях не выделяются по сопротивлению, ГК и НГК, но, как правило, имеют завышенную пористость по АК, например, в скважине пласты в интервале 431,0-447,3 м (рисунок 2).



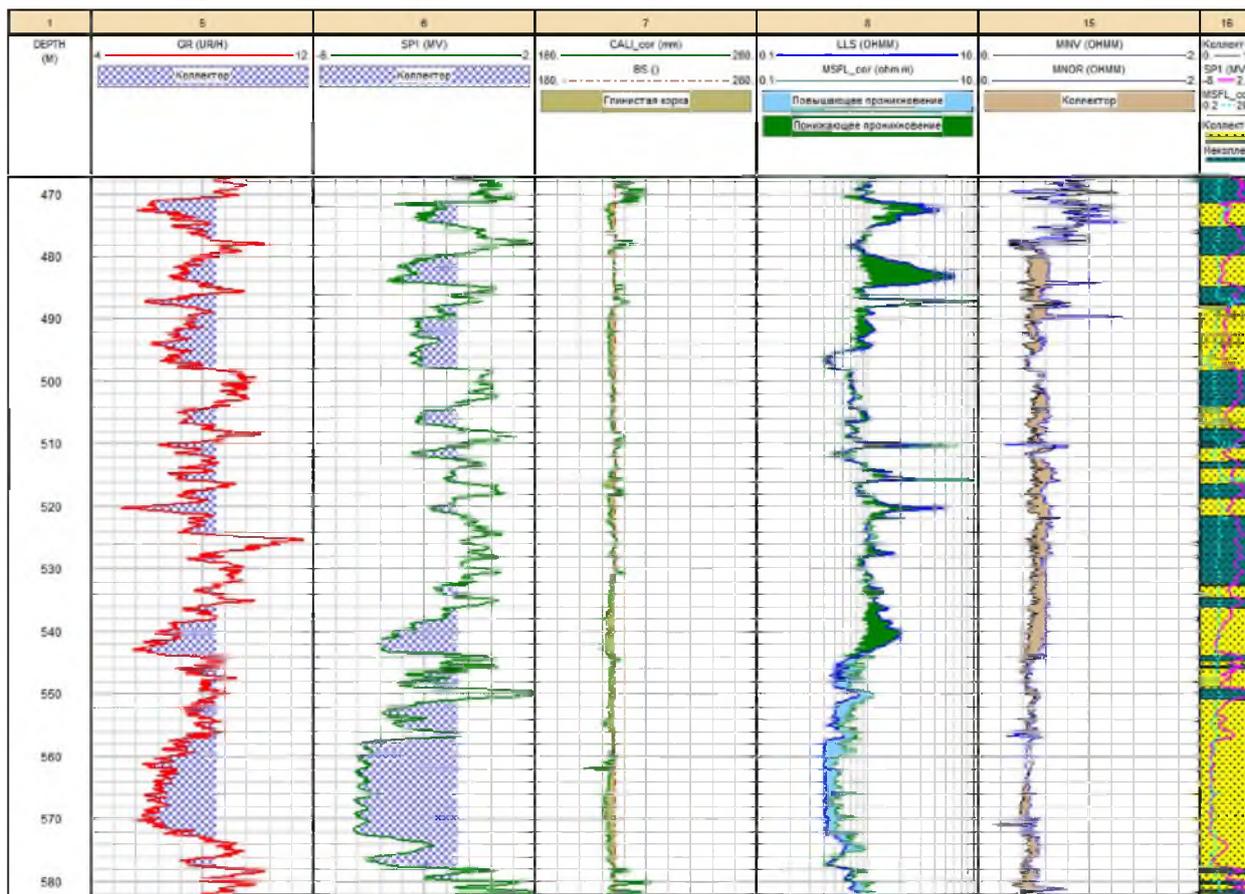
GR – гамма-каротаж, SP1 – спонтанная поляризация, CALL – калверномер, LLS – боковой каротаж, MSFL – микро-боковой каротаж, MINV – микроградиент зонд, MINOR – микропотенциал, DTP – акустический каротаж, RHOв – кривая плотности, VCLAL – кривая глинистости.

Рисунок 2 – Характеристика основных типов пород по диаграммам ГИС

Figure 2 – Characteristics of the main rock types according to GWL diagrams

Для выделения коллекторов и оценки их эффективной толщины использован весь комплекс геолого-геофизических исследований. В основу положены общепринятые критерии, установленные в процессе анализа, обобщенные геофизические данные и сопоставление последних с керном и результатами опробования пластов. За основу принципа разделения разреза на коллекторы и вмещающие породы принимались традиционные качественные признаки выделения терригенных поровых коллекторов (рисунок 3) [3, 4]:

- уменьшение естественной радиоактивности относительно вмещающих пород;
- сохранение или уменьшение номинального диаметра по кавернограмме;
- наличие зоны проникновения фильтрата бурового раствора в пласт, отмечающейся на разноглубинных зондах (БКЗ, БК-МБК, ИК).



GR – гамма-каротаж, SPI – спонтанная поляризация, CALL – каверномер, LLS – боковой каротаж, MSFL – микро-боковой каротаж, MINV – микроградиент зонд, MINOR – микропотенциал, DTP – акустический каротаж, RHOV – кривая плотности, VCLAL – кривая глинистости

Рисунок 3 – Выделение пластов-коллекторов по качественным признакам

Figure 3 – Isolation of reservoir by qualitative characteristics

Разделение пластов по характеру насыщения в скважинах осуществлялось по методу сопротивления: повышенные сопротивления в продуктивных коллекторах и пониженные сопротивления против водоносных коллекторов на фоне вмещающих глинистых пород. Значения удельного электрического сопротивления коллекторов, интерпретированных как продуктивные, изменяются в диапазоне от 1,1 до 14,6 Ом·м, водоносных – от 0,2 до 1,1 Ом·м. Сопротивление опробованных продуктивных пластов составляет 1,2-12,9 Ом·м, зона неоднозначности – 1,1-1,2 Ом·м. Если сопротивление пласта попадало в зону неоднозначности, его характер насыщения определялся поведением кривых ИК, БК относительно вмещающих пород, положением относительно ВНК.

В таблице 2 приведены петрофизические зависимости, полученные для изучаемого месторождения [1]. Используемое программное обеспечение- Geolog.

Таблица 2 – Петрофизическое обеспечение методики интерпретации диаграмм ГИС

Table 2 – Petrophysical provision of methods for interpreting GWL diagrams

Наименование	Петрофизические зависимости, методы граничные значения КГЛ, Кп, Кнг, %
Используемое программное обеспечение	Geolog
$K_{ГЛ} = f(DI\gamma)$	$K_{ГЛ} = 0,33 \cdot (2^{2 \cdot DI\gamma} - 1)$; $K_{ГЛ \text{ гр}} = 37\%$ (мел, юра)
$K_{п} = f(\Delta T)$	$K_{п \text{ Ак}} = (\Delta T - \Delta T_{ск}) / (\Delta T_{ж} - \Delta T_{ск}) - K_{ГЛ} \cdot (\Delta T_{ГЛ} - \Delta T_{ск}) / (\Delta T_{ж} - \Delta T_{ск})$; $\Delta T_{ск}$ – время пробега в скелете принято равным 180 мкс/м; $\Delta T_{ж}$ – время пробега в жидкости – 580 мкс/м; $\Delta T_{ГЛ}$ – время пробега в глинах определено в каждой скважине.
$K_{п} = f(\sigma_{пл})$	$K_{пГК} = (\sigma_{ск} - \sigma_{пл}) / (\sigma_{ск} - \sigma_{ж})$ $\sigma_{ск} = 2,67 \text{ г/см}^3$ – плотность скелета породы, $\sigma_{ж} = 1 \text{ г/см}^3$ – плотность флюида. $K_{п \text{ гр}} = 19\%$ (мел); $K_{п \text{ гр}} = 17\%$ (юра)
$K_{пр} = f(K_{п})$	$K_{пр} = 0,0355e^{25,529K_{п}}$ (мел); $K_{пр} = 0,1048e^{24,965K_{п}}$ (юра)
Петрофизические зависимости для уравнений Арчи-Дахнова- $R_{п} = f(K_{п})$ $R_{н} = f(K_{в})$	$R_{п} = 0,6/K_{п}^{-1,91}$, $R_{н} = 1/K_{в}^{-1,83}$ (меловые отложения) $R_{п} = 0,43/K_{п}^{-1,92}$, $R_{н} = 1/K_{в}^{-1,84}$ (отложения юры) $R_{н} = \rho_{п}/\rho_{вп}$, $\rho_{вп} = \rho_{в} \cdot R_{п}$, $\rho_{в}$ – сопротивление пластовой воды. 0,048 Омм (мел); 0,04 Омм (юра)
Система критериев при определении характера насыщения пластов коллекторов	$K_{нг \text{ гр}} = 44\%$ $K_{нг} > K_{нг \text{ гр}}$ – пласт нефтенасыщенный $35\% < K_{нг} <= K_{нг \text{ гр}}$ – слабонасыщенный $25\% < K_{нг} < 35\%$ – нефть+вода $K_{нг} < 25\%$ – вода
Определение литологии	ГК, ГТК-П, ННК, АК
Определение общей пористости	ГТК-П, АК, ННК
Оценка глинистости	ГК
Критерии пластов коллекторов	Образование глинистой корки, наличие зоны прикновения, низкая интенсивность естественного гамма излучения.

Geolog – отраслевой стандарт для современных петрофизических решений. На протяжении более чем 25 лет пакет Geolog® является отраслевым стандартом в области углубленного петрофизического анализа. В процессе применения в 90% крупнейших нефтедобывающих компаниях по всему миру пакет продемонстрировал свои выдающиеся возможности, включающие в себя лучшие в своем классе инструменты петрофизического и геологического анализа, управление скважинными данными, замечательную графику и надежную интеграцию данных. Последняя версия пакета Geolog объединяет в себе технологическое совершенство системы и современный дружественный интерфейс, обеспечивающий единообразное представление на различных платформах. Удобная масштабируемость пакета Geolog означает, что его можно использовать для целого ряда применений, начиная с редакции каротажных кривых и заканчивая петрофизикой. Модульная структура пакета обеспечивает гибкую программную среду, масштабируемую для использования на компьютерах в диапазоне от ноутбука для одного пользователя до сетевой рабочей среды для целой рабочей группы, и ее можно настраивать под конкретные потребности пользователя [10]. Мощные функциональные возможности в удобной для использования графической среде. Возможность эффективного представления результатов интерпретации является важным компонентом технологической цепочки поисково-разведочных работ. Центральный графический модуль и дружественный интерфейс Geolog обеспечивает непревзойденную простоту и удобство использования и

быстрое освоение пользователями. Geolog позволяет визуализировать данные любой сложности, предоставляет инструменты комплексного анализа и графического редактирования различных типов скважинной информации. «Geolog» предоставляет полную технологическую цепочку начиная с загрузки данных, редактирования кривых, интерпретации и заканчивая созданием отчетной графики. “Пользовательские алгоритмы в Geolog позволяют нам интегрировать в пакет свои алгоритмы расчетов, которые точно соответствуют нашим потребностям” [10].

Выводы:

- Технологии определения геофизических характеристик коллекторов снижают риск при бурении и повышают производительность. Они эффективно сочетают достижения передовой науки с новейшими технологиями интерпретации, визуализации и моделирования, что превращает их в незаменимое средство снижения риска и обеспечения успеха при бурении скважин. Программный комплекс Paradigm® Geolog® является отраслевым стандартом в области оценки коллекторских свойств резервуара и уникальным продуктом с точки зрения инструментов углубленного петрофизического и геологического анализа, управления скважинными данными, замечательной графики и надежной интеграции данных. Geolog 7 – продукт нового поколения – объединяет в себе технологическое совершенство системы и современный дружественный интерфейс, обеспечивающим высокую эффективность и широту применения [10].

- По существу говоря, АИГИС есть интерпретация данных с использованием ИТ. Т.е. использование компьютерных инструментов для облегчения расчётов и принятия решений человеком (интерпретатором). И здесь нет разницы в алгоритмах и подходах к интерпретации при “ручной” работе и на ЭВМ [7, 8]. Задачи интерпретации данных ГИС можно разделить на задачи общего характера и задачи детального исследования.

Задачи общего характера: стратиграфическое расчленение разрезов; определение и уточнение геологического возраста горных пород; расчленение разреза скважин по литологии; определение границ и мощностей пластов; выделение коллекторов; определение насыщения; изучение структуры геологических объектов, характера их фациальной изменчивости в горизонтальном и вертикальном направлениях; корреляция разрезов скважин; изучение строения месторождений по данным обобщающей интерпретации результатов ГИС [3-5].

Задачи детального исследования – количественное определение параметров, таких как: коэффициент глинистости; коэффициент пористости; коэффициент проницаемости; коэффициент нефте- и газонасыщенности [7].

Вычислительная машина способна решать только конкретные формализованные задачи в виде алгоритмов. На данный момент компьютеры позволяют производить громоздкие вычисления за короткое время. Это сокращает временные затраты на интерпретацию. Исходными данными для автоматизированной интерпретации служат: диаграммы ГИС (сигналы, записанные в скважине или оцифрованные кривые, записанные ранее в аналоговой форме в соответствующих форматах – например в LAS-формате); результаты инклинометрии; априорная информация (петрофизические связи, данные лабораторного анализа керна, геология района и т.д.); тип скважинного прибора; условия измерений (скорость каротажа, свойства бурового раствора и т.п.); другая, возможно полезная для принятия решений, информация; LAS-файл это общепринятый в скважинной геофизике международный стандарт записи данных ГИС [10].

В процессе “ручной” интерпретации в интервале детальных исследований выделяются пласты, среди них по принципу плотный – неплотный и глинистый – неглинистый выбирают неплотные (пористые) и неглинистые (проницаемые). Среди этого набора пластов, интересующих нас с точки зрения хороших ФЕС, уже по результатам количественных расчётов мы выбираем только те, которые можно отнести к коллекторам (по критическим значениям для каждого пласта), в которых теперь также количественно определяем и насыщение [7, 9].

Процесс автоматизированной интерпретации, по сути, использует такой же граф. Определение литологии, насыщения по пластам. На данном этапе программа автоматически, опираясь на данные о геологии района и площади, стратиграфическом разбиении и данных ГИС рассчитывает литологию, наличие коллекторов и их насыщение (рисунок 4). Программа рассчитывает объёмную (геологическую) и флюидальную модели по скважине (рисунок 4).

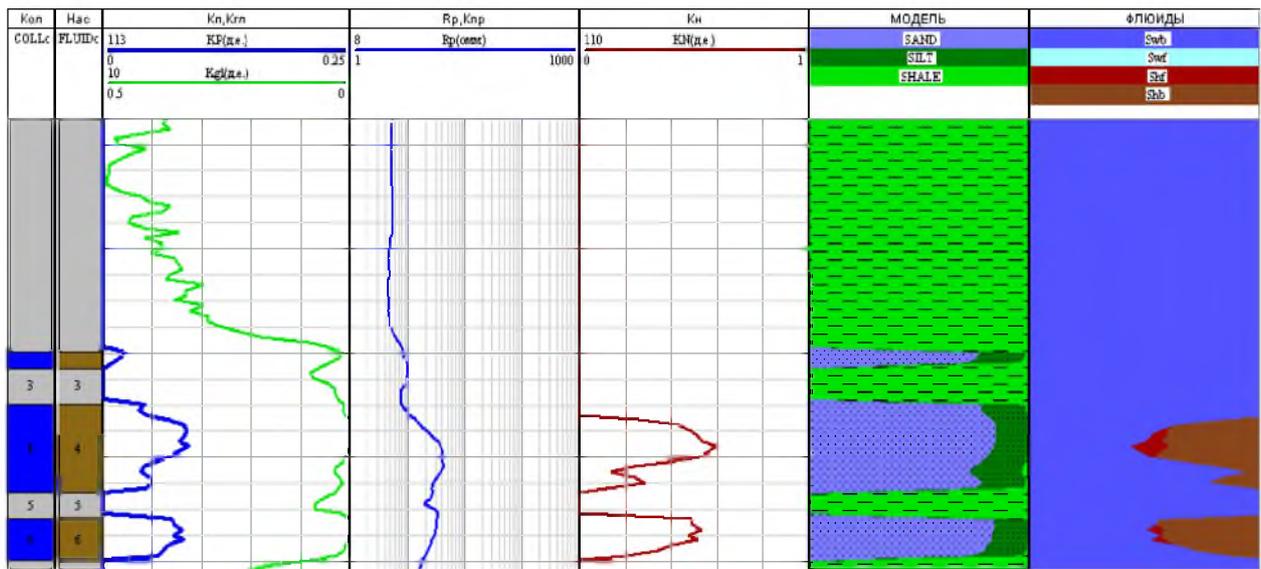


Рисунок 4 – Объёмная и флюидальная модели

Figure 4 – Volumetric and fluid models

Входными данными для работы программы являются: стратиграфическое разделение интервала обработки; массивы литологии, коллекторов, характера насыщения, коэффициентов пористости, глинистости, нефтегазонасыщенности. Для флюидальной модели определяются: объём подвижной и связанной нефти, подвижной и связанной воды, газа. При определении этих компонент рассматриваются две группы пород – коллекторы и неколлекторы. Заключительным этапом интерпретации является вывод заключения по скважине. В заключении указываются все пласты коллекторы, их интервалы, толщины (мощности), значения K_p , K_{gl} , K_{pr} , литология и насыщение. Схема обработки диаграмм ГИС показана на рисунке 5. Полученные таким образом результаты интерпретации по одной скважине используются в дальнейшем для обобщающей площадной интерпретации. Результаты интерпретации по двум интервалам скважины приведены на рисунках 6, 7. Построен кросс-плот с целью определения характера насыщения по изучаемой скважине (рисунок 8).

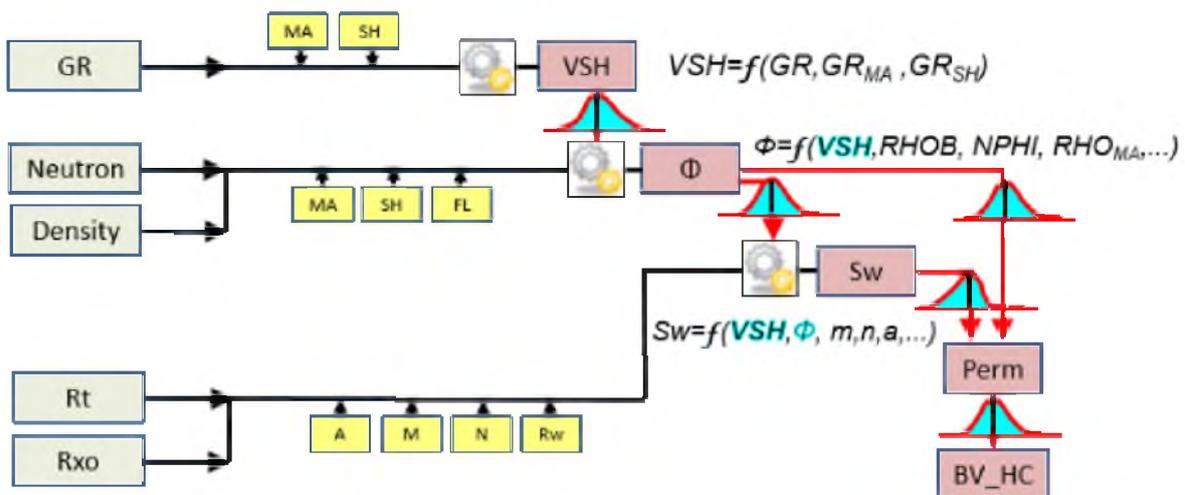
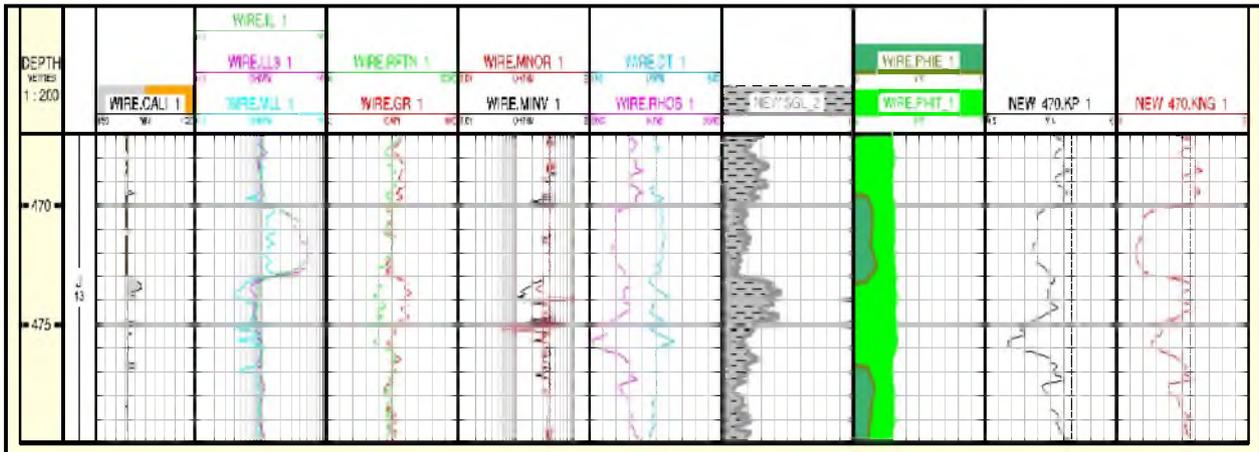


Рисунок 5 – Схема обработки диаграмм ГИС

Figure 5– Scheme of GWL diagram processing

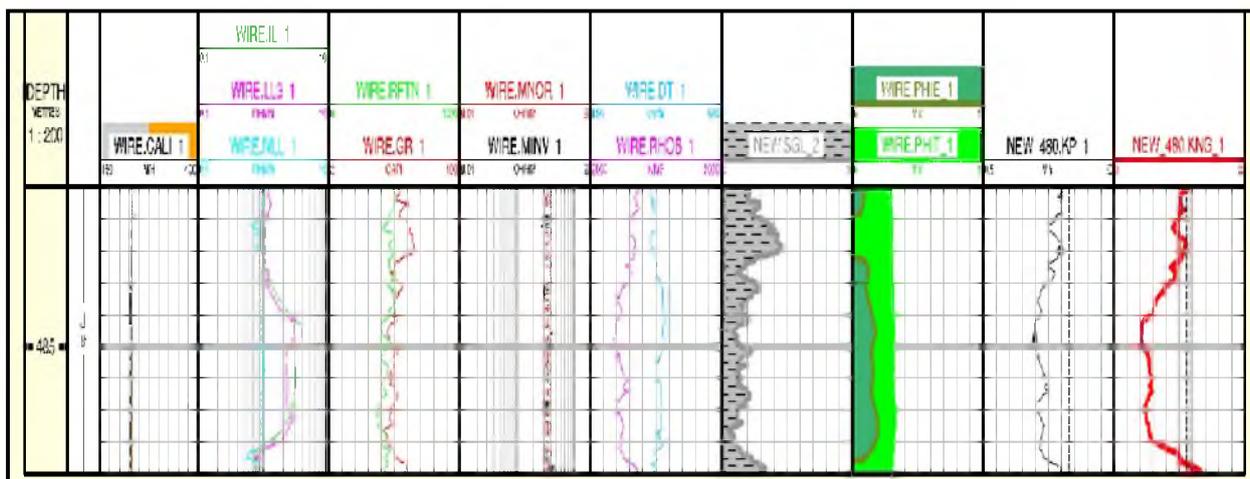


Глубина, м	Кп ГГКп, %	Рп, %	Рн, %	Кв, %	Кнг, %	Кгл, %
1	2	3	4	5	6	7
470,2	27,1	5,3	8,4	31,5	68,5	7,5
470,3	28,8	4,7	11,9	26,0	74,0	13,9
470,4	30,0	4,3	15,0	23,0	77,0	13,9
470,5	30,4	4,2	16,4	21,9	78,1	10,2
470,6	30,3	4,3	17,1	21,4	78,6	12,2
470,7	30,6	4,2	18,3	20,6	79,4	9,1
470,8	30,7	4,2	19,2	20,1	79,9	12,2
470,9	30,8	4,1	19,9	19,7	80,3	12,3
471,0	30,3	4,3	20,2	19,5	80,5	13,6
471,1	30,3	4,3	21,5	18,9	81,1	13,6
471,2	29,9	4,4	22,4	18,5	81,5	9,1
471,3	29,6	4,5	22,6	18,4	81,6	15,3
471,4	30,2	4,3	24,0	17,8	82,2	15,3
471,5	30,6	4,2	25,8	17,1	82,9	11,6
471,6	31,3	4,0	28,7	16,1	83,9	14,9

1	2	3	4	5	6	7
471,7	31,8	3,9	31,3	15,4	84,6	11,6
471,8	31,6	3,9	32,9	15,0	85,0	11,6
471,9	32,0	3,8	34,8	14,5	85,5	13,7
472,0	31,6	3,9	33,9	14,7	85,3	9,8
472,1	31,1	4,0	31,8	15,3	84,7	9,8
472,2	30,4	4,2	30,4	15,6	84,4	8,8
472,3	30,0	4,3	30,5	15,6	84,4	10,9
472,4	29,5	4,5	29,7	15,8	84,2	8,1
472,5	28,8	4,7	27,0	16,7	83,3	8,1
472,6	27,3	5,2	23,0	18,2	81,8	10,2
472,7	26,6	5,5	19,7	19,8	80,2	7,3
472,8	26,3	5,6	15,8	22,3	77,7	9,5
472,9	25,8	5,8	11,2	26,9	73,1	6,4
473,0	24,6	6,3	7,1	34,4	65,6	11,6
473,1	23,9	6,7	4,4	44,5	55,5	20,3
Среднее по пласту	30,1	4,3	19,4	20,7	79,3	12,3

Рисунок 6 – Определение литологии и насыщения пласта в интервале 470.2-473.1 м

Figure 6 – Determination of lithology and saturation of the formation in the interval 470.2-473.1 m



Глубина, м	Кп ГТКп, %	Rп	Rн	Кв, %	Кнг, %	Кгл, %
1	2	3	4	5	6	7
482,0	20,7	8,8	3,0	54,8	45,2	36,5
482,1	21,2	8,4	3,2	53,2	46,8	31,4
482,2	21,5	8,2	3,3	52,3	47,7	20,4
482,3	22,5	7,5	3,6	50,2	49,8	20,4
482,4	24,4	6,5	4,1	46,3	53,7	13,7
482,5	25,3	6,0	4,6	43,5	56,5	13,7
482,6	23,3	7,0	4,1	46,4	53,6	10,9
482,7	22,5	7,5	3,9	47,4	52,6	9,1
482,8	22,9	7,3	4,1	46,5	53,5	13,7
482,9	23,6	6,9	4,2	45,9	54,1	14,6
483,0	24,9	6,2	4,6	43,6	56,4	20,3
483,1	26,6	5,5	5,3	40,2	59,8	21,3
483,2	27,5	5,1	5,9	38,2	61,8	22,3
483,3	28,0	5,0	6,3	36,9	63,1	17,4
483,4	28,2	4,9	6,8	35,3	64,7	17,4
483,5	28,7	4,7	7,7	33,1	66,9	14,8
483,6	29,2	4,6	8,5	31,3	68,7	12,6
483,7	28,3	4,9	8,4	31,4	68,6	10,5
483,8	28,0	5,0	8,7	30,9	69,1	13,7
483,9	27,8	5,0	9,4	29,6	70,4	13,7
484,0	27,7	5,1	10,7	27,6	72,4	10,2
484,1	28,3	4,9	12,6	25,2	74,8	15,5
484,2	29,7	4,4	15,2	22,8	77,2	15,5
484,3	30,4	4,2	16,7	21,6	78,4	9,8
484,4	30,4	4,2	17,0	21,4	78,6	8,5
484,5	30,3	4,3	16,9	21,5	78,5	6,7
484,6	30,4	4,2	17,1	21,4	78,6	6,7
484,7	30,9	4,1	17,2	21,3	78,7	9,1
484,8	31,1	4,1	17,1	21,4	78,6	7,9
484,9	30,9	4,1	16,5	21,8	78,2	9,3
485,0	30,6	4,2	15,6	22,5	77,5	11,3
485,1	30,1	4,3	14,3	23,6	76,4	16,3

1	2	3	4	5	6	7
485,2	29,4	4,5	12,8	25,0	75,0	16,3
485,3	28,7	4,7	11,7	26,2	73,8	13,1
485,4	28,5	4,8	11,4	26,7	73,3	10,1
485,5	28,3	4,8	11,1	27,0	73,0	10,1
485,6	27,8	5,0	11,0	27,1	72,9	12,8
485,7	27,5	5,1	10,9	27,3	72,7	10,1
485,8	27,1	5,3	10,6	27,7	72,3	8,6
485,9	26,5	5,5	10,0	28,6	71,4	10,3
486,0	25,9	5,7	9,7	29,0	71,0	11,7
486,1	25,5	5,9	9,6	29,2	70,8	9,8
486,2	26,1	5,7	10,2	28,3	71,7	9,2
486,3	26,5	5,5	10,6	27,7	72,3	13,7
486,4	25,1	6,1	9,5	29,3	70,7	14,8
486,5	26,9	5,4	10,8	27,4	72,6	16,4
486,6	27,8	5,0	11,5	26,5	73,5	16,4
486,7	28,6	4,8	12,1	25,8	74,2	13,4
486,8	29,3	4,5	12,8	25,1	74,9	13,1
486,9	29,7	4,4	13,4	24,4	75,6	9,5
487,0	29,2	4,6	13,5	24,3	75,7	9,5
487,1	28,6	4,8	13,4	24,4	75,6	9,5
487,2	28,0	4,9	13,2	24,6	75,4	8,8
487,3	27,6	5,1	12,9	24,9	75,1	8,8
487,4	26,9	5,3	12,0	25,9	74,1	11,9
487,5	26,7	5,4	11,4	26,6	73,4	8,2
487,6	27,1	5,3	11,3	26,8	73,2	4,2
487,7	27,2	5,2	11,0	27,2	72,8	4,2
487,8	27,5	5,1	10,8	27,5	72,5	7,4
487,9	27,8	5,0	10,2	28,3	71,7	6,5
488,0	27,9	5,0	8,7	30,9	69,1	5,8
488,1	28,0	4,9	6,9	35,0	65,0	8,5
Среднее по пласту	27,1	5,3	10,2	34,7	65,3	14,8

Рисунок 7 – Определение литологии и насыщения пласта в интервале 482.0-488.1 м

Figure 7 – Determination of lithology and saturation of the formation in the interval 482.0-488.1 m

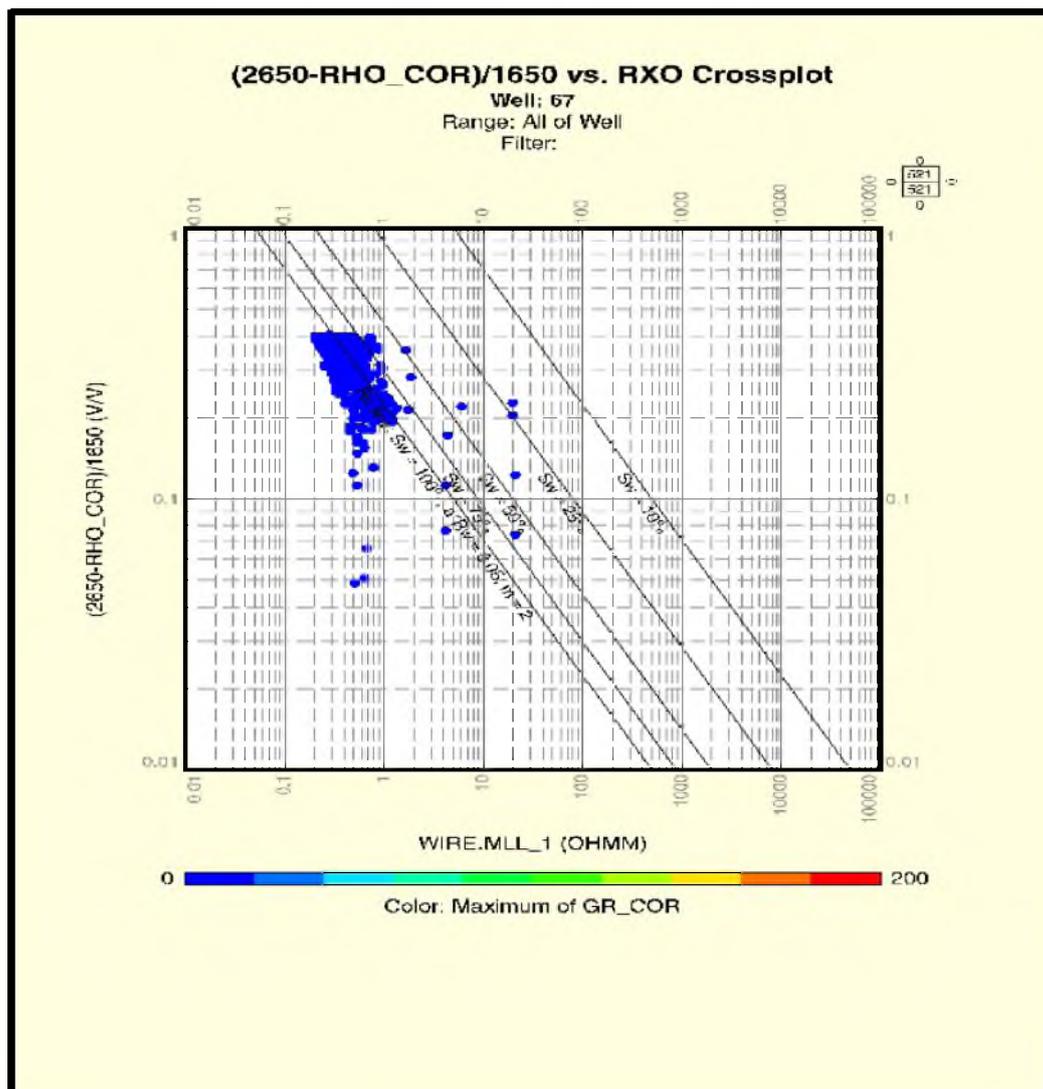


Рисунок 8 – Определение характера насыщения пластов коллекторов по изучаемой скважине

Figure 8 – Determination of the character of saturation of the reservoirs on the studied well

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Отчет «Оперативный подсчет запасов нефти и растворенного в нефти газа по состоянию на 01.01.2008 г.». – Атырау: ТОО «Онгар КМ», 2008.
- [2] Тиаб Дж., Доналдсон Эрл Ч. Петрофизика: теория и практика изучения коллекторских свойств горных пород и движения пластовых флюидов. – М.: ООО «Премиум-Инжиниринг», 2009. – 868 с.
- [3] Кожевников Д.А., Чемоданова Т.Е. Определение коэффициентов эффективной пористости // В кн.: Методические рекомендации по определению подсчетных параметров залежей нефти и газа по материалам геофизических исследований скважин с привлечением результатов анализа керна, опробования и испытаний продуктивных пластов / Ред.: Б.Ю. Вендельштейн, В.Ф. Козяр, Г.Г. Яценко. – Калинин: ВНИГИК, 1990. – С. 142-150.
- [4] «Инструкция по классификации запасов месторождений перспективных и прогнозных ресурсов нефти и природного углеводородного газа» (№ 283 от 27.10.2005 г.).
- [5] Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ на кабеле в нефтяных и газовых скважинах. – М., 2001.
- [6] Методические рекомендации по определению подсчетных залежей нефти и газа по материалам геофизических исследований скважин с привлечением результатов анализов керна, опробований и испытаний продуктивных пластов / Под ред. Б. Ю. Вендельштейна, В. Ф. Козяра, Г. Г. Яценко. – Калинин, 1990.
- [7] Ежова А.В. Геологическая интерпретация геофизических данных. – Томск: ТПУ, 2012. – 116 с.

- [8] Дарлинг Г. Практические аспекты геофизических исследований скважин / Пер. с англ. – М.: ООО «Премиум Инжиниринг», 2008. – 400 с.
- [9] Латышова М.Г. Практическое руководство по интерпретации диаграмм геофизических методов исследования скважин. – М.: Недра, 1981. – 182 с.
- [10] Сайт компании Paradigm www.pdgm.com

REFERENCES

- [1] The report "Operational calculation of reserves of oil and gas as of 01.01.2008". Atyrau: LLP «Ongar KM», 2008.
- [2] Tiab Dzh., Donaldson Erl Ch. Petrofisiка: teoria i praktika izucheniya kollektorskih svoystv gornyx porod i dvizheniya plastovykh fliyidov. M.: ООО «Премиум Инжиниринг», 2009. 868 p. (in Russ.).
- [3] Kozhevnikov D.A., Chemodanova T.E. Opredelenie koefitsientov jeffektivnoj poristosti // V kn.: Metodicheskie rekomendatsii po opredeleniyu podschetnyh parametrov zalezhej nefti i gaza po materialam geofizicheskikh issledovanij skvazhin s privlecheniem rezul'tatov analiza kerna, oprobovanija i ispytaniy produktivnyh plastov / Red.: B.Yu. Vendel'shtejn, V.F. Kozjar, G.G. Jacenko. Kalinin: VNIGIK, 1990. P. 142-150 (in Russ.).
- [4] The instruction for classification of stocks of fields of perspective and expected resources of oil and natural hydrocarbonic gas (N 283 of 27.10.2005) (in Russ.).
- [5] The technical instruction for carrying out geophysical surveys and works on a cable in oil and gas wells. M., 2001 (in Russ.).
- [6] Methodical recommendations about definition of subcalculating deposits of oil and gas about materials of geophysical surveys of wells with attraction of results of analyses of a core, approbations and tests of productive layers / Under the editorial office B. Yu. Vendel'shteyna, V. F. Kozjar, G. G. Yatsenko. Kalinin, 1990.
- [7] Ezhova A.V. Geological interpretation of geophysical data. Tomsk, 2012. 116 p.
- [8] Toby Darling. Well logging and formation evaluation. M.: ООО «Премиум Инжиниринг», 2011. 400 p. (in Russ.).
- [9] Latyshova M.G. Practical guidance on interpretation of charts of geophysical methods of well survey. M.: Subsoil, 1981. 182 p. (in Russ.).
- [10] www.pdgm.com

Г. Т. Борисенко, Г. Д. Бижанова

Қазақ ұлттық техникалық зерттеу университеті, Алматы, Қазақстан

GEOLOG БАҒДАРЛАМАСЫН ҚОЛДАНЫП ҮГЗ ДИАГРАММАЛАРЫН КЕШЕНДІ ИНТЕРПРЕТАЦИЯЛАУ

Аннотация. Жұмыста өнімді горизонттар бойынша коллекторлық қасиеттері туралы мәліметтер, өнімді горизонттар және стратиграфиялық кешендер бойынша кернның алынуы туралы мәліметтер, кенорнының зерттеліп отырған тау жыныстары бойынша қысқаша мәліметтер келтірілген. Paradigm® Geolog® бағдарламалық кешені резервуардың коллекторлық қасиеттерін бағалауда және ұңғымалық деректерді басқару, геологиялық және петрофизикалық талдауда, тамаша графика және мәліметтерді сенімді интеграциялауда түрлі құралдар ұсынатын бірегей бағдарлама. Geolog 7 – жаңа буын бағдарламасы – қазіргі заманғы интерфейс және жүйенің технологиялық жетілдірілуі бағдарламаның жоғарғы тиімділігін және қолдану аумағын кеңейтеді. Жоғары дәрежелі интерактивті, бос су деңгейімен қанығу тәуелділігін моделдеу және талдау үшін кернды арнайы зерттеу мәліметтерін талдау және түзету, жүктеуді жылдам жүргізуге мүмкіндік береді. Сондай-ақ ұңғымаларды геофизикалық зерттеу әдістері диаграммаларын кешенді (көпөлшемді) интерпретациялау ұңғыма қимасын зерттеу мақсатында және ұңғыма қимасын литологиялық бөлу үшін жүргізілген; коллектор қабаттар анықталған; коллектор қабаттардың қанығу сипатын және кенорнының ұңғымалары бойынша зерттеліп отырған тау жыныстарының коллекторлық қасиеттері анықталды, интерпретация нәтижелері кестелер мен суреттерде келтірілген.

Тірек сөздер: бағдарламалық кешен, тау жынысы, петрофизикалық тәуелділіктер, кернның алынуы, ұңғыманы геофизикалық зерттеу, коллектор, тау жынысының көлемдік-сүзгілеу қасиеті, меншікті электрлік кедергісі, гамма-сәулеленудің радиациялық және екінші реттік гамма-сәулеленудің табиғи интенсивтілігі, аралық уақыт, мұнай-газға қанықтылық, кеуектілік, саздылық коэффициенттері, қанығу сипаты, кросс-плот.