



УДК 550.832

ОБРАБОТКА И ИНТЕРПРЕТАЦИЯ МАТЕРИАЛОВ ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ НА ЗАПАДНО-КАЗАЧЬЕМ ГАЗОВОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ



PROCESSING AND INTERPRETATION OF FIELD GEOPHYSICAL RESEARCH MATERIALS ON THE ZAPADNO-KAZACH'YE GAS FIELD

Лешкович Надежда Михайловна

старший преподаватель
кафедры Нефтегазового дела
имени профессора Г.Т. Вартумяна,
Кубанский государственный
технологический университет
NLeshkovich@bk.ru

Leshkovich Nadezhda Mikhailovna

Senior lecturer
of oil and gas engineering department
named after professor G.T. Vartumyan,
Kuban state technological university
NLeshkovich@bk.ru

Аннотация. В статье проведена обработка и интерпретация материалов промыслово-геофизических исследований на Западно-Казачьем газовом месторождении. Интерпретация материалов ГИС выполнена по трём скважинам, что позволило выделить интервалы эффективных газонасыщенных толщин и оценить их пористость, глинистость и газонасыщенность. На основе анализа и обобщения материалов исследований керна, в том числе по месторождениям с близкими геологическими условиями (Лебедиское, Пригибское, Днепровское, Роговское, Свободненское, Гречаное), на более чем 80 образцов керна уточнена модель коллектора и основные петрофизические зависимости.

Annotation. The article has processed and interpreted field geophysical research materials at the West Cossack gas field. Interpretation of well logging data was carried out in three wells, which made it possible to identify the intervals of effective gas-saturated thicknesses and to evaluate their porosity, clay content and gas saturation. Based on the analysis and generalization of core research materials, including those from deposits with similar geological conditions (Lebediskoye, Prigibskoye, Dneprovskoye, Rogovskoye, Svobodnenskoye, Grechanoye), the reservoir model and the main petrophysical dependencies are refined for more than 80 core samples.

Ключевые слова: геофизические исследования скважин; обработка и интерпретация материалов исследований; выделение эффективных толщин; определение коэффициента пористости; определение коэффициента газонасыщенности; разработка рационального комплекса методов ГИС.

Keywords: geophysical surveys of wells; processing and interpretation of research materials; highlighting effective thicknesses; determination of porosity coefficient; determination of gas saturation coefficient; development of a rational set of geophysical surveys of wells methods.

Выделение эффективных толщин

Выделение коллекторов и определение их эффективных толщин проводилось по комплексу промыслово-геофизических исследований с учётом анализов керновых данных.

Коллектора меотического яруса Западно-Казачьего газового месторождения представлены песчаниками и алевролитами слабо- и среднесцементированными. Эффективная ёмкость коллектора обусловлена гранулярной пористостью межзернового типа.

Для выделения коллекторов применялся стандартный подход, включающий следующие качественные основные признаки коллекторов:

- 1) сужение диаметра ствола скважины по сравнению с номинальным диаметром за счёт образования глинистой корки, фиксируемой на диаграммах каверномера;
- 2) наличие положительных приращений на диаграмме микрозондов;
- 3) наличие радиального градиента удельного сопротивления, устанавливаемого по данным электрических методов;
- 4) превышение удельных сопротивлений бокового каротажа $\rho_{л(БК)}$ над $\rho_{л(БМК)}$ в продуктивных пластах, свидетельствующее о понижающем проникновении;
- 5) превышение при благоприятных условиях ($\rho_{\phi} > \rho_{\epsilon}$) удельных сопротивлений бокового микрокаротажа $\rho_{л(БМК)}$ над $\rho_{л(БК)}$ в водонасыщенных пластах;
- 6) низкие показания естественной радиоактивности относительно глинистых пород;
- 7) наличие отрицательной аномалии на кривой потенциалов собственной поляризации.

Определение эффективных толщин производилось на основании как всех перечисленных признаков, так и части их.



Ограниченно используется признак сужения диаметра ствола скважины. Наблюдается наличие глинистой корки и в проницаемых пластах, и в глинах (скважина № 2, интервалы 872–875 м и 877–881 м; скважина № 3, интервалы 828–828,4 м и 829,4–829,8 м). Вероятно, это связано с качеством глинистого раствора.

Наиболее информативными методами при выделении эффективных толщин в терригенном разрезе меотического яруса являются методы ПС и ГК. Во всех пластах-коллекторах чётко отмечаются отрицательные аномалии ПС и понижение естественной гамма-активности.

Кроме качественных признаков, учитывались и количественные критерии. Следует отметить, что ранее были пробурены скважины на Роговском, Днепровском и Гречаном месторождениях исследуемой площади, вскрывшие продуктивные пласты меотического яруса. Учитывая, что коллектора Роговского, Днепровского, Гречаного и Западно-Казачьего месторождений близки по своим литолого-петрофизическим характеристикам, был проведён обобщающий анализ фактического материала (петрофизические исследования керна, материалы ГИС), который позволил получить графики зависимостей: $K_{н.эф} = f(K_{пр})$; $K_{н.эф} = f(K_{н.нас})$; $K_{н.эф} = f(K_{зл})$ (рис. 1–3 соответственно). Определены граничные значения проницаемости $K_{пр.зр} = 0,55$ мД, пористости $K_{н.зр} = 18$ % и глинистости $K_{зл.зр} = 36$ %.

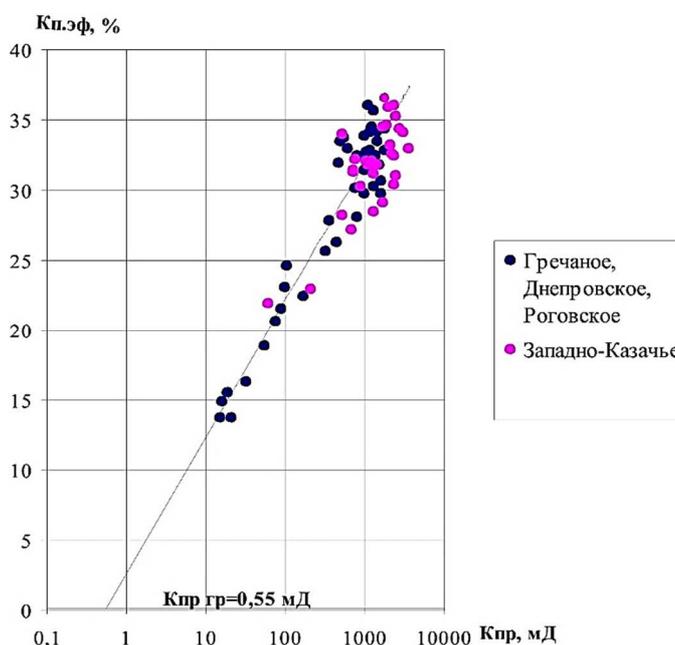


Рисунок 1 – График зависимости $K_{н.эф} = f(K_{пр})$

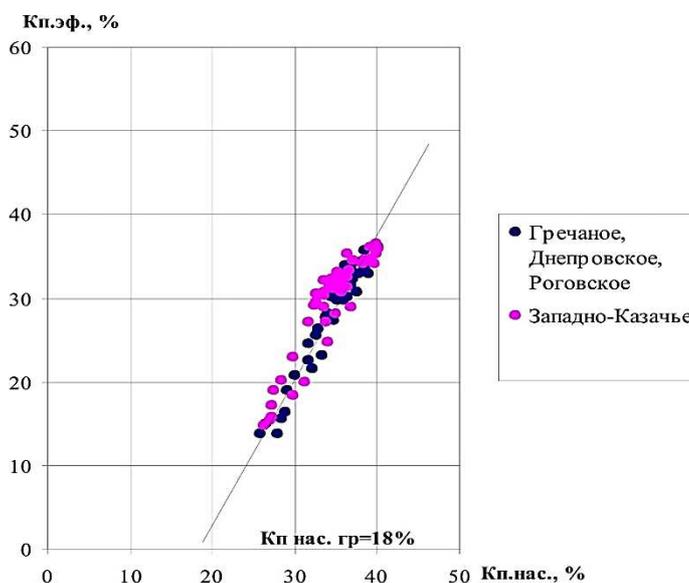


Рисунок 2 – График зависимости $K_{н.эф} = f(K_{н.нас})$

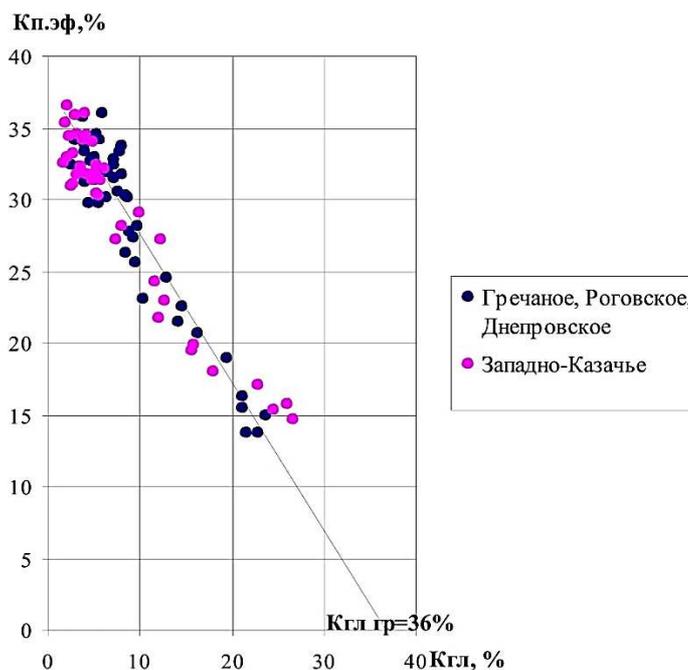


Рисунок 3 – График зависимости $K_{п.эф} = f(K_{гл})$

Кроме этого был построен график двойного разностного параметра ГК ΔJ_{γ} от объёмной глинистости (связь типа «ГИС – керн») (рис. 4) и определено граничное значение $\Delta J_{\gamma гр} = 0,72$, по которому разрез условно разделялся на возможные коллектора и глины и для всех пластов с $\Delta J_{\gamma} < 0,72$ также проводилась обработка материалов ГИС. Однако в разрезе встречаются уплотнённые прослои с повышенным содержанием карбонатного материала, которые имеют значения относительного параметра $\Delta J_{\gamma гр} < 0,72$, т.е. как и коллектора характеризуются понижением естественной гамма-активности. Повышенное содержание карбонатного материала определялось по существенному уменьшению пористости (по данным ГГК-П), а также с использованием диаграмм микрокаротажа и бокового микрокаротажа. В уплотнённых слабопроницаемых прослоях $\rho_{л (БМК)} \approx \rho_{л (БК)}$, тогда как в проницаемых пластах:

$$\rho_{л (БМК)} < \rho_{л (БК)} \text{ ИЛИ } \rho_{л (БМК)} > \rho_{л (БК)}.$$

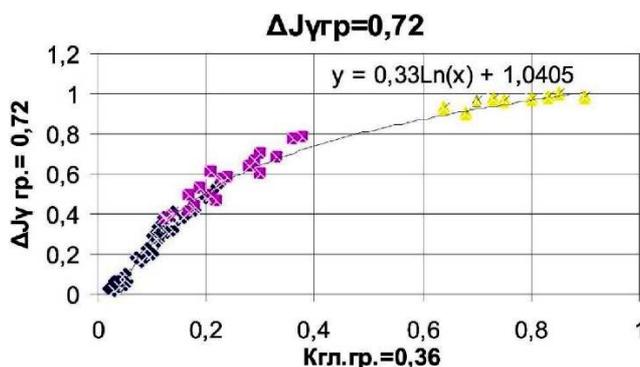


Рисунок 4 – График двойного разностного параметра ГК ΔJ_{γ} от объёмной глинистости (связь типа «ГИС – керн»)

Описанные критерии применялись при выделении эффективных газонасыщенных толщин в скважинах Западно-Казачьего газового месторождения, которые составили:

Поднятие	Залежь	№ скважины	Эффективные толщины, м
I	пласт I	3	3,0
	пласт II	1	5,4
		3	0,8
II	пласт II	2	0,8



Определение коэффициента пористости

Коэффициент пористости коллекторов IV горизонта мезотического яруса в скважинах №№ 1, 2 и 3 определялся по данным ГИС и на основе лабораторных исследований керна, отобранного из интервалов залегания продуктивных коллекторов.

Определение пористости по керну

В разрезе IV горизонта выделяются две залежи. Залежь I пласта вскрыта только скважиной № 3. Залежь II пласта вскрыта скважинами №№ 1 и 3.

Залежь пласта I, скважина № 3

Проходка по продуктивному горизонту с отбором керна составила 7 м, вынесено на поверхность 6 м, что составляет 85,7 %. По газонасыщенным коллекторам вынесено 1,7 м или 56,7 % от эффективной газонасыщенной толщины коллекторов.

По данным ГИС в продуктивном горизонте выделяется 3 газонасыщенных пропластка в интервалах 819,4–821,0; 821,8–822,6 и 823,0–823,6 м. Ниже залегают глинистый пласт толщиной 7,4 м. Керн отбирался в интервале 820,0–827,0 м (вынос 6 м, в том числе: песчаник мелкозернистый, рыхлый – 1,7 м, глина – 3,6 м, мергель – 0,7 м). Коэффициент пористости изменяется от 22,5 до 41,6 % при среднеарифметическом значении 32,45 % (46 определений). Проницаемость песчаников высокая – 902–2331 мД.

Залежь пласта II, скважины №№ 1 и 3

В скважине № 1 проходка по продуктивному горизонту с отбором керна составила 19,5 м, вынесено на поверхность 18,8 м, что составляет 96,4 %. По газонасыщенным коллекторам вынесено 5,4 м или 100 % от эффективной газонасыщенной толщины коллекторов.

По данным ГИС в продуктивном горизонте выделяется 3 газонасыщенных пропластка в интервалах 826,6–829,8; 830,4–831,0 и 832,4–834,0 м. Ниже (с глубины 834 м) залегают водонасыщенные коллектора. Керн отбирался в интервалах 826,0–832,5 м (вынос 6,3 м, в том числе: песчаник мелкозернистый, рыхлый – 4,6 м, глина – 1,7 м); 832,5–839,0 м (вынос 6,3 м, в том числе: песчаник мелкозернистый, рыхлый – 3,3 м, алевролит песчаный – 0,4 м, глина – 2,6 м); 839,0–845,5 м (вынос 6,2 м – глина). Коэффициент пористости изменяется от 24,5 до 40,9 % при среднеарифметическом значении 34,8 % (88 определений). Проницаемость песчаников высокая – 529–3709 мД.

В скважине № 3 проходка по продуктивному горизонту с отбором керна составила 7 м, вынесено на поверхность 7 м, что составляет 100 %. По газонасыщенным коллекторам вынесено 1,4 м или 100 % от эффективной газонасыщенной толщины коллекторов.

По данным ГИС в продуктивном горизонте выделяется 1 газонасыщенный пропласток в интервале 831,0–831,8 м. Ниже залегают глинистый пласт толщиной 2,2 м. Керн отбирался в интервале 827,0–834,0 м (вынос 7 м, в том числе: алевролит песчаный известковисто-глинистый – 1,4 м, глина – 5,4 м, мергель – 0,2 м). Коэффициент пористости изменяется от 21,1 до 25,1 % при среднеарифметическом значении 23,83 % (6 определений). Проницаемость не замерялась.

II поднятие, скважина № 2

Всего в разрезе IV горизонта выделяется одна залежь (непромышленная).

Проходка по продуктивному горизонту с отбором керна составила 19,5 м, вынесено на поверхность 19,5 м, что составляет 100 %. По газонасыщенным коллекторам вынесено 0,8 м или 100 % от эффективной газонасыщенной толщины коллекторов.

По данным ГИС в залежи I пласта выделяется 1 газонасыщенный пропласток в интервале 832,4–833,2 м толщиной 0,8 м. Ниже залегают глинистый пласт толщиной 7,2 м. Керн отбирался в интервале 832,4–838,9 м (вынос 6,5 м) и представлен глиной – 5,2 м, песчаником глинистым мелкозернистым – 0,8 м и алевролитом плотным, известковистым – 0,5 м. Коэффициент пористости коллекторов изменяется от 27,5 до 30,8 % при среднеарифметическом значении 29,2 % (4 определения). Проницаемость – 576 мД. Из интервала залегания водонасыщенных коллекторов керн отбирался в интервале 847,9–854,4 м, вынос 6,5 м и представлен песчаником и алевролитом песчаным – 6,1 м и глиной – 0,4 м. Коэффициент пористости коллекторов изменяется от 31,5 до 39,8 %, проницаемость – 340–2711 мД.

Таким образом, анализ кренового материала по скважинам Западно-Казачьего газового месторождения позволяет сделать вывод о представительности керна и его достоверности при обосновании подсчетных параметров.

I *продуктивный пласт* охарактеризован креновым материалом в скважине № 3. По газонасыщенным коллекторам вынесено 1,7 м или 56,7 % от эффективной газонасыщенной толщины коллекторов.

Всего было исследовано 11 образцов песчаника мелкозернистого, слабосцементированного ($C_{эл} = 3,6–16,1$ %). Пористость насыщения изменяется от 22,5 до 41,6 % при среднеарифметическом значении 32,45 % из 46 определений. Проницаемость изменяется от 902 до 2331 мД.

Низкий вынос по продуктивным коллекторам свидетельствует о недостаточной петрофизической изученности разреза. В связи с этим при подсчете запасов УВ следует использовать данные оценки K_p методами ГИС.



II продуктивный пласт охарактеризован керновым материалом в скважинах №№ 1 и 3. Всего вынесено 6,8 м или 100 % от эффективной газонасыщенной толщины коллекторов.

Исследования проводились на 31 образце, представленном песчаником рыхлым и алевролитом серым, глинистым, среднесцементированным. Пористость насыщения изменяется от 21,1 до 40,9 % (82 определения). Следует отметить, что коллектора II пласта в скважинах №№ 1 и 3 представлены разными литологическими разностями: если в скважине № 1 это рыхлые песчаники с высокой пористостью (до 40,9 %) и проницаемостью (до 3709 мД), то в скважине № 3 это алевролиты с известковисто-глинистым цементом пористостью 21,1–25,1 %, проницаемость не замерялась. В связи с этим среднеарифметическое значение пористости по двум скважинам равно 34,2 %, что, возможно, не совсем верно отражает емкостно-фильтрационные свойства пластов-коллекторов II пласта.

Определение пористости по ГИС

По геофизическим данным коэффициент пористости определялся по данным АК и ГГКп.

Акустический каротаж

Основным параметром, измеряемым при акустическом каротаже, является интервальное время пробега продольной волны Δt . Для определения пористости по АК использовалось уравнение среднего времени:

$$K_n = \frac{\Delta t_{nu} - \Delta t_{SiO_2}}{\Delta t_{жс} - \Delta t_{SiO_2}} - K_{зл} \quad (1)$$

При глинистости более 10 % использовалось уравнение:

$$K_n = \frac{\Delta t_{nu} - \Delta t_{SiO_2}}{\Delta t_{жс} - \Delta t_{SiO_2}} - K_{зл} \cdot \frac{\Delta t_{нзл} - \Delta t_{SiO_2}}{\Delta t_{жс} - \Delta t_{SiO_2}}, \quad (2)$$

где Δt_{nu} – интервальное время пробега продольной волны в пласте; Δt_{SiO_2} – интервальное время пробега волны в кварце, равное 180 мкс/м; $\Delta t_{жс}$ – интервальное время пробега волны в жидкости, насыщающей поровое пространство промытой зоны, в соответствии с термобарическими условиями ($P = 8,3$ МПа, $t = 36$ °С и минерализацией промывочной жидкости 35 г/л), равное 640 мкс/м; $\Delta t_{нзл}$ – интервальное время пробега продольной волны во вмещающих глинах, равное 470 мкс/м.

Скорость распространения акустических волн в рыхлых высокопористых коллекторах снижается (увеличивается Δt). Для достоверного определения пористости вводился коэффициент уплотнения, который составляет 0,7. Для учёта остаточной газонасыщенности вводился поправочный коэффициент, который составляет 0,6.

Гамма-гамма плотностной каротаж

Объёмная плотность δ_p , измеряемая гамма-гамма-каротажем, определяется плотностью флюидов, насыщающих поровое пространство, и плотностью твёрдой фазы породы:

$$\delta_n = \delta_{фл} \cdot K_n + (1 - K_n) \cdot \delta_{скSiO_2}, \quad (3)$$

где $\delta_{скSiO_2}$ – плотность кварца, равная $2,65 \cdot 10^3$ кг/м³; $\delta_{фл}$ – плотность флюида в промытой зоне, принята равной $1 \cdot 10^3$ кг/м³.

Решая уравнение относительно K_n , имеем:

$$K_n = \frac{\delta_{скSiO_2} - \delta_n}{\delta_{скSiO_2} - \delta_{фл}} \quad (4)$$

Подставляя константы, получаем:

$$K_n = \frac{2,65 - \delta_n}{1,65} \quad (5)$$

Данное уравнение использовалось при оценке пористости по ГГК.

Согласно интерпретации ГИС, коэффициент пористости по продуктивным пластам составляет:



Поднятие	№№ скважины	Продуктивный пласт	Кп по ГИС, доли ед.		Кп по керну, доли ед.	Принятое значение Кп, доли ед.
			АК	ГГКп		
I	1	II пласт	0,356	0,362	0,348	0,36
	3	I пласт	0,343	0,317	0,325	0,32
		II пласт	0,302	0,294	0,245	0,3
II	2	II пласт	0,296	0,288	0,292	0,3

Как видно, разница в значениях Кп не превышает 3 абсолютных %, поэтому принималось среднее значение Кп по ГИС. Полученные значения согласуются с лабораторными определениями Кп.

Определение коэффициента газонасыщенности

Газонасыщенность коллекторов в скважинах №№ 1, 2 и 3 Западно-Казачьего газового месторождения определялась по данным интерпретации промыслово-геофизических исследований. Коэффициент газонасыщенности определялся по формуле:

$$K_g = 1 - K_w, \tag{6}$$

где K_w – коэффициент водонасыщения, который определялся по зависимости $P_n = f(K_g)$ (рис. 5), построенной по данным анализов керна для терригенных коллекторов мезотического яруса месторождений Тимашевской ступени (Гречаное, Днепровское, Роговское, Западно-Казачье), имеющих идентичную литолого-петрофизическую характеристику.

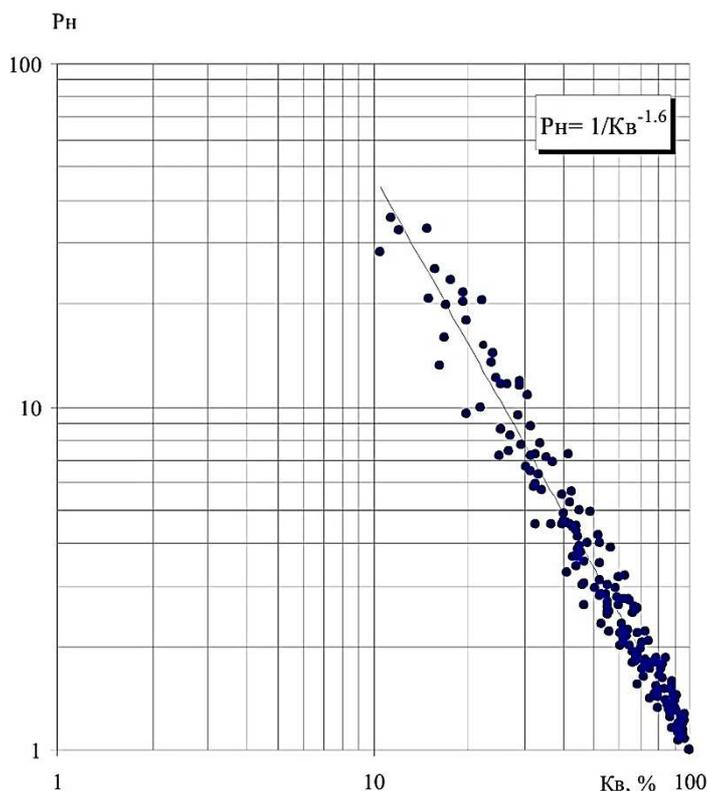


Рисунок 5 – График зависимости $P_n = f(K_g)$

Параметр насыщения P_n рассчитывался по формуле:

$$P_n = \frac{\rho_{nc}}{\rho_{nc}}, \tag{7}$$

где ρ_{nc} – удельное электрическое сопротивление газонасыщенного пласта (так как газонасыщенные пласты характеризуются понижающим проникновением, для определения рпг использовалось сопротивление по БК); ρ_{nc} – удельное электрическое сопротивление водонасыщенного пласта.



Определение УЭС при 100 % водонасыщении каждого продуктивного пласта было проведено расчётным путём по формуле:

$$\rho_{не} = P_n \cdot \rho_в, \tag{8}$$

где P_n – параметр пористости, который определялся через K_n с использованием зависимости $P_n = f(K_n)$ (рис. 6); $\rho_в$ – удельное электрическое сопротивление пластовой воды (бралось при температуре пласта по данным анализа вод скважины № 1 Гречаной площади, где минерализация составила 35 г/л) ($\rho_в = 0,15$ Ом·м).

Полученные средневзвешенные значения K_g по скважинам составляют:

Поднятие	Залежь	№ скважины	Средневзвешенное значения K_g
I	пласт I	3	0,80
	пласт II	1	0,89
		3	0,89
II	пласт II	2	0,72

Полученные по данным ГИС значения K_v , а соответственно и K_g , близки к лабораторным значениям $K_{во}$, которые в скважинах №№ 1 и 3 изменяются от 0,07 до 0,23.

Разработка рационального комплекса методов ГИС

Представленные в скважинах №№ 1, 2 и 3 Западно-Казачьего газового месторождения методы комплекса ГИС отличаются достаточной информативностью и позволяют достаточно эффективно выделять коллектора, а также определять их емкостные свойства и характер насыщения.

Для повышения информативности комплекса ГИС рекомендуется:

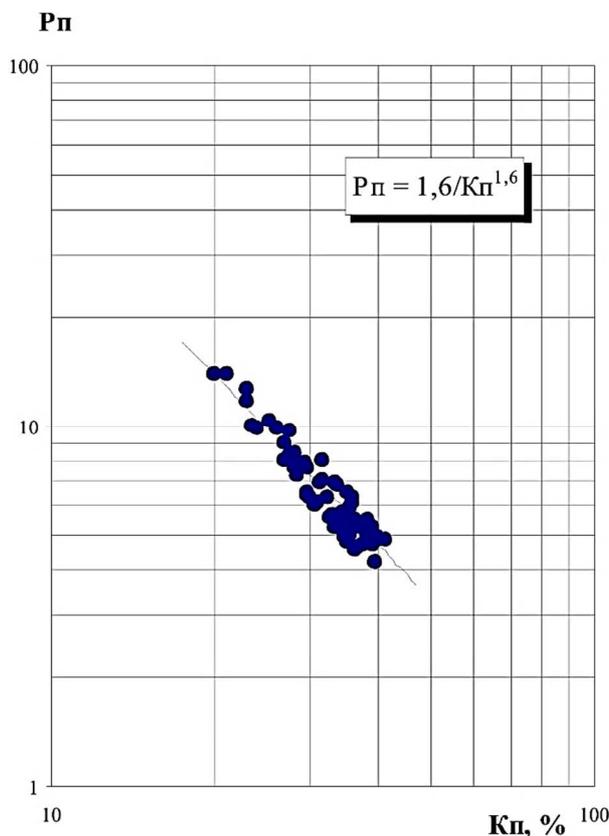


Рисунок 6 – График зависимости $P_n = f(K_n)$

1. Заменить метод гамма-каротажа (ГК) спектрометрическим (ГКС), а используемую модификацию акустического каротажа – аппаратурой многоэлементного акустического каротажа с монопольными и дипольными излучателями.



2. Метод НГК отличается недостаточно надёжным метрологическим обеспечением, для которого отсутствует технология оценки пористости, поэтому из рационального комплекса, выполняемого в открытом стволе, его следует исключить.

3. С целью сокращения времени, необходимого для проведения ГИС, рекомендуется использовать модульную аппаратуру.

4. Использование методов ГКС и АКВ позволит:

- повысить точность оценки глинистости по ГК за счёт дополнительного привлечения урановой, ториевой и калиевой составляющих;
- более правильно определять интервальное время продольной и поперечной волн и снизить погрешности в оценке пористости по АК. Кроме того, последующая обработка волн Лэмба-Стоунли позволит расширить перечень качественных признаков выделения коллекторов в изучаемом разрезе.

5. Заменить термометр ТР-7 инновационным высокочувствительным термометром ВМСТ-1, т.к. он обладает высокой чувствительностью и малой тепловой инерцией, которые позволяют повысить точность регистрации теплового поля вдоль оси скважины за счёт устранения эффекта «размазывания» температурных аномалий, обусловленного значительной тепловой инерцией известных скважинных термометров (тепловая инерция термометра ВМСТ-1 меньше тепловой инерции термометра ТР7 в 15 раз).

Таким образом, комплекс ГИС применительно к горно-техническим условиям Западно-Казачьего газового месторождения рекомендуется выполнять модульной аппаратурой, включающей следующие методы:

1. *Стандартный каротаж (градиент- и потенциал-зондами)*
Масштаб визуализации глубин 1:500.
2. *Боковое каротажное зондирование (БКЗ)*
Масштаб визуализации глубин 1:200.
3. *Максимальные кривые зондирования (МКЗ) (для пластов большого сопротивления)*
Масштаб визуализации глубин 1:200.
4. *Боковой микрокаротаж (БМК)*
Масштаб визуализации глубин 1:200 в интервалах проведения БКЗ.
5. *Боковой каротаж (БК)*
Масштаб визуализации глубин 1:500, по всему разрезу скважины в интервалах проведения БКЗ масштаб визуализации глубин 1:200.
6. *Высокочастотное индукционное каротажное изопараметрическое зондирование (ВИКИЗ)*
Масштаб визуализации глубин 1:200.
7. *Акустический каротаж (АК) (многоэлементный)*
Масштаб визуализации глубин 1:200 в интервалах проведения БКЗ.
8. *Гамма-каротаж селективный (ГКС)*
Масштаб визуализации глубин 1:200.
9. *Гамма-гамма-каротаж (ГТК)*
Масштаб визуализации глубин 1:200.
10. *Нейтрон-нейтронный каротаж (ННК)*
Масштаб визуализации глубин 1:200.
11. *Термометрия*
Масштаб визуализации глубин 1:500 в интервалах проведения БКЗ.
12. *Инклинометрия*
Измерения по всему стволу скважины через 5 и 20 м.
13. *Резистивиметрия*
Масштаб визуализации глубин 1:200 в интервалах проведения БКЗ.

Литература

1. Булатов А.И. [и др.]. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.
2. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин в 4 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1–4.
3. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.
4. Волошин В.И., Сердцев А.С. Отчёт тематической партии 4/92. Поисковые и детализационные сейсмические исследования ОГТ в пределах Тимашевской ступени на Калининской и Роговской площади. – Краснодар, 1993.
5. Григорьев М.А. Проект поисков и разведки газовых залежей в меотических отложениях на Западно-Казачьей площади Краснодарского края. – Краснодар, 2003.



6. Климов В.В., Савенок О.В., Лешкович Н.М. Основы геофизических исследований при строительстве и эксплуатации скважин на нефтегазовых месторождениях. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 274 с.
7. Попов В.В. [и др.]. Геофизические исследования и работы в скважинах : учебное пособие. – Новочеркасск : Лик, 2017. – 326 с.
8. Попов В.В. [и др.]. Геоинформатика нефтегазовых скважин. – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2018. – 292 с.
9. Савенок О.В., Арутюнян А.С., Шальская С.В. Интерпретация результатов гидродинамических исследований : учебное пособие. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2017. – 203 с.
10. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
11. Андреева Е.Е., Баранова А.Г., Валева С.Е. О возможных причинах несовпадения данных бурения и сейсмополюсений // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 1. – С. 30–33.
12. Березовский Д.А. [и др.]. Разработка физико-химических моделей и методов прогнозирования состояния пород-коллекторов // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 9. – С. 84–86.
13. Гаделева Д.Д., Вахитова Г.Р. Обоснование коэффициента нефтегазонасыщенности пластов-коллекторов // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 1. – С. 47–50.
14. Дюдьбина А.А., Вахитова Г.Р. Поиск пропущенных продуктивных коллекторов на основе уточнения петрофизической модели // Булатовские чтения. – 2019. – Т. 1. – С. 67–70.
15. Искендеров М.М. Оценка петрофизических параметров коллекторов с учётом их литологической типизации // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 1. – С. 107–110.
16. Климов В.В., Савенок О.В., Лешкович Н.М. Повышение достоверности геофизических методов в наклонно-направленных и горизонтальных скважинах // Инженер-нефтяник. – 2017. – № 3. – С. 33–37.
17. Савенок О.В., Березовский Д.А., Кусов Г.В. Закономерности и изменения свойств нефти и газа в залежах и месторождениях // Булатовские чтения. – 2019. – Т. 1. – С. 114–119.

References

1. Bulatov A.I. [et al.]. Ecology at construction of oil and gas wells : textbook for students of higher educational institutions. – Krasnodar : Enlightenment-South LLC, 2011. – 603 p.
2. Bulatov A.I., Savenok O.V. Subsurface overhaul of oil and gas wells in 4 volumes. – Krasnodar : South Publishing House, 2012–2015. – Vol. 1–4.
3. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremiychuk R.S. Scientific bases and practice of development of oil and gas wells. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 576 p.
4. Voloshin V.I., Serdtsev A.S. Report of thematic party 4/92. Prospecting and detailing of this seismic study of CDP within Timashevskaya step on Kalininskaya and Rogovskaya Square. – Red-Nodar, 1993.
5. Grigoriev M.A. Project of prospecting and exploration of gas deposits in meotic sediments on the West-Kazachaya Square of Krasnodar Territory. – Krasnodar, 2003.
6. Klimov V.V., Savenok O.V., Leshkovich N.M. Basics of geophysical research in construction and operation of wells at oil and gas fields. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 274 p.
7. Popov V.V. [et al.]. Geophysical research and work in wells : a textbook. – Novochechassk : Lyk, 2017. – 326 p.
8. Popov V.V. [et al.]. Geoinformatics of oil and gas wells. – Novochechassk : «Lik» Publishing House, 2018. – 292 p.
9. Savenok O.V., Harutyunyan A.S., Shalskaya S.V. Interpretation of hydrodynamic research results : a textbook. – Krasnodar : FGBOU VO «KubGTU» Publishing House, 2017. – 203 p.
10. Savenok O.V., Kachmar Yu.D., Yaremiichuk R.S. Oil and gas engineering in development of wells. – M. : Infra-Engineering, 2019. – 548 p.
11. Andreeva E.E., Baranova A.G., Valeeva S.E. About the possible reasons of a mismatch of the drilling data and the seismic constructions // Bulatovskie readings. – 2017. – Vol. 1. – P. 30–33.
12. Berezovskiy D.A. [et al.]. Development of the physico-chemical models and methods of the collector rocks compositional prediction // Petroleum economy. – 2014. – № 9. – P. 84–86.
13. Gadeleva D.D., Vakhitova G.R. Justification of the oil-gas saturation coefficient of the reservoir collectors // Bulatovskie readings. – 2017. – Vol. 1. – P. 47–50.
14. Dyudbina A.A., Vakhitova G.R. Search of the missed productive collectors on the basis of the petrophysical model specification // Bulatovskie readings. – 2019. – Vol. 1. – P. 67–70.
15. Iskenderov M.M. Petrophysical parameters estimation of the collectors with account of their lithologic typification // Bulatovskie readings. – 2018. – Vol. 1. – P. 107–110.
16. Klimov V.V., Savenok O.V., Leshkovich N.M. Confidence increase of the geophysical methods in the inclined and horizontal wells // Petroleum engineer. – 2017. – № 3. – P. 33–37.
17. Savenok O.V., Berezovskiy D.A., Kusov G.V. Laws and changes of the oil and gas properties in the deposits and fields // Bulatovskie readings. – 2019. – Vol. 1. – P. 114–119.