

NEWS

OF THE NATIONAL ACADEMY OF SCIENCES OF THE REPUBLIC OF KAZAKHSTAN

SERIES OF GEOLOGY AND TECHNICAL SCIENCES

ISSN 2224-5278

Volume 2, Number 422 (2017), 63 – 73

G. T. Borisenko, A. K. Issagaliyeva

Kazakh national research technical university named after K. I. Satpaev, Almaty, Kazakhstan.

E-mail: bgt69@mail.ru, a_isagaliyeva@mail.ru

COMPREHENSIVE ANALYSIS OF THE CORE AND GWL CRETACEOUS AND JURASSIC SEDIMENTS OF SOUTH TORGAY DEPRESSION

Abstract. The analysis of GWL complex and laboratory petrophysical research has been carried out, the relationship between permeability and porosity have been studied, the boundary values of permeability and porosity, the dependence of the coefficient of porosity from the content of the clays have been justified. Terrigenous deposits of the upper Jurassic – lower Cretaceous of the studied deposits are characterized by geological heterogeneity and considerable variability of geophysical parameters. Modern methods of geophysical investigation of wells, in the fullness of the used complex and knowledge of petrophysical relationships between geophysical and reservoir characteristic parameters of the studied geological object, with the right idea on the type of collector and the application of geophysically grounded methods of reasonable interpretation provide an opportunity to obtain more representative data about the investigated geological section. The work gives the results of comparison of the materials obtained in the study of the core data with geological and geophysical studies of the deposit of South Torgay depression.

Key words: geophysical well logging, collector, porosity, permeability, clayiness, rock formation, petrophysical studies, filtration-capacitive properties of rocks, electrical resistivity, the intensity of natural gamma radiation, gamma radiation, interval time.

УДК 550.832 (550.853)

Г. Т. Борисенко, А. К. Исагалиева

Казахский национальный исследовательский технический университет им. К. И. Сатпаева,

Алматы, Казахстан

КОМПЛЕКСНЫЙ АНАЛИЗ КЕРНА И ГИС МЕЛОВЫХ И ЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЮЖНОТОРГАЙСКОЙ ВПАДИНЫ

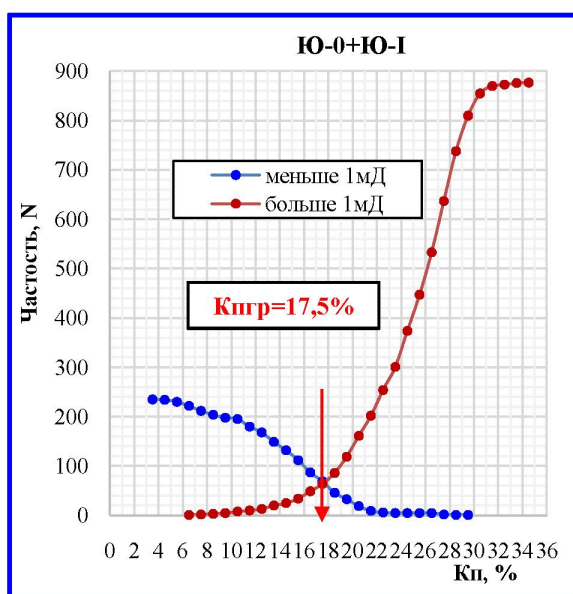
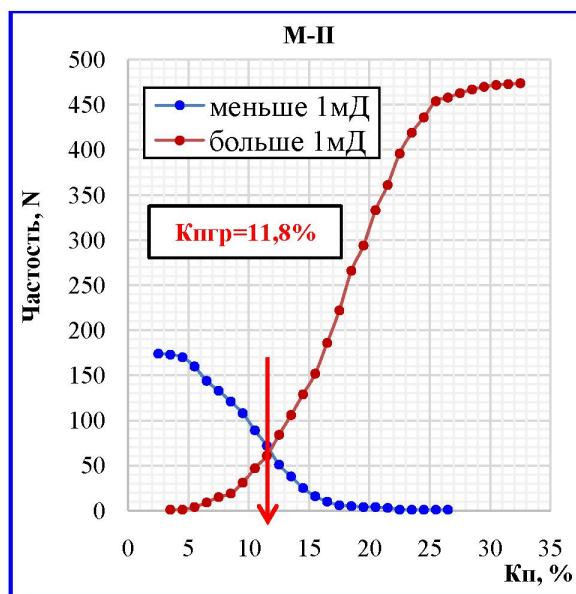
Аннотация. Проведен анализ комплекса ГИС, лабораторных петрофизических исследований, изучены связи между проницаемостью и пористостью, обоснованы граничные значения проницаемости и пористости, зависимости коэффициента пористости от содержания глин. Терригенные отложения верхней юры – нижнего мела изучаемого месторождения характеризуются геологической неоднородностью и существенной

изменчивостью геофизических параметров. Современные методы геофизических исследований скважин, при полноте используемого комплекса и знании петрофизических связей между геофизическими и подсчетными параметрами изучаемого геологического объекта, при правильном представлении о типе коллектора и применении геофизически обоснованных способов интерпретации, дают возможность получить представительные данные об изучаемом геологическом разрезе. В работе приведены результаты сопоставления материалов, полученных при изучении керна с данными геолого-геофизических исследований по месторождению Южнотургайской впадины.

Ключевые слова: геофизические исследования скважин, коллектор, пористость, проницаемость, глинистость, горная порода, петрофизические исследования, фильтрационно-емкостные свойства породы, удельное электрическое сопротивление, интенсивности естественного гамма-излучения, радиационного гамма-излучения, интервальное время.

Введение. В работе использованы данные по пересчету запасов нефти и растворенного газа изучаемого месторождения по состоянию изученности на 02.01.2010г., проведенного Институтом ТОО НИИ «Каспиймунайгаз» на основе проведенных исследовательских работ, включающих бурение новых скважин, отбора и анализа кернового материала, и пластовых флюидов и других данных, которые позволили уточнить геологическое строение и ФЕС продуктивных горизонтов [1]. Достоверную информацию о коллекторских свойствах изучаемых пород позволяет получить комплексный анализ результатов исследований керна, геофизических исследований скважин и петрофизических зависимостей [2, 4]. Используются скважинные (по керну и каротажу) данные по месторождению, где применены общая методика интерпретации геофизических данных (ядерных и электрических методов) по меловой и юрской толщам. Проведен анализ петрофизических исследований и методики проведения интерпретации каротажных диаграмм. Результаты позволили определить круг задач, решаемых для совершенствования методики и определения петрофизических параметров продуктивного комплекса.

На основании имеющихся полевых описаний керна и материалов по скважинам месторождения установлено, что для изучаемых отложений характерно чередование глин, песчаников и алевролитов [1, 3]. Между тем как идентификация интервалов продуктивных коллекторов так и оценка нефтенасыщенности обладают рядом специфических особенностей, что обусловлено сложным характером распределения физических свойств и насыщенности природных резервуаров за счет влияния геологических и технологических факторов на показания методов ГИС. В этой ситуации определение коллекторских свойств и характера насыщения, равно как и построение петрофизических моделей на базе системного анализа коллекторских свойств для месторождений Южно-Тургайской впадины, приобретают особую значимость.



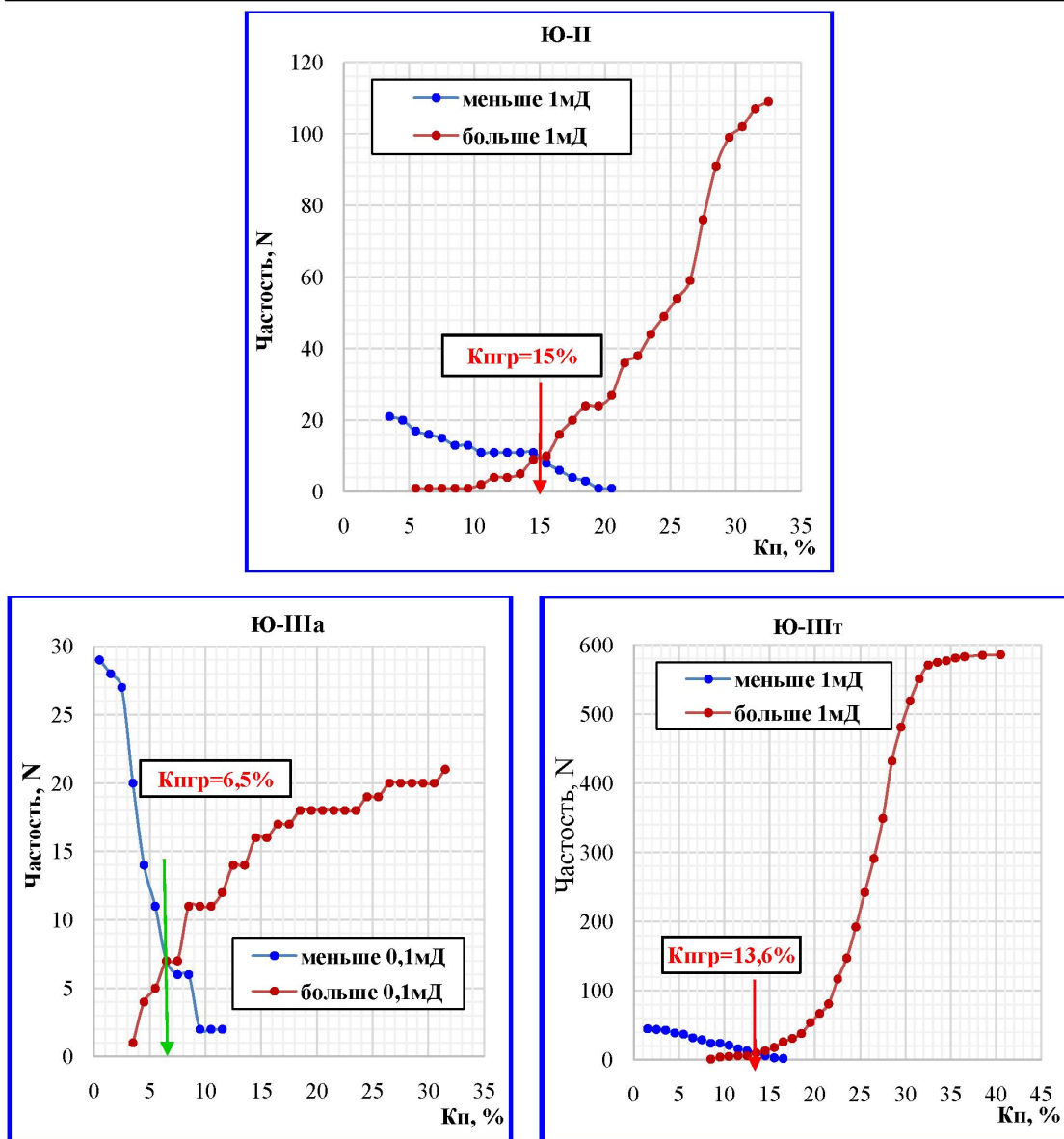


Рисунок 1 – Определение граничного значения пористости по данным керна по продуктивным горизонтам месторождения

Figure 1 – Identification of boundary values of porosity according to the core data in all productive horizons of the deposit

Обоснование граничных значений проницаемости и пористости. Вскрытые в продуктивном разрезе породы представлены терригенными и терригенно-карбонатными отложениями [1, 3], для них построены интегральные кривые распределения коэффициентов пористости по данным анализов керна для определения граничного значения пористости. Граничное значение проницаемости пород-коллекторов принято равным $1 \cdot 10^{-3}$ мкм² для терригенного и $0,1 \cdot 10^{-3}$ мкм² для карбонатного коллекторов. Результаты определения граничных значений пористости по продуктивным горизонтам месторождения показаны на рисунке 1 [1].

Зависимость проницаемости от пористости свидетельствует о возрастании значений проницаемости с возрастанием пористости по экспоненциальной функции. Графики построены по продуктивным горизонтам по результатам анализов керна (рисунок 2). По графикам отмечается большой разброс точек, степень достоверности ($R^2 = 0,62\text{--}0,70$) [1].

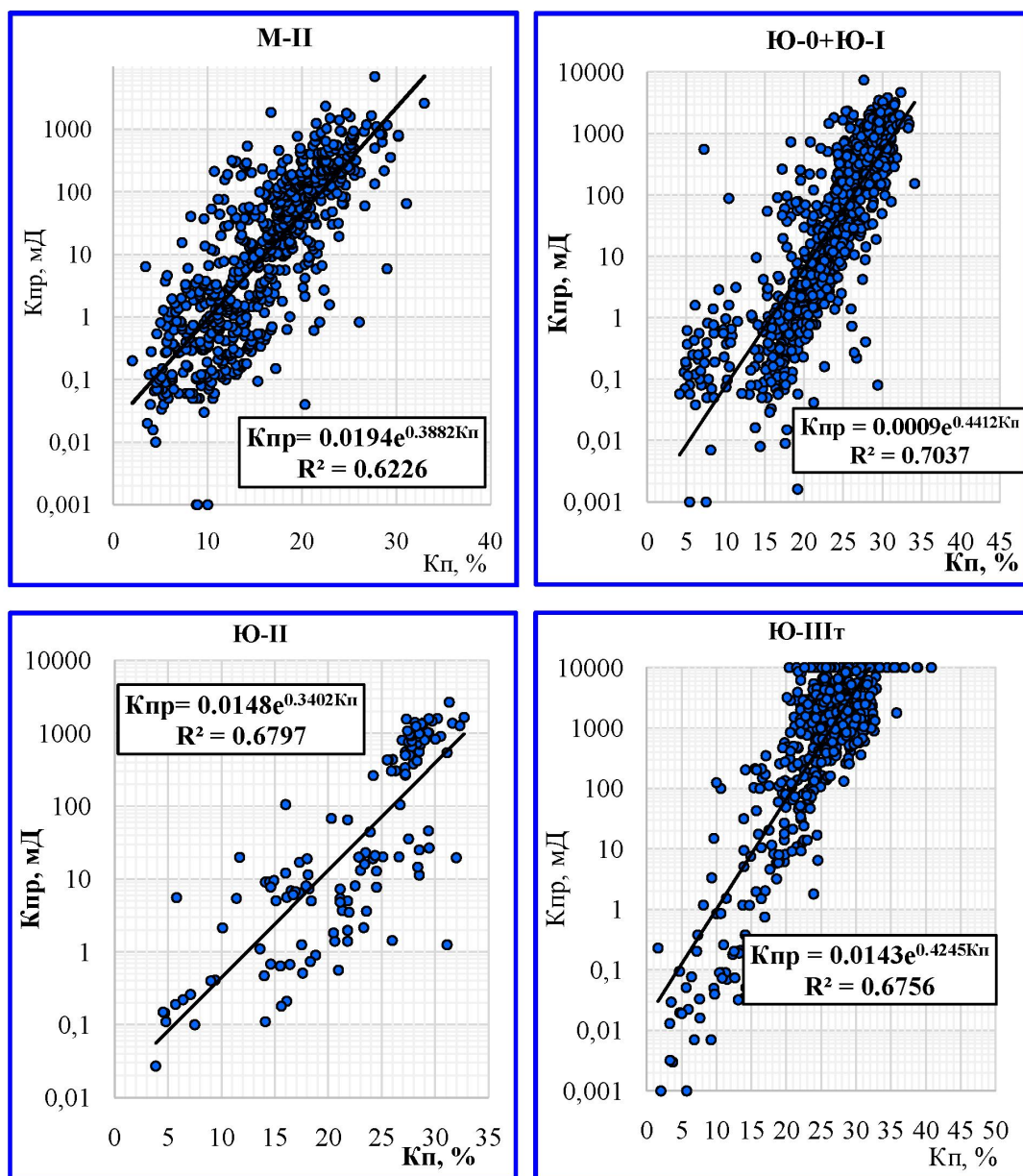


Рисунок 2 – Зависимости проницаемости от пористости для продуктивных горизонтов

Figure 2 – Dependence of permeability on porosity for productive horizons

Зависимости коэффициента пористости от содержания глин. На рисунке 3 проиллюстрировано сопоставление коэффициента пористости и проницаемости от объемной глинистости по продуктивным горизонтам [1].

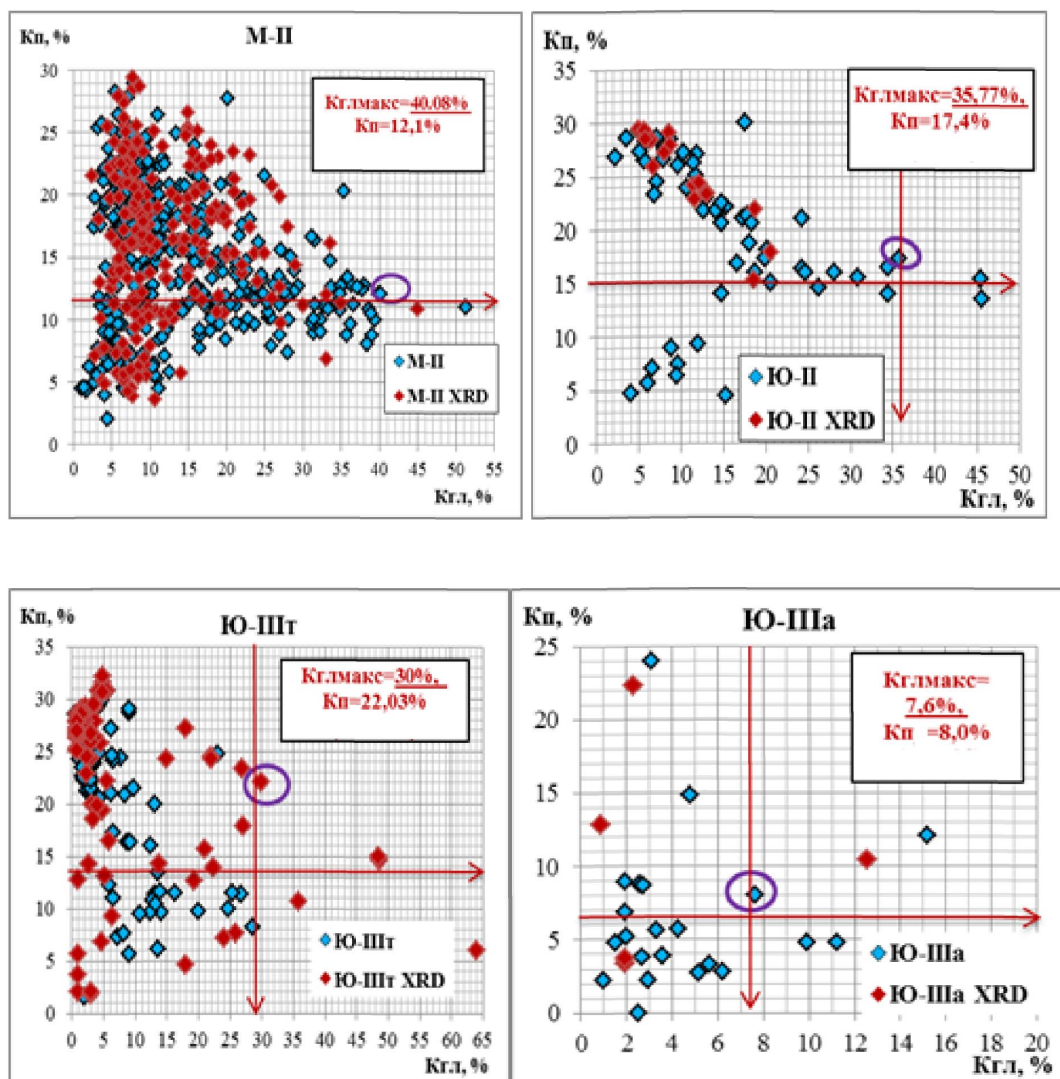


Рисунок 3 – Зависимость проницаемости от объемной глинистости по продуктивным горизонтам

Figure 3 – Dependence of permeability on volumetric clayiness for productive horizons

По данным анализа керна, по диаграммам распределения гранулометрических фракций, установлено, что в коллекторах мелового горизонта и в горизонтах Ю-0 + Ю-I и Ю-III преобладают коллектора тонкозернистые, в горизонте Ю-III – среднезернистые [1].

Зависимость параметра пористости от пористости. Зависимость между параметром пористости и коэффициентом пористости является основной интерпретационной моделью для определения коэффициента пористости по данным электрометрии скважин. Наличие высокой степени достоверности аппроксимации ($R^2 = 0.94$), и высокого значения коэффициента корреляции параметра пористости и коэффициента пористости, свидетельствующее о тесной связи между ними, позволяет рекомендовать полученное выражение для использования при интерпретации данных электрического каротажа скважин. Для построения зависимости $R_p = f(K_p)$ использовались данные параметра пористости и коэффициента пористости, соответствующие атмосферным условиям. Зависимости описываются уравнениями (рисунок 4):

$R_p = K_p^{-1.74}$ – меловые отложения; $R_p = K_p^{-1.927}$ – юрские отложения [1].

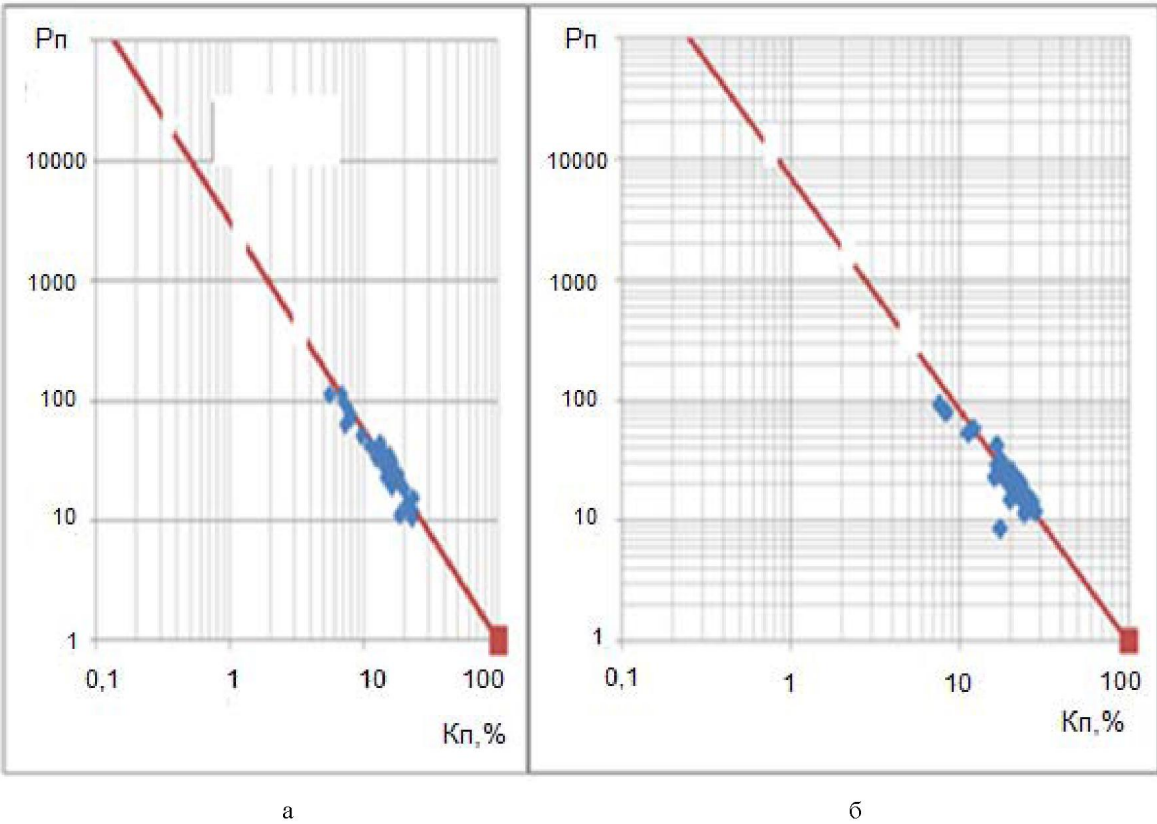


Рисунок 4 – Зависимость параметра пористости от коэффициента пористости для меловых (а), юрских отложений (б)
Figure 4 – Dependence of porosity parameter on the porosity coefficient for Cretaceous (a), Jurassic deposits (b)

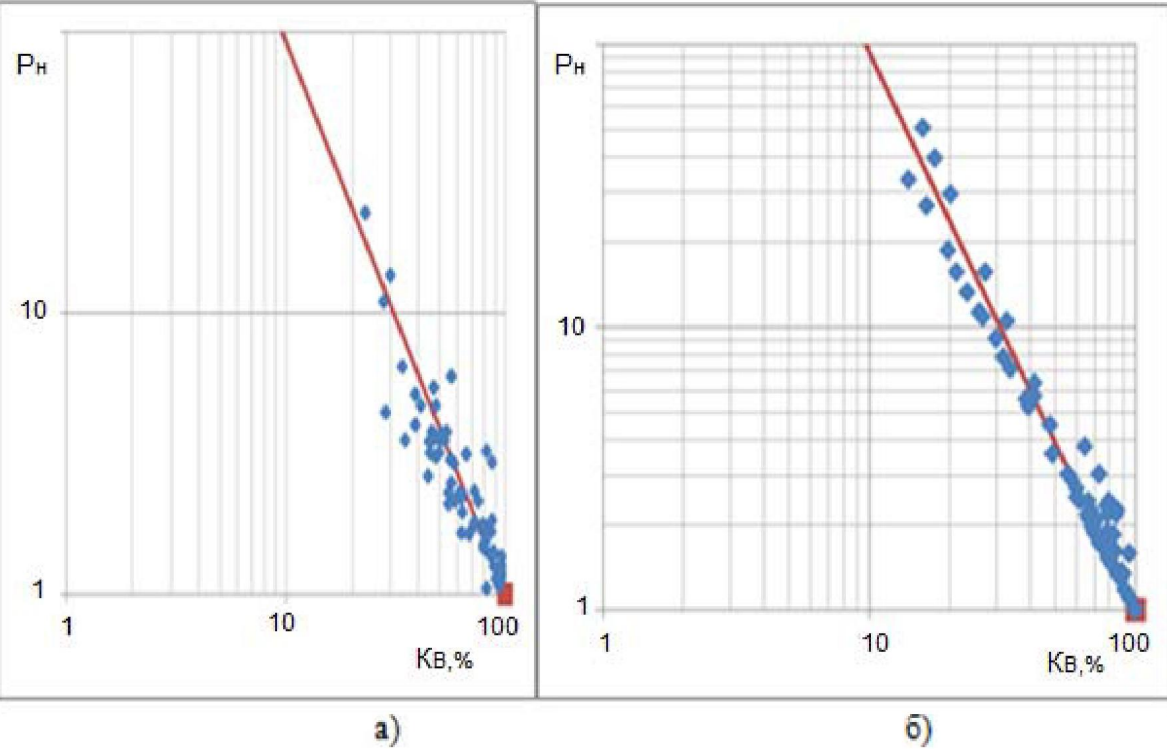


Рисунок 5 – Зависимость параметра насыщения от коэффициента водонасыщенности для меловых (а), юрских отложений (б)

Figure 5 – Dependence of the saturation parameter on water saturation coefficient for Cretaceous (a), Jurassic deposits (b)

Зависимость параметра насыщения от водонасыщенности. Как известно, основным методом определения характера насыщения коллектора является электрометрия скважин. С этой целью была изучена связь параметра насыщения $R_n = \rho_{\text{пл}} / \rho_{\text{вл}}$ с водонасыщенностью пород (K_v). На рисунке 5 приведены зависимости $R_n = f(K_v)$, которые с высокой степенью достоверности ($R^2 = 0,82; 0,87$) и коэффициентами корреляции $r=0,92; 0,95$ аппроксимируются степенными уравнениями:

$$R_n = K_v^{-1.964} \text{ – меловые отложения, } R_n = K_v^{-1.97} \text{ – юрские отложения [1].}$$

Изучение разрезов скважин по диаграммам ГИС. Начальным этапом интерпретации ГИС для определения емкостных свойств породы является определение литологии вскрытого разреза [4, 5]. Литология оценена по комплексу нейтронного – плотностного каротажа, нейтронного – акустического каротажа, с использованием соответствующих палеток и данных керна и шлама. Отложения изучаемого месторождения представлены терригенными породами с прослоями глин (рисунок 6, 7). В разрезе скважин коллекторы представлены песчаниками и алевролитами, которые хорошо выделяются по геофизическим методам.

Методы ГИС отличаются большим разнообразием и используют все виды физических полей (электрические, электромагнитные, тепловые, ядерных излучений, гравитационное, механических напряжений). Ни одна геологическая задача не может быть решена каким-то одним из методов ГИС в отдельности. Отсюда вытекает принципиальная комплексность применения методов ГИС и интерпретации получаемых результатов [2].

Используемый комплекс позволяет выделить глинистые прослои по кривым ГК, КВ и МКЗ. Глины в разрезе выделяются уверенно по низким УЭС (1,5–4,0 Ом), минимальным показаниям на кривой НГК (1,2–1,9 усл. ед.), при максимальных показаниях ГК (до 14 мкР/ч). Интервальное время на кривой акустического каротажа при этом равно 320 мкс/м и более.

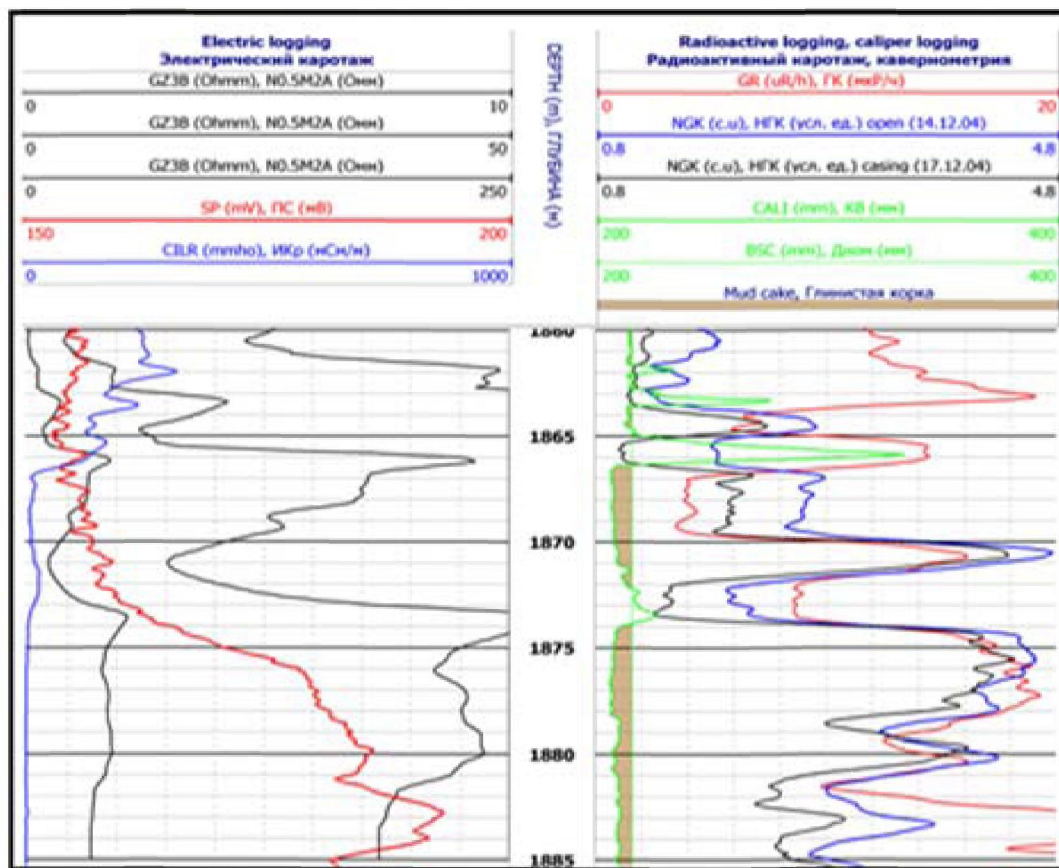


Рисунок 6 – Комплекс ГИС по скважине месторождения

Figure 6 – GWL complex for the well deposit

Плотные прослои выделяются достаточно надёжно по повышенным значениям плотности 2,5–2,7 г/см³, низкими значениями по АК (168–200 мкс/м), низкой интенсивностью естественного гамма излучения (4–6 мкР/ч).

Пористые песчаники имеют пониженное значение ГК (3–6 мкР/ч), плотность меняется от 2,1 до 2,5 г/см³, время пробега упругой волны 270–320 мкс/м). При выделении коллекторов информативными являются методы электрокаротажа, наличие глинистой корки или номинальный диаметр скважины, отрицательная аномалия ПС. При оценке эффективных толщин из общей толщины выделенных коллекторов исключались глинистые, плотные и углистые прослои, контролируемые данными комплекса геофизических исследований (рисунок 7).

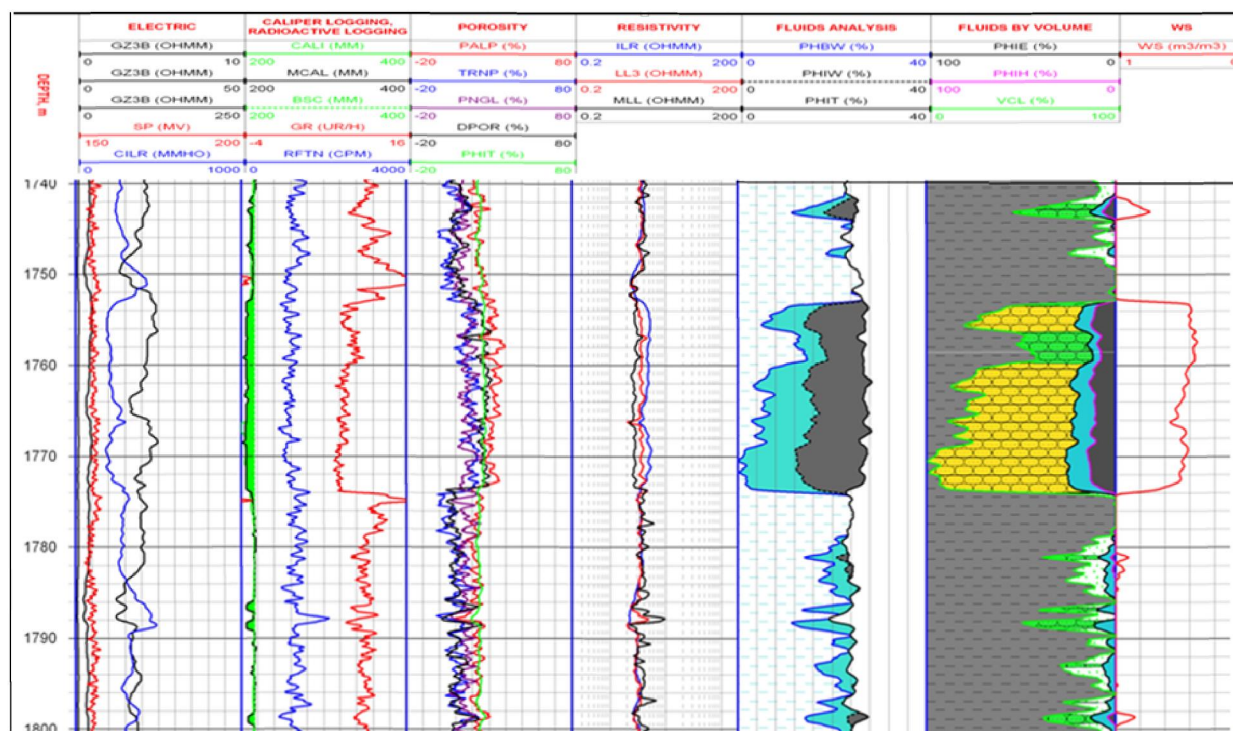


Рисунок 7 – Комплексный анализ ГИС и керна по скважине

Figure 7 – Comprehensive analysis of GWL and core in the borehole

В интервале полного комплекса по кривой ПС разрез не расчленяется (в связи в близкими значениями сопротивления пластовой воды и бурового раствора). Для уточнения коллекторских характеристик по кривым нейтронных методов записи выполнены в варианте ННКт (прибор РК-П) и НГК (прибор СРК-01), а также повторный замер в закрытом стволе метода НГК (прибор СРК-01). Нехарактерные показания НГК (ННКт) (уменьшение фона по сравнению с вмещающими породами) в интервале (1751,0–1774,0 м) связаны с высокой заглинизированностью и высокопористостью коллектора (фон ГК $\approx$ 8 мкР/ч). Таким образом, увеличение эффективной пористости (рост водородосодержания) приводит к закономерному уменьшению показаний НГК (ННКт) на фоне вмещающих пород. Коллекторские свойства пласта по остальным методам ГИС однозначно указывают на наличие углеводородов. Горизонт Ю-II вскрыт в интервале 1774,0–1863,8 м. Литологически представлен в основном глинами. В интервале 1820,2–1842,2 м вскрыт проницаемый прослой песчаника, который оценивается как водонасыщенный со средневзвешенным $K_p = 18\text{--}24\%$. Выше данного пласта в этом горизонте вскрыты маломощные пласты с ухудшенными коллекторскими свойствами, имеющиеся в своих порах остаточные углеводороды.

Петрофизическое обеспечение методики интерпретации диаграмм ГИС. При определении глинистости по ГК использован двойной разностный параметр, зависимость В. В. Ларионова [1]:

$$K_{ГЛ} \text{ ГК} = 0.333 \cdot (2^{\Delta I} - 1),$$

где $\Delta I = (ГК - ГК \text{ мин}) / (ГК \text{ макс} - ГК \text{ мин})$ – двойной разностный параметр; ГК – интенсивность естественного гамма-излучения интерпретируемом пласте; ГК мин – значение интенсивности гамма-излучения в неглинистых породах (опорных, чистых); ГК макс – значение интенсивности гамма-излучения в глинах.

Определение пористости по плотностному каротажу осуществлялось по уравнению [1, 5]:

$$К_{пгк} = (\sigma_{ск} - \sigma_{пл}) / (\sigma_{ск} - \sigma_{ж}) - К_{гл} (\sigma_{ск} - \sigma_{гл}) / (\sigma_{ск} - \sigma_{ж}),$$

где $\sigma_{ск} = 2,65 \text{ г/см}^3$ – плотность скелета породы; $\sigma_{ж} = 1 \text{ г/см}^3$ – плотность флюида; $\sigma_{пл}$ – текущее значение кривой.

Пористость по АК рассчитывалась по уравнению среднего времени с поправкой за глинистость [1, 5]:

$$К_{п \text{ АК}} = (\Delta T - \Delta T_{ск}) / (\Delta T_{ж} - \Delta T_{ск}) - К_{гл} (\Delta T_{гл} - \Delta T_{ск}) / (\Delta T_{ж} - \Delta T_{ск}),$$

где ΔT – текущее значение интервального времени, мкс/м; $\Delta T_{ск}$ – время пробега в скелете принято равным 170 мкс/м; $\Delta T_{ж}$ – время пробега в жидкости – 600 мкс/м; $\Delta T_{гл}$ – время пробега на глинах.

Достоверность расчета коэффициентов пористости по ГИС проверялась сопоставлением расчетных и керновых данных (рисунок 8).

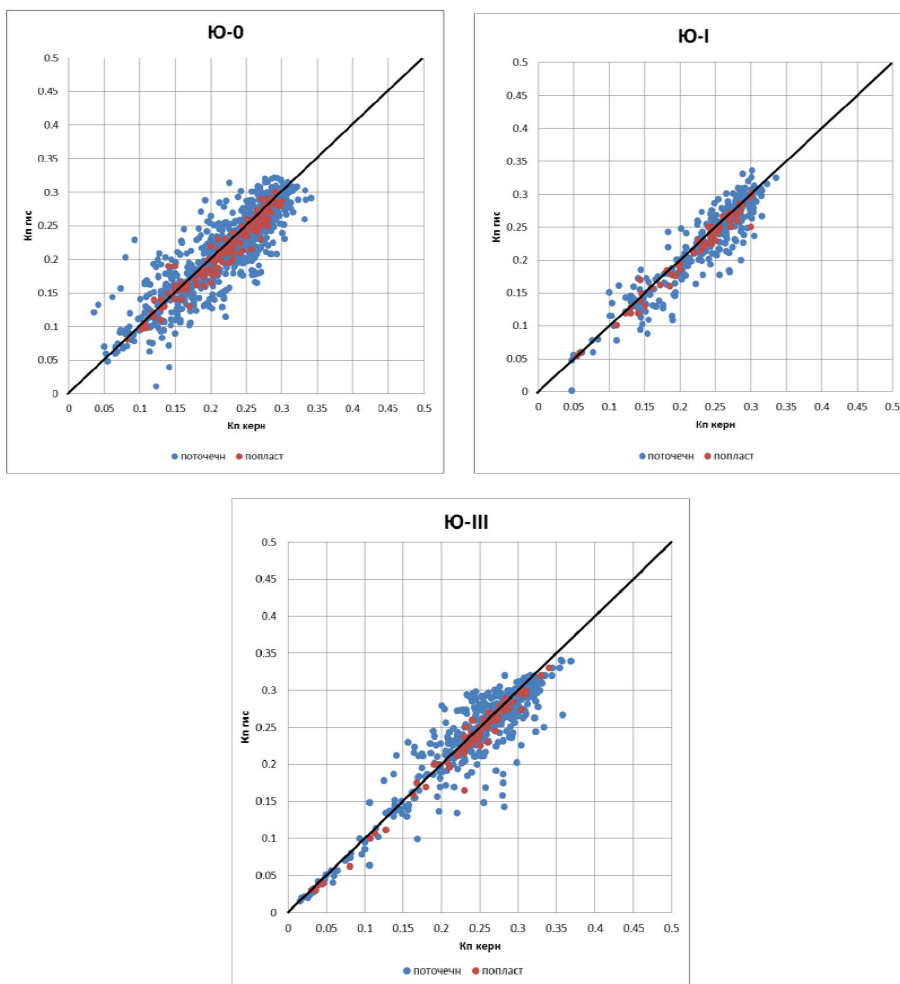


Рисунок 8 – Сопоставление коэффициентов пористости КпГИС и КпКЕРН

Figure 8 – Comparison of porosity coefficients of CP_{GWL} and CP_{core}

Оценка характера насыщения коллекторов продуктивных горизонтов осуществлялось по удельному электрическому сопротивлению (УЭС) и расчетному коэффициенту нефтегазонасыщенности (Кнг). Коэффициент нефтенасыщенности определялся по удельному электрическому сопротивлению с использованием петрофизических связей, обоснованных на керне месторождения. Коэффициент водонасыщенности (Кв) по данным ГИС был определен по уравнению Арчи [2, 5]:

$$K_v = (a \cdot R_v / K_{pm} R_p) 1/n,$$

где R_v – удельное электрическое сопротивление пластовой воды; K_p – коэффициент пористости, оцененный по ГИС; R_p – истинное УЭС пласта в непромытой зоне по БК, ИК.

Результаты анализа петрофизических и геофизических исследований. Достоверность определения коллекторских свойств и характера насыщения коллекторов зависит от многих факторов: полноты и качества исходной информации, оптимальности интерпретации промыслово-геофизических материалов. Правильность выводов о наличии пластов коллекторов подтверждается по данным представительного керна, поднятого из оценочных скважин при сплошном отборе керна и его исследовании. Характер насыщения проверяется по результатам испытания [2, 4, 5]. Для изучаемых отложений получены интерпретационные модели, позволяющие по данным ГИС определять пористость и характер насыщения коллекторов, необходимые при подсчете запасов углеводородов [1].

Выводы.

Количественные критерии разделения пластов на коллекторы и неколлекторы установлены по керну, и соответственно равны: М-II – 11,8%; Ю-0+Ю-I – 17,5%; Ю-II – 15%. Для горизонта Ю-III получены граничные значения пористости для разного типа отложений равны: Ю-III (карбонатные отложения) – 6,5% Ю-III (терригенные отложения) – 13,6%.

Максимальная объемная глинистость по керну: М-II – 40%; Ю-0 + Ю-I – 38%; Ю-II – 35,75%; Ю-III карб. – 7,6%, Ю-III тер. – 30,0%.

Для продуктивных коллекторов критические значения сопротивления нефтенасыщенных коллекторов следующие: пласт продуктивен для мелового горизонта при значениях сопротивления от 3,0–10,0 Ом, к водоносным отнесены пласты – от 0,5 Ом до 2,0–2,5 Ом. Для Ю-0 горизонта сопротивления в нефтеносных пластах составляют 2–10 Ом. По Ю-III-Т горизонту нефтеносный пласт четко выделяется в диапазоне сопротивлений от 5–6 Ом до 200 Ом.

Средние значения Кнг по горизонтам изменяются в основном от 46 до 85%. При разделении коллекторов по характеру насыщения, использован коэффициент нефтегазонасыщенности Кнг по опробованным пластам: к водоносным отнесены коллекторы с $K_{ng} \leq 45\%$, к нефтеносным – с $K_{ng} \geq 45\%$.

Наличие глин в пласте усложняет работу петрофизика, поскольку, как правило, они имеют высокую электропроводность и занижают электрическое сопротивление пород, насыщенных углеводородами. Кристаллы глины связывают воду, которая адсорбируется на их поверхности, а также катионы (например, натрия), окруженные гидратной водой. Это приводит к росту электропроводности глинистого песчаника, содержащего углеводороды, по сравнению с песчаником, в котором глины отсутствуют [2].

Метод расчета пористости по диаграмме плотностного каротажа, использующий соответствующие плотности матрицы и флюида может оказаться крайне ошибочным, если в пласте в различных количествах присутствуют также и более тяжелые минералы

От проведенных геологоразведочных работ требуется высокая точность и эффективность при поисках месторождений нефти и газа. Учитывая возможности современных геофизических методов исследований геологического строения недр, в частности геофизических исследований скважин, применяемого аппаратурно-методического комплекса, компьютерной обработки и интерпретации исходных данных, возможно сделать вывод о высокой эффективности методов ГИС.

ЛИТЕРАТУРА

[1] Отчет «Прирост запасов нефти и растворенного газа продуктивных горизонтов М-1-2 и Ю-III месторождения ... Кызыл-Ординской области республики Казахстан, промыслово-геофизические исследования скважин, методика и результаты интерпретации». 2010 г.

- [2] Дарлинг Тоби. Практические аспекты геофизических исследований скважин. – М.: ООО «Премиум Инжиниринг», 2011. – 400 с.
- [3] Шахабаев Р.С., Кульжанов М.К., Парагульгов Х.Х., Давыдов Н.Г., Жолтаев Г.Ж., Парагульгов Х.Х. Тектоническое развитие и нефтегазонасыщенность Южно-Торгайского бассейна: Монография. – Алматы: НИЦ «Гылым», 2004. – 160 с.
- [4] Тиаб Дж., Дональдсон Эрл Ч. Петрофизика: теория и практика изучения коллекторских свойств горных пород и движения пластовых флюидов. – М.: ООО «Премиум-Инжиниринг», 2009. – 868 с.
- [5] 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. Козьяр, Г.Г. Яценко. – Калинин: ВНИГИК, 1990. – С. 142-150.

REFERENCES

- [1] Otchet «Prirost zapasov nefti i rastvorennogo gaza produktivnykh gorizontov M-1-2 i Ju-III mestorozhdeniya ... Kyzyl-Ordinskoj oblasti respubliky Kazahstan, promyslovo-geofizicheskie issledovaniya skvazhin, metodika i rezul'taty interpretacii». 2010 (in Russ.).
- [2] Toby Darling Well logging and formation evaluation. M.: ООО «Premium Inzhiniring». 2011. 400 p. (in Russ.).
- [3] Shahabaev R.S., Kul'zhanov M.K., Paragul'gov H.H., Davydov N.G., Zholtaev G.Zh., Paragul'gov H.H. Tektonicheskoe razvitiye i neftegazonosnost' Juzhno-Torgajskogo bassejna: Monografiya. Almaty: NIC «Ghylym», 2004. 160 p. (in Russ.).
- [4] Tiab Dzh, Donaldson Erl Ch. Petrofizika: teoriya i praktika izucheniya kollektorskikh svoystv gornykh porod i dvizheniya plastovykh flyuidov. M.: ООО «Premium Inzhiniring», 2009. 868 p. (in Russ.).
- [5] Kozhevnikov D.A., Chemodanova T.E. Opredelenie koefitsientov effektivnoy poristosti // V kn.: Metodicheskie rekomendacii po opredeleniyu podschetnykh parametrov zalezhej nefti i gaza po materialam geofizicheskikh issledovaniy skvazhin s privlecheniem rezul'tatov analiza kerna, oprobovaniya i ispytaniy produktivnykh plastov / Red.: B.Yu. Vendel'shtejn, V.F. Kozjar, G.G. Jacenko. Kalinin: VNIGIK, 1990. P. 142-150 (in Russ.).

Г. Т. Борисенко, А. К. Исагалиева

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

ОҢТҮСТІК ТОРҒАЙ ОЙЫСЫНЫҢ КЕНОРНЫНДАҒЫ БОР ЖӘНЕ ЮРА ШӨГІНДІЛЕРІНДЕ ҰГЗ ЖӘНЕ КЕРНДІ КЕШЕНДІ САРАПТАУ

Аннотация. Саз құрамынан кеуектілік коэффициентінің тәуелділігі; өткізгіштік пен кеуектіліктің шектік мәндері негізделген, өтімділік пен кеуектілік арасындағы байланыс зерттелді, ҰГЗ кешеніне сараптама және зертханалық петрофизикалық зерттеулер жүргізілді. Зерттеліп отырған кенорынның жоғарғы юра-төменгі бор терригенді шөгінділерінде геологиялық әртектілік және геофизикалық параметр өзгергіштігін сипаттайды. Зерттелініп отырған геологиялық нысанның геофизикалық және есептелінетін параметрлері арасындағы петрофизикалық байланысты білу және қолданылатын кешеннің толық кезінде, ұңғымаларды геофизикалық зерттеудің қазіргі кездегі әдістері. Осы жұмыста салыстырылған мәліметтердің нәтижелері көрсетілген, олар Оңтүстік Торғай ойпатындағы кенорын бойынша геолого-геофизикалық зерттеулердің мәліметтері және кернді зерттеу мәліметтері бойынша алынған.

Түйін сөздер: ұңғыманы геофизикалық зерттеу, коллектор, кеуектілік, өткізгіштік, саздылық, петрофизикалық зерттеулер, меншікті электрлік кедергі, табиғи гамма сәулеленудің қарқындылығы, радиациялы гамма-сәулелену, аралық уақыт, кеуектілік параметрі, мұнай-газ қанықтылық параметрі.