

NEWS

OF THE NATIONAL ACADEMY OF SCIENCES OF THE REPUBLIC OF KAZAKHSTAN
SERIES OF GEOLOGY AND TECHNICAL SCIENCES

ISSN 2224-5278

Volume 2, Number 428 (2018), 251 – 262

A. K. Issagaliyeva, G. T. Borisenko, A. B. Adambayeva

Satbayev University, Almaty, Kazakhstan.

E-mail: a_isagaliyeva@mail.ru, bgt69@mail.ru, amangul_1996@mail.ru

COMPLEX ANALYSIS OF GIS DIAGRAMS WITH THE PURPOSE OF STUDY THE WELL CUTSECTIONS OF OIL AND GAS FIELDS

Abstract. The main objectives of geophysical exploration of the wells of the field were: exploration of geological and geophysical cutsections of wells, lithologic differentiation, identification of reservoirs in cutsections, separation of reservoirs by the nature of saturation, estimation of saturation character and quantitative determination of reservoir properties of effective thicknesses. When the productive part of the borehole section is differentiated, layers of different lithologic composition are allocated, the sequence of their occurrence is determined, and collectors and impenetrable sections between them are identified. These problems are solved using a set of methods for studying the sections. The data of geophysical studies of wells are linked to the data of description and analysis of rock samples (sludge, core). The analysis of a complex of geophysical methods for studying the wells of the investigating field was made. Jurassic terrigenous deposits of the investigated field are characterized by geological heterogeneity and significant variability of geophysical parameters. Modern methods of well geophysical studies, with the fullness of the complex used and the knowledge of petrophysical relationships between the geophysical and calculating parameters of the studying geological object, with a correct representation of the type of reservoir and the application of geophysically sound methods of interpretation, make it possible to obtain representative data on the investigating geological section [1-3].

Key words: well logging; lithological differentiation, collector; coefficients of porosity, clay coefficients, oil and gas saturation; petrophysical studies; capacitive properties of the rock; specific electric resistance; intensity of natural gamma radiation, radiation, secondary gamma radiation; interval time; coefficients of sandiness, of compartmentalization.

УДК 550.832 (550.853)

А. К. Исагалиева, Г. Т. Борисенко, А. Б. Адамбаева

Сатпаев университет, Алматы, Казахстан

КОМПЛЕКСНЫЙ АНАЛИЗ ДИАГРАММ ГИС С ЦЕЛЬЮ ИЗУЧЕНИЯ РАЗРЕЗОВ СКВАЖИН НЕФТЕГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Аннотация. Основными задачами геофизических исследований скважин месторождения являлись: изучение геолого-геофизического разреза скважин, литологическое расчленение, выделение в разрезе пластов-коллекторов, разделение коллекторов по характеру насыщенности, оценка характера насыщенности и количественное определение коллекторских свойств эффективных толщин. При расчленении продуктивной части разреза скважины выделяются слои различного литологического состава, устанавливается последовательность их залегания, а также определяются коллекторы и непроницаемые разделы между ними. Решаются эти задачи с помощью комплекса методов изучения разрезов. Данные геофизических исследований скважин увязываются с данными описания и анализа образцов пород (шлама, керна). В работе проведен анализ комплекса геофизических методов исследования скважин изучаемого месторождения. Юрские терригенные отложения 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 [1-3].

Ключевые слова: геофизические исследования скважин; литологическое расчленение, коллектор; коэффициенты пористости, глинистости, нефтегазонасыщенности; петрофизические исследования; емкостные свойства породы; удельное электрическое сопротивление; интенсивности естественного гамма-излучения, радиационного, вторичного гамма-излучения; интервальное время; коэффициенты песчаности, расчлененности.

Введение. По административному делению изучаемое месторождение находится в Атырауской области Республики Казахстан [1]. Подсчет запасов и оценка ресурсов нефти, газа и конденсата основывается на детальном изучении недр и синтезируют в себе все сведения, полученные в процессе поисков, разведки и разработки залежей: данные изучения минералогических и петрографических особенностей пород, физики пласта и физико-химических свойств флюидов, результаты полевых и промыслово-геофизических исследований, сведения об условиях формирования залежей нефти, газа и конденсата, о закономерностях размещения их в недрах и т.д., данные петрофизического изучения нефтегазоносных толщ, опробования и испытания скважин, опытно-промышленных работ и разработки залежей [7].

На месторождении установлена промышленная нефтеносность отложений средней юры, в которой в результате проведения попластовой корреляции разрезов всех скважин с привлечением опробования и интерпретации материалов ГИС выделено 3 продуктивных горизонта Ю-II, Ю-III и Ю-IV, которые, в свою очередь, делятся на несколько пластов [1-3].

II среднеюрский горизонт, пласт 1 по описанию зерна представлен песчаниками серыми, светло-серыми, темно-серыми, от тонко- до среднезернистыми, глауконитовыми и кварц-полевошпатовыми, средней крепости, на карбонатно-глинистом цементе, порового типа, местами с обуглившимися растительными остатками; алевролитами серыми, светло-серыми, темно-серыми, кварцевыми, тонкозернистыми, плотными с растительными остатками, слюдистыми, на глинистом цементе, контактового и базального типа. Встречаются слои угля.

II среднеюрский горизонт, пласт 2 по описанию зерна сложен песчаниками светло-серыми, темно-серыми, глауконитово-кварцевыми, в основном среднесцементированными, мелкозернистыми, среднезернистыми, алевролитистыми, на глинистом цементе порово-базального типа, с редкими вкраплениями углистых остатков. Породы в разной степени глинистые и известковистые, содержат значительное количество углефицированного растительного детрита.

III среднеюрский горизонт, пласт 1 представлен песками мелкозернистыми, серыми, алевролитистыми, слабосцементированными, карбонатными; песчаниками серыми, светло-серыми, темно-серыми, глауконитово-кварцевыми, от слабо до крепосцементированными, мелкозернистыми, среднезернистыми, на глинистом цементе порово-базального типа; алевролитами серыми, крупно- и мелкозернистыми, сильно глинистыми, слабопесчанистыми, некарбонатными.

В таблице 1 приведены данные определения коллекторских свойств по результатам анализов зерна по продуктивным горизонтам [3].

Таблица 1 – Коллекторские свойства по продуктивным горизонтам

Параметры	Ю- II, пласт 1	Ю- II, пласт 2	Ю-III, пласт 1	Ю-IV, пласт 1
Пористость, %	17,4-26,2	25,5-27,7	11,7-31,9	12,4-25,9
Проницаемость, мД	51,5-152,8	51,9-128	6,36-476,8	1,3-50,1
Объемная глинистость, %	2,4-19,6	2,1-3,2	1,6-24,7	2-4,8

Выполненные промыслово-геофизические исследования в скважинах в целом соответствуют требованиям «Технической инструкции по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах» [5].

Стандартный каротаж выполнен зондами N0.5M2A по всему разрезу и в продуктивной части, использовался для литолого-стратиграфического расчленения разреза.

Боковой каротаж проведен в новых скважинах. Боковой микрокаротаж проведен в новых скважинах в продуктивной части разреза. Качество диаграмм оценивалось по показаниям против размытых глин и против однородных пластов без зоны проникновения.

Боковое каротажное зондирование проведено во всех скважинах пятью подошвенными градиент-зондами: A0.4M0.1N, A1M0.1N, A2M0.5N, A4M0.5N, A8M1N и одним кровельным градиент-зондом N0.5M2A.

По диаграммам микрозондирования в разрезах скважин четко выделяются интервалы размытых глин, плотные прослои.

Кривые ГК отражают литологическую характеристику разреза, выделяя по максимальным интенсивностям ГК пласты глин. Плотные породы на диаграммах ГК отмечаются низкими значениями естественной радиоактивности. Максимальные значения ГК имеют не размытые или слабо размытые глины. Песчано-алевролитовые разности в зависимости от содержания глинистого материала и степени полимиктовости характеризуются интенсивностями естественного гамма-излучения от низких до высоких, вплоть до значений, соизмеримых с глинами.

На диаграммах НГК минимальными значениями интенсивности характеризуются глубокие каверны, максимальные показания отмечаются против плотных карбонатизированных пород; песчано-алевролитовые разности характеризуются промежуточными значениями.

Вмещающими породами для коллекторов являются глины и аргиллиты, удельное электрическое сопротивление которых составляет от 0,9 до 1,3 Ом, минимальные показания на кривой НГК (1,3-1,49 у.е.), максимальные показания ГК (10-12 мкР/ч), интервальное время на кривой акустического каротажа при этом более 290мкс/м.

Плотные породы имеют высокое сопротивление на кривой бокового каротажа (1,7-1,9 Ом), низкую естественную радиоактивность (6-8 мкР/час), низкие показания на кривой интервального времени (180-195 мкс/м).

В юрском комплексе пород присутствует немало количество угольных пластов, мощность которых варьирует от нескольких сантиметров до полутора метра и более [1, 2]. На показаниях каротажных приборов на углях при этом наблюдаются крайне высокие показания пористости по нейтронному каротажу, очень низкая объемная плотность, увеличение интервального времени и низкие показания гамма каротажа, а также увеличением удельного электрического сопротивления. На рисунке 1 показан пример выделения угольных пластов и коллекторов по комплексу методов ГИС по скважине месторождения.

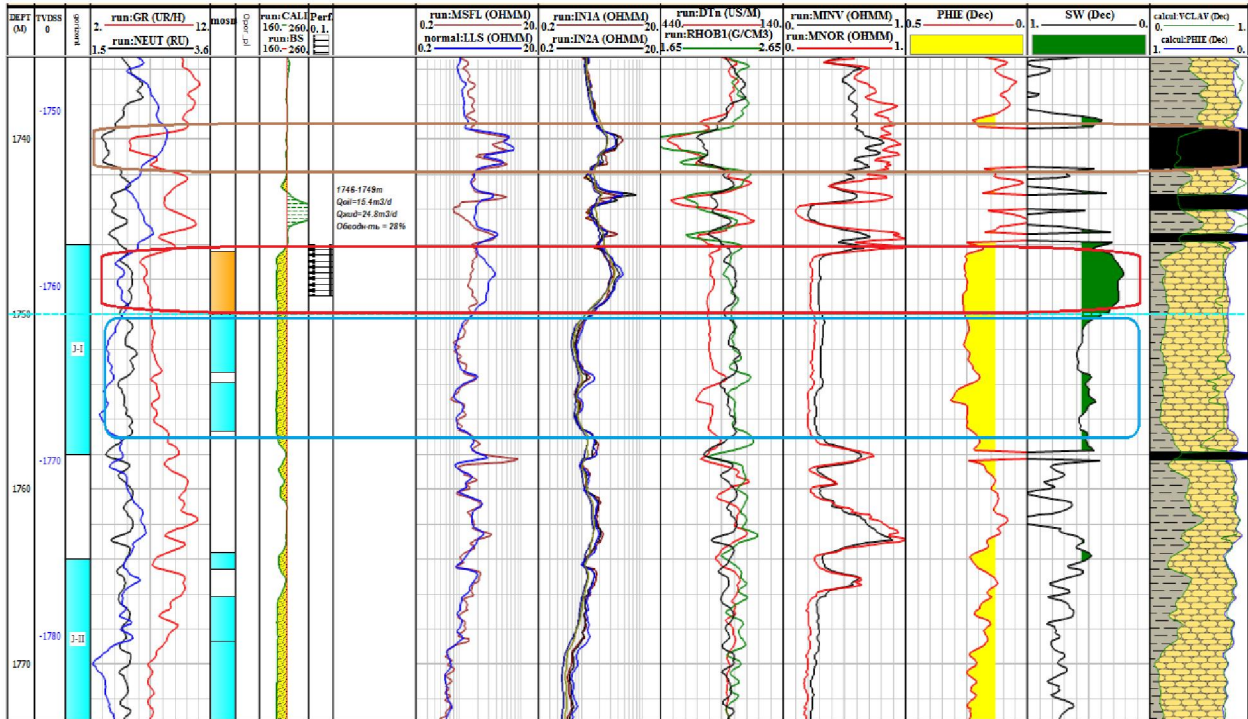


Рисунок 1 – Выделение угольных участков и коллекторов по комплексу ГИС

Выделение коллекторов по комплексу геофизических методов исследования скважин проводилось по характерным для терригенного типа пород качественным признакам с использованием практически всех методов выполненных геофизических исследований, а также данных керна и опробования пластов [4, 7-8]. Качественными признаками выделения коллекторов в разрезе месторождения являются: наличие глинистой корки или сохранение номинального диаметра на кавернограмме; положительное приращение потенциал-зонда над градиент-зондом на диаграммах микрозондов; низкая интенсивность естественного гамма излучения; наличие радиального градиента сопротивления, установленного по данным разноглубинных установок методом сопротивления (БК, МБК, БКЗ, ИК).

При выделении коллекторов информативными методами в юрской части разреза являются многозондовый ИК, наличие глинистой корки или номинальный диаметр скважины, отрицательная аномалия ПС, повышение значения ГГКП, увеличение интервального времени на диаграммах акустического каротажа (АК), увеличение W , минимальные значения по ГК.

При определении эффективных мощностей из общей толщины исключались плотные и глинистые прослои [6, 7]. Их наличие контролировалось показаниями акустического и радиоактивного методов, а также по диаграммам микрометодов.

Пласты коллектора имеют пониженное значение интенсивности естественного гамма излучения (3-9 мкР/ч), плотность по методу ГГКп меняется от 2,2 до 2,35 г/см³, интервальное время пробега упругой волны в зависимости от литологии (от 310 до 340 мкс/м).

Помимо качественных признаков для выделения коллекторов использовались количественные критерии – граничные значения коэффициентов пористости (11.5%), максимальной объемной глинистости (41%), установленные по данным керна [2].

Кривые плотностного каротажа отражают литологическую характеристику разреза. В большинстве случаев значения плотности против коллекторов изменяются от 2,2 до 2,4 г/см³, против плотных пород от 2.7 г/см³ и выше.

По кривым акустического каротажа в комплексе с кривыми нейтронного каротажа определялась пористость коллекторов.

Кавернометрия выполнена во всех скважинах. Термометрия проведена во всех скважинах с целью измерения температуры при БКЗ, а также замера геотермического градиента.

Диаграммы ПС в отдельных скважинах слабо дифференцированы и имеют обратный знак, что свидетельствует о превышении минерализации фильтрата бурового раствора над величиной минерализации пластовой воды (обратное поле ПС).

Интерпретация геофизических исследований скважин проводилась при помощи программного обеспечения “Interactive Petrophysics” [2].

Данная программа решает задачу согласно петрофизической модели, которая состоит из трех компонентов: 1 – кривые ГИС, 2 – составные части коллектора (объемное содержание типов пород и флюиды), 3 – параметры каждого типа пород и флюидов.

В качестве вводных параметров были использованы следующие виды каротажных данных и петрофизические константы: нейтронная пористость;

акустический каротаж; плотностной гамма-каротаж; кривые сопротивления;

гамма-каротаж; кавернометрия; глина – плотность 2,40 г/см³, интервальное время – в среднем 292 мкс/м; песчаник – плотность условно 2,65 г/см³, интервальное время – 170 мкс/м; пластовая вода – плотность 1,05 г/см³, $\Delta T_{ж}$ – 600 мкс/м.

Глинистость оценивалась по кривым ГК и ПС как в комплексе, так и отдельно. При определении глинистости по ГК использован двойной разностный параметр по зависимости В. В. Ларионова [3]:

$$K_{г\lambda} \text{ по ГК} = 0,333 \cdot (2 \cdot (2 \cdot Z) - 1),$$

где Z – двойной разностный параметр по ГК, который равен:

$$Z = (\text{ГК} - \text{ГК мин}) / (\text{ГК макс} - \text{ГК мин}),$$

ГК – текущее значение интенсивности гамма-излучения; ГК мин – значение интенсивности гамма-излучения в неглинистых породах; ГК макс – значение интенсивности гамма-излучения в глинах.

При определении глинистости по ПС использовано уравнение:

$$K_{гл_ПС} = \frac{ПС - ПС_{мин}}{ПС_{макс} - ПС_{мин}},$$

где ПС – текущее значение потенциала самопроизвольной поляризации, мВ; ПС_{мин} – значение потенциала самопроизвольной поляризации в неглинистых породах, мВ; ПС_{макс} – значение потенциала самопроизвольной поляризации в глинах, мВ.

При расчете глинистости по скважинам использована связь с тем геофизическим параметром, которая наиболее точно отображает литологию разреза. Пример определения объемной глинистости по методам ГК и ПС показан на рисунке 2.

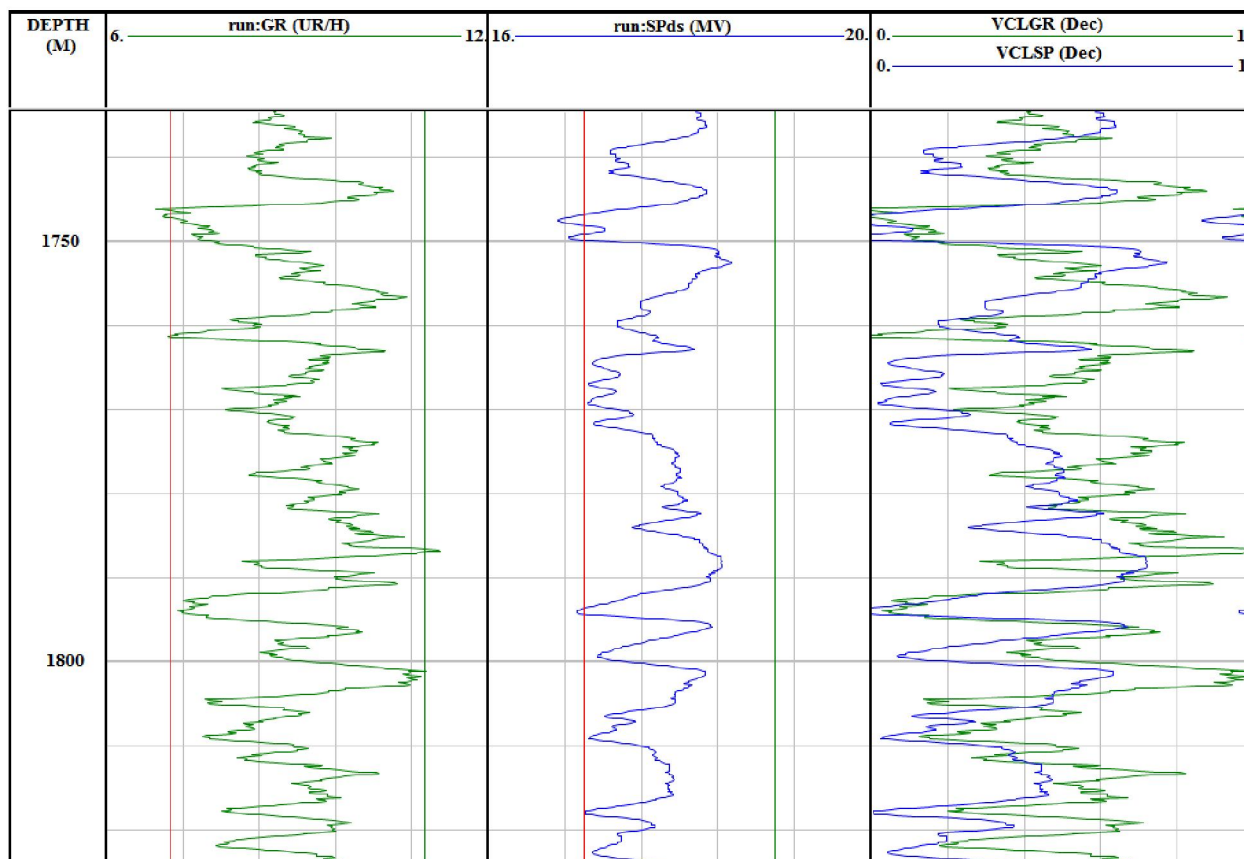


Рисунок 2 – Пример определения объемной глинистости по методам ГК и ПС

Для расчета пористости использовались диаграммы ГГК-П, W и АК. Пористость в скважине рассчитывалась и принималась по тому методу пористости, который наиболее достоверно отображает литологию разреза, а также исходя из комплекса (наличию метода), проведенного в исследуемой скважине и его качества.

Определение коэффициента пористости по нейтронному каротажу (НГК) проводилось в соответствии с методическими указаниями, сначала рассчитывалась нейтронная пористость по уравнению, связывающему пористость и показания аппаратуры НГК в у.е. для скважин с диаметром 215 мм [2]:

$$W = (-8,802 + 51,529 / NGK + 6,916 / (NGK \cdot 2)) / 100.$$

Открытая пористость (Кп_нгк) определялась после введения поправки за глинистость:

$$K_{п_нгк} = W - K_{гл} \cdot W_{гл},$$

где W – показания нейтронного каротажа; W_{гл} – водородосодержание глин, взято условно ≈ 0,3; K_{гл} – объемное содержание глинистых минералов в породе.

Определение пористости по ГГК-П осуществлялось по формуле:

$$K_p \text{ ГГК} = [(\sigma_{ск} - \sigma_{п}) / (\sigma_{ск} - \sigma_{ж})] - K_{гл} \cdot [(\sigma_{ск} - \sigma_{гл}) / (\sigma_{ск} - \sigma_{ж})],$$

где $\sigma_{ск}$ – матрица породы, г/см³; $\sigma_{ж}$ – плотность промывочной жидкости, г/см³; $\sigma_{гл}$ – текущее значение плотности глин, г/см³; $K_{гл}$ – объемное содержание глинистых минералов в породе; $\sigma_{п}$ – плотность изучаемой породы, г/см³.

Коэффициент пористости по акустическому каротажу определялся по формуле:

$$K_p = \frac{(\Delta T - \Delta T_m) - K_{sh} \times (\Delta T_{sh} - \Delta T_m)}{(\Delta T_f - \Delta T_m)}$$

где $K_{гл}$ – объемная глинистость; ΔT – текущее значение интервального времени, мкс/м; $\Delta T_{ск}$ – значение интервального времени в породе, мкс/м; $\Delta T_{жид}$ – значение интервального времени в фильтрате мкс/м; $\Delta T_{гл}$ – значение интервального времени в глинах мкс/м.

Достоверность определения пористости по ГИС проверялась сопоставлением с определениями пористости на керне для юрского горизонта (рисунок 3).

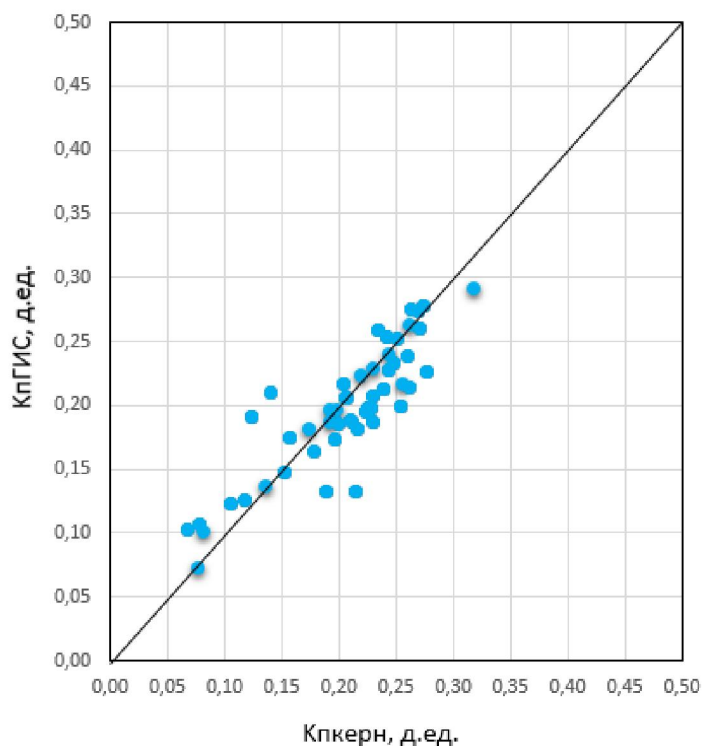


Рисунок 3 – Сопоставление коэффициентов пористости

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 [3, 8]. Для построения зависимости $R_p = f(K_p)$ использовались данные параметра пористости и коэффициента пористости, соответствующие атмосферным условиям. Зависимость параметра пористости от коэффициента пористости для изучаемых юрских отложений описывается уравнением (рисунок 4а) [1]:

$$R_p = K_p^{-1,8}$$

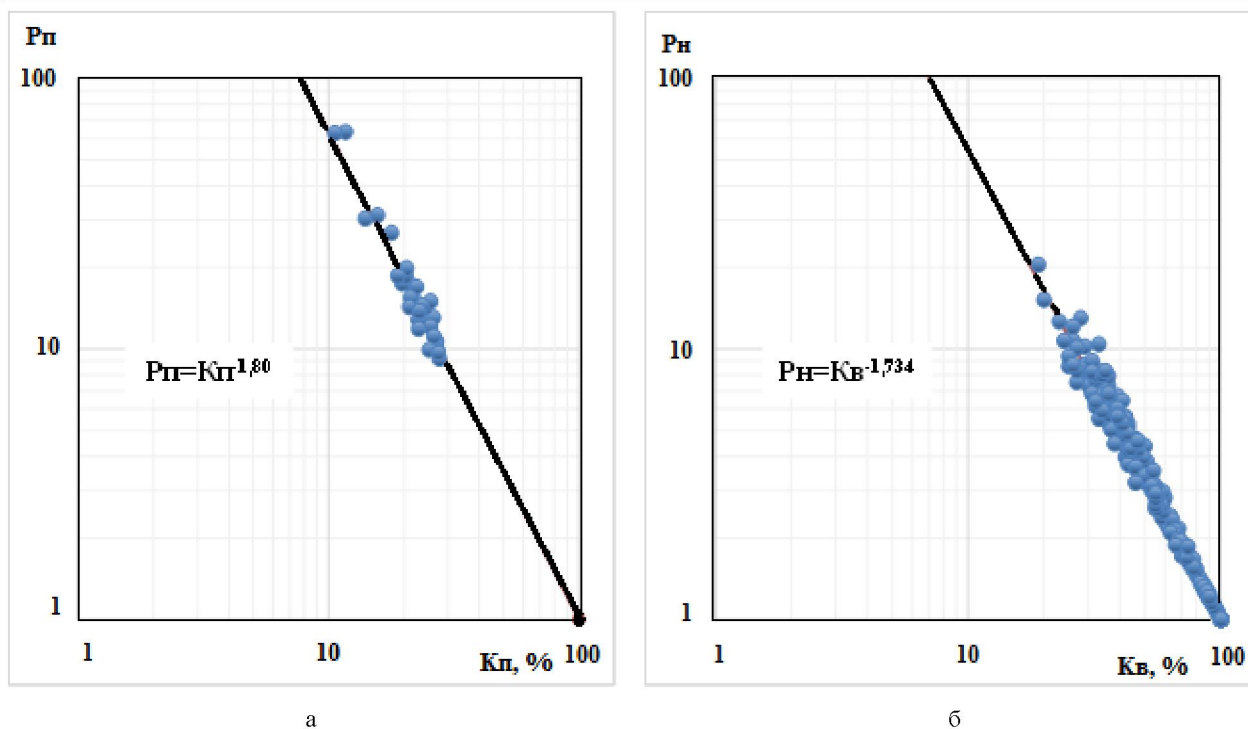


Рисунок 4 – Зависимость параметра пористости от коэффициента пористости (а), зависимость параметра насыщения от коэффициента водонасыщенности (б)

Основным методом определения характера насыщения коллектора является электрометрия скважин. С этой целью была изучена связь параметра насыщения ($R_n = r_{np} / r_{vp}$) с коэффициентом водонасыщенности пород (K_v), которая описывается уравнением (рисунок 4б) [1]:

$$R_n = K_v^{-1,734}$$

Коэффициент водонасыщенности определен по уравнению Арчи, для чистых неглинистых коллекторов среднеюрских отложений:

$$K_v = (a \cdot R_v / K_p^m R_p)^{1/n},$$

где K_v – водонасыщенность; R_v – сопротивление пластовой воды, Омм; K_p – пористость по каротажу; R_p – истинное сопротивление пласта в непромытой зоне, Омм; m – экспонента цементации; n – экспонента насыщения.

Для юрских отложений по результатам анализа керна: $a=1$; $n=1,8$; $m=1,73$.

Коэффициент нефтенасыщения рассчитан из выражения: $K_n = 1 - K_v$.

Оценка характера насыщения коллекторов продуктивных горизонтов осуществлялась по удельному электрическому сопротивлению (УЭС) и расчетному коэффициенту нефтегазонасыщенности (K_{ng}). Для продуктивных коллекторов критические значения сопротивления нефтенасыщенных коллекторов следующие: пласт уверенно продуктивен при значениях сопротивления от 1,1-5,7 Омм; к водоносным отнесены пласты при сопротивлениях от 0,3 до 1 Омм. Минимальное значение сопротивления для нефтеносных коллекторах определено на основании данных опробования скважин месторождения- 1,1 Омм. При обработке результатов электрокаротажа были использованы данные о сопротивлении пластовой воды ($\rho_{п.в} = 0,024$ Омм). По данным опробования, минимальной величиной коэффициента насыщения, при которой получен промышленный приток нефти, является величина, равная 44 %.

При расчленении продуктивной части разреза скважины выделяются слои различного литологического состава, устанавливается последовательность их залегания, а также определяются коллекторы и непроницаемые разделы между ними. Решаются эти задачи с помощью комплекса методов изучения разрезов. В этом комплексе в настоящее время основное место занимают геофизические методы, которыми в обязательном порядке исследуются скважины всех категорий.

Данные геофизических исследований увязываются с данными описания и анализа образцов пород (шлама, керна).

Результаты комплексной интерпретации с целью определения характера насыщения пластов – коллекторов приведены на рисунке 1, интервалы нефтеносных (выделено красным) и водоносных (выделено синим) коллекторов. Пример определения характера насыщения пластов-коллекторов и положения водонефтяного контакта по скважине месторождения показан на рисунке 5.

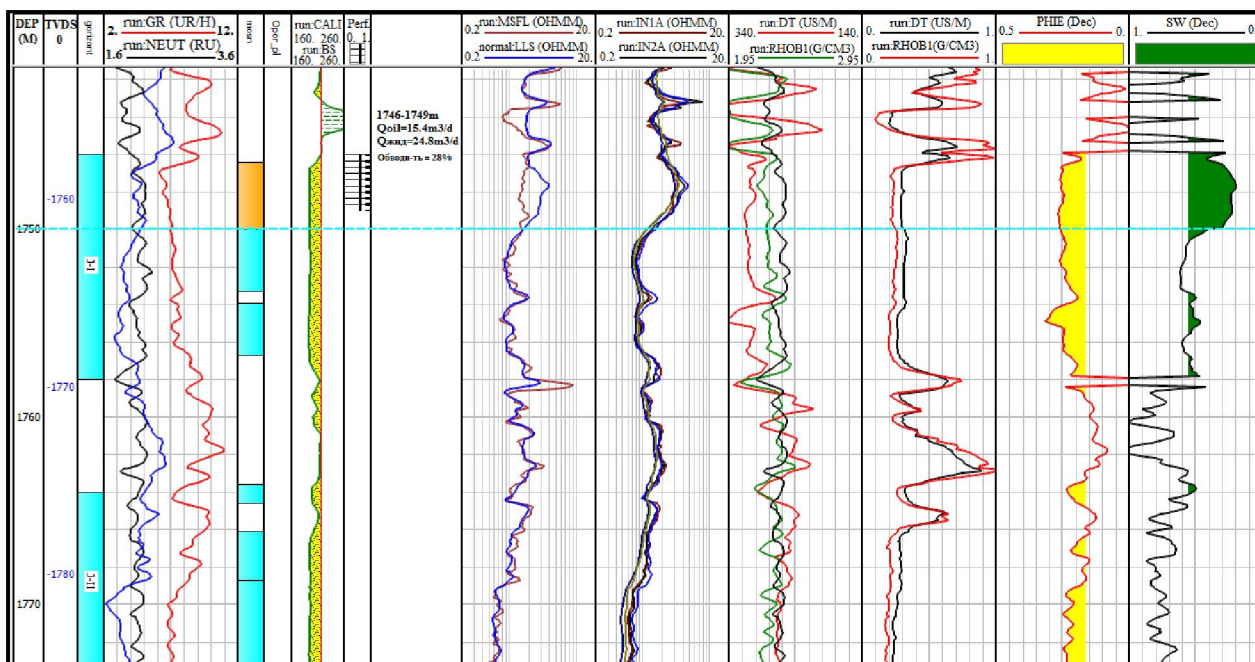


Рисунок 5 – Пример определения характера насыщения пластов-коллекторов и положения водонефтяного контакта по скважине

Выделение эффективных толщин проводилось с учетом граничного значения $K_p = 11,5\%$. Минимальной величиной насыщения, при которой получен промышленный приток нефти, является величина, равная 44% [2].

За основу принципа разделения разреза на коллекторы и вмещающие породы принимались традиционные качественные признаки выделения терригенных поровых коллекторов (рисунок 5) [4, 6, 8]:

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

По данным ГИС пласт I, II среднеюрского горизонта представлен коллекторами с пористостью $18-28\%$, диапазон изменения коэффициента нефтенасыщенности – $45-82\%$. Горизонт сложен 1-6 нефтеносными и водоносными пластами, характеризуется общей толщиной $26,2$ м. Среднее значение нефтенасыщенных толщин пласта равно $11,1$ м и изменяется в пределах $1,98-18,5$ м. Общая эффективная толщина в среднем равна $12,2$ м, при изменении в диапазоне $3,5-18,5$ м. Коэффициент песчаности составляет $0,13-0,69$, в среднем по пласту – $0,46$. Расчлененность горизонта, составляет в среднем $2,8$.

По данным ГИС II среднеюрский горизонт, пласт 2 представлен коллекторами с пористостью $24,5-26,0\%$, коэффициент нефтенасыщенности изменяется от 55 до 70% . Общая толщина данного горизонта разделенного плотными породами на 1-3 пропластков, изменяется от $3,3$ до $8,8$ м. Средняя нефтенасыщенная толщина составляет $2,4$ м. Эффективная толщина коллекторов колеблется от $1,1$ до $4,8$ м. Коэффициент песчаности изменяется от $0,15$ до $0,70$, составляя в среднем $0,45$. Средняя расчлененность – $1,9$.

III среднеюрский горизонт, пласт 1 по результатам комплексной интерпретации диаграмм ГИС представлен коллекторами с пористостью 19-26%. Нефтенасыщенность изменяется от 45 до 62%, средняя нефтенасыщенность коллекторов – 50 %. Данный горизонт представлен 1-4 проницаемыми песчаными слоями. Общая толщина горизонта в среднем составляет 12,5 м, нефтенасыщенная толщина – 4,0 м, эффективная толщина – 8,3 м. Коэффициент песчаности в среднем составило 0,65, коэффициент расчлененности – 1,9.

III среднеюрский горизонт, пласт 2. По данным ГИС средневзвешенная пористость составляет 22%, значение нефтенасыщенности равна 56%. Общая толщина горизонта, представленного 1-2 прослоями проницаемых песчаников, составляет в среднем 3,3 м. Толщина нефтенасыщенного пропластка равна 1,07 м. Среднее значение эффективной толщины пласта составляет 2,3 м. Коэффициент песчаности изменяется в интервале от 0,13 до 0,97, составляя в среднем 0,68, при этом средняя расчлененность составляет 1,1.

III среднеюрский горизонт, пласт 3. По данным ГИС данный горизонт представлен коллекторами с пористостью 18-21,0%, коэффициентом нефтегазонасыщения – 51-59%. Горизонт сложен 1-5 нефтеносными и водоносными пластами, характеризуется общей толщиной 13,6 м. Значение нефтенасыщенного пласта равно 3,5 м. Общая эффективная толщина в среднем равна 6,6 м, при изменении в диапазоне 1,1-12,6 м. Коэффициент песчаности составляет 0,08-0,98, в среднем по пласту – 0,50. Расчлененность горизонта, составляет 3,0.

IV среднеюрский горизонт, пласт 1 по данным геофизических исследований скважин породы-коллекторы характеризуются пористостью 15-20%. Нефтенасыщенность коллекторов колеблется от 45 до 60 %. Продуктивный горизонт сложен 1-7 песчаными прослоями, характеризуется общей толщиной, составляющей в среднем 30,1 м и изменяющейся в пределах 25,7-34,3 м. Средняя нефтенасыщенная толщина пласта составляет 14,2 м. Эффективная толщина коллекторов колеблется от 6,2 до 16,4 м. Коэффициент песчаности данного горизонта изменяется от 0,19 до 0,62 и в среднем составляет 0,45. Средняя расчлененность – 4,5.

Таблица 2 – Результаты комплексной интерпретации по скважинам месторождения

№ скв	Интервал коллектора, м		ГК, МКР/ч	НГК, усл.ед	КВ, мм	рп, Ом	АК, мкс/м	W, д.ед	ГТК, г/см ³	Кп ГТК, д.ед	Кп НГК, д.ед	Кп АК, д.ед	Кгл, д.е)	Кп, д.ед	Кнг, д.ед
	кровля	подопшва													
15	1704,7	1706,3	9,54	1,57	192,4	0,74	361,1	0,21	2,25	0,20	0,12	0,28	0,35	0,20	вода
	1711,2	1713,4	10,19	1,55	193,5	0,67	331,7	0,22	2,28	0,18	0,13	0,22	0,35	0,18	вода
	1714,6	1715,7	9,57	1,49	195,5	0,73	356,5	0,25	2,24	0,21	0,18	0,27	0,33	0,21	вода
	1716,2	1720,8	9,68	1,51	196,3	0,81	348,6	0,24	2,26	0,19	0,16	0,25	0,35	0,19	вода
	1734,9	1737,1	8,74	1,49	202,3	1,42	355,2	0,25	2,25	0,21	0,24	0,29	0,25	0,27	вода
	1734,9	1737,1	8,88	1,48	204,4	1,45	355,9	0,25	2,24	0,21	0,22	0,29	0,28	0,26	0,63
	1738,0	1739,2	8,59	1,51	197,7	1,47	362,1	0,24	2,25	0,21	0,24	0,31	0,25	0,28	0,67
	1741,9	1743,0	11,50	1,56	219,9	1,72	355,4	0,21	2,25	0,19	0,17	0,25	0,39	0,21	0,54
	1743,2	1743,9	10,90	1,46	218,1	1,66	347,5	0,27	2,25	0,19	0,18	0,26	0,38	0,22	0,58
16	1711,1	1714,2	8,15	1,74	216,1	0,49	303,3	0,28	2,29	0,21	0,28	0,28	0,09	0,28	вода
	1720,4	1721,5	10,34	1,68	217,5	0,62	297,6	0,31	2,35	0,15	0,26	0,20	0,27	0,20	вода
	1752,0	1753,8	10,33	1,71	211,4	1,90	305,5	0,29	2,22	0,22	0,22	0,21	0,35	0,22	0,66
	1754,4	1755,8	12,29	1,45	217,6	1,55	303,5	0,46	2,28	0,19	0,30	0,20	0,31	0,25	0,67
	1757,2	1758,5	8,32	1,73	214,4	1,65	301,39	0,28	2,25	0,22	0,26	0,22	0,14	0,24	0,66
	1758,5	1767,0	8,43	1,80	213,0	0,90	279,99	0,25	2,35	0,16	0,23	0,21	0,15	0,22	вода
	1767,4	1772,3	8,37	1,74	213,0	0,70	289,09	0,28	2,33	0,18	0,26	0,22	0,15	0,24	вода
	1746,4	1750,0	6,77	2,16	196,1	2,80	308,17	0,21	2,23	0,23	0,19	0,25	0,18	0,25	0,78
18	1773,2	1774,47	69,41	2,16	197,00	1,217	292,86	0,332	2,29	0,18	0,25	0,19	0,28	0,22	0,5

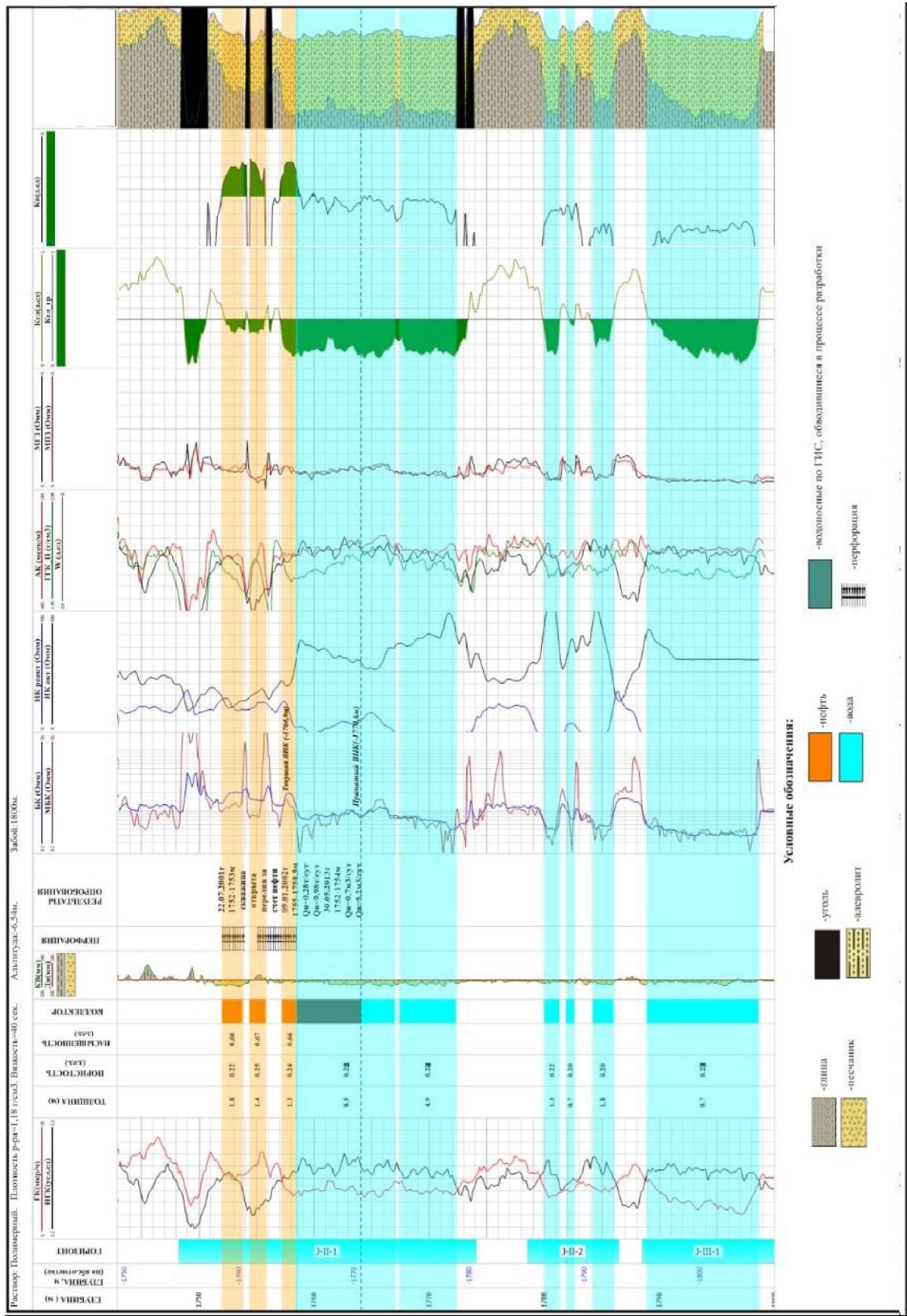


Рисунок 6 – Объёмная и флюидальная модели по среднеюрским продуктивным горизонтам

В IV среднеюрский, пласт 2 по данным ГИС пористость равна 19 % при нефтенасыщенности 48%. Горизонт сложен 1-2 нефтеносными и водоносными пластами, характеризуется общей толщиной 3,8 м. Мощность нефтенасыщенного пласта 1,50 м. Общая эффективная толщина в среднем равна 2,9 м. Коэффициент песчаности составляет 0,55-0,84, в среднем по пласту – 0,7. Расчлененность горизонта, составляет 1,5 [2].

Коэффициент песчаности представляет собой отношение эффективной мощности к общей мощности пласта, прослеживаемой в разрезе данной скважины. Он показывает, какую долю занимают коллекторы в общем объеме продуктивного горизонта. Коэффициент расчлененности определяется для залежи в целом и характеризует среднее число песчаных прослоев, слагающих горизонт – отношение числа песчаных прослоев, суммированных по всем скважинам, к общему количеству скважин, вскрывших коллектор [9].

Результаты комплексной интерпретации по скважинам месторождения, объёмная и флюидальная модели по среднеюрским продуктивным горизонтам приведены в таблице 2 и на рисунке 6.

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.

– При расчленении продуктивной части разреза скважины выделяются слои различного литологического состава, устанавливается последовательность их залегания, а также определяются коллекторы и непроницаемые разделы между ними.

– Для расчётов рекомендуется определять коэффициенты пористости по геофизическим данным, так как они позволяют более достоверно судить о пористости коллекторов: количество определений и количество скважин, охваченных исследованием по ГИС намного больше чем по керну.

– На данном месторождении явные водоносные пласты не опробованы поэтому следует уточнить граничный коэффициент нефтегазонасыщения.

ЛИТЕРАТУРА

[1] Джакиев К.Т. «Центр технологических исследований», «Казмунайгаз», 2005 г. "Подсчет запасов нефти и растворенного в нефти газа месторождения (Атырауская область Республики Казахстан по состоянию на 01.01.2005 г.)".

[2] Пересчет запасов месторождения по состоянию на 02.01.2016 г.

[3] Гудок Н.С., Богданович Н.Н., Мартынов В.Г. Определение физических свойств нефтеводосодержащих пород. – М.: Недра, 2007. – 592 с.

[4] Дарлинг Тоби. Практические аспекты геофизических исследований скважин. – М.: ООО «Премьюм Инжиниринг», 2011. – 400 с.

[5] Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ на кабеле в нефтяных и газовых скважинах. – М., 2001.

[6] Элланский М.М. Петрофизические основы комплексной интерпретации данных геофизических исследований скважин: Методическое пособие. – Тверь: Изд. ГЕРС, 2001.

[7] Методические рекомендации по определению подсчетных параметров 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. Козыра, Г. Г. Яценко. – Калинин, 1990.

[8] Латыпова М.Г., Мартынов В.Г., Соколова Т.Ф. Практическое руководство по интерпретации данных ГИС. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2007. – 327 с.

[9] Ежова А.В. Геологическая интерпретация геофизических данных: Учебное пособие. – Томск: Изд. ТПУ, 2012. – 116 с.

А. К. Исағалиева, Г. Т. Борисенко, А. Б. Адамбаева

Сәтбаев университет, Алматы, Қазақстан

**МҰНАЙ-ГАЗ КЕНОРЫНДАРЫНДАҒЫ
ҰҢҒЫМА ҚИМАЛАРЫН ЗЕРТТЕУ МАҚСАТЫНДА
ҰТЗ ДИАГРАММАЛАРЫНЫҢ КЕШЕНДІ САРАПТАМАСЫ**

Аннотация. Кенорындағы ұңғыманы геофизикалық зерттеудің мақсаты: ұңғыма қимасын геологиялық-геофизикалық зерттеу, литологиялық жіктеу, коллектор қабаттарды анықтау, қанықтылық сипатына байланысты коллекторларды ажырату, қанықтылық сипатын бағалау және тиімді қабаттағы коллекторлық қасиеттерді сандық бағалау. Қимадағы тиімді қабаттарды жіктеу кезінде әртүрлі литологиялық құрамдағы қабаттар бөлінеді және олардың шөгу кезектілігі айқындалады, сонымен қатар, коллекторлар және олардың арасындағы өткізбейтін қабаттар анықталады. Бұл мәселені қиманы зерттеу кезінде кешенді әдіс көмегімен шешеді. Ұңғыманы геофизикалық зерттеу мәліметтері таужыныс үлгілерінің (қалдық, керн) сараптамаларымен байланыстырылады. Жұмыста зерттеліп отырған кенорынның Юра терригенді шөгінділері геологиялық әртектілікпен және геофизикалық параметрлерінің өзгеруімен сипатталады. Ұңғыманы геофизикалық зерттеулердің қазіргі әдістері қолданылатын кешеннің толық болуында және зерттелген геологиялық нысанның геофизикалық және есептеу параметрлері арасындағы петрофизикалық байланысты білу. Коллектор түрін дұрыс анықтағанда және географиялық интерпретация әдісін қолданғанда зерттеліп отырған қиманың дұрыс мәліметтерін алуға мүмкіндік береді [1-3].

Түйін сөздер: ұңғыманы геофизикалық зерттеулер; литологиялық бөлу, коллектор; кеуектілік коэффициенті, саздылық, мұнай газға қанықтылық; петрофизикалық зерттеулер; тау жыныстың сыйымдылық қасиеті; меншікті электрлік кедергі; табиғи гамма-шағылу, радиациялық, екінші гамма-шағылу; аралық уақыт; құмдылық, жіктеу коэффициенті.