

NEWS

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

ISSN 2224-5278

Volume 2, Number 416 (2016), 102 – 111

METHODS AND RESULTS OF INTERPRETATION OF THE FIELD-GEOPHYSICAL STUDY OF WELLS

G. T. Borisenko, G. A. Ismailova

Kazakh national research technical university, Almaty, Kazakhstan

Key words: geophysical methods of well logging; reservoir rock; rock; coefficients of porosity, clayiness, hydrocarbon saturation; parameter of porosity; parameter of hydrocarbon saturation; geophysical parameters.

Abstract. There are descriptions of the geological and technical conditions of the field-geophysical works, a complex of methods and their quality, methods of reservoir identification, determination of the coefficients of porosity and saturation with the methods of well logging. Geophysical characteristics of lithological differences of productive section studied deposit was made on the base of the lithological description, results of the analysis of core, sampling and traditional notions of geophysical parameters of certain lithology. Productive deposits are represented by terrigenous rocks: sand, sandstone, pebble conglomerate and siltstone with interlayers of clay, clay and silt rocks and coals. Characteristically thin interbedding of the above differences, at what bedding, mainly, horizontal. According to the macroscopic description of the Cretaceous and Jurassic sediments, there are ubiquitously coals and carbonaceous inclusions.

In addition to the geophysical materials we used the results of the study of core in deposits and the results of experiences and testing of wells. There was given the analysis of all used geophysical methods and their possibilities in the study of deposit wells, there were given petrophysical characteristics of the tested formations as a result of processing of GIS and the results of testing.

УДК 550.832

МЕТОДИКА И РЕЗУЛЬТАТЫ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН

Г. Т. Борисенко, Г. А. Исмаилова

Казахский национальный исследовательский технический университет, Алматы, Казахстан

Ключевые слова: геофизические методы исследования скважин; коллектор; горная порода; коэффициенты пористости; глинистости; нефтегазонасыщения; параметр пористости; параметр нефтенасыщения; геофизические параметры.

Аннотация. Описаны геолого-технические условия проведения промыслово-геофизических работ, комплекс методов, их качество, методика выделения коллекторов, определения коэффициентов пористости и насыщенности методами промысловой геофизики. Геофизическая характеристика литологических разностей продуктивного разреза изучаемого месторождения выполнена на основе литологического описания, результатов анализа керна, опробования и традиционных представлений о соответствии геофизических параметров определённой литологии. Продуктивные отложения месторождения представлены терригенными породами: песками, песчаниками, галечным конгломератом и алевролитами с прослоями глин, глинисто-алевритовых

пород и углей. Характерно тонкое переслаивание вышеназванных разностей, причем слоистость, преимущественно, горизонтальная. Согласно макроописанию меловых и юрских отложений, повсеместно присутствуют угли и углистые включения.

Наряду с геофизическими материалами использованы результаты изучения керна месторождения и результаты испытаний и опробования скважин. Дан анализ всех применяемых геофизических методов и их возможности при изучении скважин месторождения, приведены петрофизическая характеристика опробованных пластов по результатам обработки ГИС и результаты опробования.

Введение. Продуктивные залежи меловых и юрских изучаемых отложений представлены неравномерным переслаиванием песчаников, рыхлых песков, алевролитов в разной степени глинистых, аргиллитов; повсеместно встречаются включения углисто-детритового материала и отдельные углистые пласты толщиной до 3,5 м. Глубина залегания меловых залежей апта и неокома от 307 до 476 м, среднеюрских залежей – на глубинах от 428 м до 636 м, Бурение скважин в интервале продуктивного разреза проводилось долотами диаметром 215,9 мм на глинистых и содержащих полимерные добавки буровых растворах с удельным весом 1,2–1,3 г/см³ и сопротивлением 0,07–0,10 Ом·м. Стволы всех скважин, по данным инклинометрии, – вертикальные. Температура в скважинах при геофизических замерах в интервале продуктивного разреза составляла от 19 до 33⁰С [1, 2]. В скважинах изучаемого месторождения для изучения геологического разреза, определения коллекторских свойств, нефтеносности и технического состояния скважин проведен комплекс геофизических исследований в открытом стволе, включающий общие исследования по всему стволу в масштабе глубин 1:500 и детальные, в продуктивной части разреза, в масштабе глубин 1:200. Интервалы и виды каротажа общих исследований по каждой скважине определялись проектом на строительство скважин и, в общем случае, состояли из записи кажущегося сопротивления 2-х метровым кровельным и подошвенным градиент-зондами (N0.5M2A, A2M0.5N), самопроизвольной поляризации (ПС), кавернометрии, радиоактивного каротажа – естественной радиоактивности (ГК) и вторичного гамма-излучения (НГК). В скважинах, пробуренных до 2006 г. – кроме стандартных 2-х метровых градиент-зондов, выполнялась запись потенциал-зондом – НИОМ1,0А. В комплекс детальных исследований помимо перечисленных выше методов входили боковое каротажное зондирование 5-ю подошвенными градиент-зондами, боковой (БК), микробоковой (БМК), индукционный каротаж (ИК) разной модификации (одно-, двух- и многозондовые установки), микрозондирование (МКЗ), плотностной каротаж (ГГК-П), акустический каротаж (АК) по скорости пробега продольной волны. Детальные исследования в некоторых скважинах выполнялись в два этапа – промежуточный каротаж проводился при достижении забоя 400–540 м и окончательный – при достижении проектного забоя. Контроль качества представленного к обработке материала осуществлялся после предварительной подготовки данных, заключающейся в сшивке одноименных кривых в скважинах с промежуточными исследованиями, окончательной увязке замеров между собой. Качество материала проверялось в процессе комплексной интерпретации соответствием геофизических параметров литологической характеристике разреза и стандартному виду кривых. Кривые всех методов в подавляющем большинстве удовлетворительно расчленяют разрез и позволяют проводить достоверную интерпретацию.

Существенным недостатком является невыполнение в подавляющем большинстве скважин метода ГГК-П. Применяемый в комплексе в качестве метода определения пористости акустический каротаж не всегда эффективен из-за разуплотненности пород, залегающих на небольших глубинах, и состояния ствола скважин. Результаты ГГК-П, выполненного в нескольких скважинах по всему продуктивному разрезу, охватывающие часть среднеюрских отложений, дают хороший результат сопоставимости с керновыми данными. При окончательном контроле качества соответствие геофизических параметров литологии разреза определялось визуально при сопоставлении с другими геофизическими кривыми и с литологическим описанием керна в той части разреза, где он был вынесен, а также с помощью статистического способа нормализации – построением распределений геофизических параметров и при необходимости последующей их корректировкой. Литоплотностной метод (ГГК-П) представлен полностью только в нескольких скважинах. Данные ГГК-П и АК использовались для количественной оценки пористости, а в комплексе с НГК – для определения литологии.

Необходимо отметить, что в скважинах, где при бурении применялся глинистый раствор, на информативность методов – нейтронного, плотностного и акустического каротажа, отрицательное влияние оказывало плохое состояние ствола, причём против коллекторов увеличение диаметра иногда достигало 240–250 мм и более при номинале 215,9 мм. Такая картина характерна, преимущественно, для меловых отложений, в юрских отложениях ствол скважин не размывает. В скважинах с полимерным буровым раствором состояние ствола удовлетворительное.

Диаграммы сопротивления бокового каротажа хорошего качества, замеры БК использованы для определения УЭС коллекторов, характера насыщения и коэффициента нефтенасыщенности. Качество диаграмм микробокового каротажа оценивалось по соответствию с сопротивлением БК и соразмерности их в однородных непроницаемых глинистых пластах. Диаграммы МБК использованы для уточнения границ пластов, выделения коллекторов, плотных и углистых разностей, определения эффективной толщины.

По методу микрозондирования (МКЗ), выполненного во всех скважинах, приращение отмечается не только в коллекторах, но и против глинистых толщ. Причина, по всей видимости, не только в качестве записи, но и в особенности разреза, представленного рыхлыми породами. Тем не менее, используя данные МКЗ в комплексе с методом бокового микрокаротажа, исключались из эффективной толщины плотные и углистые тонкие прослои.

Качество и информативность диаграмм ГК и НГК оценивались по дифференциации кривых и соответствию их литологической характеристике разреза. Кривые использовались для расчленения разреза, корреляции и определения глинистости (ГК). Анализируя характер записи ГК по разрезу в сопоставлении с другими методами, необходимо отметить, что на запись ГК оказывает влияние не только естественная радиоактивность глин, но и, по всей вероятности, присутствие в породе радиоактивных элементов, значительно повышающих общий радиоактивный фон горных пород. Диаграммы ПС не информативны из-за близости сопротивления пластовых вод и бурового раствора и для интерпретации не использовались [1, 2].

Геофизическая характеристика литологических разностей продуктивного разреза изучаемого месторождения выполнена на основе литологического описания, результатов анализа керна, опробования и традиционных представлений о соответствии геофизических параметров определённой литологии. Продуктивные отложения месторождения представлены терригенными породами: песками, песчаниками, галечным конгломератом и алевролитами с прослоями глин, глинисто-алевритовых пород и углей. Характерно тонкое переслаивание вышеназванных разностей, причём слоистость, преимущественно, горизонтальная. Согласно макроописанию меловых и юрских отложений, повсеместно присутствуют угли и углистые включения [3].

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. е; время пробега продольной волны и плотность по данным ГГК-П в меловом разрезе соответственно 396–470 мкс/м и 2,03–2,24 г/см³, в юрском – 376–450 мкс/м и 2,02–2,25 г/см³.

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

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

Галечный конгломерат встречается в отложениях средней юры в переслаивании с песчаником. Как правило, характеризуется высокими сопротивлениями, низкой пористостью. Из эффективной толщины коллектора такие прослои необходимо исключать.

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 – $1,65 \text{ г/см}^3$). Согласно макроописанию керна, углистый материал отмечается как отдельными прослоями или линзами от 0,5 до 3,4 м, так и в рассеянном виде в качестве вкраплений или тонких углистых детритов, иногда порода представлена тонким переслаиванием глинистых или песчаных разностей с прослойками углефицированных пород. 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.

Интерпретация материалов ГИС проводилась с использованием программного обеспечения «GeoSolver», «Interactive Petrophysics» по алгоритму в основу которого были положены теоретические уравнения связи глинистости и пористости с геофизическими параметрами, а для определения насыщенности – зависимости, используемые для коллекторов соседнего месторождения. Определение расчетных параметров проводилось в поточечном режиме с последующим осреднением по выделенным пластам.

Основным операциям интерпретации предшествовала первичная обработка исходных данных ГИС, которая заключалась в увязке кривых и их нормализации.

Изучаемое месторождение характеризуется значительными колебаниями эффективных толщин по площади и разрезу. Это обусловлено высокой степенью неоднородности коллекторов, литологической невыдержанностью.

Для выделения коллекторов и оценки их эффективной толщины был использован весь комплекс геолого-геофизических исследований. В основу положены общепринятые критерии, установленные в процессе анализа, обобщенные геофизические данные и сопоставление последних с кернами и результатами опробования пластов.

За основу принципа разделения разреза на коллекторы и вмещающие

породы принимались традиционные качественные признаки выделения терригенных поровых коллекторов:

- 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). В тех случаях, когда качественные признаки не работали, принадлежность к коллекторам уточнялась по граничным значениям пористости.

Необходимо отметить сложности и затруднения при выделении коллекторов и оценки их эффективной толщины. Ограниченность применяемого комплекса, особенности разреза, представленного преимущественно рыхлыми породами или тонким переслаиванием пород разной литологии, присутствие в породе углистого материала в виде тонких прослоев или включений в рассеянном виде – все это делало интерпретацию неоднозначной. Геолого-технические условия в скважинах месторождения также неблагоприятны при записи разноглубинных зондов для определения радиального градиента сопротивления, так как при бурении применялась минерализованная промывочная жидкость.

Таким образом, выделение коллекторов по прямым качественным признакам не может быть реализовано для всех скважин, что вполне осуществимо с привлечением косвенных количественных критериев, основанных на различии фильтрационно-емкостных свойств пород.

Для обоснования нижнего предела пористости коллекторов по ГИС были проанализированы результаты опробования скважин (таблица 1). Среди опробованных коллекторов безприточных пластов нет, коэффициент пористости опробованных приточных пластов варьирует от 23 до 44%. Определение граничного значения коэффициента пористости ($K_p \text{ гр.}$) путем построения куммулят для коллекторов и не коллекторов по наличию и отсутствию зоны проникновения также не представляется возможным по причине использования буровых растворов с минерализацией, близкой к минерализации пластовых вод.

Поэтому на данном этапе изучения месторождения в качестве граничной пористости были взяты таковые по аналогичным отложениям соседнего месторождения [2]:

$K_p \text{ гр} = 19\%$ – для меловых отложений;

$K_p \text{ гр} = 17\%$ – для юрских отложений.

Таблица 1 – Петрофизическая характеристика опробованных пластов по результатам обработки ГИС и результаты опробования по скважинам месторождения

Table 1 – Petrophysical characteristic of the tested layers from geophysical well logging results and test results

№ скв.	Залежь	Кровля, м	Подопшва, м	h _{общ} , м	h _{эф} , м	УЭС, Омм	КгЛ, д. ед.	Кп, д. ед.	Кнг, д. ед.	Насыщение	Результаты опробования
4	Ne	421,0	422,4	1,4	0,6	2,6	0,22	–	–	Нефть	421-423 м нефть
4	Ne	426,2	428,8	2,6	2,6	2,5	0,39	0,30	0,58	Нефть	
4	Ю-I+II	463,6	466,8	3,2	2,3	3,8	0,33	0,30	0,66	Нефть	463-466 м нефть
4	Ю-III	530,5	531,4	0,9	0,9	3,6	0,19	0,35	0,70	Нефть	530-533 м нефть
4	Ю-III	532,3	533,3	1,0	1,0	3,8	0,13	0,41	0,75	Нефть	
11	Ю-I-II	470,2	480,2	10,0	10,0	5,0	0,25	0,39	0,80	Нефть	470-487 м нефть
11	Ю-I-II	483,0	484,6	1,6	1,6	1,7	0,28	0,30	0,65	Нефть	
11	Ю-I-II	484,6	487,2	2,6	2,6	1,6	0,26	0,32	0,6	Нефть	
12	Ю-I-II	469,4	472,3	2,9	1,5	12,9	0,15	0,29	0,58	Нефть,	470-487 м нефть
12	Ю-I-II	473,9	477,6	3,7	2,7	3,7	0,40	0,30	0,70	Нефть	
12	Ю-I-II	477,6	495,0	17,4	16,2	6,7	0,29	0,42	0,80	Нефть	
12	Ю-III	540,1	542,1	2,0	2,0	1,2	0,22	0,41	0,58	Нефть	540-542 м нефть
14	Ю-I-II	480,0	483,2	3,2	3,2	7,4	0,37	0,36	0,80	Нефть	481-488 м нефть
14	Ю-I-II	483,2	491,3	8,1	5,9	5,2	0,30	0,42	0,79	Нефть,	
15	Ю-I-II	471,9	478,1	6,2	5,0	4,2	0,36	0,35	0,72	Нефть	472-484 м нефть
15	Ю-I-II	478,1	484,4	6,3	5,5	6,5	0,35	0,33	0,74	Нефть	
15	Ю-I-II	484,4	489,6	5,2	4,4	1,6	0,36	0,32	0,50	Нефть	486-489 м нефть
16	I-агр	320,8	323,0	2,2	1,5	9,5	0,28	0,35	0,78	Нефть	321-323 м н+в
16	Ю-I-II	462,2	466,5	4,3	4,3	9,9	0,14	0,44	0,84	Нефть	462-466 м нефть
16	Ю-I-II	469,3	471,1	1,8	1,8	3,5	0,29	0,39	0,73	Нефть	469-477 м нефть
16	Ю-I-II	472,5	476,0	3,5	3,5	6,8	0,32	0,43	0,82	Нефть	
16	Ю-I-II	476,0	478,3	2,3	0,9	3,3	0,39	0,34	0,70	Нефть	
16	Ю-I-II	478,3	490,0	11,7	7,3	2,3	0,37	0,29	0,45	Нефть	481-487 м нефть
16	Ю-I-II	490,0	492,2	2,2	1,4	3,2	0,20	0,40	0,72	Нефть	490-492 м н+в
16	Ю-III	538,4	541,4	3,0	2,0	1,4	0,09	0,41	0,57	Нефть,	538-541 м нефть
17	Ю-I-II	495,0	498,1	3,1	3,1	3,0	0,16	0,38	0,70	Нефть	495-498 м нефть с вода
18	Ю-I-II	489,5	490,8	1,3	0,7	2,8	0,39	0,27	0,58	Нефть	490-497 м нефть
18	Ю-I-II	490,8	497,3	6,5	6,0	9,8	0,32	0,42	0,84	Нефть	
18	Ю-III	542,0	544,0	2,0	1,8	2,3	0,29	0,40	0,60	Нефть	542-544 м н+в
19	Ю-I-II	478,8	494,9	16,1	16,1	4,2	0,27	0,39	0,76	Нефть	480-490 м нефть

При оценке эффективных толщин из общей толщины выделенных коллекторов исключались глинистые, плотные и углистые прослои, контролируемые данными ГК, НГК, АК, ГГКП, МКЗ, МБК.

Используемый комплекс позволяет выделить визуально глинистые прослои по кривым ГК, КВ и МКЗ толщиной не менее 0,4 м. Более тонкие прослои и рассеянная глинистость учитывались автоматически при оценке нефтенасыщенности – увеличение глинистости ведет к снижению сопротивления нефтенасыщенных коллекторов, т.е. к уменьшению коэффициента нефтенасыщенности. Необходимо отметить, что в разрезе аптских горизонтов меловых отложений выделены как коллекторы пласты с повышенными значениями ГК, где, судя по другим методам, это повышение обусловлено не только радиоактивностью связанной с глинистостью, но и присутствием в породе радиоактивных элементов. Невозможность учета глинистости в этом случае по данному комплексу не позволяет с достоверной точностью определять параметры таких пластов. Для этого необходимо включение в комплекс метода спектрального гамма-каротажа (СГК). При подсчете запасов нефти в таких пластах, была принята пористость, рассчитанная как средняя по всем пластам

залежи, включая и водоносные. Опробование продуктивных залежей аптского горизонта проведено только в пределах I аптского горизонта в скважине № 16 (интервал 321–323 м), откуда получена нефть с водой. Пласт имеет ухудшенные коллекторские свойства и литологически представлен глинистым алевролитом с тонкими прослоями углистых и плотных разностей, эффективная толщина составляет 1,5 м; по ГИС характеризуется как нефтенасыщенный. Выделение плотных разностей по данным ГИС не вызывало особых затруднений, так же как и отдельных углистых прослоев. Трудность заключалась в определении эффективной толщины и параметров пластов с рассеянным содержанием углистого материала в виде отдельных включений и тонких линзочек. Пласты, как правило, имели завышенную пористость и коэффициент нефтенасыщенности. Из-за невозможности достоверного учета влияния глинистости за эффективную толщину принималась половина общей толщины пласта, т.е. как в слоистом разрезе, а пористость и нефтенасыщенность для пласта не рассчитывались.

Разделение пластов по характеру насыщения в скважинах месторождения 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, характер насыщения определялся поведением кривых ИК, БК относительно вмещающих пород, положением относительно ВНК.

Глинистость не является подсчетным параметром, но используется при определении пористости по ГИС. Определение глинистости коллекторов осуществлялось по методу ГК. Для исключения влияния скважины и индивидуальных особенностей аппаратуры гамма-каротажа был использован двойной разностный параметр ГК:

$$\Delta I\gamma = (I\gamma_{пл} - I\gamma_{min}) / (I\gamma_{max} - I\gamma_{min}), \quad (1)$$

где $I\gamma_{пл}$, $I\gamma_{max}$, $I\gamma_{min}$ – интенсивности гамма-излучения против интерпретируемого и опорных пластов.

За $I\gamma_{min}$ взяты минимальные значения против плотных пород по разрезу; за опорный пласт с максимальными значениями глинистости ($I\gamma_{max}$) принимались пласты глинистых толщ с номинальным диаметром: для меловых отложений – толща глин между аптом и неокомом, для юрских отложений – высокие устойчивые значения ГК по юрскому разрезу с номинальным диаметром скважины. Из рассмотрения исключались интервалы с аномальными значениями интенсивности естественного гамма излучения и не связанными с глинистостью значениями $I\gamma$.

Для оценки объемной глинистости использовано выражение, предложенное В. В. Ларионовым [5]:

$$K_{гл} = 0,33 \cdot (2^{2 \cdot \Delta I\gamma} - 1). \quad (2)$$

Определенная по гамма методу объемная глинистость коллекторов изменяется от единиц до 43%, среднее значение – 30%. Несмотря на то, что в ряде пластов получены высокие значения глинистости, превышающие граничное значение $K_{гл} = 37\%$, эти пласты были отнесены к коллекторам, так как проходили по другим параметрам. Высокие же значения могли быть вызваны влиянием полимиктовых разностей в материале коллекторов, отмечаемом при описании керна, присутствием радиоактивного урана. При дальнейшем поступлении фактических данных, в частности гранулометрического состава, спектральных определений радиоактивности, граничное значение глинистости ($K_{гл}$) должно уточняться.

Определение пористости по скважинам осуществлялось в зависимости от полноты комплекса ГИС, выполненного в каждой конкретной скважине. При наличии всех методов расчет пористости проводился по АК и ГГК-П.

Пористость по АК рассчитывалась по уравнению среднего времени с поправкой за глинистость [6-8]:

$$K_{пАК} = (\Delta T - \Delta T_{ск}) / (\Delta T_{ж} - \Delta T_{ск}) - K_{гл} \cdot (\Delta T_{гл} - \Delta T_{ск}) / (\Delta T_{ж} - \Delta T_{ск}), \quad (3)$$

где $\Delta T_{ск}$ – время пробега в скелете принято равным 180 мкс/м; $\Delta T_{ж}$ – время пробега в жидкости – 580 мкс/м, определено по палетке, где входными являются минерализация жидкости и температура; $\Delta T_{гл}$ – время пробега в глинах определено в каждой скважине по связи $\Delta T_{гл} = f(H)$.

Определение пористости по плотностному каротажу осуществлялось по уравнению:

$$K_{пггк} = (\sigma_{ск} - \sigma_{пл}) / (\sigma_{ск} - \sigma_{ж}), \quad (4)$$

где $\sigma_{ск} = 2,67 \text{ г/см}^3$ – плотность скелета породы, $\sigma_{ж} = 1 \text{ г/см}^3$ – плотность флюида.

Пласту присваивалось среднее значение пористости, определённой по двум методам или по одному из методов, который лучше соответствовал общей геолого-геофизической характеристике пласта. Определённая по геофизическим методам исследования скважин пористость коллекторов продуктивной толщи составляет для меловых отложений 25–41%, в среднем – 34%; для юрских – 19–44%, в среднем – 35%.

Достоверность определения пористости проверялась сопоставлением с пористостью по керну. На рисунке 1 приведено сопоставление коэффициентов пористости $K_{пкерн}$ – $K_{пгис}$.

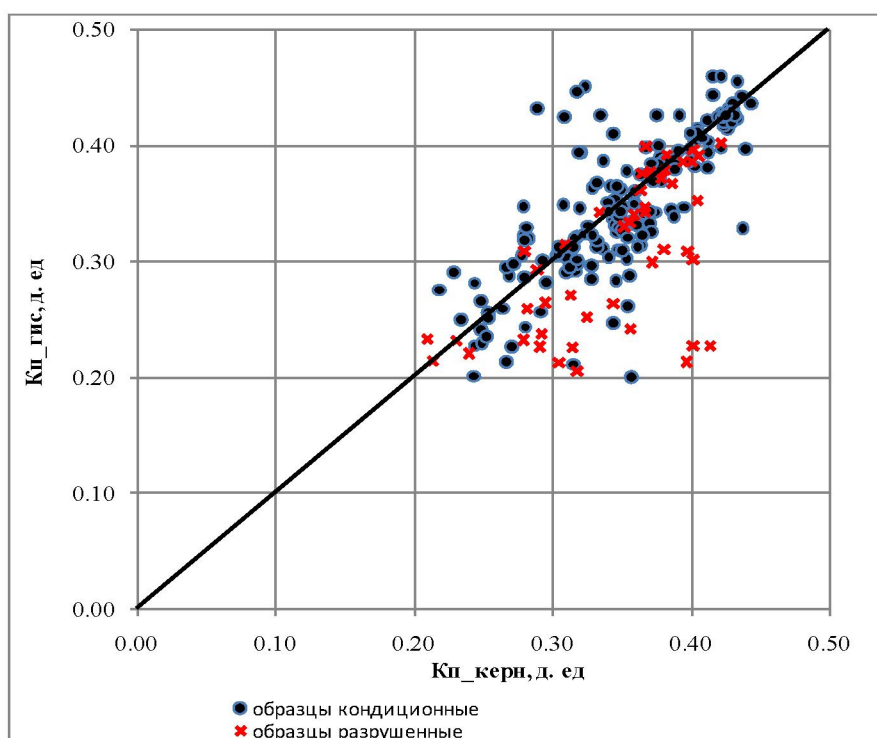


Рисунок 1 – Сопоставление коэффициентов пористости, определенных по керну и ГИС

Figure 1 – Comparison of porosity determined from core and geophysical well logging

Разброс точек в области высоких значений коэффициентов пористости обусловлен снижением достоверности определения как по керну, так и по ГИС в условиях рыхлых пород. Однако из графика следует, что связь, особенно для кондиционных образцов, достаточно тесная, и свидетельствует о применимости описанного алгоритма к данному разрезу.

Определение нефтенасыщенности проводилось по методу сопротивления. Специальных исследований по определению коэффициента водонасыщенности на керне не проводилось, поэтому были использованы петрофизические связи, полученные на керне аналогичных отложений соседнего месторождения [2]:

$$R_{п} = 1/K_{п}^{1,91}, \quad (5)$$

$$R_{н} = 1/K_{в}^{1,83}. \quad (6)$$

Относительное сопротивление $R_{п}$ рассчитывалось как отношение сопротивления интерпретируемого пласта $r_{п}$ к сопротивлению этого пласта при 100% водонасыщении $r_{вп}$:

$$R_{п} = r_{п}/r_{вп}. \quad (7)$$

Сопrotивление интерпретируемого пласта ρn определялось по диаграммам БК, БКЗ.

Сопrotивление 100% водонасыщенного пласта рассчитывалось по петрофизической связи:

$$\rho_{вп} = \rho_{в} \cdot \rho_{п}, \quad (8)$$

где $\rho_{в}$ – сопротивление пластовой воды.

Значения коэффициента нефтенасыщенности продуктивных коллекторов изменяются в пределах от 0,45 до 0,85 д.ед, среднее значение 0,67 д.ед; для водонасыщенных коллекторов $K_{нт}$ меняется от сотых долей единиц до 0,42 д.ед, среднее значение составляет – 0,20 д.ед.

Проницаемость коллекторов определена на основании полученных на керне зависимостей для меловых и среднеюрских отложений [2]:

$$\text{для юры} \quad K_{пр} = 0,1048e^{24,965K_{нт}}, \quad (9)$$

$$\text{для мела} \quad K_{пр} = 0,0355e^{25,529K_{нт}}. \quad (10)$$

Проницаемость для коллекторов меловых отложений изменяется в пределах от 20 до 1246 мД, для коллекторов юры – от 12 до 5921 мД.

При наличии в коллекторе водонефтяного раздела, в подавляющем большинстве случаев он достаточно уверенно отбивается по снижению сопротивления на диаграммах БК, БКЗ и увеличению проводимости на диаграммах ИК. На рисунке 2 приведен пример отбивки ВНК по комплексу ГИС в среднеюрских отложениях по одной из скважин.

В настоящее время пробуренными скважинами установлена продуктивность среднеюрских и нижнемеловых отложений. В разрезе нижнего мела выделяется три продуктивных горизонта, два в апте и один в неокоме. В среднеюрских отложениях выделены четыре продуктивных горизонта. Юрские горизонты уверенно прослеживаются и характеризуются выдержанностью коллекторов по площади и разрезу. Коллекторы горизонтов Ю-I и Ю-II во многих скважинах сливаются между

Таблица 2 – Глубины залегания коллекторов в продуктивных горизонтах

Table 2 – The depth of bedding of the reservoir rocks in the production horizon

Гори-зонт	Глубина по ГИС, м		Глубина по абс, м		$h_{обш}$, м	$h_{эф}$, м	$h_{эф.н}$, м	$h_{эф.в}$, м	Характер. Насыщ.
	кровля	подошва	кровля	подошва					
I апт	307,7	309,2	-300,1	-301,6	1,5	1,5	1,5		Нефть
I апт	310	316,8	-302,4	-309,2	6,8	6,8	6,8		Нефть
I апт	322,7	324,0	-315,1	-316,4	1,3	1,3	1,3		Нефть
II апт	332,9	334,5	-325,3	-326,9	1,6	1,6	1,6		Нефть
II апт	335,2	336,0	-327,6	-328,4	0,8	0,8	0,8		Нефть
II апт	336,4	337,0	-328,8	-329,4	0,6	0,6	0,6		Нефть
II апт	343	345	-335,4	-337,4	2,0	2,0		2,0	Вода
II апт					12,1	5,0	3	2,0	н+в
I неок	421,2	421,8	-413,6	-414,2	0,6	0,6	0,6		Нефть
I неок	426,2	428,8	-418,6	-421,2	2,6	2,6	2,6		Нефть
J ₃	450,4	452,8	-442,8	-445,2	2,4	2,4		2,4	Вода
Ю-I-II	463,4	465,7	-455,8	-458,1	2,3	2,3	2,3		Нефть
Ю-I-II	468,4	468,8	-460,8	-461,2	0,4	0,4	0,4		Нефть
Ю-I-II	469,2	485,0	-461,6	-477,4	15,8	15,8	15,8		Нефть
Ю-I-II	490,5	492,9	-482,9	-485,5	2,4	2,4	2,4		Нефть
Ю-I-II	494,3	495,4	-486,7	-487,8	1,1	1,1	1,1		Нефть
Ю-I-II	495,4	509,7	-487,8	-502,1	14,3	14,3		14,3	Вода
Ю-III'	514,7	518,4	-507,1	-510,8	3,7	3,7		3,7	Вода
Ю-III'	520	522,9	-512,4	-515,3	2,9	1,4		1,4	Вода
Ю-III	529,4	530,5	-521,8	-522,9	1,5	1,1	1,1		Нефть
Ю-III	530,5	531,4	-522,9	-523,8	0,9	0,9	0,9		Нефть
Ю-III	532,3	533,3	-524,7	-525,7	1,0	1,0	1,0		Нефть
Ю-IV	555,3	564,6	-547,7	-557,0	9,3	9,3		9,3	Вода
Ю-IV	571,3	586,9	-563,7	-579,3	15,6	14,6		14,6	Вода

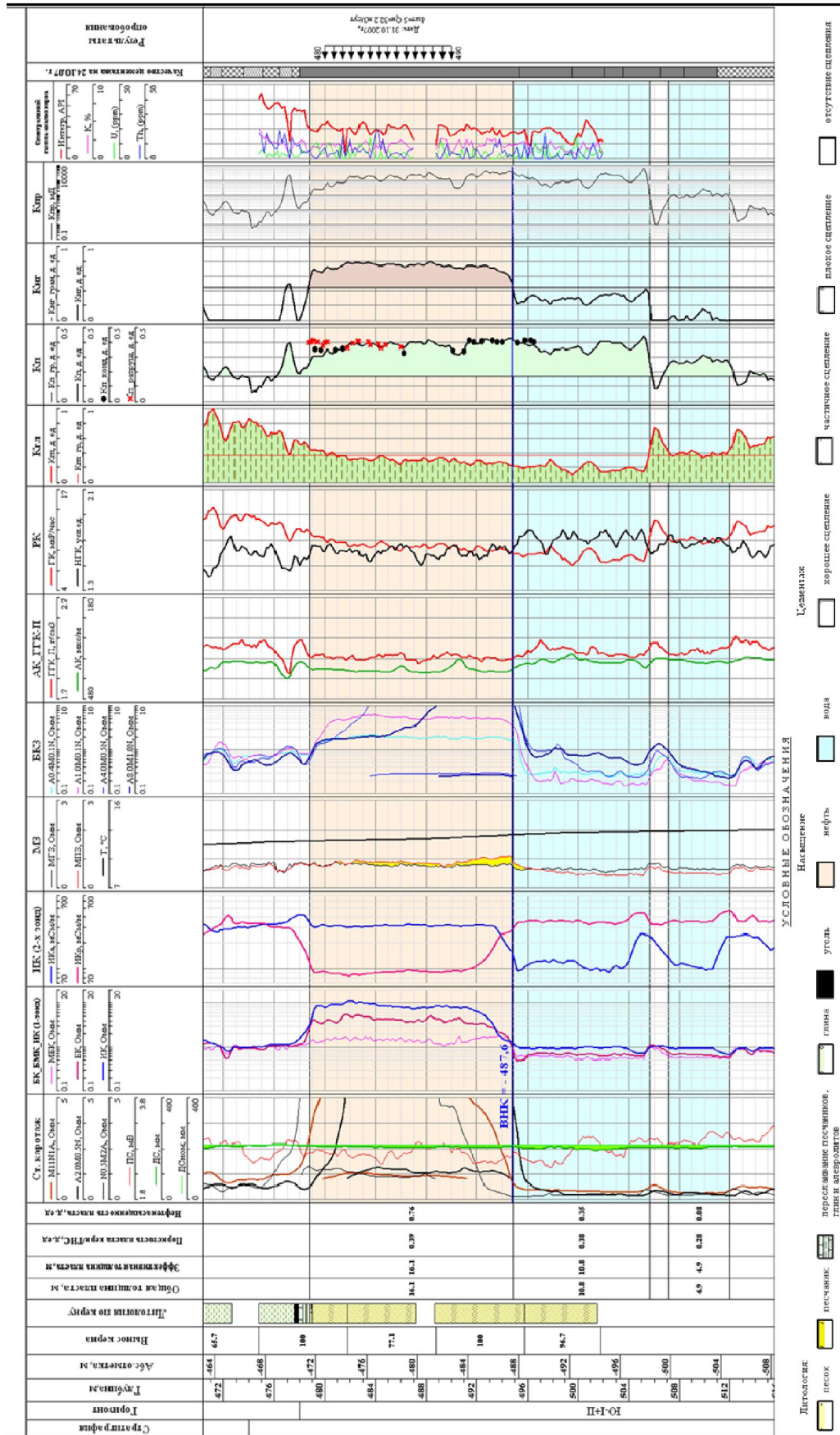


Рисунок 2 – Пример комплексной интерпретации по скважине месторождения

Figure 2 – The sample of the complex interpretation in the well of the deposit

собой, образуя единый гидродинамический резервуар. Коллектор Ю-III горизонта достаточно уверенно отделяется глинистым пережимом от Ю-II горизонта, толщина пережима достигает 10 м, но следует отметить, что в пережиме в отдельных скважинах по комплексу ГИС выделяется маломощный пласт Ю-III' песчаника, который характеризуется как водонасыщенный почти во всех скважинах и только в одной скважине 31, пробуренной в оптимальных структурных условиях, он нефтенасыщенный. В таблице 2 приведены глубины залегания коллекторов в продуктивных горизонтах по скважине месторождения.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Отчет «Оперативный подсчет запасов нефти и растворенного в нефти газа по состоянию на 01.01.2008 г.». – Атырау: ТОО «Онгар КМ», 2008 г.
- [2] Пересчет запасов нефти, свободного и растворенного в нефти газа месторождения Матин Атырауской области РК по состоянию изученности на 01.01.2008 г.. – ТОО НЭКФ «Optimum».
- [3] Исследование кернового материала по скважинам Уз 15, 16, 17, 18, 19, 20» (Договор №2161-17). – Атырау: ТОО «Жаһан», 2008.
- [4] Ханин А.А. Петрофизика нефтяных и газовых пластов. – М.: Недра, 1976. 281 с.
- [5] Ларионов В. В. Радиометрия скважин. – М.: Недра, 1969.
- [6] Альбом палеток и номограмм для интерпретации промыслово-геофизических данных. – М.: Недра, 1984.
- [7] Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ на кабеле в нефтяных и газовых скважинах. М., 2001.
- [8] 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. Козыра, Г. Г. Яценко. – Калинин, 1990.

REFERENCES

- [1] The report "Operational calculation of reserves of oil and gas as of 01.01.2008". Atyrau: LLP «Ongar KM», 2008.
- [2] Recalculation of reserves of oil, free and dissolved in oil and gas of Matin deposit in Atyrau region of Republic of Kazakhstan as of study on 01.01.2008. LLP NEKF «Optimum».
- [3] Observation of core material on wells Uz 15, 16, 17, 18, 19, 20. (Contract №2161-17). Atyrau: LLP «Zhakhan», 2008.
- [4] Khanin A.A. Petrophysics of oil and gas startums. M.: Nedra, 1976. 281 p.
- [5] Larionov V.V. Radiometry of wells. M.: Nedra, 1969.
- [6] Album of palerres and nomograms for interpretation of field-geophysical data. M.: Nedra, 1984.
- [7] Technical instructions for geophysical studies and works on the cable in oil and gas wells. M., 2001.
- [8] Guidelines for determination of calculated deposits of oil and gas on the base of well logging materials involving the results of core analysis, sampling and testing of producing formation. Under the editorship of B. U. Vendelshtein, V. P. Kozyar, G. G. Yacenko. Kalimin, 1990.

ҰҢҒЫМАНЫ КӘСІПШІЛІК-ГЕОФИЗИКАЛЫҚ ЗЕРТТЕУЛЕР ӘДІСТЕМЕСІНІҢ НӘТИЖЕЛЕРІ МЕН ИНТЕРПРЕТАЦИЯСЫ

Г. Т. Борисенко, Г. А. Исмаилова

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

Түйін сөздер: ұңғыманы зерттеудің геофизикалық әдістері, коллектор, таужынысы, кеуектілік коэффициенті; саздылық; мұнайқанықтылық; кеуектілік параметрі; мұнайқанықтылық параметрі; геофизикалық параметрлер.

Аннотация. Кәсіпшілік-геофизикалық жұмыстарды жүргізудің геологиялық-техникалық шарттары, әдістерді кешендеу және олардың сапасы, коллектор қабаттарын бөлу әдістері, кеуектілік және қанықтылық коэффициентін кәсіпшілік геофизика әдістерімен анықтау сипатталған. Зерттелген кенорынның өнімді қабаттарының қимасы литологиялық айырмашылығының геофизикалық сипаттамасы, кернді талдау қорытындысы, сынамаларды іріктеу және басқа литология бойынша геофизикалық параметрлері негізінде жүзеге асырылады.

Кенорындарының өнімді түзілімдерінде төмендегі терригенді таужыныстары көрсетілген: құмдар, құмтастар, малтатасты конгломераттар және саз қабатшаларымен алевролит, сазды-алевролитті жыныстар және көмір секілді терригендік таужыныстарымен көрсетілген. Жоғарыда көрсетілген айырмашылықтарға жұқа қабатшалану қасиеті, сонымен қатар қабаттылық, әсіресе көлденең қабаттылық тән. Бор және юралық шөгінділердің макро сипаттамасына сай, көмір және көмір кіріктіруші жыныстар көптеп кездеседі.

Геофизикалық мәліметтермен қоса кенорынның барлық жерінде кернді зерттеу нәтижелері және ұңғыманы сынамалау мен байқау нәтижелері пайдаланылды. ҰГЗ нәтижелерін өңдеу бойынша қабаттың сынамаланған петрофизикалық сипаттамасы келтірілген, кенорын ұңғымаларын зерттеудегі мүмкіндіктер және барлық қолданылған геофизикалық әдістердің сараптамасы берілген.

Поступила 02.02.2016 г.