

## NEWS

OF THE NATIONAL ACADEMY OF SCIENCES OF THE REPUBLIC OF KAZAKHSTAN

SERIES OF GEOLOGY AND TECHNICAL SCIENCES

ISSN 2224-5278

Volume 6, Number 408 (2014), 28 – 34

### PECULIARITIES OF THE INTERPRETATION OF GEOPHYSICAL RESEARCH RESULTS OF WELLS IN THE FIELD OF KARACHAGANAK

A. Yermagulova, G. Borisenko

Kazakh National Technical University after K. I. Satpayev, Almaty, Kazakhstan

**Key words:** reservoir, porosity, delta t interval time, radioactive intensity and secondary gamma radiation, Wyllie time average.

**Abstract.** The reservoir of Karachaganak field is represented by various carbonate rocks with low permeability. Production of gas from such reservoirs creates geological, technological and economical challenges. In this situation formation evaluation is a required base for both appraisal of productivity of tight reservoirs and for determination of recoverable gas reserves. Based on the wells of the examined field, the methods of porosity estimation by interpretation of sonic, neutron (gamma) and density (gamma-gamma) logs are reviewed.

УДК 622.241:550.832(574.3)

### ОСОБЕННОСТИ ИНТЕРПРЕТАЦИИ РЕЗУЛЬТАТОВ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН МЕСТОРОЖДЕНИЯ КАРАЧАГАНАК

А. А. Ермагулова, Г. Т. Борисенко

Казахский национальный технический университет им. К. И. Сатпаева, Алматы, Казахстан

**Ключевые слова:** коллектор, коэффициент пористости, тип пористости, интервальное время, интенсивности радиационного и вторичного гамма излучения, формула среднего времени.

**Аннотация.** Продуктивные отложения изучаемого месторождения Карачаганак представлены низкопроницаемыми разностями карбонатных пород. Извлечение газа из таких коллекторов представляет собой совокупность проблем – геологических, технологических, экономических. Поэтому оценка фильтрационно-емкостных характеристик таких пород в пластовых условиях является необходимой базой для оценки продуктивности плотных коллекторов, а также для оценки извлекаемых запасов газа. Рассмотрены методы определения пористости коллекторов по диаграммам акустического каротажа (АК), нейтронного гамма метода (НГК) и плотностному гамма-гамма методу (ГГК-П) на примере скважин изучаемого месторождения.

**Введение.** Месторождение Карачаганак – крупнейшее газоконденсатное месторождения, приуроченные к глубоководным карбонатным массивам. Пласты однородные, особенно самый верхний пермский резервуар. Запасы углеводородов в них уникальны. Коллекторы, вмещающие

эти запасы, обладают очень сложным строением. Это известняки различного генезиса, состава и структуры. Они в значительной мере преобразованы постседиментационными процессами – растворением, выщелачиванием, трещинообразованием, перекристаллизацией. Большая часть продуктивных толщ изучаемых месторождений представлена низкопроницаемыми разностями карбонатных пород. Минералогический состав большинства карбонатных разрезов относительно простой. Основными породообразующими минералами являются кальцит, доломит и примеси глинистой составляющей. Геофизические исследования скважин (ГИС) можно определить как табличное или графическое отображение любых встреченных при бурении условий или объектов в недрах, которые важны либо для продолжения бурения, либо для оценки этих скважин. Однако конечной целью интерпретации данных ГИС является оценка продуктивности пористых и проницаемых пластов, вскрытых скважиной [1]. Комплекс ГИС, вместе с анализом керна, обеспечивает получение данных для картирования погребных геологических структур, определения литологии пластов, выделения продуктивных зон и точного описания их глубины залегания, толщины и отдельно прогнозировать нефть и газ, а также позволит проводить количественную и качественную оценку характеристик коллектора, таких как флюидонасыщенность, пористость и проницаемость. К сожалению, эти петрофизические параметры не могут быть измерены прямо, и поэтому их необходимо получать опосредованно, по данным измерения других параметров породы-коллектора, таких как ее удельное сопротивление, объемная плотность, интервальное время распространения упругих колебаний, потенциал самопроизвольной поляризации, естественная радиоактивность, а также содержание в ней водорода.

Для определения пористости разработаны методы ГИС, а именно: акустический каротаж, плотностной каротаж и нейтронный каротаж. Кроме пористости, на показания этих методов влияют и другие параметры, такие как литологический состав матрицы, характер порового флюида и минерализация пластовой воды. Комбинация этих трех методов ГИС используются для определения литологии и пористости, а также трещинной пористости. При акустическом каротаже измеряется интервальное время пробега акустической волны,  $t$ , т.е. кратчайшее время, требуемое для прохождения продольной одного метра (или одного фута) по породе, параллельно оси скважины. Скорость звука в породе зависит от природы минералов, слагающих эту породу, от пористости, флюидов, заполняющих поровое пространство, температуры, давления и структуры породы. Ввиду того, что для любой данной литологии зона исследования акустического каротажа по существу совпадает с зоной проникновения фильтраата бурового раствора, то скорость звука, т.е. интервальное время пробега, является в основном функцией пористости.

Скорость звука в породе зависит от ее плотности и упругих свойств, таких как модуль объемной упругости и модуль сдвига. В твердом веществе она больше, чем в жидкости. Следовательно, если рассматривать породу, состоящую только из твердого тела и жидкости, для получения пористости можно использовать следующее отношение времен пробега [3,7]:

$$\phi_s = \frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{\Delta t_{fl} - \Delta t_{ma}}, \quad (1)$$

где  $\Delta t$  – интервальное время пробега по породе, мкс/м;  $\Delta t_{ma}$  – время пробега в матрице породы, мкс/м;  $\Delta t_{fl}$  – время пробега в поровом флюиде, мкс/м.

Уравнение (1) обычно используется для определения приблизительного значения пористости чистых песчаников, а также карбонатных пород с межзерновой пористостью. Время пробега в жидкости приблизительно равно 620 мкс/м (190 мкс/фут), тогда как время пробега в скелете породы может быть получено из следующего уравнения:

$$t_{ma} = \frac{10^6}{v_{ma}}, \quad (2)$$

где скорость (Р-волны) в матрице песчаника определяется следующим выражением:

$$v_{ma} = \left[ \frac{K + 0.75G}{\rho_{ma}} \right]^{0.5}, \quad (3)$$

где  $K$  и  $G$  – модуль объемной упругости и модуль сдвига соответственно;  $\rho_{ma}$  – плотность матрицы.

Присутствие глины, наличие трещин и насыщение газом усложняет определение пористости по акустическому каротажу. В породах с несколькими типами пористости, таких как кавернозные или трещиноватые карбонаты, время пробега часто меньше, чем время, рассчитанное для данного значения пористости. Главная цель плотностного каротажа – это определение пористости породы-коллектора, посредством измерения объемной плотности пород. В случае пористой породы объемная плотность включает плотность флюида, насыщающего поровое пространство, а также плотность зерен, или минералогическую плотность породы. Для чистой породы с известной плотностью матрицы  $\rho_{ma}$ , объемная плотность которой равна  $\rho_b$  средняя плотность содержащегося в ней флюида (за исключением газа и легких углеводородов) составляет  $\rho_{fl}$ , пористость определяется выражением:

$$\phi_D = \left( \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_{fl}} \right). \quad (4)$$

Объемная плотность  $\rho_b$ , выраженная в  $\text{г/см}^3$ , считывается с диаграммы плотностного каротажа. Плотность флюида в порах (обычно это фильтрат бурового раствора) берут равной 1,0 для пресных буровых растворов и 1,1  $\text{г/см}^3$  для соленых буровых растворов. Если порода насыщена газом во всей призабойной зоне, т.е. при нулевом или очень малом проникновении фильтрата бурового раствора в пласт, принимают  $\rho_{fl} = 0,7 \text{ г/см}^3$  [4]. В глинистых породах уравнение приобретает вид:

$$\phi_D = \left( \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_{fl}} \right) - \phi_D = \left( \frac{\rho_{ma} - \rho_{sh}}{\rho_{ma} - \rho_{fl}} \right) V_{sh}. \quad (5)$$

Определение пористости – одно из самых важных применений нейтронного каротажа, особенно при изучении карбонатных пород. Эти породы обычно содержат меньшие количества глинистого материала, чем песчаники. Нейтронный каротаж также используется для отбивки границ пластов, а в сочетании с другими методами ГИС он используется для определения литологии газоносных пород. Показания современных приборов нейтронного каротажа регистрируются непосредственно в единицах кажущейся пористости, в которые требуется вносить только небольшие поправки для учета солености раствора, температуры и положения прибора в стволе скважины. Пористость может быть определена по показаниям нейтронного и плотностного каротажей с помощью уравнения.

Комплексная интерпретация парных зависимостей для карбонатных отложений базируется на оценке влияния литологического состава, различных примесей, пористости и структуры порового пространства на результате каждого парного комплекса. Также одним из важнейших элементов является выбор и применение технологических жидкостей, используемые при бурении, заканчивании и капитального ремонта скважин [5].

При определении граничных значений характеристик коллекторов, определенных по данным ГИС, можно привлекать прямые качественные признаки (наличие глинистой корки, радиальный градиент сопротивлений, измеренных зондами с разной глубиной исследований, изменение показаний методов ГИС, выполненных по специальным методикам и фиксирующих формирование или расформирование зоны проникновения). На основании прямых качественных признаков по диаграммам ГИС разрез дифференцируют на коллекторы и плотные интервалы. Таким образом формируют статистические выборки.

Геофизические исследования в скважинах осуществляются компанией «Шлюмберже» и направлены на изучение фильтрационных и емкостных параметров пластов-коллекторов новейшими геофизическими методами, увязки их с данными керна, сейсмическими данными и с характеристиками пластов, полученными на основе гидродинамических исследований скважин.

Пласты-коллекторы месторождения в основном состоят из доломитов и известняков, с периодически встречающимися ангидритами. По причине данного сочетания известняков и доломитов, необходим сложный комплекс кривых для расчета пористости. Достоверные значения пористости могут быть получены с использованием комбинаций нейтронного и акустического или нейтронного и плотностного каротажа. Ниже рассмотрены диаграммы нейтронного, акустического и плотностного методов, а также значения неоднородной пористости, полученные с помощью

кривых нейтронного-акустического или нейтронного-плотностного каротажа. Оперативное подтверждение литологии по каротажным диаграммам путем построения кривых нейтронного-акустического или нейтронного-плотностного каротажа в соответствующих масштабах.

Для нейтронного-акустического каротажа, рекомендованы следующие масштабы [5]:

Нейтронная пористость (доли ед.) от 0.32 до -0.08

Время пробега сигнала (мск/м) от 268 до 127

Для нейтронного-плотностного каротажа, следующий наиболее употребляемый стандарт:

Нейтронная пористость (доли ед.) от 0.45 до -0.15

Объемная плотность (г/см<sup>3</sup>) от 1.95 до 2.95

Для обеих этих комбинаций, в интервалах известняка обе эти кривые (либо нейтронный-акустический или нейтронный-плотностной) будут накладываться друг на друга. В интервалах доломитов, нейтронный будет находиться слева от кривых акустического и плотностного каротажа (рисунок 1). Для определения пористости известны два основных соотношения, которые используются для определения коэффициентов пористости по акустическому каротажу:

Уравнение среднего времени Вилли:

$$SPHI = \phi_s = \frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{\Delta t_{fl} - \Delta t_{ma}} \cdot \frac{1}{B_{cp}}$$

$SPHI = \phi_s =$  sonic(acoustic) porosity

$DT = \Delta t =$  sonic travel time (from the log)

$DTMa = \Delta t_{ma} =$  matrix travel time

$DTFI = \Delta t_{fl} =$  fluid travel time

$B_{cp} =$  compaction correction

Уравнение Раймера-Хант-Гарднера:

$$SPHI = \phi_s = \frac{5}{8} \cdot \frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{\Delta t}$$

$SPHI = \phi_s =$  sonic(acoustic) porosity

$DT = \Delta t =$  sonic travel time (from the log)

$DTMa = \Delta t_{ma} =$  matrix travel time

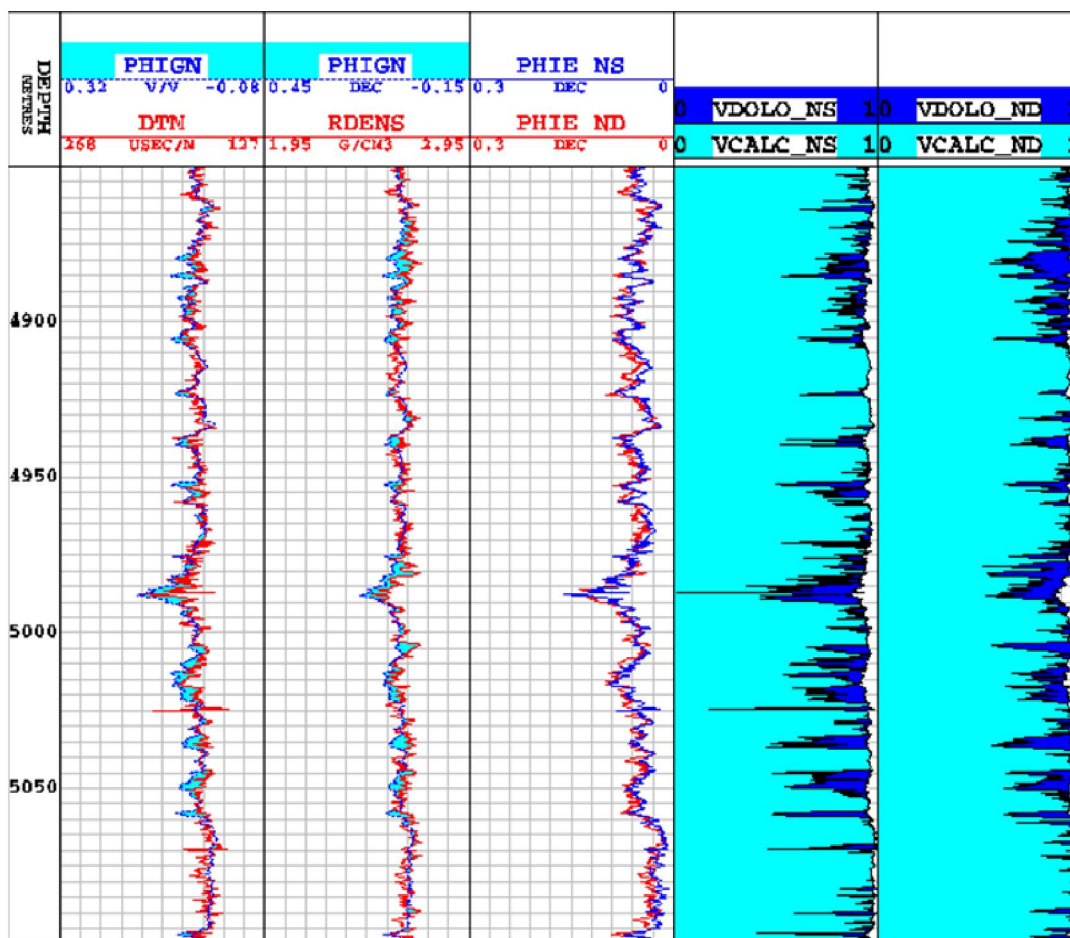


Рисунок 1 – Сравнение пористости и литологии при использовании комбинаций НГК-АК и НГК-ГТК-П

Эти уравнения приведены из “Руководства по интерпретации петрофизических данных” Даниеля А. Криговски. Было установлено, что для месторождения ”работает” соотношение Раймера-Ханта-Гарднера.

Так как коллектора месторождения в основном состоят из сочетания известняка и доломитов, то достоверные значения пористости не могут быть определены одним инструментом (плотность или интервальное время). По меньшей мере, необходимо использовать комбинацию нейтронно-плотностного или нейтронного-акустического каротажа для того, чтобы с уверенностью рассчитать пористость.

Для нейтронно-плотностного каротажа, компания Schlumberger используют палетку CP-1d с плотностью флюида 1.1 г/см<sup>3</sup> (рисунок 2). Для нейтронного/акустического каротажа, компания Schlumberger использовала палетку CP-2bm (Раймер-Хант-Гарднер) с временем пробега через флюидонасыщенную среду 620 мск/м (рисунок 3). Соотношение Раймера-Ханта-Гарнера лучше всего “работает” для акустического каротажа. Таким образом, красные линии (промысловые наблюдения) используются для расчетов пористости. Результаты вычислений по кросс-плоту нейтронно-плотностного каротажа показаны на рисунке 4. Кросс-плот нейтронного-акустического методов для той же самой скважины, показан на рисунке 5. Пористость получена по линиям с равной пористостью красного цвета. Раймер-Хант-Гарднер используется для акустического каротажа. Точки отмечены разными цветами в соответствии с пористостью. Линии одинаковой пористости простираются за пределы точек песчаников, известняков и доломитов. Для точек, попадающих над линией известняка или ниже линии доломита, пористость определяется на основании удлинения (протяженности) этих линий с равной пористостью. Очевидные значения материнской породы получены по линиям, которые параллельны линиям пород песчаников, известняков и доломитов.

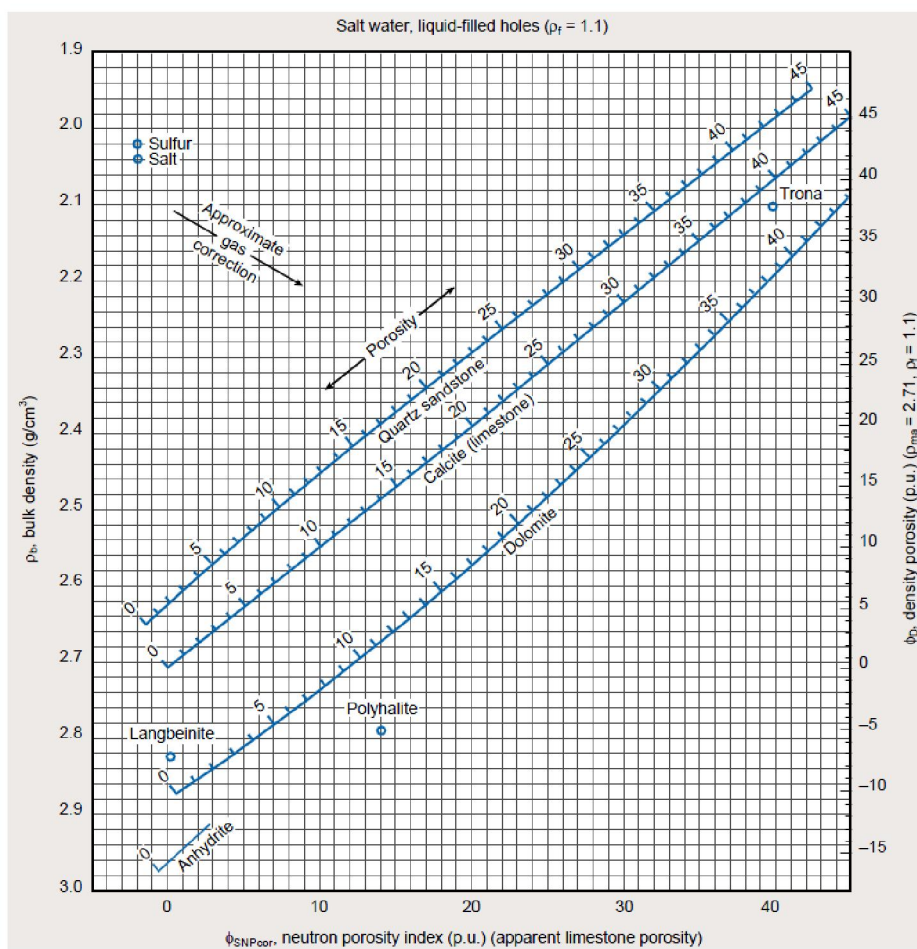


Рисунок 2 – График CP-1d компании Schlumberger с плотностью флюида 1.1 г/см<sup>3</sup>

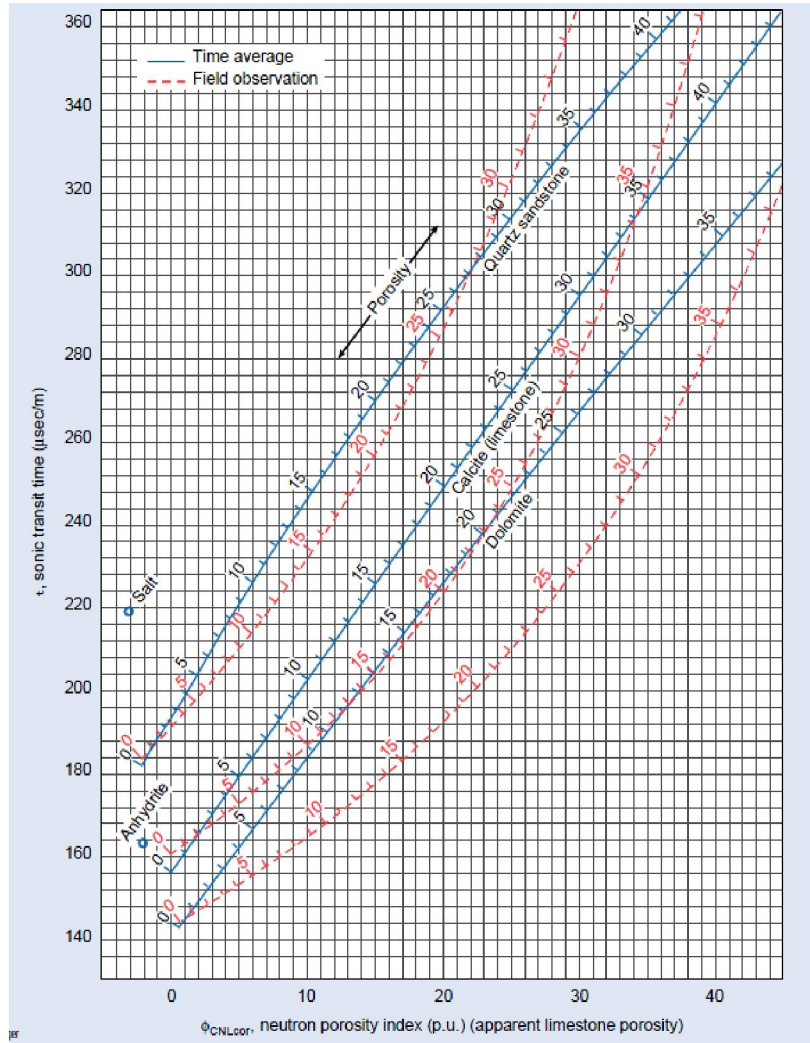


Рисунок 3 – Кросс-плот НГК-АК

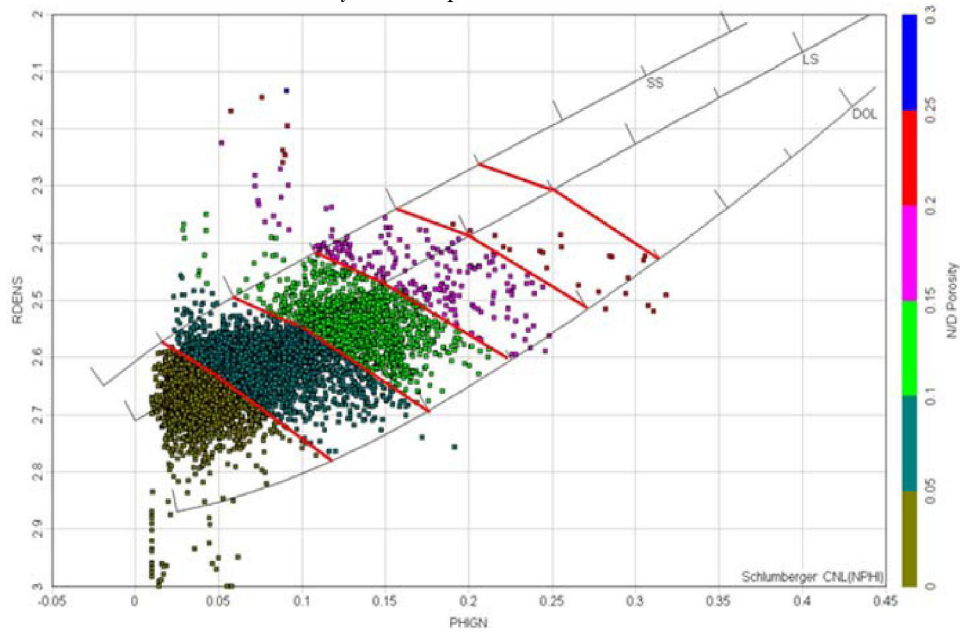


Рисунок 4 – Кросс-плот нейтронного/плотностного каротажа. Пористость получена по линиям с равной пористостью красного цвета

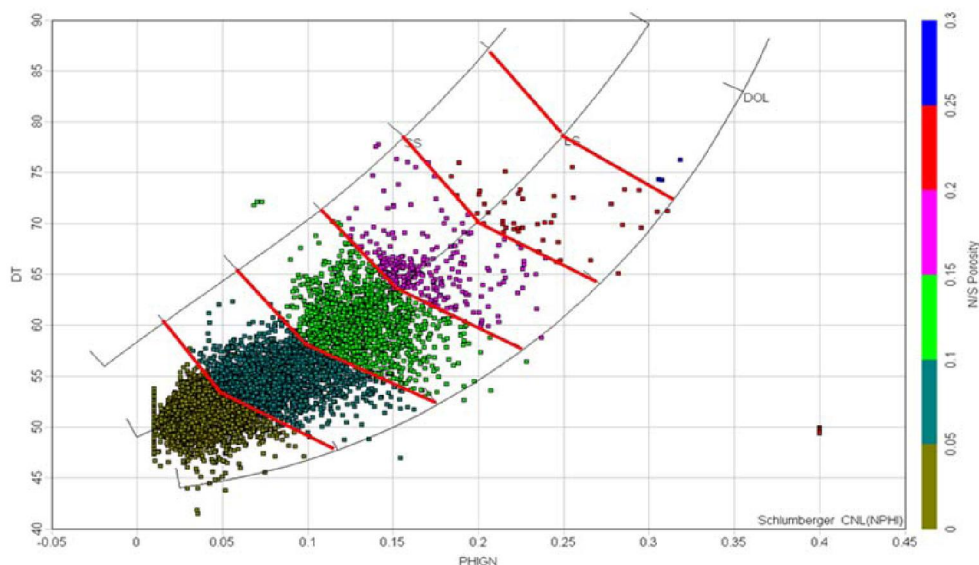


Рисунок 5 – Кросс-плот нейтронного/акустического каротажа

Комплексная интерпретация парных зависимостей для карбонатных отложений базируется на оценке влияния литологического состава, различных примесей, пористости и структуры порового пространства на результаты каждого парного комплекса.

#### ЛИТЕРАТУРА

- [1] Gatlin C. Petroleum Engineering – Drilling and Well Completions. – Prentice-Hall, 1960. – 241 p.
- [2] Archie G.E. The electrical resistivity log as an aid in determining some reservoir characteristics // Trans. AIME. – 1942. – Vol. 146.
- [3] Wyllie M.R.J., Gregory A.R., Gardner G.H.F. An experimental investigation of factors affecting elastic wave velocities in porous media // Geophysics, Soc. of Exploration Geophys. – 1958. – Vol. 23, N 3. – P. 459-493.
- [4] Katahara K.W. Gamma ray log response in shaly sands. – Log Analyst, SPWLA, July-Aug. 1995. – P. 50-56.
- [5] John Russo. – КРО b.v. “Reserves Re-determination”, 2006.
- [6] Amoco – Drilling Fluid Manual. – P. 335-337.
- [7] Джеббар Тиаб, Эрл Ч. Доналдсон – Петрофизика. – С. 269-275.

#### REFERENCES

- [1] Gatlin C. Petroleum Engineering – Drilling and Well Completions. Prentice-Hall, 1960. – 241 p.
- [2] Archie G.E. The electrical resistivity log as an aid in determining some reservoir characteristics. Trans. AIME. 1942. Vol. 146.
- [3] Wyllie M.R.J., Gregory A.R., Gardner G.H.F. An experimental investigation of factors affecting elastic wave velocities in porous media. Geophysics, Soc. of Exploration Geophys. 1958. Vol. 23, N 3. P. 459-493.
- [4] Katahara K.W. Gamma ray log response in shaly sands. – Log Analyst, SPWLA, July-Aug. 1995. P. 50-56.
- [5] John Russo. КРО b.v. “Reserves Re-determination”, 2006.
- [6] Amoco – Drilling Fluid Manual. P. 335-337.
- [7] Dzhebbbar Tiab, Jerl Ch. Donaldson – Petrofizika. S. 269-275.

### ҚАРАШЫҒАНАҚ КЕНОРНЫ ҰҢҒЫМАСЫНЫҢ ГЕОФИЗИКАЛЫҚ ЗЕРТТЕУ МӘЛІМЕТТЕРІН ИНТЕРПРЕТАЦИЯЛАУ ЕРЕКШЕЛІКТЕРІ

А. Ермагулова Г. Т. Борисенко

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

**Тірек сөздер:** коллектор, кеуектілік коэффициенті, аралық уақыт, радиобелсенділік қарқындылығы және қайталанбалы гамма сәулесі.

**Аннотация.** Зерттеліп жатқан Қарашығанақ кен орнының өнімді қабаты кеуектілігі карбонат жыныстарыныңдағы төмен өткізгіштік айырмасымен сипатталады. Мұндай коллектор қабаттарынан газ алу техникалық, геологиялық, экологиялық жағынан қиындықтар туғызады. Сондықтан, тығыз өнімді коллекторларды бағалау базасын сүзгішті сыйымдылық сипаттамасын бағалау үшін тау жыныс қабаттарында аса қажет. Сондай-ақ, алынатын газ қорын бағалайды. Зерттелінген кен орын ұңғымасынның үлгісінде кеуектілік коллекторын анықтау акустикалық каротаж диаграммасымен, нейтрон гамма және тығыздықты гамма гамма әдісімен қарастырылған.

Поступила 27.11.2014 г.