

ISSN 2224-5278

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ  
ҰЛТТЫҚ ҒЫЛЫМ АКАДЕМИЯСЫНЫҢ

# Х А Б А Р Л А Р Ы

---

---

## ИЗВЕСТИЯ

НАЦИОНАЛЬНОЙ АКАДЕМИИ НАУК  
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

## NEWS

OF THE ACADEMY OF SCIENCES  
OF THE REPUBLIC OF KAZAKHSTAN

ГЕОЛОГИЯ ЖӘНЕ ТЕХНИКАЛЫҚ ҒЫЛЫМДАР  
СЕРИЯСЫ



СЕРИЯ

ГЕОЛОГИИ И ТЕХНИЧЕСКИХ НАУК



SERIES

OF GEOLOGY AND TECHNICAL SCIENCES

4 (412)

ШІЛДЕ – ТАМЫЗ 2015 ж.

ИЮЛЬ – АВГУСТ 2015 г.

JULY – AUGUST 2015

ЖУРНАЛ 1940 ЖЫЛДАН ШЫҒА БАСТАҒАН

ЖУРНАЛ ИЗДАЕТСЯ С 1940 г.

THE JOURNAL WAS FOUNDED IN 1940.

ЖЫЛЫНА 6 РЕТ ШЫҒАДЫ

ВЫХОДИТ 6 РАЗ В ГОД

PUBLISHED 6 TIMES A YEAR

АЛМАТЫ, ҚР ҰҒА  
АЛМАТЫ, НАН РК  
ALMATY, NAS RK

Б а с р е д а к т о р

ҚР ҰҒА академигі

**Ж. М. Әділов**

Р е д а к ц и я а л қ а с ы:

геогр. ғ. докторы, проф., ҚР ҰҒА академигі **Бейсенова А.С.**; хим. ғ. докторы, проф., ҚР ҰҒА академигі **Бишімбаев У.К.**; геол.-мин. ғ. докторы, проф., ҚР ҰҒА академигі **Ерғалиев Г.Х.**; техн. ғ. докторы, проф., ҚР ҰҒА академигі **Қожахметов С.М.**; геол.-мин. ғ. докторы, академик НАН РК **Курскеев А.К.**; геол.-мин. ғ. докторы, проф., академик НАН РК **Оздоев С.М.**; техн. ғ. докторы, проф., ҚР ҰҒА академигі **Рақышев Б.Р.**; геогр. ғ. докторы, проф., ҚР ҰҒА академигі **Северский И.В.**; техн. ғ. докторы, проф., ҚР ҰҒА корр. мүшесі **Әбішева З.С.**; техн. ғ. докторы, проф., ҚР ҰҒА корр. мүшесі **Бүктүков Н.С.**; геогр. ғ. докторы, проф., ҚР ҰҒА корр. мүшесі **Медеу А.Р.**; геол.-мин. ғ. докторы, проф., ҚР ҰҒА корр. мүшесі **Өмірсеріков М.Ш.** (бас редактордың орынбасары); геол.-мин. ғ. докторы, проф., ҚР ҰҒА корр. мүшесі **Сейітмұратова Э.Ю.**; техн. ғ. докторы, проф., ҚР ҰҒА корр. мүшесі **Тәткеева Г.Г.**; техн. ғ. докторы **Абаканов Т.Д.**; геол.-мин. ғ. докторы **Абсаметов М.К.**; геол.-мин. ғ. докторы, проф. **Байбатша Ә.Б.**; геол.-мин. ғ. докторы **Беспаев Х.А.**; геол.-мин. ғ. докторы, ҚР ҰҒА академигі **Сыдықов Ж.С.**; геол.-мин. ғ. кандидаты, проф. **Жуков Н.М.**

Р е д а к ц и я к ең е с і:

Әзірбайжан ҰҒА академигі **Алиев Т.** (Әзірбайжан); геол.-мин. ғ. докторы, проф. **Бакиров А.Б.** (Қырғызстан); Украинаның ҰҒА академигі **Булат А.Ф.** (Украина); Тәжікстан ҰҒА академигі **Ганиев И.Н.** (Тәжікстан); доктор Ph.D., проф. **Грэвис Р.М.** (США); Ресей ҰҒА академигі РАН **Конторович А.Э.** (Ресей); геол.-мин. ғ. докторы, проф. **Курчавов А.М.** (Ресей); Молдова Республикасының ҰҒА академигі **Постолатий В.** (Молдова); жаратылыстану ғ. докторы, проф. **Степанец В.Г.** (Германия); Ph.D. докторы, проф. **Хамфери Дж.Д.** (АҚШ); доктор, проф. **Штейнер М.** (Германия)

Главный редактор

академик НАН РК

**Ж. М. Адилов**

Редакционная коллегия:

доктор геогр. наук, проф., академик НАН РК **А.С. Бейсенова**; доктор хим. наук, проф., академик НАН РК **В.К. Бишимбаев**; доктор геол.-мин. наук, проф., академик НАН РК **Г.Х. Ергалиев**; доктор техн. наук, проф., академик НАН РК **С.М. Кожаметов**; доктор геол.-мин. наук, академик НАН РК **А.К. Курскеев**; доктор геол.-мин. наук, проф., академик НАН РК **С.М. Оздоев**; доктор техн. наук, проф., академик НАН РК **Б.Р. Ракишев**; доктор геогр. наук, проф., академик НАН РК **И.В. Северский**; доктор техн. наук, проф., чл.-корр. НАН РК **З.С. Абишева**; доктор техн. наук, проф., чл.-корр. НАН РК **Н.С. Буктуков**; доктор геогр. наук, проф., чл.-корр. НАН РК **А.Р. Медеу**; докт. геол.-мин. наук, проф., чл.-корр. НАН РК **М.Ш. Омисериков** (заместитель главного редактора); доктор геол.-мин. наук, проф., чл.-корр. НАН РК **Э.Ю. Сейтмуратова**; докт. техн. наук, проф., чл.-корр. НАН РК **Г.Г. Таткеева**; доктор техн. наук **Т.Д. Абаканов**; доктор геол.-мин. наук **М.К. Абсаметов**; докт. геол.-мин. наук, проф. **А.Б. Байбатша**; доктор геол.-мин. наук **Х.А. Беспнаев**; доктор геол.-мин. наук, академик НАН РК **Ж.С. Сыдыков**; кандидат геол.-мин. наук, проф. **Н.М. Жуков**

Редакционный совет

академик НАН Азербайджанской Республики **Т. Алиев** (Азербайджан); доктор геол.-мин. наук, проф. **А.Б. Бакиров** (Кыргызстан); академик НАН Украины **А.Ф. Булат** (Украина); академик НАН Республики Таджикистан **И.Н. Ганиев** (Таджикистан); доктор Ph.D., проф. **Р.М. Грэвис** (США); академик РАН **А.Э. Конторович** (Россия); доктор геол.-мин. наук **А.М. Курчатов** (Россия); академик НАН Республики Молдова **В. Постолатий** (Молдова); доктор естественных наук, проф. **В.Г. Степанец** (Германия); доктор Ph.D., проф. **Дж.Д. Хамфери** (США); доктор, проф. **М. Штейнер** (Германия)

**«Известия НАН РК. Серия геологии и технических наук». ISSN 2224-5278**

Собственник: Республиканское общественное объединение «Национальная академия наук Республики Казахстан (г. Алматы)

Свидетельство о постановке на учет периодического печатного издания в Комитете информации и архивов Министерства культуры и информации Республики Казахстан №10892-Ж, выданное 30.04.2010 г.

Периодичность: 6 раз в год

Тираж: 300 экземпляров

Адрес редакции: 050010, г. Алматы, ул. Шевченко, 28, ком. 219, 220, тел.: 272-13-19, 272-13-18,  
<http://nauka-nanrk.kz/geology-technical.kz>

---

© Национальная академия наук Республики Казахстан, 2015

Адрес редакции: Казахстан, 050010, г. Алматы, ул. Кабанбай батыра, 69а.

Институт геологических наук им. К. И. Сатпаева, комната 334. Тел.: 291-59-38.

Адрес типографии: ИП «Аруна», г. Алматы, ул. Муратбаева, 75

Editor in chief

**Zh. M. Adilov**,  
academician of NAS RK

Editorial board:

**A.S. Beisenova**, dr. geogr. sc., prof., academician of NAS RK; **V.K. Bishimbayev**, dr. chem. sc., prof., academician of NAS RK; **G.Kh. Yergaliev**, dr. geol-min. sc., prof., academician of NAS RK; **S.M. Kozhakhmetov**, dr. eng. sc., prof., academician of NAS RK; **A.K. Kurskeev**, dr.geol-min.sc., academician of NAS RK; **S.M. Ozdoyev**, dr. geol-min. sc., prof., academician of NAS RK; **B.R. Rakishev**, dr. eng. sc., prof., academician of NAS RK; **I.V. Severskiy**, dr. geogr. sc., prof., academician of NAS RK; **Z.S. Abisheva**, dr. eng. sc., prof., corr. member of NAS RK; **N.S. Buktukov**, dr. eng. sc., prof., corr. member of NAS RK; **A.R. Medeu**, dr. geogr. sc., prof., academician of NAS RK; **M.Sh. Omirserikov**, dr. geol-min. sc., corr. member of NAS RK (deputy editor); **E.Yu. Seytmuratova**, dr. geol-min. sc., prof., corr. member of NAS RK; **G.G. Tatkeeva**, dr. eng. sc., prof., corr. member of NAS RK; **T.D. Abakanov**, dr.eng.sc., academician of KazNANS; **M.K. Absametov**, dr.geol-min.sc., academician of KazNANS; **A.B. Baibatsha**, dr. geol-min. sc., prof.; **Kh.A. Bespayev**, dr.geol-min.sc., academician of IAMR; **Zh.S. Sydykov**, dr.geol-min.sc., academician of NAS RK; **N.M. Zhukov**, cand.geol-min.sc., prof.

Editorial staff:

**T. Aliyev**, NAS Azerbaijan academician (Azerbaijan); **A.B. Bakirov**, dr.geol-min.sc., prof. (Kyrgyzstan); **A.F. Bulat**, NAS Ukraine academician (Ukraine); **I.N. Ganiev**, NAS Tajikistan academician (Tajikistan); **R.M. Gravis**, Ph.D., prof. (USA); **A.E. Kontorovich**, RAS academician (Russia); **A.M. Kurchavov**, dr.geol-min.sc. (Russia); **V. Postolatiy**, NAS Moldova academician (Moldova); **V.G. Stepanets**, dr.nat.sc., prof. (Germany); **J.D. Hamferi**, Ph.D, prof. (USA); **M. Steiner**, dr., prof. (Germany).

**News of the National Academy of Sciences of the Republic of Kazakhstan. Series of geology and technology sciences. ISSN 2224-5278**

Owner: RPA "National Academy of Sciences of the Republic of Kazakhstan" (Almaty)

The certificate of registration of a periodic printed publication in the Committee of information and archives of the Ministry of culture and information of the Republic of Kazakhstan N 10892-Ж, issued 30.04.2010

Periodicity: 6 times a year

Circulation: 300 copies

Editorial address: 28, Shevchenko str., of. 219, 220, Almaty, 050010, tel. 272-13-19, 272-13-18,

<http://nauka-nanrk.kz/geology-technical.kz>

---

© National Academy of Sciences of the Republic of Kazakhstan, 2015

Editorial address: Institute of Geological Sciences named after K.I. Satpayev  
69a, Kabanbai batyr str., of. 334, Almaty, 050010, Kazakhstan, tel.: 291-59-38.

Address of printing house: ST "Aruna", 75, Muratbayev str, Almaty

## NEWS

OF THE NATIONAL ACADEMY OF SCIENCES OF THE REPUBLIC OF KAZAKHSTAN

SERIES OF GEOLOGY AND TECHNICAL SCIENCES

ISSN 2224-5278

Volume 4, Number 412 (2015), 86 – 94

### JUSTIFICATION OF GIS DATA INTERPRETATION TECHNIQUE AND DETERMINATION OF SUBCALCULATING PARAMETERS IN TERRIGENOUS DEPOSITS

G. T. Borisenko, Zh. B. Dosymbekova, A. B. Zhamanshalova, N. E. Zakirova

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

**Keywords:** petrophysics, rock, sand and clay deposits, reservoir, porosity, clay, carbonate, the core, permeability, water saturation, oil saturation, electrical resistivity, gamma ray, neutron-gamma ray logging, setting the porosity, oil saturation parameter.

**Abstract.** The Cross-plots on three variables (X-Y-Z) are the main tool for analysis of petrophysical and wireline logging data. The list of the most common cross-plots and it's use shown in this paper. Reservoir rocks of Middle and Upper Jurassic presented sandy-clay sediments with a predominance of sandstone and siltstone. The mineralogical composition of the rocks is quartz-polymictic and feldspar. More detailed mineralogical composition not studied. Cementing material represented by clay and clay-carbonate. The clay minerals are kaolinite, hydromica. Using a theoretical model of relative SP anomaly for sandstone reservoirs ( $K_{kar} < 14\%$ ) relationship between porosity and  $\alpha$  SP relative parameter obtained.

Based on established relationship between  $\Delta I_{gk}$  and bulk clay volume petrophysical model built with the aim to estimate shale volume.  $\Delta I_{gk}$  parameter for a gamma ray, calculated on the assumption that the reservoir with minimal gamma readings has zero shaliness. This could be either pure carbonates or sandstones or shale zero. The layer with maximum gamma readings accepted as shales.

The result of study represented by estimated coefficients of clay content and porosity. Based on electrical logging (formation water resistivity), estimated Porosity and Saturation parameters, porosity itself defined reservoir parameters (Oil saturation) for several intervals.

УДК 550.832

### ОБОСНОВАНИЕ МЕТОДИКИ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ДАННЫХ ГИС И ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОДСЧЕТНЫХ ПАРАМЕТРОВ В ТЕРРИГЕННЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ

Г. Т. Борисенко, Ж. Б. Досымбекова, А. Б. Жаманшалова, Н. Е. Закирова

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

**Ключевые слова:** петрофизика, порода, песчано-глинистые отложения, коллектор, пористость, глинистость, карбонатность, керн, проницаемость, водонасыщенность, нефтенасыщенность, удельное электрическое сопротивление, гамма каротаж, нейтронный гамма каротаж, параметр пористости, параметр нефтенасыщения.

**Аннотация.** К настоящему времени наибольшее развитие в петрофизике и интерпретации каротажа получили кросс-плоты от трех переменных (X-Y-Z). Приведен краткий перечень наиболее распространенных кросс-плотов. Породы-коллекторы изучаемого месторождения средней и верхней юры представлены песчано-глинистыми отложениями с преобладанием песчаников и алевролитов. Минералогический состав пород полимиктовый–кварцевый и полевошпатовый. Более детально минералогический состав неизучен. Цемент пород – глинистый и глинисто-карбонатный. Глинистые минералы представлены каолинитом, гидрослюдой. Используя теоретическую модель относительной аномалии ПС для песчаников, представляющих пласты-коллекторы ( $K_{кар} < 14\%$ ), получена связь между пористостью и относительным параметром  $\alpha_{пс}$ .

На основе зависимости двойного разностного параметра ( $\Delta Гк$ ) от объемной глинистости, построена петрофизическая модель для определения глинистости по данным этого метода. Двойной разностный параметр по гамма каротажу, рассчитан при условии, что пласт с минимальными показаниями гамма метода имеет нулевую глинистость. Это или чистый карбонатный пласт, или песчаник с нулевой глинистостью. Второй опорный пласт – глинистый с максимальной в разрезе глинистостью.

По скважине месторождения определены коэффициенты глинистости, пористости. По значениям удельного электрического сопротивления ( $\rho_n$ ), удельному электрическому сопротивлению водоносного пласта ( $\rho_{вп}$ ), используя полученные зависимости параметра пористости ( $P_p$ ) от коэффициента пористости ( $K_p$ ), параметра насыщения ( $P_n$ ) от коэффициента водонасыщения ( $K_v$ ) по нескольким интервалам скважины определены величины коэффициентов водонасыщенности и нефтенасыщенности пород-коллекторов.

**Введение.** Исторически взаимосвязи в петрофизике обосновывались и строились графически. Такой путь был практически единственным в докомпьютерных технологиях и позволял «ощущать результаты работы на кончиках пальцев» (проверяя гипотезы, отбраковывая или привлекая данные и проявляя порой чудеса изобретательности в попытках объяснить многомерные связи по двумерным проекциям).

В этом ракурсе математическое моделирование в петрофизике редуцировалось к выбору переменных или преобразований от них, позволяющих или компактно отобразить какие-то взаимосвязи (обычно с целью последующего прогноза), или разделить разнородные данные на принципиально различные классы. Для полноты изложения приведем некоторые распространенные на практике кросс-плоты. К настоящему времени наибольшее развитие в петрофизике и интерпретации каротажа получили кросс-плоты от трех переменных (X-Y-Z). Краткий перечень наиболее распространенных кросс-плотов приведен в таблице 1 [3].

Породы-коллекторы средней и верхней юры представлены песчано-глинистыми отложениями с преобладанием песчаников и алевролитов. Минералогический состав пород полимиктовый–кварцевый и полевошпатовый. Более детально минералогический состав неизучен. Цемент пород – глинистый и глинисто-карбонатный. Глинистые минералы представлены каолинитом, гидрослюдой. Точный состав глинистого цемента неизучен.

Петрофизическая модель коллектора разрабатывается на основе имеющихся результатов исследований керна [1, 3].

На основе зависимости двойного разностного параметра гамма каротажа от объемной глинистости, построена петрофизическая модель для определения глинистости по данным гамма каротажа (рисунок 1) [9]. В предлагаемой петрофизической модели В. В. Ларионова для определения глинистости рассчитан двойной разностный параметр гамма каротажа, рассчитываемый при условии, что пласт с минимальными показаниями ГК имеет нулевую глинистость. Это или чистый карбонатный пласт, или песчаник с нулевой глинистостью. Второй опорный пласт – глинистый с максимальной в разрезе глинистостью [7, 8]. В обрабатываемом разрезе пласт с максимальными показаниями ГК имеет по данным керна глинистость 80% [9].

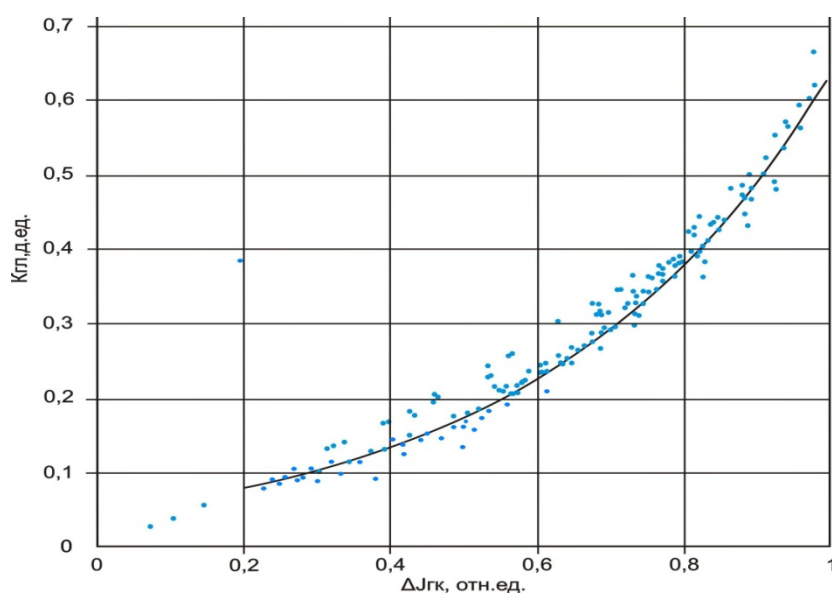
Используя теоретическую модель относительной аномалии потенциала собственной поляризации для песчаников, представляющих пласты-коллекторы ( $K_{кар} < 14\%$ ), получена связь между пористостью и  $\alpha_{пс}$  (рисунок 2) [9].

Диаграммы потенциала собственной поляризации (ПС) в терригенном разрезе месторождения характеризуются неустойчивым положением линии глин. Причины этого различны и не всегда до конца ясны. По всему разрезу часто отмечается резкое отклонение линии глин от положения условного нуля вправо. Эти отклонения обычно приурочены к узким глубоким кавернам и могут быть объяснены тем, что в каверне находится промывочная жидкость другой минерализации, чем в

Таблица 1 – Краткий перечень наиболее распространенных кросс-плотов

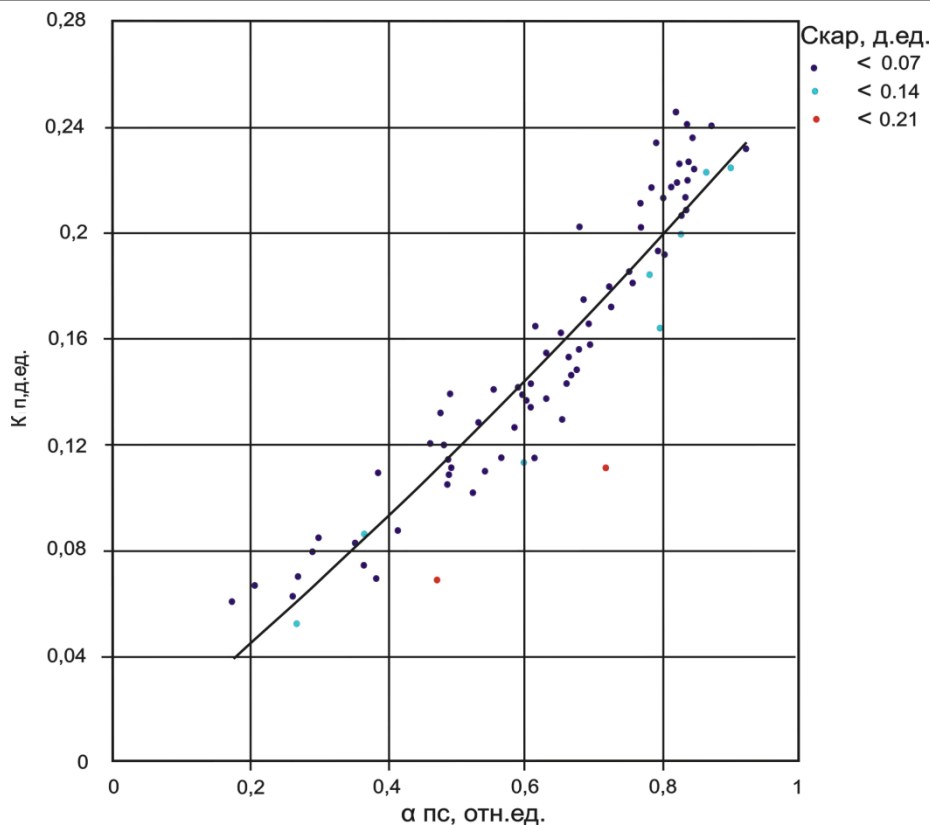
№	Имя	Переменные	Применение
1	Slichter-Kozeni	Пористость - проницаемость	Связь пористости и проницаемости
2	Athy (1930)	Пористость- глубина	Уплотнение
3	Дахнов (1940) Archi (1941)	Пористость-параметр пористости	Оценка влияние пористости (Archi ввел $L_g - L_g$ )
4	Archi (1941)	Пористость-параметр насыщения	Оценка влияние насыщения
5	Leverett	Объемная доля твердой фазы- фазовая проницаемость - радиус капилляров	Нормализация кривых фазовой проницаемости
6	Кобранова (1960)	Массовая глинистость-пористость	Разделение коллектор – неколлектор
7	Wyllie-Нечай-Залжев	Водородосодержание- удельное сопротивление- водонасыщенность	Нормализация для оценки насыщения
8	Hingle-Pickett	Пористость - удельное сопротивление- – водонасыщенность	Взаимосвязь пористости и сопротивления (Picket ввел $L_g - L_g$ )
9	Wyllie-Pirson	Пористость -связанная водонасыщенность- – проницаемость	Связь трех характеристик коллектора
10	M.R.Wyllie	Пористость – интервальное время пробега продольной волны	Нормализация для оценки литотипа
11	Fatt I.	Давление – проницаемость	Влияние давления на проницаемость
12	Toomeer	Текущая водонасыщенность – текущее давление – радиус капилляров	Нормализация кривых вытеснения
13	Krumbein-Folk-Рухин	Медианный диаметр зерен – коэффициент сортировки – индекс литологии	Связь гранулометрии и литологии
14	Вендельштейн Б.Ю.	Массовая пористость – пористость – относительная глинистость	Дифференциация коллекторов
15	Элланский М.М.	Пористость – параметр пористости – отношение объемной глинистости к пористости	Дифференциация по доле глин на объем пор
16	ПАНГЕЯ-1*	Массовая глинистость-массовая алевритистость-глубина	Корреляция глинистости и алевритистости в рамках литотипов
17	ПАНГЕЯ-2*	Пористость – сумма глинистости и карбонатности – глубина	Прогноз максимальной пористости с глубиной
18	ПАНГЕЯ-3*	Пористость – глубина - проницаемость	Прогноз коллекторов

\* Кросс-плот, систематически в литературе не используемый, но широко применяемый автором.



$$K_{гг} = 10^{(1.09 \cdot \Delta J_{гк} - 1.28)}$$

Рисунок 1 – Сопоставление объемной глинистости с двойным разностным параметром ГК для продуктивных юрских отложений



$$K_p = \alpha_{пс} / (-0.69 \cdot \alpha_{пс} + 4.56)$$

Рисунок 2 – Сопоставление коэффициента пористости пород с относительной амплитудой ПС для продуктивных юрских отложений

скважине. Для юрских отложений месторождения теоретическая величина максимальной аномалии для различных этажей разреза составляет [9]:

1 этаж – XIII–XVIII горизонты.  $U_{пс} = 65.0 \cdot \lg \rho_{ф.}/\rho_{в} = 65$  мВ;

2 этаж – XIX–XXIII горизонты.  $U_{пс} = 70.0 \cdot \lg \rho_{ф.}/\rho_{в} = 73$  мВ;

3 этаж – XXIV–XXV горизонты.  $U_{пс} = 80.0 \cdot \lg \rho_{ф.}/\rho_{в} = 90$  мВ,

где  $\rho_{ф}$  – удельное электрическое сопротивление фильтра ПЖ, принятое в среднем равным  $0.8 \cdot \rho_{с} = 0.8 \cdot 0.35 = 0.28$  Омм;  $\rho_{в}$  – сопротивление пластовой воды 0.028; 0.025; 0.021 Омм соответственно для 1, 2, 3-его этажей разреза.

По имеющимся результатам исследования образцов керна существенных отличий основных коллекторских свойств продуктивных горизонтов месторождения не отмечается. В разрезе изучаемого месторождения выделяются следующие литологические разности: песчаники в разной степени глинистые, алевролитистые и карбонатизированные, алевролиты, аргиллиты, мергели, карбонатизированные плотные породы, глины и угли [9].

Все породы достаточно уверенно выделяются на качественном уровне по комплексу ГИС. Пласты-коллекторы представлены песчаниками и алевролитами с глинисто-карбонатным цементом. Задача решается с использованием прямых качественных признаков проникновения в породу фильтра промывочной жидкости. К коллекторам относятся пласты и прослои пород, имеющие все признаки проникновения: глинистую корку на кавернограмме, положительные приращения на диаграммах микрозондирования, радиальное изменение сопротивления пород по разноглубинным зондам бокового каротажного зондирования, боковому каротажу, индукционному каротажу и микробоковому методу, характеризующиеся низкими показаниями ГК и повышенными показаниями НГК на фоне вмещающих глинистых пород и отрицательной аномалией ПС.



Радиальное изменение сопротивления пород устанавливается по сопоставлению разноглубинных методов, исправленных за влияние скважины. Если пласт имеет выраженные признаки проникновения, он выделяется как коллектор, независимо от величины  $K_p$  и  $K_{пр}$  [5, 6, 8].

В разрезе встречаются пласты, которые имеют прямые признаки проникновения фильтрата бурового раствора при пористости 6–9%. Возможно, это глинистые, слабо-карбонатизированные пласты. Эти пласты в основном маломощные. Корректность принятой методики выделения коллекторов в юрских отложениях подтверждена результатами испытаний объектов. Выделенные таким образом интервалы коллекторов были включены в состав эффективных нефте-, газо- и водонасыщенных толщин. По комплексу БКЗ-ИК-БК определялись величины УЭС пластов и параметры зоны проникновения.

В условиях месторождения в предельно насыщенных пластах по расчетам при  $K_{но} = 0.2$ ,  $Z = 0.1$ ,  $K_v < 0.3$  возможно наличие понижающего проникновения ( $\rho_{зп} < \rho_n$ ), которое является однозначным признаком предельно насыщенного продуктивного пласта [8].

По значениям удельных электрических сопротивлений пластов ( $\rho_n$ ) и коэффициентам пористости пластов-коллекторов с привлечением связей относительного сопротивления ( $P$ ) с пористостью пород и коэффициента увеличения сопротивления ( $P_n$ ) с водонасыщенностью ( $K_v$ ) пород по пластам определяем величины коэффициентов водонасыщенности и нефтенасыщенности пород-коллекторов [2, 6].

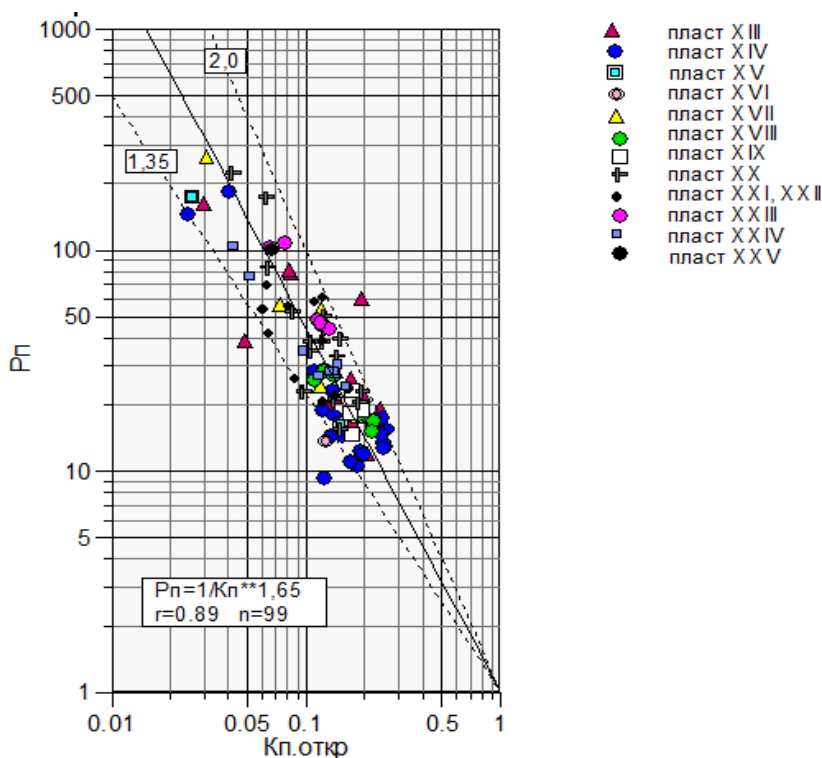


Рисунок 3 – Зависимость параметра пористости от коэффициента пористости

Для определения УЭС пород продуктивных горизонтов при стопроцентном водонасыщении ( $\rho_{вп}$ ) использована зависимость  $P = f(K_p)$  (рисунок 3), установленная по результатам исследования образцов пород в атмосферных условиях и имеющая вид [9]:

$$P = 1 / K_p^{1.65}$$

Удельное электрическое сопротивление при стопроцентной водонасыщенности ( $\rho_{вп}$ ) рассчитывается по формуле [2, 5]:

$$\rho_{\text{вп}} = P \cdot \rho_{\text{в}},$$

где  $\rho_{\text{в}}$  – при пластовых условиях брались для различных продуктивных горизонтов равными 0.028; 0.025 и 0.021 Ом.

Значения коэффициентов нефтегазонасыщенности пород находились по соотношению:

$$K_{\text{нг}} = 1 - K_{\text{в}}.$$

В нефтенасыщенных интервалах разреза они приравнялись к величинам нефтенасыщенности ( $K_{\text{н}}$ ). Из-за отсутствия сведений об остаточной нефтенасыщенности пород в газонасыщенных интервалах разреза они также приравнялись к величинам газонасыщенности ( $K_{\text{г}}$ ).

Для определения коэффициента водонасыщенности ( $K_{\text{в}}$ ) использовалась зависимость коэффициента увеличения сопротивления ( $P_{\text{н}}$ ) пород от коэффициента водонасыщенности ( $K_{\text{в}}$ ) (рисунок 4), установленная по результатам ранее выполненных исследований образцов пород в атмосферных условиях и имеющая вид [9]:

$$P_{\text{н}} = 1/K_{\text{в}}^{2,15}, \quad r = 0,97$$

В разрезе изучаемого месторождения присутствует доля (не более 10%) существенно глинистых пластов (глинистость более 19–20%).

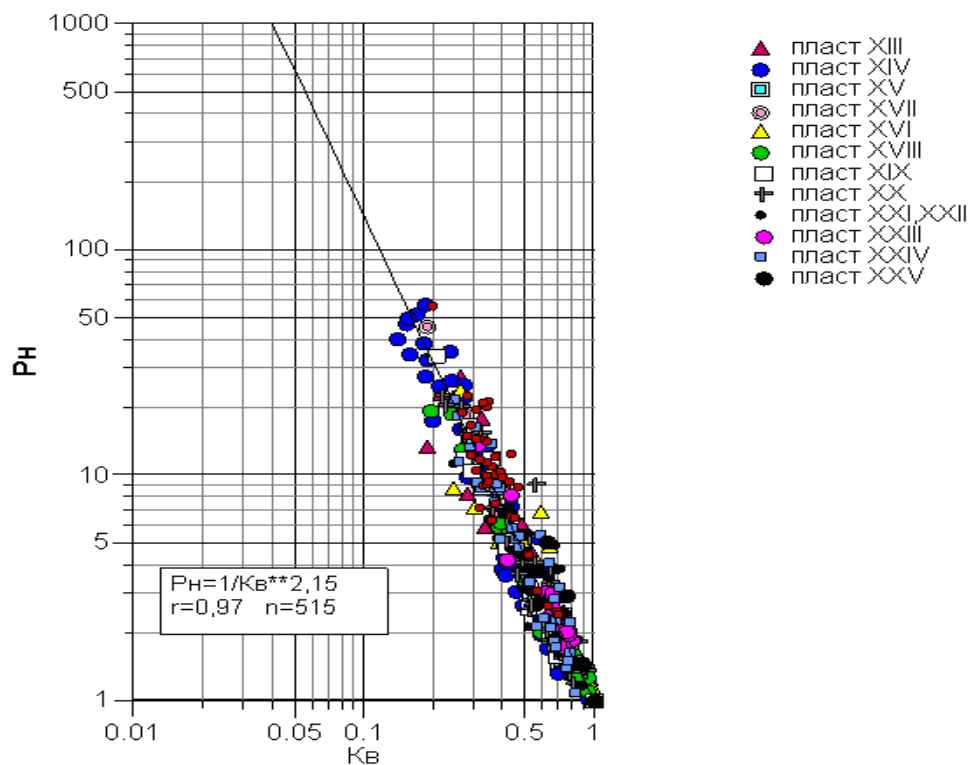


Рисунок 4 – Зависимость параметра насыщения от коэффициента водонасыщения

В отличие от использования критических значений сопротивления пласта, параметра нефтегазонасыщения ( $P_{\text{н}}$ ) и коэффициента нефтегазонасыщения ( $K_{\text{нг}}$  или  $K_{\text{в}}$ ), установленных по комплексу данных «ГИС-испытания», наиболее надежно задача решается с помощью критических значений водонасыщенности пород, установленных по результатам специальных капилляриметрических исследований образцов керна во всем реальном диапазоне изменения фильтрационно-емкостных свойств пород [4]. При этом с учетом фазовых проницаемостей пород устанавливаются комплексы (для разных величин  $K_{\text{п}}$  и  $K_{\text{пр}}$ ) критических значений водонасыщенности пород –  $K_{\text{во}}$ ,  $K_{\text{в}}^*$ ,  $K_{\text{в.кр}}$  и  $K_{\text{в}}^{**}$ , характеризующие области существования нефте-, нефтеводо- и водонасыщенных коллекторов и контролирующие границы возможного получения из них при испытании

(освоении) притоков безводной нефти ( $K_{во} < K_{в} < K_{в}^*$ ), нефти с водой ( $K_{в}^* \leq K_{в} < K_{в.кр}$ ), воды с нефтью ( $K_{в.кр} < K_{в} < K_{в}^{**}$ ) и пластовой воды без признаков нефти ( $K_{в} \geq K_{в}^{**}$ ). Характер насыщенности каждого выделенного прослоя пород-коллекторов и состав возможного из него притока пластовых флюидов оцениваются по соотношению найденного значения  $K_{в}$  и установленных для конкретной величины  $K_{п}$  критических значений  $K_{во}$ ,  $K_{в}^*$ ,  $K_{в.кр}$  и  $K_{в}^{**}$ .

Местоположение ВНК устанавливается по подошве последнего прослоя пород-коллекторов, для которого справедливо соотношение  $K_{в} \leq K_{в}^*$ , т.е. по подошве отложений, способных отдавать при испытании безводную нефть (газ) [4]:

$$K_{в} = (K_{в} - K_{во}) / (1 - K_{во}),$$

характеризующий относительную водонасыщенность эффективного объема пор и изменяющийся от единицы в коллекторах со 100% водонасыщенностью до нуля в предельно нефтенасыщенных. Вычисленные через  $K_{в}$  значения  $K_{в}^*$  изменяются в узком диапазоне для всех известных классов коллекторов, составляющем 0.25-0.33.

С учетом имеющихся сведений о литолого-физических и фильтрационно-емкостных свойств продуктивных отложений изучаемого месторождения к использованию было принято значение  $K_{в} = 0.32$ . Конкретные величины  $K_{в}^*$  для каждого конкретного прослоя пород-коллекторов рассчитывались с помощью выражения [4]:

$$K_{в}^* = K_{во} + 0.32(1 - K_{во})$$

Результаты интерпретации данных геофизических исследований по ряду интервалов по скважине месторождения приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Результаты интерпретации данных ГИС

Кровля, м	Подошва, м	Нэф, м	Горизонт	CAL1, мм	LL3, Ом	RT, Ом	ГК, мкР/ч	$\alpha_{пс}$	$K_{п}$ , д.ед.	$\Delta\gamma$	Кгл., д.ед.	$\Delta T$ , мкс/м	$K_{н}$ , д.ед.	Насыщенность
1499,2	1500,6	1,4	XVII	0,216	1,5	3,0	9,2	0,80	0,20	0,68	0,29	258,94	0,70	Нефть
1501,4	1503,4	2,0	XVII	0,217	0,9	3,0	9,5	0,71	0,17	0,73	0,33	276,21	0,67	Нефть
1504,7	1506,5	1,8	XVII	0,217	1,0	2,9	9,5	0,60	0,14	0,73	0,33	274,66	0,65	Нефть
1509,2	1511,0	1,8	XVII	0,216	1,2	2,6	9,4	0,74	0,18	0,71	0,31	265,47	0,58	Нефть
1511,6	1513,2	1,6	XVII	0,215	1,1	4,1	9,7	0,58	0,14	0,77	0,37	279,82	0,58	Нефть
1525,4	1530,7	5,3	XVIII	0,216	1,2	3,2	9,2	0,78	0,19	0,68	0,29	292,23	0,46	Нефть
1531,9	1533,2	1,3	XVIII	0,216	1,6	3,2	9,1	0,70	0,17	0,66	0,27	358,83	0,50	Нефть
1534,7	1538,4	3,7	XVIII	0,217	0,9	3,3	9,5	0,77	0,19	0,74	0,34	282,59	0,33	Нефть
1539,2	1540,5	1,3	XVIII	0,221	2,6	3,7	8,8	0,56	0,13	0,61	0,24	422,37	0,47	Нефть
1542,0	1543,0	1,0	XVIII	0,218	4,3	4,9	9,6	0,51	0,12	0,75	0,34	277,66	0,64	Нефть
1546,5	1548,1	1,6	XVIII	0,216	5,0	3,4	8,7	0,41	0,09	0,59	0,23	282,38	0,64	Нефть
1550,8	1551,6	0,8	XVIII	0,214	1,3	3,9	8,9	0,72	0,17	0,63	0,25	281,43	0,67	Нефть
1552,5	1556,2	3,7	XVIII	0,214	1,2	3,3	9,3	0,61	0,14	0,70	0,30	277,64	0,69	Нефть
1712,5	1713,5	1,0	XX	0,215	7,8	7,3	8,9	0,81	0,20	0,06	0,06	248,07	0,82	Нефть
1714,0	1715,6	1,6	XX	0,214	7,8	7,2	9,2	0,79	0,19	0,16	0,08	253,29	0,83	Нефть
1716,3	1719,1	2,8	XX	0,216	20,9	6,3	9,4	0,61	0,14	0,25	0,10	262,15	0,83	Нефть
1783,0	1784,1	1,1	XXI	0,229	7,6	13,4	9,7	0,49	0,11	0,34	0,12	361,65	0,65	Нефть
1808,3	1809,8	1,5	XXII	0,224	6,5	5,1	10,7	0,39	0,09	0,70	0,30	248,01	0,58	Нефть
1813,2	1814,6	1,4	XXII	0,227	2,8	3,6	9,9	0,41	0,09	0,56	0,21	262,16	0,59	Нефть
1832,0	1835,7	3,7	XXII	0,216	2,2	5,9	10,2	0,64	0,15	0,62	0,25	249,03	0,76	Нефть
1866,2	1867,3	1,1	XXII	0,243	5,1	6,5	10,8	0,30	0,06	0,71	0,31	286,75	0,70	Нефть
1868,0	1869,5	1,5	XXII	0,242	3,9	4,8	10,4	0,36	0,08	0,64	0,26	244,40	0,70	Нефть
1872,2	1874,5	2,3	XXII	0,236	7,9	7,9	11,1	0,35	0,08	0,76	0,35	234,07	0,70	Нефть
1879,1	1880,7	1,6	XXIII	0,227	4,6	5,8	9,7	0,40	0,09	0,55	0,20	249,97	0,70	Нефть

Пласт коллектор признавался продуктивным (нефтегазоносным), если выдерживается неравенство  $K_{во} \leq K_{в} \leq K_{в}^*$ . Коллектор считаем водоносным, если найденные величины  $K_{в} \geq 0.75$ . Породы коллекторы относились к отложениям с двухфазной (нефть+вода, продукт+вода) насыщенностью, если  $K_{в}^* \leq K_{в} < 0.75$ .

Величины коэффициента песчаности рассчитывались как отношение суммы коллекторов к общей толщине горизонта (пласта).

Величины коэффициента изученности зависят от толщины пластов - коллекторов и степени однородности разреза. При наличии полного комплекса электрических методов, включающего БКЗ, ИК и БК, истинное удельное электрическое сопротивление пласта, а следовательно и коэффициент нефтегазонасыщенности определяется уверенно при толщине пласта не менее 1,6 м [6]. Величины коэффициента песчаности залежей самые разнообразные. Средняя песчаность основных залежей составляет около 25 %.

#### ЛИТЕРАТУРА

- [1] Ежова А.В. Геологическая интерпретация геофизических данных. – Издательство Томского политехнического университета, 2012.
- [2] Дахнов В.Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения горных пород. – М.: Недра, 1975. – 343 с.
- [3] Актуальные вопросы сложнопостроенных коллекторов / Под ред. И. Г. Шнурмана. – Краснодар: Просвещение-ЮГ, 2010.
- [4] Элланский М.М. Петрофизические основы комплексной интерпретации данных геофизических исследований скважин: Методическое пособие. – Тверь: Изд-во. ГЕРС, 2001. – 229 с.
- [5] Латышова М.Г., Дьяконова Т.Ф., Цирульников В.П. Достоверность геофизической и геологической информации при подсчете запасов нефти и газа. – М.: Недра, 1986. – 121 с.
- [6] 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.
- [7] Ларионов В.В., Шварцман М.Д. Естественная радиоактивность карбонатных отложений верхнего мела Восточного Предкавказья // Геофизические исследования скважин (МИНХ и ГП, Труды, вып. 56). – М.: Недра, 1966. – С. 67-82.
- [8] Кожевников Д.А. Интерпретация и петрофизическая информативность данных гамма каротажа // Геофизика. – 2000. – № 4. – С. 9-20.
- [9] Подсчет запасов нефти, газа и сопутствующих компонентов месторождения Мангистауской области Республики Казахстан по состоянию на 01.01.2001 г.

#### REFERENCES

- [1] Yezhov A.V. Geological interpretation of geophysical data. Publisher Tomsk Polytechnic University, 2012.
- [2] Dakhnov V.N. Geophysical methods for the determination of reservoir properties and oil and gas saturation of rocks. M.: Nedra, 1975. 343 s.
- [3] Actual issues of complex reservoirs. Edited by I.G. Shnurmana. Krasnodar: Prosveschenie-Yug, 2010.
- [4] Ellansky M.M. Petrophysical basis of complex interpretation of geophysical researches of wells. Tver: Toolkit. Publ. GERS, 2001. 229 s.
- [5] Latishova M.G., Dyakonova T.F., Barber V.P. The reliability of geophysical and geological data in the calculation of oil and gas reserves. M.: Nedra, 1986. 121 s.
- [6] Guidelines for the definition of calculation parameters of oil and gas well logging materials involving the results of core analysis, sampling and testing of productive formations. Edited by B. J. Vendelshteyn, V. F. Kozyar, G. G. Yatsenko. Kalinin, 1990.
- [7] Larionov V.V., Schwartzman M.D. Natural radioactivity carbonate sediments of the Upper Cretaceous of the Eastern Pre-Caucasus. Geophysical exploration wells (Minh and GP, labor, vyp. 56). M.: Nedra, 1966. S. 67-82.
- [8] Kozhevnikov D.A. The interpretation and petrophysical information content of gamma logging data. Geofizika. 2000. N 4. S. 9-20.
- [9] 'Calculation of reserves of oil, gas and the accompanying components of a field of Mangistausky area of the Republic of Kazakhstan as of 01.01.2001.

**ҰГЗ МӘЛІМЕТТЕРІН ИНТЕРПРЕТАЦИЯЛАУ ӘДІСІН НЕГІЗДЕУ ЖӘНЕ  
ТЕРРИГЕНДІ ТҮЗІЛІМДЕРДЕГІ ЕСЕПТЕУ ПАРАМЕТРЛЕРІН АНЫҚТАУ**

**Г. Т. Борисенко, Ж. Б. Досымбекова, А. Б. Жаманшалова, Н. Е. Закирова**

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

**Тірек сөздер:** петрофизика, тау жынысы, құм-сазды түзілімдер, коллектор, кеуектілік, саздылық, карбонат, керн, өтімділік, сұқанықтылық, мұнайқанықтылық, меншікті электрлік кедергі, гамма каротаж, нейтронды гамма каротаж, кеуектілік параметрі, мұнайқанықтылық параметрі.

**Аннотация.** Петрофизикада және каротажды интерпретациялауда үш координат бойынша (X,Y,Z) кросс-плоттар осы уақытқа дейін жақсы дамып келеді. Кросс-плоттың кең тараған қысқаша тізімі келтірілген. Зерттелініп отырған кенорынның ортаңғы және жоғарғы юра бөліміндегі коллектор-тау жыныстары құмды және алевролитті құм-сазды түзілімдерден тұрады. Тау жыныстардың минералдық құрамы полимикті-кварц пен дала шпаттары. Минералдық құрамы нақты зерттелмеген. Тау жыныстың цементтелуі – сазды және сазды-карбонатты. Сазды минералдар каолинит және гидрослюдадар болып келеді. Коллектор қабаттары (K<sub>кар</sub><14%) болып келетін құмтастарға қатысты ПС аномалиясының теориялық моделін қолдана отырып, кеуектілік пен  $\alpha_{пс}$  параметрі арасындағы байланыс алынды.

Екі айырманың параметрі ( $\Delta I_{гк}$ ) мен көлемдік саздылық арасындағы тәуелділік негізінде осы әдіс мәліметтері бойынша саздылықты анықтау үшін петрофизикалық модель тұрғызылды.

Гамма каротаж бойынша екі айырманың параметрі егер гамма әдісі бойынша қабат минималды көрсеткіш көрсетсе саздылық нөлге тең болатыны есептелген. Бұл таза карбонатты қабат немесе саздылығы жоқ құмтастар. Екінші тірек қабат – қимадағы саздылығы жоғары сазды қабат.

Кенорынның ұңғымасы бойынша саздылық, кеуектілік коэффициенті анықталды. Меншікті электр кедергісінің ( $\rho_n$ ) мәні, су қабатының меншікті электрлік кедергісі ( $\rho_{вп}$ ) бойынша, кеуектілік параметрі (P<sub>п</sub>) мен кеуектілік коэффициенті (K<sub>п</sub>) арасындағы, қанықтылық параметрі (P<sub>н</sub>) мен суға қанықтылық коэффициенті (K<sub>в</sub>) арасындағы тәуелділікті пайдалана отырып ұңғыманың бірнеше интервалдары бойынша коллектор таужыныстардың мұнайға және суға қанықтылық коэффициенттерінің мөлшері анықталады.

*Поступила 21.07.2015 г.*

**Publication Ethics and Publication Malpractice  
in the journals of the National Academy of Sciences of the Republic of Kazakhstan**

For information on Ethics in publishing and Ethical guidelines for journal publication see <http://www.elsevier.com/publishingethics> and <http://www.elsevier.com/journal-authors/ethics>.

Submission of an article to the National Academy of Sciences of the Republic of Kazakhstan implies that the described work has not been published previously (except in the form of an abstract or as part of a published lecture or academic thesis or as an electronic preprint, see <http://www.elsevier.com/postingpolicy>), that it is not under consideration for publication elsewhere, that its publication is approved by all authors and tacitly or explicitly by the responsible authorities where the work was carried out, and that, if accepted, it will not be published elsewhere in the same form, in English or in any other language, including electronically without the written consent of the copyright-holder. In particular, translations into English of papers already published in another language are not accepted.

No other forms of scientific misconduct are allowed, such as plagiarism, falsification, fraudulent data, incorrect interpretation of other works, incorrect citations, etc. The National Academy of Sciences of the Republic of Kazakhstan follows the Code of Conduct of the Committee on Publication Ethics (COPE), and follows the COPE Flowcharts for Resolving Cases of Suspected Misconduct ([http://publicationethics.org/files/u2/New\\_Code.pdf](http://publicationethics.org/files/u2/New_Code.pdf)). To verify originality, your article may be checked by the Cross Check originality detection service <http://www.elsevier.com/editors/plagdetect>.

The authors are obliged to participate in peer review process and be ready to provide corrections, clarifications, retractions and apologies when needed. All authors of a paper should have significantly contributed to the research.

The reviewers should provide objective judgments and should point out relevant published works which are not yet cited. Reviewed articles should be treated confidentially. The reviewers will be chosen in such a way that there is no conflict of interests with respect to the research, the authors and/or the research funders.

The editors have complete responsibility and authority to reject or accept a paper, and they will only accept a paper when reasonably certain. They will preserve anonymity of reviewers and promote publication of corrections, clarifications, retractions and apologies when needed. The acceptance of a paper automatically implies the copyright transfer to the National Academy of Sciences of the Republic of Kazakhstan.

The Editorial Board of the National Academy of Sciences of the Republic of Kazakhstan will monitor and safeguard publishing ethics.

Правила оформления статьи для публикации в журнале смотреть на сайте:

[www.nauka-nanrk.kz](http://www.nauka-nanrk.kz)

<http://geolog-technical.kz/index.php/kz/>

Верстка Д. Н. Калкабековой

Подписано в печать 03.08.2015.

Формат 70x881/8. Бумага офсетная. Печать – ризограф.

7,0 п.л. Тираж 300. Заказ 4.