

*Шишлова Людмила Михайловна, кандидат наук, доцент
доцент кафедры «Геофизические методы исследований»
Уфимский государственный нефтяной технический университет
Россия, г. Уфа*

*Габдулбаянова Эльвина Ильшатовна, студент 2 курс, факультет «Горно-
нефтяной», Уфимский государственный нефтяной технический университет
Россия, г. Уфа*

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГРАНИЧНЫХ ЗНАЧЕНИЙ ФИЛЬТРАЦИОННО- ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ

Аннотация: В данной статье рассмотрены различные корреляционные способы определения граничных значений пористости и проницаемости по результатам лабораторных исследований керна месторождения X.

Одним из проблемных вопросов, рассматриваемых при составлении подсчета запасов, является определение граничных значений фильтрационно-емкостных свойств пород, способных вмещать и отдавать флюид, таким образом разделяющих породы на коллектор и неколлектор, и, как следствие, обоснование подсчетных параметров посредством связи типа «кern – kern». Обоснование количественных критериев коллектора проводилось корреляционным и статистическим способами по результатам анализа керновых данных. Граничные значения K_p , K_{pr} определены корреляционным способом по результатам сопоставлений «кern-кern».

Ключевые слова: kern, петрофизические зависимости, коэффициент пористости, коэффициент проницаемости, параметр пористости, граничные значения.

Annotation: This article discusses various correlation methods for determining the boundary values of porosity and permeability based on the results of laboratory studies of the core of the X deposit.

One of the problematic issues considered when calculating reserves is the determination of the boundary values of the filtration-capacitance properties of rocks capable of containing and giving off fluid, thus dividing rocks into a collector and a non-collector, and, as a consequence, the justification of the calculation parameters by means of a "core-core" type connection. The substantiation of the quantitative criteria of the reservoir was carried out by correlation and statistical methods based on the results of core data analysis. The boundary values of K_p , K_{pr} are determined by the correlation method based on the results of core-core comparisons.

Keywords: core, petrophysical dependencies, porosity coefficient, permeability coefficient, porosity parameter, boundary values.

Пласты АС9/1, АС9/2 и АС10 являются однотипными в силу схожего генезиса слагающих их отложений. Проницаемые интервалы представлены, в основном, песчаниками мелкозернистыми и алевролитами крупнозернистыми, серыми и буровато-серыми за счет нефтенасыщения с глинистым и карбонатно-глинистым цементом. По составу породообразующих минералов породы относятся к группе кварцево-полевошпатовых граувакк. Породы-коллекторы относятся преимущественно к III и IV классу, реже встречаются коллектора II класса по А.А.Ханину. Пористость пород-коллекторов по данным керновых определений изменяется в пределах от 16 до 25.3 % и в среднем составляет 21 %. Проницаемость пород-коллекторов в среднем составляет $59.3 \cdot 10^{-3}$ мкм², изменяясь от 1.2 до $501.7 \cdot 10^{-3}$ мкм² (рис. 1) [1].

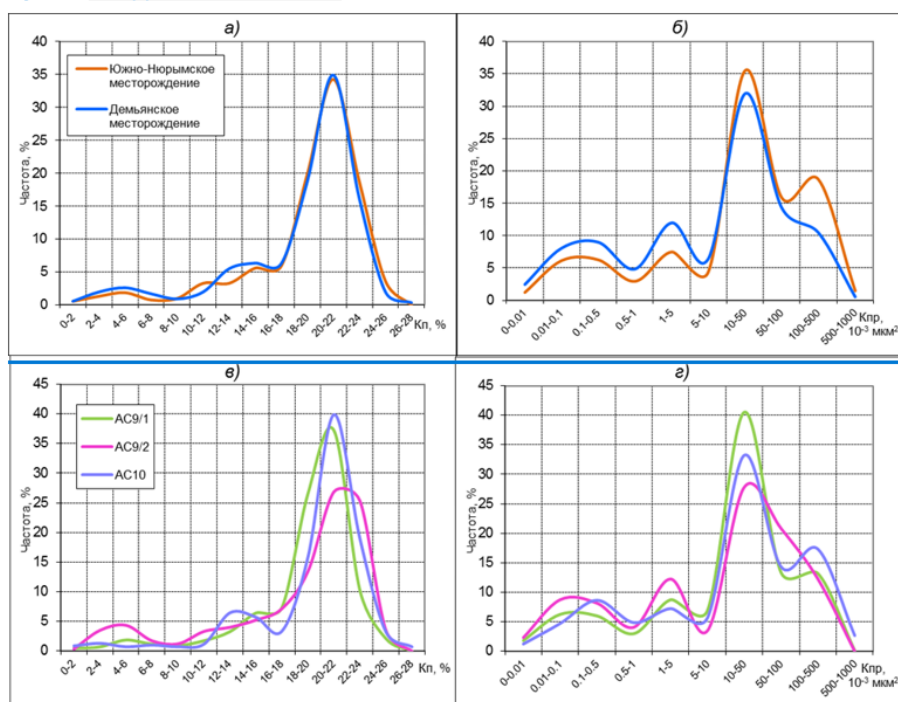


Рисунок 1 – Графики распределений коэффициентов пористости Кп и проницаемости Кпр по керну с разделением по пластам АС 9/1, АС 9/2, АС 10

Учитывая, что резервуары пластов группы АС 9-10 месторождения Х составляют единую седиментационную зону соседним месторождением У, едины по генезису, литолого-петрографическому составу пород, фильтрационно-емкостным параметрам и разделены только границами участков недр при построении петрофизических зависимостей, обосновании граничных значений коллекторских свойств и определений подсчетных параметров были использованы данные ФЕС по керну этих месторождений, что привело к повышению представительности зависимостей, увеличению точности определения подсчетных параметров [2].

Обоснование количественных критериев коллектора проводилось корреляционным и статистическим способами по результатам анализа керновых данных.

Для обоснования граничных значений коэффициентов пористости и проницаемости были проведены сопоставления данных параметров с динамической пористостью $K_{п}^{дин}$ рассчитанной по формуле:

$$K_{п}^{дин} = K_{п} \cdot (1 - K_{во} - K_{но}) \quad (1)$$

Для расчета коэффициента динамической пористости использованы экспериментальные определения величины остаточной нефтенасыщенности, полученные в результате лабораторного моделирования процессов вытеснения нефти водой [3].

Выполнение условия $K_{п}^{дин} > 0$ свидетельствует о наличии в породе подвижных флюидов, что является необходимым критерием отнесения породы к коллектору. Значения $K_{п}^{кр}$ и $K_{пр}^{кр}$, соответствующие $K_{п}^{дин} = 0$, характеризуют границы коллектора по пористости и проницаемости.

Граничные значения $K_{п}^{кр}$, $K_{пр}^{кр}$ определены корреляционным способом по результатам сопоставлений «кern-кern»: $K_{во} - K_{п}^{дин}$, $K_{п} - K_{п}^{дин}$, $K_{пр} - K_{п}^{дин}$, $K_{пэф} - K_{п}^{дин}$, $K_{п} - K_{пэф}$, $K_{пр} - K_{во}$, $K_{пр} - K_{п}$ (рис. 2, 3). По результатам сопоставлений нулевой динамической пористости на зависимостях $K_{во} = f(K_{п}^{дин})$, $K_{пэф} = f(K_{п}^{дин})$, $K_{п} = f(K_{п}^{дин})$ и $K_{пр} = f(K_{п}^{дин})$ соответствуют значения:

$$K_{во}^{кр} = 70\%, K_{пэф}^{кр} = 5.0\%, K_{п}^{кр} = 16.0\%, K_{пр}^{кр} = 1.1 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$$

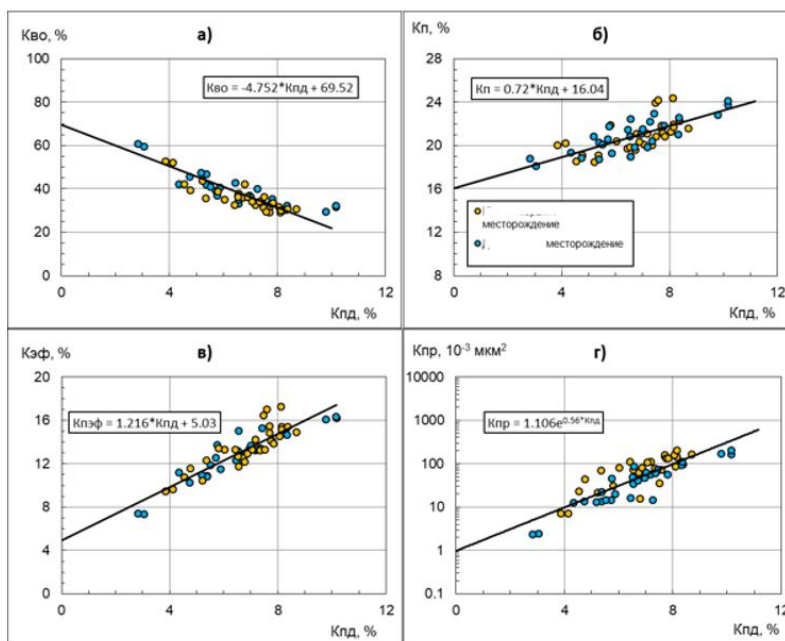


Рисунок 2 – Зависимости коэффициента остаточной водонасыщенности $K_{во}$ (а), коэффициента открытой пористости $K_{п}$ (б), коэффициента эффективной пористости $K_{пэф}$ (в), и коэффициента проницаемости $K_{пр}$ (г) от динамической пористости $K_{п.дин}$ по группе пластов АС9-10

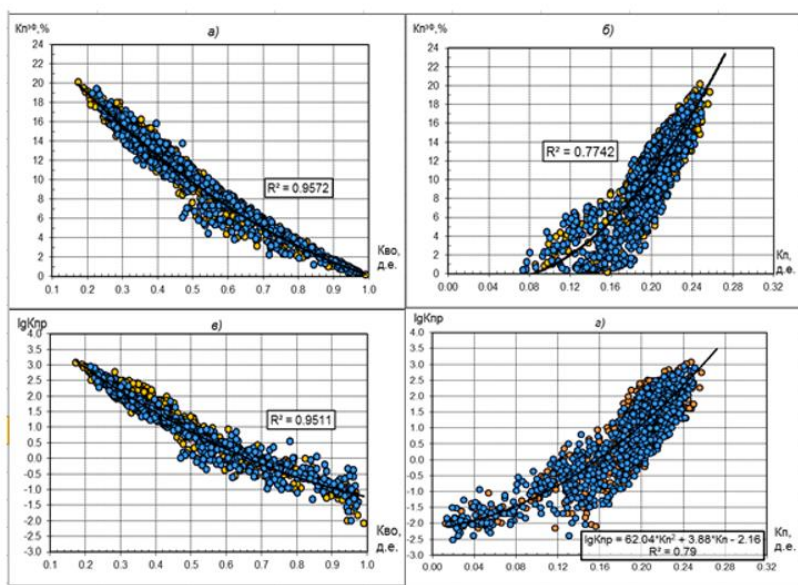


Рисунок 3 - Зависимости коэффициента эффективной пористости $K_{пэф}$ от остаточной водонасыщенности $K_{во}$ (а), и открытой пористости $K_{п}$ (б), коэффициента проницаемости $K_{пр}$ от остаточной водонасыщенности $K_{во}$ (в) и открытой пористости $K_{п}$ (г) по группе пластов АС9-10

Разделив данные измерений фильтрационно-емкостных свойств образцов керна на две выборки - с эффективной пористостью более 5.0 % и менее 5.0 %, построены кумулятивные кривые пористости и проницаемости. Результаты второго подхода обоснования граничных значений приведены на рисунке 4. Из распределений следует, что наиболее вероятное значение граничной пористости составляет 16.0 %, а проницаемости – $1.1 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, тем самым подтвердив результат, полученный при сопоставлении данных параметров с динамической пористостью (рис.2) [4].

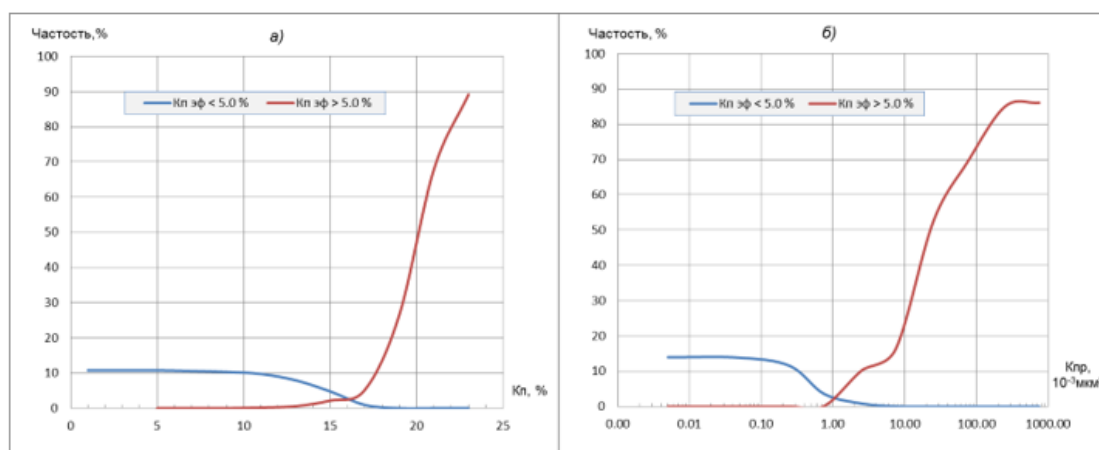


Рисунок 4 – Интегральные кривые распределения пористости (а) и проницаемости (б) коллекторов и неколлекторов по данным керна для группы пластов АС9-10

За величину количественного критерия, определяющего границу «коллектор – неколлектор» в продуктивных пластах принято критическое значение величины двойного разностного параметра ГК (ΔI_{γ}) и относительного параметра ПС ($\alpha_{сп}$) [5]. По установленным корреляционным связям «керна-ГИС» $K_{п}=23.54-12.19*\Delta I_{\gamma}$ и $K_{п}=11.30*\alpha_{сп}+11.93$ граничному значению пористости $K_{пкр}=16\%$, определенному вышеописанными способами, соответствуют значение относительной амплитуды ΔI_{γ} равное 0.62 (рис. 5) и значение относительного параметра $\alpha_{сп}^{кр}$ равное 0.36 (рис. 6) [6].

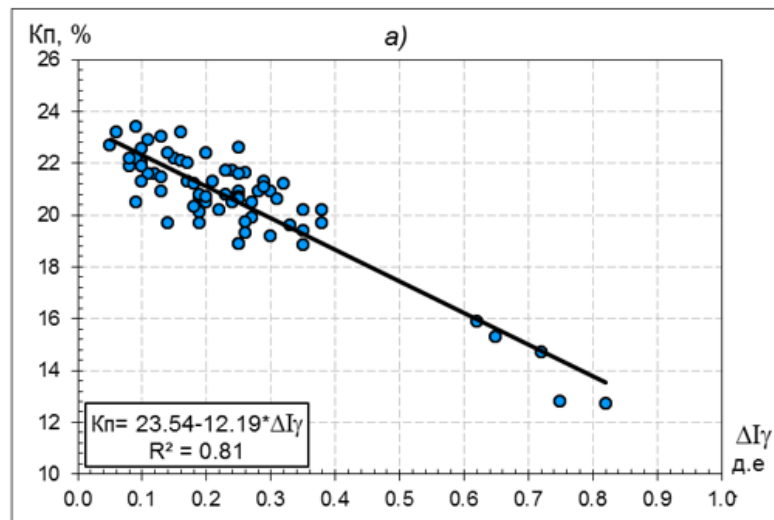


Рисунок 5 – Зависимость коэффициента пористости $K_{п}$ по керну от двойного разностного параметра ΔI_{γ} по группе пластов АС9-10

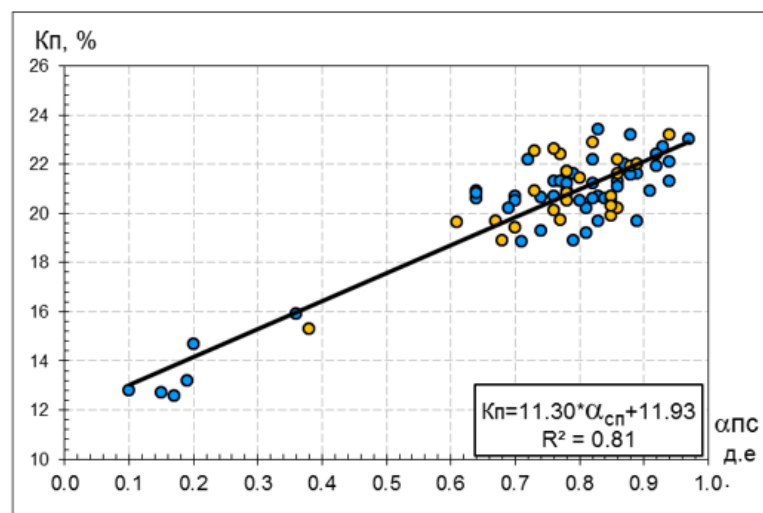


Рисунок 6 – Зависимость коэффициента пористости K_p по керну от относительного параметра $\alpha_{сп}$ по группе пластов АС9-10

Полученные петрофизическое описание и представленные зависимости могут быть использованы при интерпретации данных геофизических исследований по рассматриваемому объекту.

Библиографический список:

1. Гудок Н.С., Богданович Н.Н., Мартынов В.Г. Определение физических свойств нефтеводородосодержащих пород: Учеб. пособие для вузов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2007. – 592 с.
2. Добрынин В.М. Петрофизика (Физика горных пород): Учеб. для вузов. 2-е изд. перераб. и доп. под редакцией доктора физикоматематических наук Д.А. Кожевникова / В.М. Добрынин, Б.Ю. Вендельштейн, Д.А. Кожевников. – М.: ФГУП Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2004. – 368с.
3. Корбанова В.Н. Петрофизика. Учебник для вузов. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1986. – 392 с.
4. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом. Под редакцией В.И. Петерсильс, В.И. Пороскуна, Г.Г. Яценко. – Москва – Тверь: ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003.
5. Практикум по исследованиям на керновом материале: учебно-методическое пособие по выполнению лабораторных работ для специализации 130202 "Геофизические методы исследования скважин" / УГНТУ, каф. Геофизики; сост. Л. М. Шишлова. - Уфа: УГНТУ, 2013.
6. Тиаб Дж., Доналдсон Эрл Ч. Петрофизика: теория и практика изучения коллекторских свойств горных пород и движения пластовых флюидов / Перевод с английского, – М.: ООО «Премиум Инжиниринг», 2009. – 868 с.