

Clarification of The Characteristics of Productive Horizons in The Cretaceous and Jurassic Complexes of The Karazhambas Deposit in Order to Assess The Filtration and Reservoir Properties and The Nature of Saturation

A.G. Arturov¹, G.K. Umirova¹

¹ Satbayev University

Summary

The article presents the results of experimental studies of the methods of the geophysical survey of wells, performed on the territory of the Karazhambas field. Based on the materials of petrophysical and geophysical studies, petrophysical and reservoir-filtration features, texture-structural characteristics were clarified, and a unified method for interpreting the geophysical survey of wells was developed, which allows us to identify promising reservoirs.

Уточнение характеристик продуктивных горизонтов в меловом и юрском комплексах месторождения Каражамбас с целью оценки фильтрационно-емкостных свойств и характера насыщения

Г.А. Артуров* (Satbayev University), Г.К. Умирова (Satbayev University)

Во времена расцвета нефтегазовой отрасли открывались крупные месторождения-гиганты. На сегодняшний день большая часть таких месторождений находится на стадии разработки с падающей добычей и высоким уровнем обводнения. Удерживать уровень добычи нефти или даже увеличить её можно с помощью введения в разработку новых перспективных участков. Однако зачастую возникает ряд трудностей, среди которых можно выделить недостаточную изученность залежей.

Среди пяти наиболее крупных разрабатываемых нефтяных месторождений Западного Казахстана выделяется месторождение Каражанбас, расположенное на полуострове Бузачи к северу от порта Актау.

Изучение геологического строения полуострова Бузачи начинается с середины 40-х годов прошлого столетия и продолжается до сегодняшнего дня. На современном этапе геолого-геофизических исследований на полуострове Бузачи (2000 г.) в практику сейсморазведочных работ широко внедряется сейсморазведка 3Д. Новые материалы подтвердили высокую тектоническую нарушенность Каражанбасской структуры, как доюрского, так и юрско-мелового комплекса отложений, при этом положение тектонических нарушений в плане зачастую не совпадает с представлениями предыдущих исследований. Это, в свою очередь, привело к новому перераспределению блоков. Было подтверждено лишь наиболее контрастное нарушение F11-F12, разделяющее Каражанбасскую и Северо-Бузачинскую структуры, а целый ряд новых тектонических нарушений различной ориентировки: от субширотной (F4) до субмеридиональной (F2, F3, F5, F6, F7), разделили структуру на 7 блоков – I, II, III, IV, V, VI, VII.

Рассмотрение короткой истории изученности месторождения дает возможность сделать вывод о том, что не смотря на продолжительную эксплуатацию, специалисты считают, что месторождение Каражанбас содержит значительные запасы нефти, поскольку высокой разбуренностью характеризуется только центральная часть месторождения Каражанбас, а изученность периклинальных областей остается достаточно низкой. Пополнение запасов также возможно за счет пропущенных интервалов, которые в силу различных причин не были вовлечены в разработку. Чтобы оценить возможность прироста запасов УВ за счет изучения мелких нефтегазоносных интервалов и участков продуктивных пластов необходимо детальное изучение геологического строения отдельных зон продуктивного пласта и закономерностей их распространения по площади. Анализ исторических данных показал, что в подсчете запасов предыдущих лет интерпретация материалов ГИС на месторождении Каражамбас осуществлялась «ручным» способом. Пористость по данным ГИС не оценивалась, выделение коллекторов и оценка эффективных толщин проводились по качественным признакам. Поэтому проведение исследований по изучению ФЭС является актуальной задачей.

С другой стороны, оценка подсчетных параметров углеводородов даст возможность формирования уточненной современной геологической модели месторождения, а это в свою очередь приведет к проектированию рациональной системы разработки.

«Аяган Б. (2005) По результатам бурения и опробования 26 структурно-поисковых, 41 поисковых и 15 разведочных скважин были разведаны залежи нефти в среднеюрских и

нижнемеловых отложениях. Залежи располагаются на глубине 228-466 м и обладают высотой 3,9-75,4 м. Основная залежь связана с пластом барремского яруса. В качестве коллекторов выступают песчаники и алевролиты пористостью 27-29 % и проницаемостью 0,0136-0,351 мкм². Пластовое давление составляет 3-5,75 МПа, температура – 25-37°C. В составе месторождения выявлено семь нефтяных залежей и одна нефтегазовая (Казахстан. Национальная энциклопедия.)» [1]. Залежи, в основном, пластовые сводовые, тектонически и литологически экранированные.

Таким образом, целью данных исследований является уточнение характера и границ распространения продуктивных пластов в меловом и юрском комплексах, оценка их фильтрационно-емкостных свойств и характера насыщения для подготовки подсчетных параметров резервуаров и флюидов на основе использования наиболее современных и эффективных методик их определения.

Для достижения поставленной цели в рамках исследований были решены следующие задачи:

1. Сбор и обобщение материалов по петрофизическим, геофизическим и гидродинамическим исследованиям скважин;
2. Создание петрофизической модели продуктивных горизонтов на основе лабораторных исследований керна;
3. Формирование современной методики интерпретации ГИС-данных.

Месторождение Каражанбас в географическом отношении находится в пределах северо-восточной прибрежной части Каспийского моря на северо-западе полуострова Бузачи.

Пробуренными скважинами на месторождении Каражанбас вскрыты отложения раннетриасового, среднеюрского и раннемелового возраста.

На структурной карте по III отражающему горизонту – юрско-меловое несогласие, стратиграфически приуроченное к подошве меловых отложений, структура представляет собой брахиантиклинальную складку субширотного простирания, поделенной серией тектонических нарушений на блоки. В пределах изогипсы – 440 м структура имеет размеры 24,6х4,6 км и амплитуду 110 м. В центральной части месторождения одноименной изогипсой – 370 м оконтуриваются 2 поднятия, причем одно из них тяготеет к западной части, а второе охватывает обширную площадь восточной периклинали месторождения. Амплитуды поднятий достигают 30 м.

Отмечается не совпадение структурных планов юрских и меловых отложений. В сводовой части поднятия наблюдается выклинивание юрских отложений под поверхность юрско-мелового несогласия.

Таким образом, в строении месторождения Каражанбас наблюдаются такие особенности, как высокая тектоническая нарушенность, литолого-фациальная изменчивость пластов (в особенности юрских), наличие стратиграфических несогласий и невыдержанность сейсмических отражающих горизонтов, секущих разновозрастные отложения.

Для разработки эффективной методики интерпретации данных ГИС необходимо изучение петрофизических связей с учетом новых данных отбора керна. Для решения данной задачи отбор керна был выполнен из 60 скважин, в том числе из 8 скважин (2000 и 2005 г. г.) при использовании съемных керноприемных труб, что определило более высокий вынос и лучшее качество керна из этих скважин. Недостатком этого этапа было то, что в условиях месторождения Каражанбас на полноту выноса керна влияние оказал размыв слабо уплотненных пород, что привело к потере информации о пластах, обладающих наиболее

высокими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС). По этой причине, полученные сведения о физических свойствах пород являются заниженными.

Наилучшим образом отобраны, сохранены и исследованы породы продуктивных отложений. Высокий вынос керна за счет выноса слабосцементированных песчаных пород, позволил получить наиболее полные представления о продуктивном разрезе. Для продуктивных горизонтов имеется 5 интервалов отбора, в которых вынос керна составил более 85%. Основной объем изученного керна связан с этими интервалами, на исследование для обоснования верхней границы диапазона изменения ФЕС, были отобраны образцы пород с наиболее высокими коллекторскими свойствами.

Согласно полученным данным использование новой аппаратуры привело к увеличению верхних границ изменения емкостно-фильтрационных свойств. На рисунке 1 представлено сопоставление пористости и проницаемости $K_{пр}$ - K_p , показывающее идентичность ФЕС неокомских и юрских продуктивных отложений.

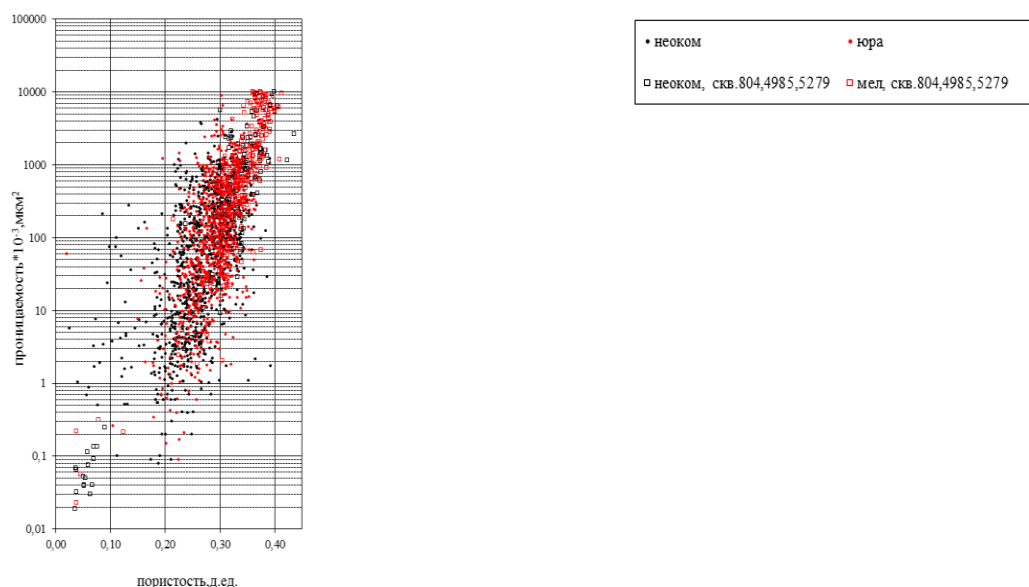


Рисунок 1. Соотношение проницаемость-пористость для продуктивных отложений

Это подтверждает, что продуктивные отложения юры и мела являются единым петрофизическим объектом. Наилучшими емкостно-фильтрационными свойствами обладают слабосцементированные однородные песчаники и песчаники с редкими прослойками глины. Для пород с преимущественно глинистым цементом зависимость имеет вид

$$K_{пр} = 0,0005 * e * 40.999 K_p (R_2 = 0.67)$$

(1)

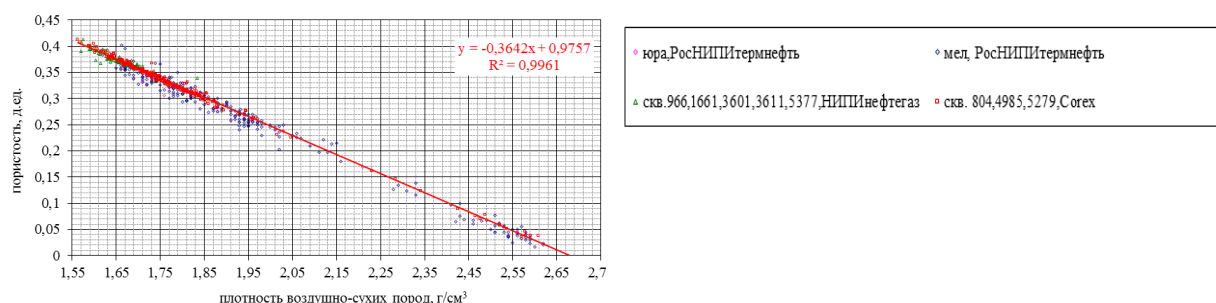
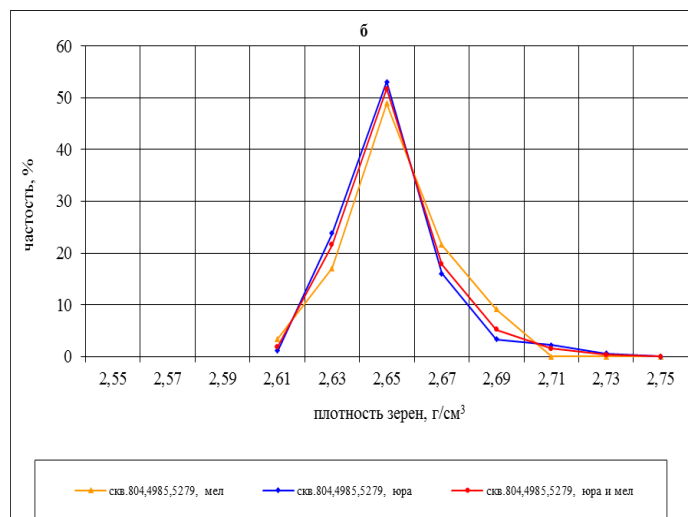


Рисунок 2. – Соотношение плотность пород - пористость

Так как все точки, отражающие связь параметров ρ_p - K_p , находятся в соответствии с рассматриваемыми параметрами, определенными по керну, полученному из скважин с использованием новой аппаратуры, то зависимость $K_p=f(\rho_p)$ принята по результатам изучения керна из этих скважин:

$$K_p = 0.3642 * \rho_{\text{пород}} + 0,9757 (R_2 = 0.9961) \quad (2).$$

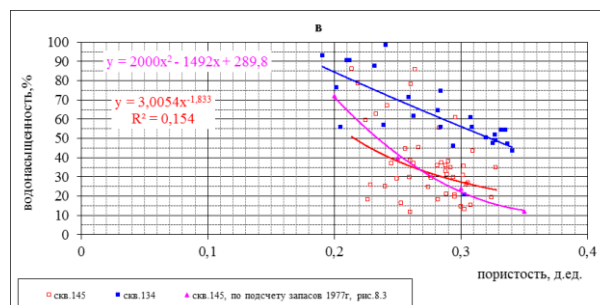
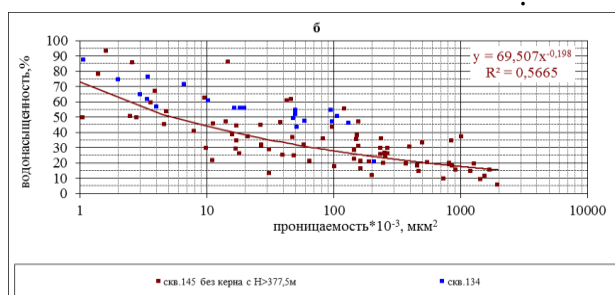
Исходя из представленного соотношения K_p - ρ_p , максимальная плотность зерен ($K_p=0,04-0,12$) в среднем составляет 2,66 г/см³. Для песчаных пород с глинистым цементом средняя плотность зерен составляет 2,65 г/см³ (Рисунок 3).

**Рисунок 3.** – Распределение плотности зерен, определенной по керну

Водо- (S_v) и нефтенасыщенность (S_n) пород определялась прямым методом по законсервированному керну из скважин, пробуренных на известково-битумном растворе, косвенными методами, методом Дина-Старка по керну из скважин, пробуренных на глинистом буровом растворе.

Для исследованных образцов пород из нефтенасыщенной зоны (322-326; 350,5-366, 374-377,5 м) из интервалов отбора керна, совмещающихся с выделенными по ГИС интервалами коллекторов, соотношение проницаемость-остаточная водонасыщенность описана.

$$S_{vo} = 69,507 * K_{пр} - 0,1982 (R_2 = 0.57)$$



(4)

Рисунок 4. Зависимость водонасыщенности, определенной прямым методом по керну, от проницаемости (а,б) и пористости (в)

Здесь же представлены данные по водонасыщенности пород меловых отложений (скважина 134).

Определение остаточной водонасыщенности косвенными методами по керну S_{во} выполнено методом полупроницаемой мембраны (Р_к=0-1,03 МПа) при Рэфф(Overburden) =4,3-4,9 МПа в системе нефть-вода. По результатам данных определений исследователи считают, за счет лучшей представительности керна были получены более достоверные данные. В настоящей работе приняты зависимости остаточной водонасыщенности от проницаемости и пористости пород, описываемые выражениями (Рисунок 5)

$$S_{\text{во}} = 91,223 * K_{\text{пр}} - 0,1829 (R_2 = 0.93) \quad (5)$$

$$S_{\text{во}} = 0,8423 * K_{\text{п}} - 3,1156 (R_2 = 0.79) \quad (6)$$

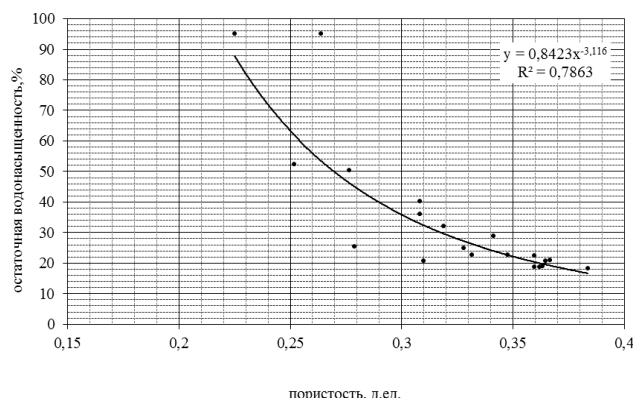
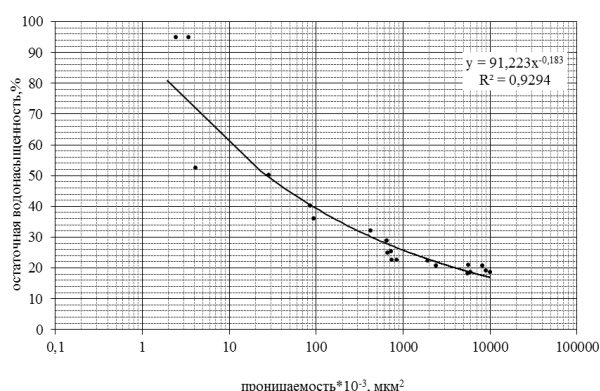


Рисунок 5. – Зависимость остаточной водонасыщенности, оцененной методом капилляриметрии, от проницаемости (а) и пористости (б)

Тип коллектора и граничные значения емкостно-фильтрационных свойств пород-коллекторов. В продуктивных отложениях неокома и юры установлены терригенные коллекторы порового типа.

По сопоставлению относительной проницаемости для нефти ($K_{\text{отн}} = K_{\text{пр}}(S_{\text{во}})/K_{\text{пр}}$) и S_{во} определено граничное значение остаточной водонасыщенности (S_{вогр}) – значение остаточной водонасыщенности, при котором K_{отн}=0. По соотношению K_{отн}=f(S_{во}), полученному при условии S_{во}=0, K_{отн}=0,9, S_{вогр} определено равным 0,56.

По установленным выше соотношениям, пористость-остаточная водонасыщенность остаточной водонасыщенности 56% соответствует проницаемость 0,02 мкм² и пористость 0,26.

Выполненные исследования также позволяют определить K_{пр}(S_{во}) в зависимости от проницаемости пород для газа (при K_{пр}=0,082-10 мкм²). Зависимость K_{пр}(S_{во})=f(K_{пр}) имеет вид (Рисунок 6)

$$K_{\text{пр}}(S_{\text{во}}) = 0,2115 * K_{\text{пр}}^{1,0946} (R_2 = 0.9765) \quad (6)$$

по которому K_{пргран}=0,02 мкм² соответствует K_{пр}(S_{во})=0,006 мкм².

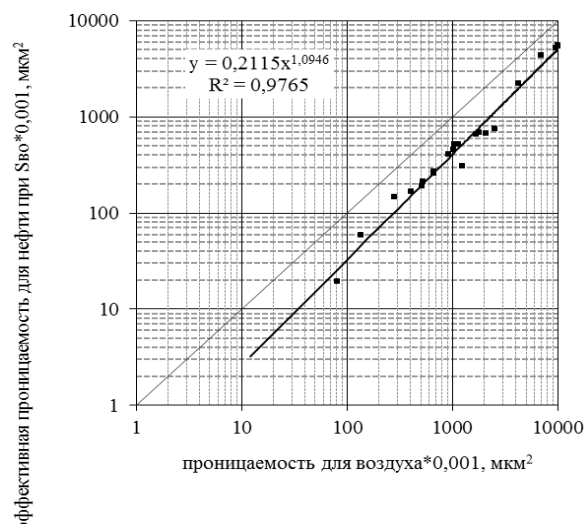


Рисунок 6. – Сопоставление проницаемости пород для газа и проницаемости для нефти

Геофизические исследования на этапе разведки в структурно-поисковых, поисковых и разведочных скважинах состояли из общих исследований по всему стволу в масштабе глубин 1:500 и детальных исследований в интервале продуктивной толщи в масштабе 1:200. Отметим, что с 2000 г. в связи с внедрением современной комплексной модульной аппаратуры, значительно повысилась информативность комплекса и качество самих замеров методов ГИС.

Методика выделения коллекторов и оценки их свойств. Анализ керна в условиях месторождения Каражамбас показал, что продуктивный разрез представлен песчано-алевритовыми разностями с различным содержанием глинистого материала, типом цемента и глинами. Кроме того, в отложениях юры эпизодически встречаются угли, известняки, известковые песчаники и алевролиты, а также известковые глины.

Коллекторами являются “однородные” разности – слабосцементированные песчаники (пески) и алевролиты (алевриты) с незначительным содержанием глинистого материала. Часто песчано-алевритовые “однородные” разности разделены слоями толщиной от мм до см глинистых (глинисто-карбонатных) пород, образуя слоистые (анизотропные) комплексы. По вещественному составу обломочной части песчаники относятся к полимиктовым. Песчаники почти рыхлые, легко рассыпаются при малейшем воздействии, легко размываются буровым раствором при бурении скважин.

Вначале по комплексу диаграмм ГК, НГК (КНК), ИК (БК), ГГКп по характерным признакам выделяли глины и песчано-алевролитовые разности.

Глины характеризуются в среднем низкими значениями электрического сопротивления на диаграммах ИК (в пределах 1,3-1,9 Ом·м), нейтронной пористости от 0,48 до 0,57 д.ед, плотности около 2,2 г/см³ и высокими значениями естественной радиоактивности от 90 до 110 GAPI. Анализ данных спектрометрического гамма-каротажа показал, что естественная радиоактивность продуктивных отложений определяется, в основном, концентрацией калия и тория. Влияние урановой составляющей на показания ГК практически отсутствует, лишь в некоторых интервалах отмечается повышенная концентрация урана, увеличивающая показания ГК. По большей части это глинистые интервалы.

Потенциальные коллекторы – песчаники и алевролиты – выделялись на фоне вмещающих глин по снижению значений естественной радиоактивности (ГК), снижению плотности на диаграммах ГГКп, кажущейся пористости на диаграммах CNL (или средним показаниям НГК),

увеличению сопротивления на зондах ИК (БК) для нефтенасыщенных коллекторов и снижению против водонасыщенных.

Методы ПС и кавернометрия к выделению коллекторов практически не привлекались:

- кривая ПС носит хаотичный характер - против песчано-алевролитовых разностей может отмечаться как положительная так и отрицательная амплитуда или ее отсутствие относительно “линии глин”;
- кривая кавернометрии также может отклоняться от номинального диаметра как в сторону увеличения (разрушение рыхлых коллекторов в процессе бурения), так и уменьшения (глинистая корка).

Плотные разности песчаников и алевролитов выделялись по увеличению значений плотности (более 2,2 г/см³) на диаграммах плотностного каротажа, снижению кажущейся пористости на диаграммах компенсированного нейтронного каротажа и времени пробега упругих волн по диаграммам АК, повышенным значениям сопротивления на диаграммах ИК (БК).

К углистым прослоям отнесены пласты, характеризующиеся низкими значениями на диаграммах ГК, аномально низкими значениями на диаграммах плотностного и высокими нейтронного каротажа, сопротивлением, соизмеримым с сопротивлением нефтенасыщенных или плотных прослоев.

Для пластов с неоднозначными качественными признаками или при отсутствии информативных методов, наряду с качественными признаками, использовался количественный критерий, установленный по результатам керновых исследований, по которым граничное значение пористости составило 26%.

При определении эффективных толщин из общей толщины вычитались плотные, глинистые и углистые прослои. Выделялись пласты с минимальной эффективной мощностью – 0.4 м.

Нефтенасыщенные коллекторы выделялись по увеличению сопротивления на кривых электрометрии БК, ИК по сравнению с вмещающими породами. Пласты, представленные переслаиванием (с повышенной глинистостью), имеющие качественные признаки коллекторов, относились к последним в случае $K_{гл} < 50\%$.

Принадлежность к продуктивным коллекторам уточнялось по критическому значению водонасыщенности $K_v = 0,56$ д.ед ($K_{нг} > 0,44$), обоснованному по анализу керна.

К водонасыщенным отнесены пласты-коллекторы с сопротивлениями < 2.5 Ом·м, к продуктивным – выше 3.0 Ом·м.

Насыщенность коллекторов, характеризующихся сопротивлениями от 2.5 до 3.0 Ом, определялась по гипсометрическому положению относительно водонефтяных контактов, установленных с учетом данных опробования и результатов интерпретации ГИС, где однозначно определяется ВНК.

Выполняемый комплекс ГИС позволяет, в целом, расчленять разрез на коллекторы и вмещающие породы, выделять эффективные толщины, определять коллекторские свойства и насыщенность. При выделении коллекторов на месторождении наиболее информативными являются электрометрия (БК, ИК), ГГКп, ГК (Рисунок 7).

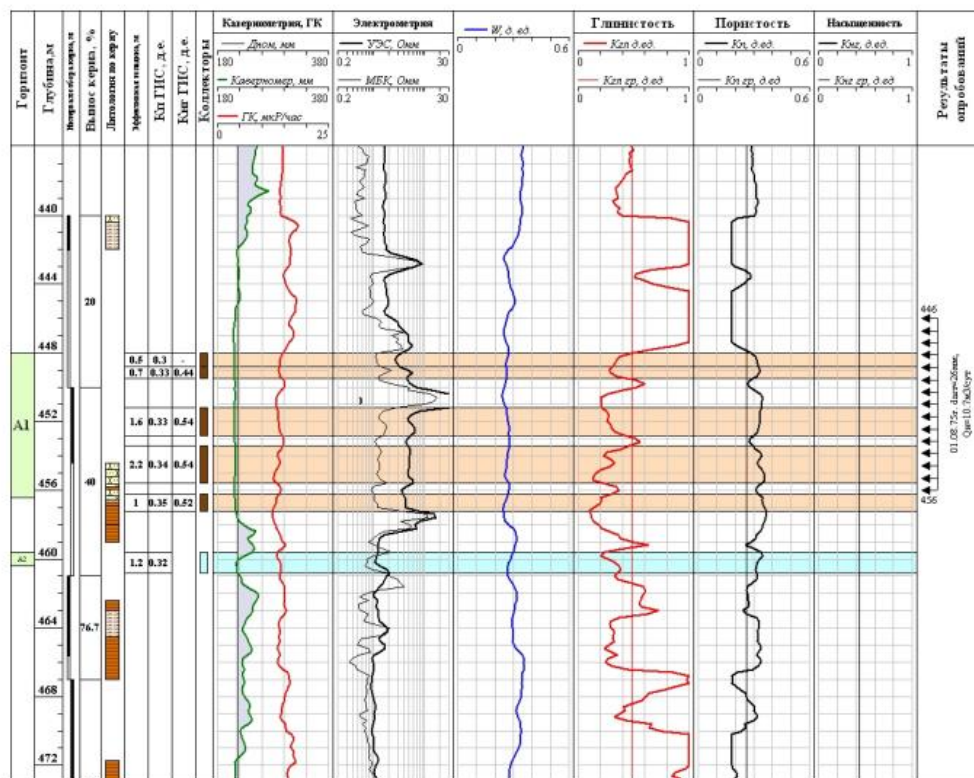


Рисунок 7. – Фрагмент планшета ГИС месторождения Каражамбас с выделением нефтенасыщенных и вононасыщенных коллекторов и оценкой их эффективных толщин

Определение глинистости. Для определения глинистости пород были использованы материалы плотностного и нейтронного каротажа с применением следующего уравнения:

$$K_{гг} = (W - K_{пгг}) / (W_{гг} - K_{пгг-ггг}) \quad (7)$$

где $K_{гг}$ – глинистость; W – общая пористость (водородосодержание) по нейтронному каротажу с использованием известковой матричной породы; $K_{пгг}$ – общая пористость по плотностному каротажу с использованием значения плотности зерен = 2.65 г/см³; $W_{гг}$ – водородосодержание глин, равное 0.5; $K_{пгг-ггг}$ – значение пористости по плотностному каротажу в глине 0.18.

Глинистость по данным ГК рассчитывалась с использованием уравнения Штайбера (8):

$$K_{гг} = 0,5 * \Delta GK / (1,5 - \Delta GK) \quad (8)$$

где ΔGK – двойной разностный параметр ГК, который рассчитывался по формуле (9)

$$\Delta GK = (GK - GK_{мин}) / (GK_{макс} - GK_{мин}) \quad (9)$$

где GK – значения естественной радиоактивности ГК, $GK_{мин}$ – значение ГК в чистом пласте; $GK_{макс}$ – значение ГК в глине. Значения ГК в чистом пласте и ГК в глине выбирались непосредственно по интервалам объектов разработки – I, II и III. Для выбора наиболее приемлемых значений ГК в чистых пластах привлекались значения сопротивления для нефтегазонасыщенных пластов.

Определение пористости. Для определения пористости пород был использован плотностной каротаж с применением уравнения (10):

$$K_{\text{пггк}} = (\sigma_{\text{ск}} - \sigma_{\text{п}}) / (\sigma_{\text{ск}} - \sigma_{\text{ж}}), \quad (10)$$

где $K_{\text{пггк}}$ - общая пористость по плотностному каротажу; $\sigma_{\text{п}}$ - плотность породы по ГГКп; $\sigma_{\text{ск}}$ - плотность зерен 2.65 г/см³; $\sigma_{\text{ж}}$ - плотность флюида 1.0 г/см³.

Анализ материалов ГИС показал неплохую сопоставимость эффективной пористости ($K_{\text{пэ}}$) с глинистостью (Рисунок 8).

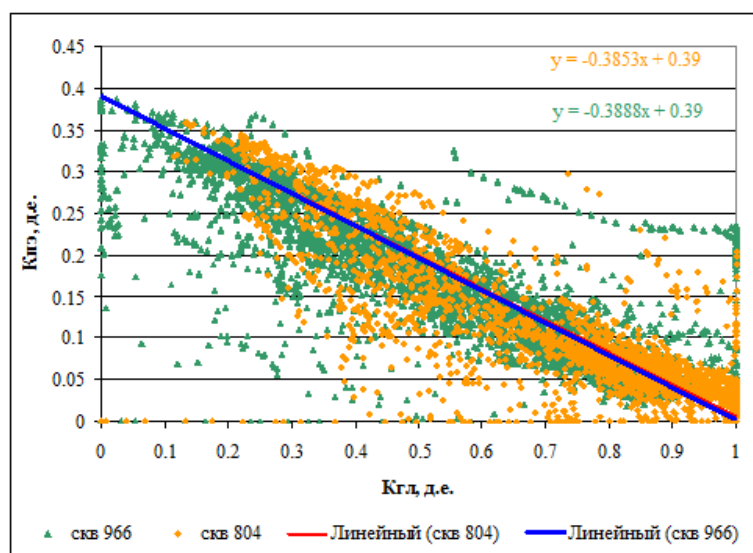


Рисунок 8. – Сопоставление $K_{\text{пэ}}$ с $K_{\text{г.д.е.}}$ рассчитанных по данным ГИС

Эффективная пористость рассчитывалась по формуле (11):

$$K_{\text{пэ}} = K_{\text{п}} - K_{\text{гл}} * K_{\text{пг.д.е.}}, \quad (11)$$

где $K_{\text{п}}$ – пористость, рассчитанная по ГГК; $K_{\text{пг.д.е.}}$ – пористость глины, принята равной 0.18. Эта связь аппроксимируется линейной зависимостью: $K_{\text{пэ}} = 0.39 * (1 - K_{\text{г.д.е.}})$, т.е. эффективная пористость равна 0 при 100% глинистости и эффективная пористость равна 39% при нулевой глинистости.

Общая пористость $K_{\text{п}}$ была определена обратным расчетом по эффективной пористости с использованием значения пористости глины на уровне 18%:

$$K_{\text{п}} = K_{\text{пэ}} + K_{\text{гл}} * 0,18 \quad (12)$$

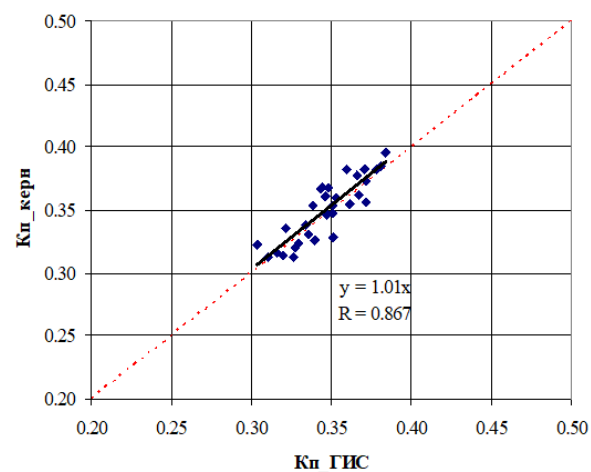


Рисунок 9. – Сопоставление $K_{\text{п_ГИС}}$ с $K_{\text{п_керна}}$ в попластовом варианте

Как видно из рисунков наблюдается достаточно хорошая коррелируемость сопоставляемых величин пористости, коэффициент корреляции несколько выше при поплавовом сопоставлении по сравнению с поточечным, соответственно, 0.867 и 0.768.

Также для оценки достоверности определений пористости по глинистости по данным ГИС были построены гистограммы значений K_p , рассчитанных по данным ГГКп и Кгл и определенных по анализам образцов керна (Рисунок 10).

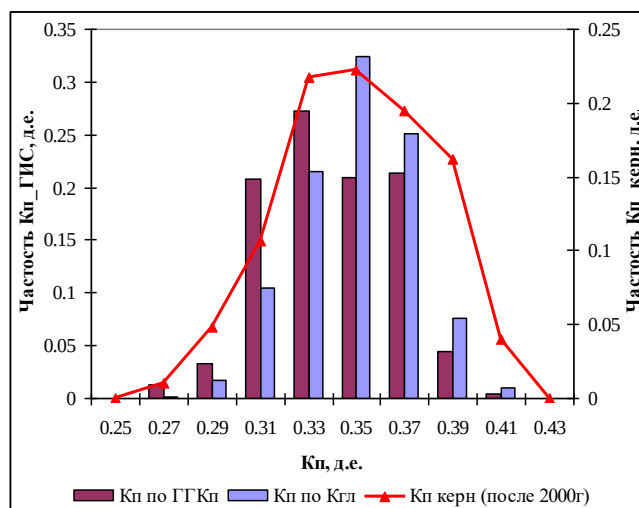


Рисунок 10. – Сопоставление распределений K_p _ГИС (K_p по ГГКп и Кгл) и K_p _кern

Определение коэффициента водонасыщенности. Коэффициент водонасыщенности (K_v) определялся по уравнению Арчи с использованием петрофизических зависимостей (13, 14):

$$P_n = K_n^{-2} \text{ и } P_n = K_v^{-2}. \quad (13)$$

Таким образом

$$\sqrt{K_v} = R_v / R_n * K_n^2, \quad (14)$$

где R_v – сопротивление пластовой воды, равно 0.125 Ом·м, рассчитано по соответствующей палетке [3] с использованием данных о минерализации (в среднем для мела и юры – 45 г/л и температуре (около 30 град С).

Для продуктивных коллекторов мела и юры водонасыщенность, рассчитанная по уравнению Арчи, колеблется от 7% до 56%. Значения водонасыщенности, определенные прямым методом по керну, пробуренной на известково-битумном растворе, колеблются в диапазоне от 5,7% до 61,7% по образцам с проницаемостью выше 20 мД. В качестве подсчетных параметров при оценке запасов рекомендуется использование значения водонасыщенности, полученные при интерпретации ГИС так, как керновые данные малочисленны и неоднозначны.

ВЫВОДЫ

Таким образом:

1. В данных исследованиях был выполнен сбор и обобщение петрофизических, геофизических, гидродинамических и промысловых данных на основе скважин с различным выносом керна. Качественно новый этап изучения продуктивных коллекторов связан со скважинами, в которых была использована новая аппаратура для выноса керна.

2. По результатам выполненных лабораторных исследований получены данные по литолого-физическим и фильтрационно-емкостным свойствам пород, составляющих продуктивные горизонты месторождения Каражамбас. Особая роль при решении данной задачи отводилась выбору аппаратуры. Исходя из этого принципа, все скважинные измерения выполнены с использованием современной высокоточной аппаратуры.
3. Выполняемый комплекс ГИС позволяет, в целом, расчленять разрез на коллекторы и вмещающие породы, выделять эффективные толщины, определять коллекторские свойства и насыщенность. При выделении коллекторов на месторождении наиболее информативными являются электрометрия (БК, ИК), ГТКп, ГК
4. Обнаружена хорошая коррелируемость сопоставляемых величин пористости в поточечном и попластовом вариантах, коэффициент корреляции несколько выше при попластовом сопоставлении по сравнению с поточечным, соответственно, 0.867 и 0.768.
5. Проведенный анализ позволяет рекомендовать использование коэффициентов пористости, рассчитанных по данным ГИС в качестве подсчетных параметров при пересчете запасов.
6. По материалам петрофизических и геофизических исследований уточнены петрофизические и емкостно-фильтрационные особенности, текстурно-структурные характеристики, разработана единая методика для интерпретации ГИС.

Список литературы

Аяган Б. [2005.] Каражанбасское месторождение нефти и газа // Казахстан. *Национальная энциклопедия*. – Алматы: Казах энциклопедиясы, -Том. III. - ISBN 9965-9746-4-0.

References

Ayagan B. [2005.] Karazhanbasskoye oil and gas field // Kazakhstan. *The National Encyclopedia*. - Almaty: Kazakh encyclopedia