



УДК: 550.812:553.98(575.173)

Наргиза АХМЕДОВА,

Доцент, ТашГТУ им. Ислама Каримова

E-mail: ana_21101977@mail.ru, ORCID: 0000-0002-2069-587X

Равшан ЗАКИРОВ,

Профессор, ТашГТУ им. Ислама Каримова

Кудратилло НАЗАРОВ,

Доцент, ТашГТУ им. Ислама Каримова,

Бекзод АЛЛАЯРОВ,

Доцент, ТашГТУ им. Ислама Каримова,

Профессор ТГТУ, Халисमतов И. на основе отзывов

DETERMINATION OF THE OIL AND GAS SATURATION COEFFICIENT AND SATURATION CHARACTER OF THE CRETACEOUS TERRIGENOUS DEPOSITS OF THE GAZLI UPLIFT

Annotation

The methodology and results for determining the type of saturation (gas, oil, water) and the oil and gas saturation coefficient (Kg) of terrigenous collectors of the Gazli uplift of the Cretaceous age were considered.

Keywords: resistivity; specific electrical resistance, gradient probe, potential probe, gas-oil contact, gas-water contact, horizon, coefficient of residual water saturation.

GAZLI KO‘TARILMASI BO‘R TERRIGEN CHO‘KINDILARINING NEFTGAZGA TO‘YINISH KOEFFITSIYENTI VA TO‘YINISH XARAKTERINI ANIQLASH

Annotatsiya

Gazli ko‘tarilmasining bo‘r davri terrigen kollektorlarining to‘yinish turi (gaz, neft, suv) va neft-gazga to‘yinganlik koeffitsiyentini (Kng) aniqlash metodikasi va natijalari ko‘rib chiqilgan.

Kalit so‘zlar: solishtirma elektr qarshiliklar, gradiyent zond, potentsial zond, gaz-neft kontakti, gaz-suv kontakti, gorizont, qoldiq suvga to‘yinganlik koeffitsiyenti.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА НЕФТЕГАЗОНАСЫЩЕННОСТИ И ХАРАКТЕРА НАСЫЩЕНИЯ МЕЛОВЫХ ТЕРРИГЕННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ГАЗЛИНСКОГО ПОДНЯТИЯ

Аннотация

Рассмотрены методика и результаты определения типа насыщения (газ, нефть, вода) и коэффициента нефтегазонасыщенности (Кнг) терригенных коллекторов мелового возраста Газлинского поднятия.

Ключевые слова: удельная электрическая сопротивленя, градиент зонд, потенциал зонд, газо-нефтяная контакт, газо-водная контакт, горизонт, коэффициент остаточной водонасыщенности.

Введение. Выделение нефтегазонасыщенных интервалов и оценка Кнг в терригенных отложениях Газлинского поднятия имеют ключевое значение для подсчёта запасов и проектирования разработки. В скважинах старого фонда основным источником служил каротаж сопротивлений, однако его ограниченная разрешающая способность и экранные эффекты в тонких пропластках искажали УЭС, что потребовало уточнения граничных значений по данным керна.

Объект исследования - меловые терригенные коллекторы участков Газли, Муллахол и Ташкудук. Используются данные каротажа (градиентный и потенциальный зонды), нейтронного каротажа, результаты испытаний и керн старых и новых скважин. Пропластки мощностью менее 2,4 м из интерпретации исключались.

Методика. Для определения характера насыщения использовались данные каротажа сопротивлений и результаты испытаний. В скважинах старого фонда применялся нормированный градиент-зонд; пропластки мощностью менее 2,4 м исключались из интерпретации. Для каждого горизонта установлены граничные значения УЭС, а при наличии качественного НК учитывались повышенные показания и положение контактов (ГНК, ГВК).

XIII горизонт (А, Б, В, Г, Д, Е, Ж). В интервале пластов А и Б XIII горизонта для разделения коллекторов на газонасыщенные и водонасыщенные принято граничное значение $R_n = 4,5 \text{ Ом}\cdot\text{м}$. Граничное сопротивление для разделения коллекторов на продуктивные и водонасыщенные в интервале пластов В – Г – Д – Е XIII горизонта совпадает с вышележащими пластами А и Б и составляет $R_n=4,5 \text{ Ом}\cdot\text{м}$. Для пласта Ж XIII горизонта граничное значение, согласно результатам испытаний, выше и составляет $R_n = 8 \text{ Ом}\cdot\text{м}$.

XII горизонт. Согласно результатам испытаний XII горизонта для разделения коллекторов на газонасыщенные и водонасыщенные принято граничное значение $R_n = 5,5 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ (смотрите Рис. 1).

XI горизонт. Согласно результатам испытаний XI горизонта для разделения коллекторов на газонасыщенные и водонасыщенные, принято граничное значение $R_n = 5 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ (смотрите Рис. 1). При интерпретации коллекторов с УЭС в диапазоне 4–5 Ом·м учитывалось положение анализируемого пропластка относительно коллекторов с однозначно определенным типом флюида, а также принятым уровнем газо-водная контакт (ГВК).

X горизонт. Определение типа флюида коллекторов X горизонта, а также связанные с этим неопределённости, идентичны тому, что получены для IX горизонта (смотрите Рис. – нижнюю линию графиков). Таким образом, характер

насыщения коллекторов изучаемых горизонтов определялся по комплексному подходу, включающему в себя: результаты испытаний пластов, граничное сопротивление УЭС, показания кривой НК, принятый уровень контакта.

IX горизонт. Анализ результатов (рис.2, верхняя линия графиков) показал, что водонасыщенные интервалы характеризуются УЭС до 10 Ом·м (примерно 3–10 Ом·м).

Определение коэффициентов нефтегазонасыщенности. До получения новых керновых данных (декабрь 2020 г.) коэффициент нефтегазонасыщенности по скважинам старого фонда определялся по уравнениям Дахнова–Арчи, построенным на основе ранее выполненных исследований. Зависимости $P_n = f(K_n)$ и $P_n = f(K_v)$ формировались по разрозненным источникам.

Для пластов IX–X уравнения $P_n = f(K_v)$ были получены оцифровкой материалов отчёта по контролю разработки 1989 г. По пластам XII–XIII-A использовались данные отчёта 1989 г. и керновые таблицы подсчёта запасов 1962 г., при этом зависимости оказались близкими.

Уравнение $P_n = f(K_n)$ получено по данным ПЗ 1962 г. Оно соответствует по значению степенного коэффициента слабо-среднецементированным песчаникам, что не противоречит представлениям о литологическом и структурном составе пород-коллекторов. В сводной таблице 1 приведены все собранные уравнения [1,2].

№	Пласт	$P_n=f(K_v)$	$P_n=f(K_n)$
1	IX	$P_n > 9.5: P_n = 1.4439 / K_v^{1.359}$ $P_n < 9.5: P_n = 1 / K_v^{1.624}$ (получены оцифровкой рисунка из отчёта 1989 г.)	$P_n = 1.0286 / K_n^{1.605}$ (получены по данным отчёта 1962 г.)
2	X	$P_n > 15: P_n = 1.4858 / K_v^{1.527}$ $P_n < 15: P_n = 1 / K_v^{1.789}$ (получены оцифровкой рисунка из отчёта 1989 г.)	

Таблица 1. Уравнение Дахнова-Арчи для расчёта коэффициентов нефтегазонасыщенности

С расширением керновой базы по новым скважинам уравнения Дахнова–Арчи были уточнены, проанализированы и сопоставлены с прежними результатами. Для месторождений (смотрите Рис. 3–4) Газли, Муллахол и Ташкудук представлены зависимости $P_n = f(K_n)$ и $P_n = f(K_{во})$ по всем изученным горизонтам [3].

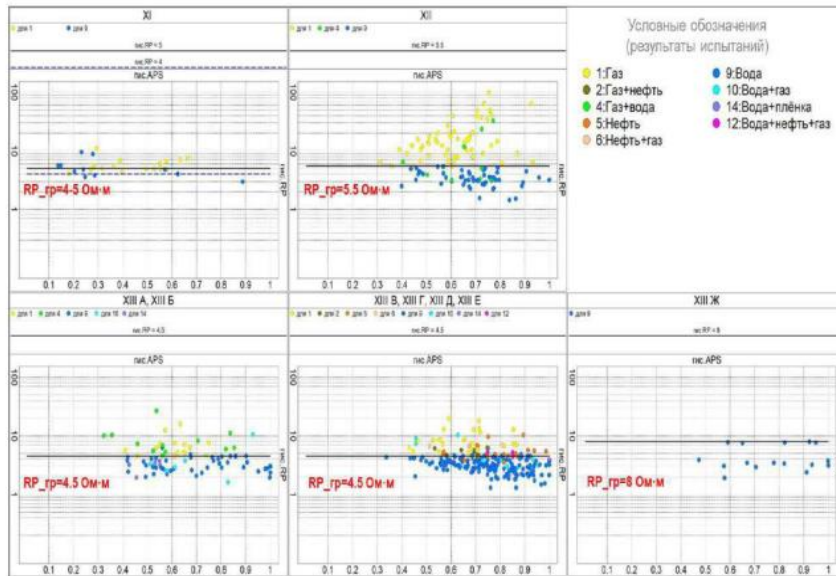


Рис. 1. Графики зависимости $R_n=f(\alpha PI)$. Шифр точек – результаты испытаний по данным ПЗ 1959 и 1962 гг. (XI–XIII) по месторождениям Газли, Муллахол, Ташкудук. Составил: К.Б. Назаров, 2023 г.

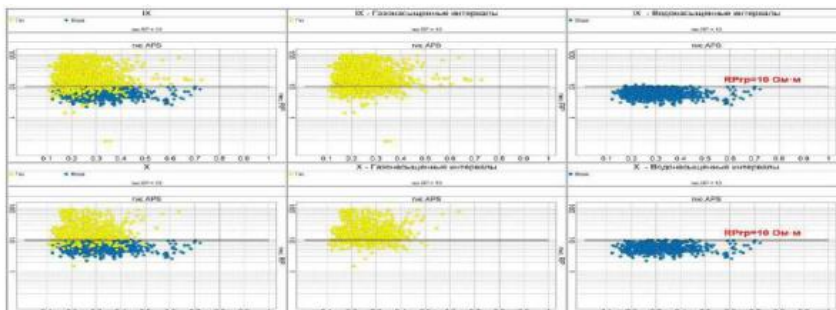


Рис. 2. Графики зависимости $R_n=f(\alpha PI)$. Шифр точек – тип флюида по РИГИС (пласты IX–X) по месторождениям Газли, Муллахол, Ташкудук. Составил: К.Б. Назаров, 2023 г.

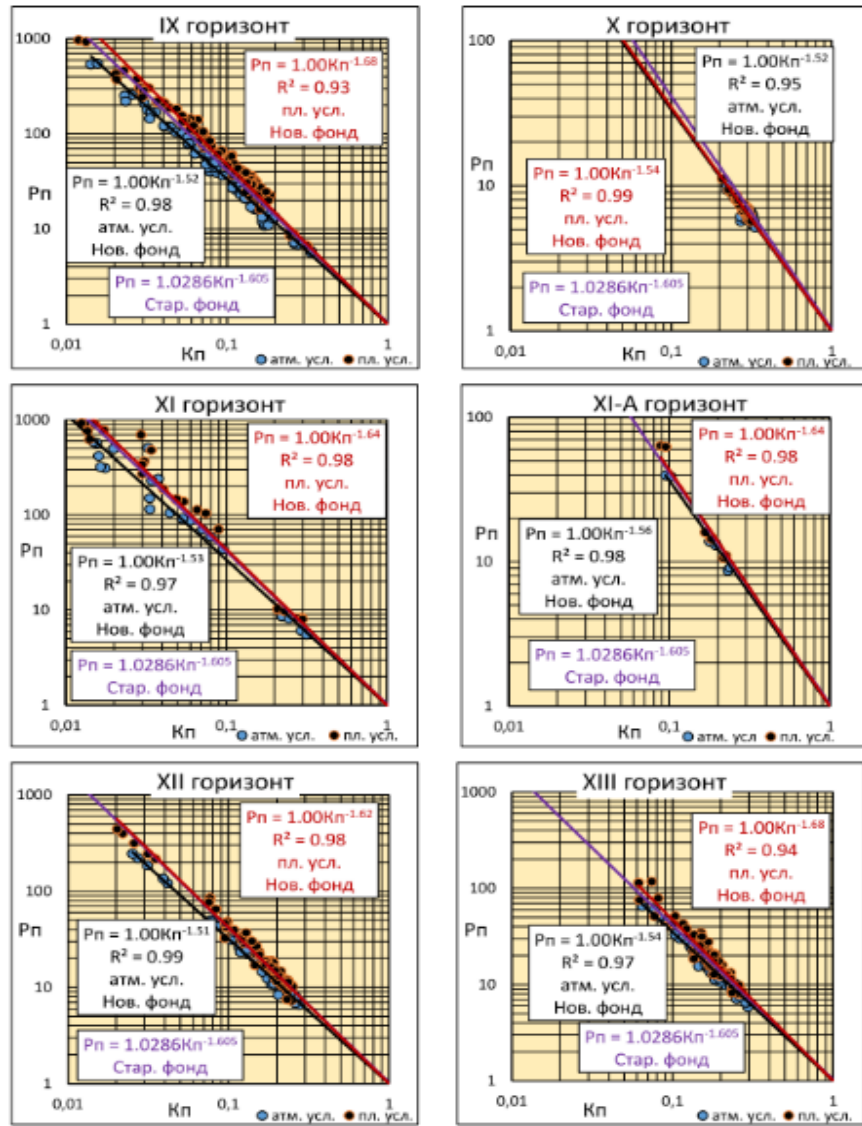


Рис. 3. Зависимость параметра пористости (Pn) от коэффициента открытой (Kp) пористости для песчано-алевритовых пород IX–X–XI–XI-A– XII и XIII горизонтов при атмосферных и термобарических условиях. (Газли, Муллахол, Ташкудук), составил Назаров К.Б., 2023 г

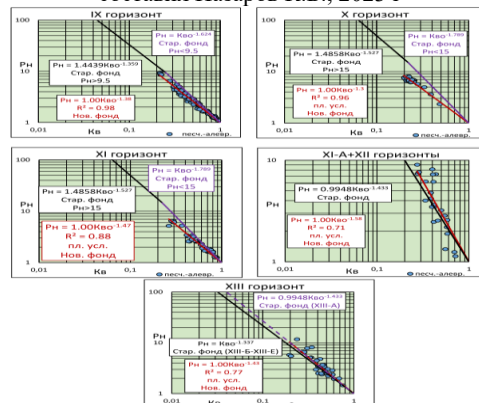


Рис. 4. Зависимость параметра насыщенности (Pn) от коэффициента водонасыщенности (Kw) для песчано-алевритовых пород IX–X–XI–XI-A– XII и XIII горизонта (Газли, Муллахол, Ташкудук), составил Назаров К.Б., 2023 г.

В таблице 2 представлены по данным керна новых скважин уравнения Дахнова–Арчи для расчета коэффициентов нефтегазонасыщенности.

Уравнение Дахнова-Арчи для расчета коэффициентов нефтегазонасыщенности по данным керна
Таблица 2

Пласт	$P_n=f(K_b)$	$P_n=f(K_n)$
IX	$P_n = 1,00 * K_b^{-1,38}$ $R^2 = 0,98$	$P_n = 1,00 * K_n^{-1,52}$ ($R^2 = 0,98$ атм) $P_n = 1,00 * K_n^{-1,68}$ ($R^2 = 0,93$ пл)
X	$P_n = 1,00 * K_b^{-1,3}$ $R^2 = 0,96$	$P_n = 1,00 * K_n^{-1,52}$ ($R^2 = 0,95$ атм) $P_n = 1,00 * K_n^{-1,54}$ ($R^2 = 0,99$ пл)
XI	$P_n = 1,00 * K_b^{-1,47}$ $R^2 = 0,94$	$P_n = 1,00 * K_n^{-1,53}$ ($R^2 = 0,98$ атм) $P_n = 1,00 * K_n^{-1,64}$ ($R^2 = 0,97$ пл)
XI-A + XII	$P_n = 1,00 * K_b^{-1,58}$ $R^2 = 0,71$	$P_n = 1,00 * K_n^{-1,51}$ ($R^2 = 0,99$ атм) $P_n = 1,00 * K_n^{-1,62}$ ($R^2 = 0,98$ пл)
XIII	$P_n = 1,00 * K_b^{-1,43}$ $R^2 = 0,77$	$P_n = 1,00 * K_n^{-1,54}$ ($R^2 = 0,97$ атм) $P_n = 1,00 * K_n^{-1,68}$ ($R^2 = 0,94$ пл)

Анализ связей и вариантов расчётов по ним показал, что разница значений $K_{нг}$ ($\Delta K_{нг}$) по уравнениям подсчёта запасов 1959, 1962 гг. (только в атмосферных условиях) и на основе полученных на керне новых скважин (в атмосферных и пластовых условиях) при отборе на входе вариантов пар значений R_p - K_n характеризуются следующие величинами (Газли, Муллахол, Ташкудук):

$\Delta K_{нг}$ атм. усл.:

в IX горизонте – от 1,5 до 10 % при $R_n > 15$ Ом·м;

в X горизонте – от 0,8 до 4,5 % при $R_n > 18$ Ом·м;

в XI горизонте – от 1,4 до 7,5 % при $R_n > 19$ Ом·м;

в XII горизонте – от 1,5 до 16 % при $R_n > 16 - 20$ Ом·м;

в XIII горизонте – от 1,6 до 15 % при $R_n > 16 - 18$ Ом·м

$\Delta K_{нг}$ пласт. усл.:

в IX горизонте – от 2,5 до 15 % при $R_n > 19$ Ом·м;

в X горизонте – от 0,1 до 2,6 % при $R_n > 19$ Ом·м;

в XI горизонте – от 1,5 до 9,4 % при $R_n > 23$ Ом·м;

в XII горизонте – от 1,5 до 3,5 % при $R_n > 20$ Ом·м;

в XIII горизонте – от 0,9 до 10 % при $R_n > 20$ Ом·м.

Вышеуказанные крайние величины R_n в некоторой мере можно подразумевать как уточняющий критерий, выше значения которого пласт можно однозначно считать продуктивным, а значения $K_{нг}$ соответствующими граничным для коллектора пористостям.

Полученные результаты были сопоставлены с данными K_f по керну старого фонда скважин и отображены на планшетах, из которых видно, что сходимость между ними хорошая.

Выводы

1. Осуществлен детальный анализ количественной интерпретации ГИС, уточнены граничные значения округлены до целых и приняты к использованию для газонасыщенных коллекторов (Газли, Муллахол, Ташкудук):

пластов IX–XI $K_{п гр}=10-20\%$,

пластов XII–XIII-A $K_{п гр}=8-19\%$,

пластов XIII-B–XIII-E $K_{п гр}=7-16\%$.

для нефтенасыщенных коллекторов:

пластов XIII-A $K_{п гр}=9-19\%$,

пластов XII-B–XIII-D $K_{п гр}=16\%$,

пластов XIII-E $K_{п гр}=17\%$.

2. С учетом данных новых скважин поставлены уравнения Дахнова–Арчи, проанализированы и сопоставлены с предыдущими результатами, вследствие чего обновлены зависимости параметра пористости от коэффициента открытой пористости $P_n=f(K_n)$ по всем изучаемым продуктивным горизонтам.

3. Выявлено, что расчёты $K_{нг}$ по уравнениям Дахнова–Арчи зависят от наличия и качества кривых электрического сопротивления. Ранее были указаны объективные сложности, ограничения и неоднозначности в определении R_p пласта по зарегистрированным кривым градиент зондов. Наряду с этим осуществлен альтернативный расчет коэффициента нефтегазонасыщенности через найденные на новом керне зависимости $K_{во}=f(K_n)$ в предположении предельно насыщенных залежей. Данные керна новых скважин позволили выявить их весьма тесные взаимосвязи при расчете $K_{во}$ в отличие от предыдущих определений.

4. Установлен коэффициент текущей нефтегазонасыщенности меловых терригенных коллекторов Газлинского поднятия на основе динамических характеристик значений пористости с межгранулярным типом емкостного пространства и граничных параметров свойств песчаников;

5. Установлен диапазоны доверительных интервалов зон вычисленных фильтрационно-емкостных параметров и рисков влияния неопределенности межскважинного пространства терригенных коллекторов, погрешности которых составляют для пористости $\pm 3\%$ и нефтегазонасыщенности $\pm 5\%$

ЛИТЕРАТУРА

1. Дикенштейн Г.Х., и др., Геологическое строение и газонефтеносность Газлинского месторождения в Узбекской/Отчет по разведке и подсчету запасов газа по IX, X, XI, XI-A и XII продуктивным горизонтам по состоянию на 1 октября 1959 г./ВНИГНИ, Газли – Ташкент, 1959. – 320 с.
2. Стрельченко В.В. Геофизические исследования скважин. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2008. – 551 с.
3. Котяхов Ф.И. Физика нефтяных и газовых коллекторов. – М.: Недра, 1977. – 287 с.