

РЕЗУЛЬТАТЫ ИЗУЧЕНИЯ ТРЕЩИНОВАТОСТИ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ МЕТОДАМИ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН

Мавланов Зафар Алланазарович¹ – самостоятельный соискатель (PhD),
ORCID: 0000-0001-5921-6031, E-mail: mavlanov.zafar@inbox.ru;

Эрматов Навruz Xушмурадович¹ – доктор технических наук, профессор,
ORCID: 0009-0009-1872-7877, E-mail: navruzermatov626@gmail.com;

Бозоров Улугбек Суюн угли² – преподаватель
ORCID: 0009-0002-1622-6664, E-mail: ulugbek.bozorov.1991@gmail.com

¹Каршинский государственный технический университет, г. Карши, Узбекистан

² ИП ООО “Sanoat Energetika Guruhi”, г. Ташкент, Узбекистан

Аннотация. В статье представлены результаты оценки трещиноватости и коллекторских свойств пород на основе материалов промыслового-геофизических исследований скважин (ГИС). На базе стандартных методов каротажа (АК, НГК, ГГК, БК, БКЗ, ИК) выполнено определение коэффициентов пористости, глинистости, нефтегазонасыщенности и эффективных мощностей продуктивных горизонтов. Рассмотрены возможности современных методов FMI, CAT и Sonic Scanner для детальной оценки трещиноватости, их преимущества и ограничения. Проведенный анализ показал, что комплексная интерпретация ГИС позволяет достоверно оценивать пустотность и трещиноватость карбонатных коллекторов и повышает точность геолого-промышленных расчетов.

Ключевые слова: промыслово-геофизические исследования, трещиноватость, породы-коллекторы, гамма-каротаж, акустический каротаж, нейтрон-гамма каротаж, гамма-гамма плотностной каротаж, пористость, глинистость, нефтегазонасыщенность, FMI, CAT, Sonic Scanner.

УО‘К: 550.835:622.276

QUDUQLARDA GEOFIZIK TADQIQOTLAR USULLARI ASOSIDA KOLLEKTOR JINSLARINING YORIQLILIGINI O'RGANISH NATIJALARI

Mavlanov Zafar Allanazarovich¹ – mustaqil izlanuvchi (PhD);

Ermakov Navruz Xushmuradovich¹ – texnika fanlari doktori, professor;

Bozorov Ulug‘bek Suyun o‘g‘li² – o‘qituvchi

¹Qarshi davlat texnika universiteti, Qarshi sh., O‘zbekiston

²“Sanoat Energetika Guruhi” MChJ XK, Toshkent sh., O‘zbekiston

Annotatsiya. Maqolada quduqlarda olib borilgan geofizik tadqiqotlar materiallari asosida kollektor jinslarining yoriqliligi va ularning filtrlash sig‘imi ko‘rsatkichlarini baholash natijalari tahlil qilingan. Standart (akustik, neytron-gamma, gamma-gamma, elektr va induksion karotaj kabi) quduqlarda geofizik tadqiqotlar (QGT) ma’lumotlaridan foydalangan holda kollektorlarning g‘ovaklilik, g‘ovaklik turi, g‘ovak-kanallarning rivojlanganlik darajasi, gilli komponent miqdori va gaz/neft bilan to‘yinganlik koeffitsiyentlari aniqlangan. Shuningdek, CAT, FMI va Sonic Scanner texnologiyalarining yoriqlilikni aniqlashdagi imkoniyatlari baholangan va ularning ustun hamda chekllovchi jihatlari ko‘rsatib o‘tilgan. Tadqiqot natijalari karbonat kollektorlarning yoriqli tuzilishini aniqlashda QGT ma’lumotlaridan kompleks foydalanish samaradorligini isbotlaydi.

Kalit so‘zlar: quduq geofizik tadqiqotlari, yoriqlilik, kollektor jinslar, gamma-karotaj, akustik karotaj, neytron-gamma karotaj, gamma-gamma zinchlik karotaji, porozlik, gillilik, gaz va neft bilan to‘yinganlik, FMI, CAT, Sonic Scanner.

UDC: 550.835:622.276

RESULTS OF STUDYING THE FRACTURING OF RESERVOIR ROCKS USING WELL LOGGING METHODS

Mavlanov, Zafar Allanazarovich¹ – Independent Researcher (PhD)
Ermatov, Navruz Khushmuradovich¹ – Doctor of Technical Sciences, Professor
Bozorov, Ulug‘bek Suyun ugli² – Lecturer

¹Karshi State Technical University, Karshi, Republic of Uzbekistan

² FE LLC “Sanoat Energetika Guruhi”, Tashkent city, Uzbekistan

Abstract. The paper presents the results of studying the fracturing and reservoir properties of rocks based on well logging data. Standard well logging methods (WLM – acoustic, neutron-gamma, gamma-gamma density, electrical and induction logging) were used to determine porosity, clay content, oil and gas saturation coefficients, as well as effective reservoir thicknesses. The capabilities of modern FMI, CAT and Sonic Scanner technologies in identifying and characterizing fracture systems are analyzed, and their advantages and limitations are highlighted. The obtained results demonstrate the effectiveness of integrated well log interpretation for reliable evaluation of fracture development and void space in carbonate reservoirs.

Keywords: well logging, fractured reservoirs, porosity, clay content, gamma logging, acoustic logging, neutron-gamma logging, gamma-gamma density logging, oil and gas saturation, FMI, CAT, Sonic Scanner.

Введение

Разработка месторождений углеводородов в условиях сложного литологического строения и повышенной трещиноватости коллекторов требует достоверной оценки их фильтрационно-емкостных свойств на основе материалов промыслового-геофизических исследований скважин. В условиях Бухаро-Хивинского региона (БХР) карбонатные отложения широко распространены и характеризуются значительной неоднородностью, наличием развитых систем трещин и каверн, что существенно влияет на процессы фильтрации флюидов, определение запасов и эффективность разработки пластов. Поэтому комплексный анализ данных стандартных методов каротажа и современных технологий сканирования ствола скважин приобретает особую актуальность.

В настоящее время геофизические методы позволяют определять основные подсчётные параметры – коэффициенты пористости, глинистости, нефтегазонасыщенности и эффективные толщины продуктивных горизонтов. Вместе с тем, традиционные подходы интерпретации в большинстве случаев ориентированы прежде всего на оценку пустотности, тогда как характеристики, связанные с трещиноватостью пород-коллекторов, изучены недостаточно полно. Это требует применения дополнительных методов, позволяющих выявлять зоны повышенной трещиноватости, оценивать пространственную ориентировку и характер раскрытия трещин, а также интеграции полученных результатов в единую геологогеофизическую модель. В данной работе рассмотрены особенности применения промыслового-геофизических исследований для оценки трещиноватости коллекторов и проведен анализ возможностей современных методов FMI, CAT и Sonic Scanner в сопоставлении со стандартными логами.

Материалы и методы

Геофизические методы исследования трещиноватых коллекторов основаны на зависимости свойств потенциальных полей (электрических, гравитационных, упругих и т.д.) от параметров трещиноватости. Эти методы находятся в стадии развития и становления. В настоящее время в скважинах при вскрытии продуктивных горизонтов выполняются следующие виды комплекса промыслового-геофизических исследований [1, 2]:

1. Стандартный электрический каротаж (ГЗ, ПЗ, ПС);

2. Кавернометрия (ДС);
3. Профилеметрия (проф);
4. Боковое электрическое зондирование (БКЗ);
5. Боковой каротаж (БК);
6. Микробоковой каротаж (МБК);
7. Микрозондирование (МКЗ);
8. Акустический каротаж (АК);
9. Индукционный каротаж (ИК);
10. Гамма-каротаж (ГК);
11. Нейтронный гамма-каротаж (НГК);
12. Резистивиметрия (резист);
13. Инклинометрия (инкл.);
14. Двух-зондовый нейтрон-нейтронный каротаж (2ННК (б/м зонды));
15. Гамма-гамма плотностной каротаж (ГГК-п).

Скважинные исследования проводятся в масштабе 1:500 по всему стволу для задач общего характера (корреляции разреза, стратиграфического расчленения, определения залегания глубин горизонтов) и в масштабе 1:200 для изучения литологического строения разреза продуктивных отложений и определения основных подсчетных параметров запасов углеводородов [1, 3, 4]:

- коэффициента пористости (K_p);
- коэффициента глинистости (K_{gl});
- коэффициента газонасыщенности (K_g);
- эффективных газонасыщенных мощностей.

Границное значение коэффициента открытой пористости (K_p) может быть определено различными способами [2, 5]:

1. Статистическим методом (сопоставлением кумулятивных кривых распределения коллекторов и неколлекторов при $K_{pr.gr}=0,1 \text{ мД}$ для газонасыщенных пластов);
2. Корреляционным методом парного сопоставления коэффициентов открытой пористости (K_p) с эффективной ($K_{p.eff}$) и динамической ($K_{p.din}$);
3. Сопоставлением результирующей K_p по ГИС (геофизические исследования скважин) в комплексе с качественными признаками выделения коллекторов и результатами испытаний.

Результаты и обсуждение

Опыт интерпретации материалов ГИС Бухаро-Хивинского региона показывает, что при недостаточной представительности керна, отобранного из интервалов коллекторов и наличия коллекторов с трещинным типом пористости, первые два метода не дают удовлетворительных (достоверных) результатов. Поэтому часто применяется третий способ получения $K_{p.gr}$.

Для определения K_p по НГК используется формула:

$$K_p \text{НГК} = W_{\text{НГК}} - W_{\text{гл}} * K_{\text{гл}}, \quad (1)$$

где $(KPNG) = W_{\text{НГК}}$ - водородосодержание по НГК; $W_{\text{гл}}$ - водородосодержание глин; $K_{\text{гл}}$ - расчетная глинистость.

Водородосодержание глин в коллекторе ($W_{\text{гл}}$) по данным керна для пластов аналогов принимается 25-30%.

Водородосодержание по НГК ($W_{\text{НГК}}$) определяется через двойной разностный параметр (ΔJ_{nk}) методом опорных пластов по палетке [1-3, 6]:

$$W_{\text{НГК}} = f(\Delta J, d_c), \quad (2)$$

где ΔJ - двойной разностный параметр НГК, d_c - номинальный диаметр скважины.

Перед расчетом пористости кривые ($KPNG$) = $W_{\text{НГК}}$ нормируются по опорному пласту - Нижний Ангидрит - региональному реперу со стабильными характеристиками.

Расчет коэффициента пористости по АК для продуктивных горизонтов, с внесением поправки за глинистость пород, производится по уравнению «среднего времени» [3, 7, 8]:

$$K_{\text{п}_\text{АК}} = \frac{\Delta T - \Delta T_{\text{ск}} - (\Delta T_{\text{гл}} - \Delta T_{\text{ск}}) * K_{\text{гл}}}{\Delta T_{\text{ж}} - \Delta T_{\text{ск}}}, \quad (3)$$

где $\Delta T_{\text{ск}} = 150 - 155 \text{ мкс}/\text{м}$; $\Delta T_{\text{гл}} = 290 - 300 \text{ мкс}/\text{м}$, среднестатистическая величина для глин юрских карбонатных отложений Бухаро-Хивинского региона; $\Delta T_{\text{ж}}$ - интервальное время пробега продольной волны во флюиде, заполняющем ёмкостное пространство, находится по номограмме определения интервального времени $\Delta T_{\text{ж}}$ в пластовых условиях при известной минерализации ($C_{\text{в}}$), давлении ($P_{\text{эф}}$) и температуре ($T, {}^{\circ}\text{C}$) согласно «Методическим рекомендациям по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом», равное 600 мкс/м.

При определении интервального времени пробега продольной волны во флюиде используются следующие величины пластовой температуры, давления и минерализации пластовых вод:

- температура (T) - 127,4 °C
- давление ($P_{\text{эф}}$) 533 атм;
- средняя минерализация пластовых вод ($C_{\text{в}}$) - 179 г/л.

Перед расчётом коэффициента пористости кривые АК также нормируются по опорному пласту - Нижний Ангидрит, являющемуся региональным репером со стабильными характеристиками. $\Delta T_{\text{анг}}=165 \text{ мкс}/\text{м}$.

Оценка коэффициентов пористости по Гамма-Гамма-Плотностному каротажу ($K_{\text{п}}^{\text{ГГКп}}$), с поправкой за глинистость выполняется по формуле [4, 9-11]:

$$K_{\text{п}}^{\text{ГГКп}} = \frac{\sigma_{\text{ск}} - \sigma_{\text{п}}}{\sigma_{\text{ск}} - \sigma_{\phi}} - K_{\text{гл}} * \frac{\sigma_{\text{ск}} - \sigma_{\text{гл}}}{\sigma_{\text{ск}} - \sigma_{\phi}}, \quad (4)$$

где $\sigma_{\text{п}}$ - наблюдаемая плотность пород (показания ГГК-п в скважине); $\sigma_{\text{ск}}$ - плотность скелета, равная 2,7 гр/см³; $\sigma_{\text{гл}}$ - плотность глин, равная 2,4 гр/см³; σ_{ϕ} - плотность флюида (1-1,11 гр/см³).

Перед расчетом коэффициента пористости кривые ГГК-п также нормируются по опорному пласту - Нижний Ангидрит ($\sigma_{\text{анг}}$ - плотность скелета в ангидrite равна 2,94-2,95 гр/см³).

Результирующая пористость, в большинстве случаев, определяется как среднеарифметическая между нейтронной, акустической, по палетке АК-НГК и полученной в объемной лито-флюидальной модели.

Анализ результатов показал, что расчетные значения результирующей $K_{\text{п}}$ по ГИС в скважинах с керном находятся в пределах погрешности ($\pm 2,5\%$), при том, что для карбонатных отложений допустимая погрешность определения $K_{\text{п}}$ ($\pm 3 - 3,5$).

Определение коэффициента объемной глинистости ($K_{\text{гл}}$) пород продуктивных горизонтов осуществляется по широко известной зависимости для карбонатов Западного Узбекистана [2, 9]:

$$K_{\text{гл}^{0.6}} = \Delta DGK, \quad (5)$$

где, DGK – двойной разностный параметр по данным ГК, который рассчитывается по формуле:

$$DGK = \frac{GK - GK_{\min}}{(GK_{\max} - GK_{\min})}, \quad (6)$$

где GK - показания гамма-каротажа напротив пласта; GK_{\min} -минимальное показание гамма-каротажа в опорных пластах (ангидритах), что характеризует минимальное содержание глинистого материала; GK_{\max} - максимальное показание гамма-каротажа в пластах (глин), что характеризует максимальное содержание глинистого материала.

За максимальное показание гамма-каротажа для оценки глинистости принимается значение ГК в диапазоне 13-15 мкР/ч, что является средними показаниями ГК в опорных глинах.

Еще двумя альтернативными (дополнительными) способами является расчет $K_{\text{гл}}$ по формулам, описанным в «Методических рекомендациях по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом»:

$$K_{\text{гл}} = 0,33 * (2^{(2\Delta DGK)} - 1), \quad (7)$$

$$K_{\text{гл}} = 0,083 * (2^{(3,7 * \Delta DGK)} - 1), \quad (8)$$

где ΔDGK -двойной разностный параметр по данным ГК.

На рис.1 представлен график сопоставления полученных значений $K_{\text{п}}$ и $K_{\text{гл}}$ для разных литологических типов пород по ГИС.

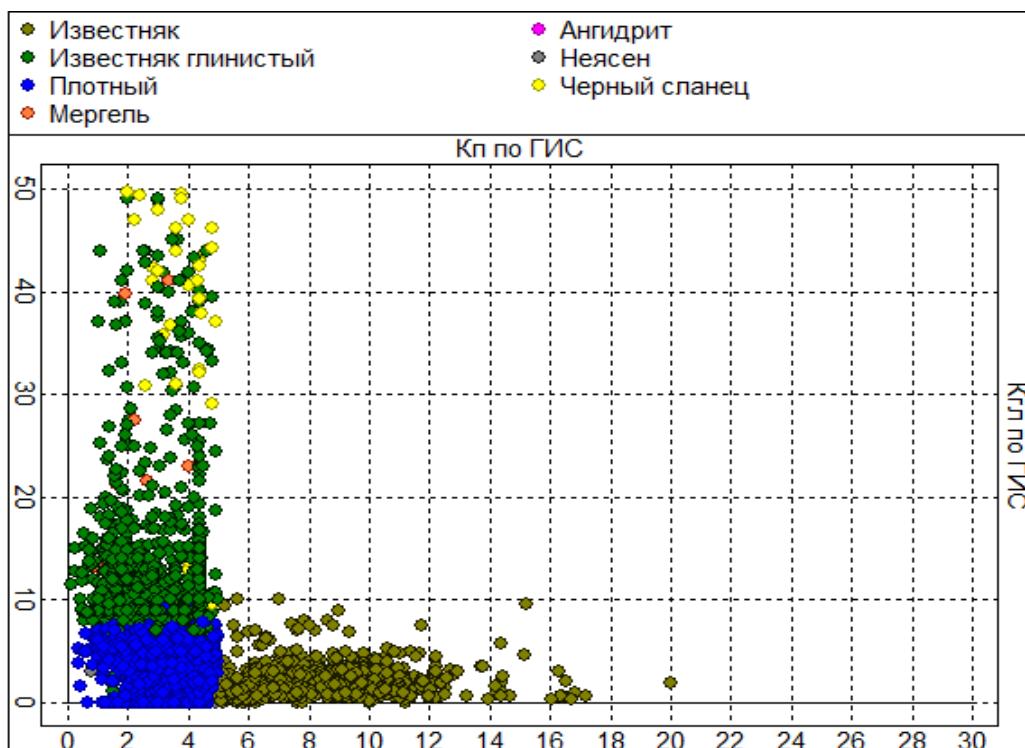


Рис.1. Сопоставление значения $K_{\text{п}}$ и $K_{\text{гл}}$ разных литологических типов пород по ГИС.

Следует отметить, что результирующая $K_{\text{п}}$ по ГИС, в целом, получается несколько выше $K_{\text{п}}$, определенной по керну, что объясняется недостаточно представительной выборкой керна с определением ФЭС пород-коллекторов продуктивных горизонтов.

При расчете коэффициента газонасыщенности удельное электрическое сопротивление пласта определяется по БК, УЭС пластов определяется по показаниям БКЗ (градиент зонд - GZ3 с AO = 2,25 м и GZ4 с AO = 4,25 м).

Определение коэффициентов нефтегазонасыщенности производится по уравнениям Дахнова-Арчи: $P_{\text{п}} = f(K_{\text{п}})$ и $P_{\text{в}} = f(K_{\text{в}})$, которые представлены в табл.1.

Таблица 1.

Уравнения Дахнова-Арчи для расчета коэффициентов нефтегазонасыщенности по данным керна

Пласт	$P_{\text{п}} = f(K_{\text{в}})$	$P_{\text{п}} = f(K_{\text{п}})$
XV, XVa, XVI	$P_{\text{п}} = K_{\text{в}}^2$	$P_{\text{п}} = K_{\text{п}}^{-1,8}$ $P_{\text{п}} = K_{\text{п}}^{-2}$

Для получения граничного значения УЭС и дифференциации коллекторов по типу флюида (газ-вода) строится график $\rho_{\text{п}} = f(K_{\text{п}})$, приведенный на рис.2.

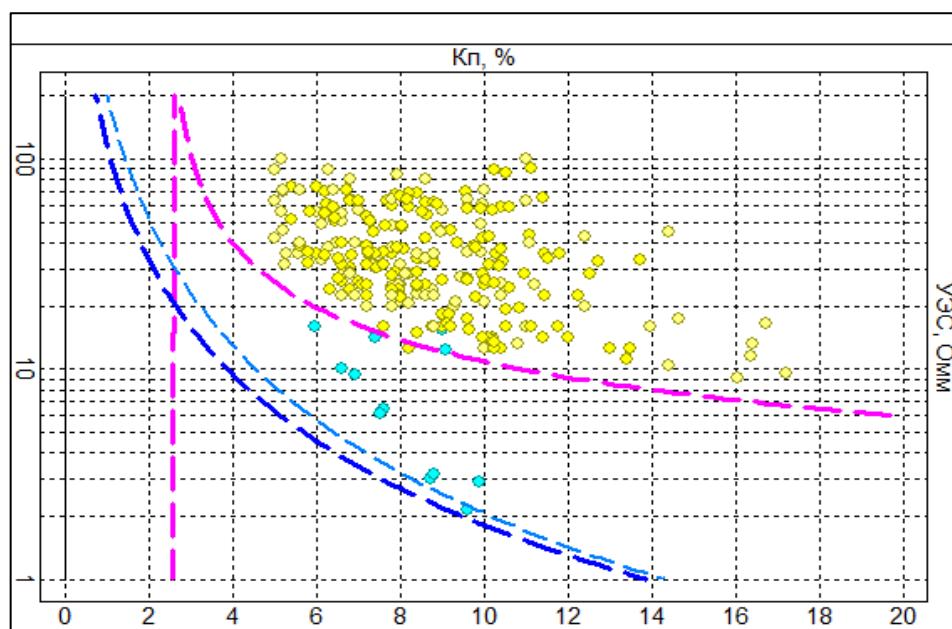


Рис.2. Зависимость УЭС пласта от коэффициента пористости.

Согласно графику, граничное значение УЭС ($\rho_{\text{п,гр}}$) газ-вода характеризуется функцией от пористости ($K_{\text{п}}$):

$$\rho_{\text{п,гр}} = 1 / (-0,0899 + 0,0575 * (\sqrt{K_{\text{п}}})) \quad (9)$$

Необходимо отметить, что исходный материал промыслового-геофизических исследований скважин в основном представляется в графическом виде (планшеты и скан-образцы диаграмм кривых ГИС), которые затем оцифровываются и переводятся в формат LAS.

Как видно из выше приведённого, методы интерпретации материалов ГИС с их результатами в условиях БХР служат в основном только для определения подсчетных параметров, таких как коэффициенты пористости, нефте- и газонасыщенности, общей и эффективной толщины продуктивных горизонтов, а также глинистости пород. Характеристики же пород-коллекторов, связанные с их трещиноватостью практически, не оцениваются. В связи с этим необходимо отметить, что в настоящее время разработаны методы оценки трещиноватости CAT, FMI, Sonic Scanner, основанные на обработке материалов стандартных методов ГИС [3, 4, 8, 10].

Данные перечисленных методов позволяют оценить эффективность пустотности карбонатного коллектора и величину емкости резервуара, при малой раскрытии трещин от 5 до 500 мкм. При этом влияние трещиноватости на показания стандартных методов каротажа возможно только при достаточной густоте и открытости трещин.

С целью выделения зон повышенной кавернозности и макротрещин проводятся также исследования поверхности ствола скважины с помощью метода акустического телевизора. Анализ полученных результатов показывает низкую разрешающую способность технологии CAT. Отсутствие же встроенного инклинометра не позволяет проводить привязку выделенных неоднородностей к сторонам света [3, 7].

Более качественные результаты были получены после исследования трещиноватости методом электрического сканирования FMI. Данный метод является чувствительным к сопротивлению бурого раствора. Выделение зон повышенной трещиноватости по электрическому имеджеру основывается на контрасте электрического сопротивления горных пород и трещин при проникновении в них проводящего бурого раствора. Выделенные по электрическому имеджеру трещины являются открытыми (продуктивными), поскольку фиксируются в основном при помощи проникновения в них бурого раствора [3, 9, 11]. Достоинством данной технологии является возможность оценки трещин и каверн в детализированном масштабе и определения их пространственной ориентировки.

Заключение

В настоящее время разработаны в зарубежной практике и широко используются методы оценки трещиноватости пород САТ, FMI, Sonic Scanner, основанные на методах ГИС. Однако по материалам ГИС месторождений углеводородов БХР определяются в основном подсчётные параметры: коэффициенты пористости водонасыщенности, нефте и газонасыщенности, а также глинистость пород-коллекторов. Общим недостатком для всех методов, основанных на данных, ГИС, является небольшая глубина исследования, которая ограничивается поверхностью стенок скважины.

Литература

- [1] Гольф-Рахт Т.Д. Основы нефтегазопромысловой геологии и разработки трещиноватых коллекторов. – М.: Недра, 1986. – 605 с.
- [2] Дополнение к проекту разработки нефтегазового месторождения Оккул / Антипин М.А., Назаров А.В., Улыбышев Г.В. и др. – Ташкент: ЗАО «Тюменский институт нефти и газа», 2014. – Кн. 1. – 286 с.
- [3] Прокатень Е.В., Степанов Р.Н. Анализ зон повышенной трещиноватости рифейского карбонатного коллектора в пределах терско-камовского участка Юрубченено-Тохомской зоны нефтегазонакопления // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – М., 2024. – № 2(336). – С. 13–21.
- [4] Серра О., Серра Л. Геофизические исследования скважин. Т.1. Регистрация данных и область применения. – М.: Институт компьютерных исследований, 2017. – Т. XXVIII. – 792 с.
- [5] Ermatov N.X., Samatov Sh.Sh., Bekjonov R.S., Bazarov U.S. Current State and Objectives of The Industry for Improving Oil Field Development Systems with Waterflooding // International Journal of Scientific Trends (IJST). – 2025. – Vol. 4, Issue 1. – P. 130–138.
- [6] Ermatov N.X., Samatov Sh.Sh., Bozorov U.S. Влияние геоморфологических и литологических факторов на эффективность кислотной обработки карбонатных коллекторов // Qarshi: Intellekt, 2025. – С. 391–394.
- [7] Axatova G.A., Samatov Sh.Sh., Jo‘rayeva G.Ch. Karbonat kollektorlarda kislotali ishlov berish samaradorligini quduq atrofi zonasining geologik tuzilishi bilan uyg‘un modellashtirish // Ta’lim Innovatsiyasi va Integratsiyasi. – 2025. – 54(1). – B. 217–222.
- [8] Ermatov N.X., Samatov Sh.Sh., Hayitov L.K. Karbonat kollektorlarida kislotali ishlov berish samaradorligini oshirish // JizPI Xabarnomasi. – 2025. – №3. – B. 265–272.
- [9] Ermatov N.X., Samatov Sh.Sh., Boyqobilova M.M., Axatova G.A. Karbonat kollektorlarga kislotali ishlov berishni modellashtirish (Matonat va G‘arbiy Kruk konlari misolida) // Innovatsion texnologiyalar. – 2025. – №3 (59). – B. 7–15.
- [10] Ermatov N.X., Samatov Sh.Sh., Hayitov L.K. Karbonat kollektorlarida kislotali ishlov berishni modellashtirish va samaradorligini oshirish yo‘llari // Geologiya fanlari, innovatsion rivojlanish, mutaxassislar tayyorlashning dolzarb muammolari va istiqbollari. Xalqaro ilmiy-amaliy anjuman. 7 may. – Toshkent, 2025. – B. 272–274.
- [11] Ermatov N.X., Samatov Sh.Sh. GLDA asosidagi ekologik toza kislotali eritmalar va ularning karbonat kollektorlarni stimulyatsiya qilishdagi ahamiyati // Zamonalviy texnologiyalar va barqaror rivojlanish: muammolar va yechimlar. Respublika ilmiy-amaliy anjumani. 17–18 sentabr. – Farg‘ona, 2025. – B. 328-331.