

**ГОСУДАРСТВЕННЫЙ КОМИТЕТ РЕСПУБЛИКИ УЗБЕКИСТАН ПО
ГЕОЛОГИИ И МИНЕРАЛЬНЫМ РЕСУРСАМ**

УНИВЕРСИТЕТ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ НАУК

**ИНСТИТУТ ГЕОЛОГИИ И РАЗВЕДКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ (ГУ ИГИРНИГМ)**



СБОРНИК

**МАТЕРИАЛОВ РЕСПУБЛИКАНСКОЙ
НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОЙ КОНФЕРЕНЦИИ**

**«СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ
ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА НЕФТЬ И ГАЗ
РЕСПУБЛИКИ УЗБЕКИСТАН»**

(АКРАМХОДЖАЕВСКИЕ ЧТЕНИЯ)

12 октября 2022 г.

ТАШКЕНТ – 2022 г.

УДК: [550.8.02:58.512]: 553.98

КВК 75.020

«Состояние и перспективы развития геологоразведочных работ на нефть и газ республики Узбекистан» (Акрамходжаевские чтения) // Сборник материалов республиканской научно-технической конференции. – г.Т; Изд. «FAN ZIYOSI», 2022.- 360 стр.

В материалах республиканской научно-технической конференции, посвященной 102-летию со дня рождения первого директора института: - доктора геолого-минералогических наук, профессора, академика АН Узбекистана А.М.Акрамходжаева, представлены научные статьи, отражающие широкий круг вопросов по прогнозированию, поискам и разведке месторождений углеводородов, оценки, освоению месторождений нефти и газа, разработке инновационных направлений техники геологоразведочных работ.

Сборник республиканской научно-технической конференции представляет практический и научный интерес для ученых научно-исследовательских институтов и ВУЗов, специалистов производственных предприятий и организаций геологической отрасли.

Главный редактор:

Доктор философии (PhD) по геолого-минералогическим наукам Каршиев О.А.

Зам. главного редактора:

Доктор геолого-минералогических наук (DSc) Шоймуратов Т.Х.

Члены редколлегии: д.г.-м.н., профессор Рахимов А.К.; к.г.-м.н. Хайитов Н.Ш.; д.г.-м.н. Долгополов Ф.Г.; д.г.-м.н. (DSc) Евсеева Г.Б.; д.г.-м.н. (DSc) Богданов А.Н.; к.г.-м.н. Юлдашева М.Г.; к.г.-м.н. Акрамова Н.М.; д. ф. (PhD) по г.-м н. Раббимкулов С.А.; д. ф. (PhD) по г.-м.н. Бикеева Л.Р.; Гаффоров М.А.; Холмуродов И.З.

Рецензенты: Доктор геолого-минералогических наук, профессор Иргашев Ю.И.

Доктор геолого-минералогических наук (DSc) Юлдашев Г.

- горизонтальные (субгоризонтальные) трещины встречаются редко, чаще секут генерацию вертикально ориентированных трещин. Трещины тонкие, чаще волосовидные, извилистые, залечены кальцитом или глинисто-битуминозным веществом.

8. Трещинная среда представлена совокупностью трещин нескольких генераций (не менее 3-х), что свидетельствует о неоднократном градиентном изменении напряженно-деформационного состояния исследуемой толщи пород изучаемого района.

Процесс образования и обновления трещин проходил в двух наблюдаемых вариантах:

- без изменения пространственного положения трещин (системы трещин), когда происходило их двухэтапное заполнение обычно различными (кальцит, глинисто-битуминозное вещество) минеральными растворами или карбонатными растворами в два этапа;

- с изменением (неоднократным) ориентировки трещин, что иногда имело вращательный характер (инт. 2266,08-2267,9м), иногда происходили кардинальные изменения направления трещин.

9. Трещины играли важную роль в формировании залежи УВ на месторождении Джаркудук, что аргументируется наличием прямой связи углеводородонасыщения с трещиноватостью пород. Отмечается относительно равномерная насыщенность углеводородным веществом, придающим породе темно-коричневый оттенок с резким запахом керосина на участках развития интенсивной сети трещин, в особенности, в интервалах с крупными, протяженными, вертикальными трещинами.

10. Особое место в структурных и текстурных особенностях исследуемых известняков занимают стилолитовые, парастилолитовые и сутурные швы, которые в различной степени влияли на коллекторские параметры карбонатных пород. По всей вероятности, время проявления подобных швов было более раннее, чем вышеописанных систем трещин, что обосновывается частым пересечением стилолитов различными ориентированными трещинами. Нередко трещины развиты по стилолитам. В местах частой встречаемости стилолитов интенсивность трещин выше. Выявленные швы подразделяются на макро- (определяющиеся визуально) и микростилоиты (изученные в шлифах). Микростилолитизация весьма широко развита в изученных отложениях и связана с трещиноватостью.

ЛИТЕРАТУРА

1. Багринцева, К. И. Трещиноватость осадочных пород. / К.И. Багринцева. - М.: Недра, 1982. - 256 с
2. Багринцева К.И. Условия формирования и свойства карбонатных коллекторов нефти и газа / К.И. Багринцева. — М.: ВНИГНИ, 1999.
3. Ромм, Е. С. Структурные модели порового пространства горных пород. / Е. С. Ромм. - Л.: Недра, 1985. - 240 с.

ОЦЕНКИ ХАРАКТЕРА НАСЫЩЕНИЯ ПОРОД ДОЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ УСТЮРТСКОГО РЕГИОНА

И. Халисматов¹, Р. Т. Закиров¹, Ш.Э. Шомуродов¹, Р.Р. Исанова¹,

¹Ташкентский государственный технический университет, Ташкент, Узбекистан

Аннотация. Обобщены результаты испытания, насыщенность доюрских пород по данным ГИС и керна Устюртского нефтегазоносного региона Узбекистана. Определяется методика оценки характера насыщения пород доюрских отложений по данным ГИС. Приводятся данные анализа результатов испытаний доюрских отложений и анализируются

нефтегазонасыщенность пород доюрских отложений по данным изучения керна. По результатам исследования выделяются перспективные и неперспективные в разрезе доюрских отложений стратиграфические разделы.

Ключевые слова: регион, керн, образец, качества, количества, глубина, интервал, нефтегазонасыщенность, органика, испытание, объект, терригенные, карбонатные, доюрские, пористость, проницаемость, месторождение.

Введение. По Устьуртскому региону перспективы нефтегазонасыщенности доюрских образований рассматривались в работах А.М.Акрамходжаева, А.А.Абидова, Г.С.Абдуллаева, А.Е.Абетова, А.А.Бакирова, Т.Л.Бабаджанова, Р.А.Габриэлян, Р.Г.Гарецкий, С.К.Салямова, Н.А.Крылова, А.В.Киршина, А.Х.Нугманова, А.П.Пайзуллаева, Х.У.Узакова, Ж.Ю. Юлдашева, М.Р. Нурматов, И.П. Бурлуцкой, Д.Р. Хегай, П. Ахмедова, Н.У. Мухутдинова, К.М.Тухтаева, Ф.Г. Долгополова, М.Г. Юлдашевой, О.А. Каршиева Т.Х. Шоймуратова, А.Н. Богданова, Н.М. Акрамовой и др.

В настоящее время всеми исследователями признается тот факт, что в палеозойских толщах имели место широкомасштабные процессы нефтегазообразования, следовательно, доюрские образования в этом регионе должны быть регионально продуктивны [3,5,7,8,16].

Хотя в доюрском комплексе Устьурта на сегодняшний день не выявлено ни одного крупного месторождения, при бурении и испытании в ряде скважин Куаныш-Коскалинского вала (Акчалак скв. №18 до 308 тыс м³/сут., Чибины скв №1 газовые фонтаны) и Судочьего прогиба (Урга скв №1п, Северная Урга скв №1) наблюдались газовые проявления и получены значительные притоки газа, а в скважине №1 Каракудук и других получены притоки нефти.

Таким образом, в Устьуртском НГР основным поисковым объектом с доказанной нефтегазонасыщенностью в доюрском комплексе пород является карбонатно - глинистая толща верхнего палеозоя [4,5].

Выяснение причин неудачи поисковых работ является актуальной, на сегодняшний день, задачей, решение которой требует привлечения большого объема фактического материала, в первую очередь, данных бурения, ГИС, изучения керна и испытаний, а также широкомасштабных работ по анализу, обобщению, обработке и интерпретации материалов геолого-геофизических исследований и на завершающем этапе - анализу полученных результатов и выработке рекомендаций по дальнейшему направлению работ [1,2,3,9,11].

В данной статье рассматриваются такие геоструктурные элементы региона как Куаныш-Коскалинский вал, Судочь прогиб и Тахтакаирский вал (рис 1).

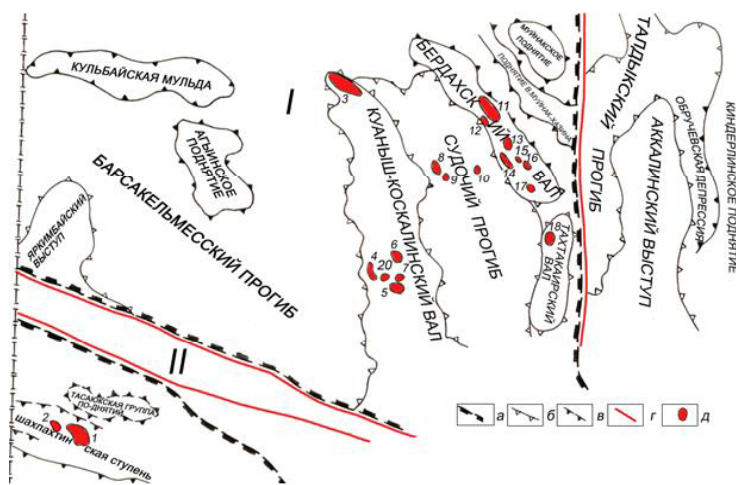


Рис. 1. Схема тектоники по осадочному чехлу восточной части Устьуртского региона (по данным Д.Р.Хегай 2006 г).

Границы тектонических элементов: а – I-порядка, б – II-порядка, в – III-порядка, г – региональные тектонические нарушения, д – газоконденсатные месторождения. Тектонические элементы: I - Северо-Устюртская впадина; II - Центрально-Устюртская система дислокаций; Газоконденсатные месторождения: 1 – Шахпахты, 2 – Джел, 3 – Куаныш, 4 – Зап. Барсакельмес, 5 – Акчалак, 6 – Карачалак, 7 – Кокчалак, 8 – Урга, 9 – Дали, 10 – Арал, 11 – Сургиль, 12 – Сев. Арал, 13 – Сев. Бердах, 14 – Бердах, 15 – Вост. Бердах, 16 – Учсай, 17 – Шагырлык, 18 – Шеге, 19 – Западный Арал, 20 – Тиллали.

Методика оценки характера насыщения пород доюрских отложений по данным ГИС. Оценка характера насыщения пород по данным ГИС Устюртского региона основана на использовании качественных признаков и количественных показателей независимо от типа коллектора.

Качественные признаки. Как известно [12] геофизические методы обладают разной глубиной исследования, а при вскрытии проницаемых пластов на глинистых растворах на водной основе в прискважинной части пласта формируется зона проникновения.

Основной особенностью этой зоны является оттеснение от стенок скважин подвижных пластовых флюидов и замещение их фильтратом, а иногда и непосредственно буровым раствором.

Глубина зоны проникновения может достигать 4-10м и использование методов ГИС с разной глубиной исследования позволяет проследить всю динамику формирования этой зоны и определить ее глубину посредством изменения различных физических параметров и сопоставления их между собой. При их совпадении считается, что достигнута неизменная часть пласта, а радиус исследования методов определяет глубину зоны.

В то же время в большинстве случаев глубина зоны проникновения не превышает 6,5м, что доступно методу БКЗ.

Наиболее оптимальным для оценки характера насыщения пород является комплекс разноглубинных методов электрического каротажа, включающий:

- микрокаротаж (МГЗ, МПЗ) с радиусом исследования 2,25см (МГЗ) и 0,5см (МПЗ);
- боковой микрокаротаж (БМК) с радиусом исследования 15см (0,15м);
- боковой каротаж (БК) с радиусом исследования (в зависимости от размера зонда) до 1м при средней глубине исследования 0,4-0,8м;
- индукционный каротаж (ИК) с радиусом исследования (в зависимости от размера зонда) до 3 м при средней глубине исследования 1,2-1,6м;
- боковое каротажное зондирование (БКЗ) при применяемом в Узбекистане комплекте зондов радиус исследования составляет 8,5м.

Зная величины $\rho_{пп}^{БМК}$, $\rho_{п}^{БК}$, $\rho_{п}^{ИК}$ и $\rho_{п}^{БКЗ}$ и сравнивая их можно определить характер насыщения пород.

Если пласт насыщен УВ, то при их оттеснении от стенок скважины сопротивление прискважинной части снижается за счет проникновения фильтрата бурового раствора, имеющего сопротивление ниже, чем у УВ, и соотношении сопротивлений будет выглядеть следующим образом:

$$\rho_{пп}^{БМК} \leq \rho_{п}^{БК} \leq \rho_{п}^{ИК} \leq \rho_{п}^{БКЗ}$$

Если пласт заполнен минерализованной пластовой водой, имеющей низкое удельное сопротивление, а фильтрат бурового раствора имеет меньшую минерализацию и, следовательно, более высокое сопротивление, то при проникновении в этот пласт фильтрата бурового раствора сопротивление в прискважинной части пласта увеличивается, и соотношении сопротивлений будет выглядеть следующим образом:

$$\rho_{пп}^{БМК} \geq \rho_{п}^{БК} \geq \rho_{п}^{ИК} \geq \rho_{п}^{БКЗ}$$

Кроме того, так как комплект зондов БКЗ представляет собой набор зондов разного размера (а как известно, глубина исследования зонда КС равна его длине, то эта картинка хорошо видна на кривых БКЗ, построенных на специальном бланке и имеющих характерную форму в зависимости от радиального изменения сопротивления), которая интерпретируется соответствующими палетками [12], позволяющими судить о характере насыщения пород (повышающее проникновение, понижающее проникновение и т.д.).

При высокой газонасыщенности пород наблюдается повышение показаний на кривых НГК при одних и тех же показаниях на кривых АК. Еще одним ползу качественным является способ сопротивления определений по АК и любого метода сопротивлений, например, БК, т.к. оба эти метода являются функцией, в том числе, и пористости.

При повышающем проникновении пресного фильтрата бурового раствора, когда $\frac{\rho_{\phi}}{\rho_{\sigma}} > 5$, как продуктивные могут быть отнесены водоносные пласты, в которых минерализованная пластовая вода в радиусе исследования электрического метода оттеснена и заменена более пресным фильтратом и, следовательно сопротивление пород будет завышено.

К количественным методам оценки характера насыщения пород относится оценка степени газонефтенасыщенности пород (по коэффициенту нефтегазонасыщенности), характеризующей долю порового пространства, способного вмещать подвижные флюиды, в т.ч. и УВ.

Обычно используется в качестве количественного критерия показатель R_n (параметр насыщения), устанавливаемый по данным испытания путем сопоставления результатов испытаний с определенными по ГИС параметром R_n или величинами K_r (коэффициент газонасыщенности).

В качестве критического значения $K_{нт}$ принимается величина, определенная путем вытеснения газа или нефти водой, при которой начинается двухфазная фильтрация газа и нефти и вытесняющей их жидкости (вода).

Еще один способ определения $K_{нт}$ граничного – по величине $K_{ов}$, определенной по зависимости $K_{ов} = f(K_{пр})$, построенной по данным керна.

Используя перечисленные выше методики, была произведена оценка характера насыщения пород доюрских отложений в 68 скважинах, вскрывших отложения доюрского комплекса.

Но прежде мы рассмотрим результаты испытаний доюрских отложений, который являются основной для интерпретации материалов ГИС.

Анализ результатов испытаний доюрских отложений. Всего в открытом и обсаженном стволе, в отложениях T_3-J_1 , P_2-T_{1-2} , C_3-P_1 , C_{2-3} , C_{1-2} , D_3-C_1 испытано 152 объекта, в т.ч. в рэт-лейсовых – 23, в пермтриасовых – 5, верхнекарбон-нижнепермских – 24, средне-верхнекарбонных – 36, в нижне-среднекарбонных – 46, верхнедевон – нижнекарбонных – 6.

Из 152 объектов притоки газа получены в 34 объектах (20,4%), воды – в 91 объекте (60,5%), сухими оказались 27 объектов (19,1%).

Из 34 объектов, давших газ, промышленные притоки получены в 4 объектах (2,7% от общего количества испытанных в отложениях $T_3-J_1, P_2-T_{1-2}, C_3-P_1, C_{2-3}, C_{1-2}, D_3-C_1$ или 13,3% от всех, давших газ), промышленные притоки газа с водой получены в 5 объектах (3,4% от общего количества или 16,7% от всех, давших газ), слабые притоки газа получены из 19 объектов (12,9% от общего количества или 60% от всех, давших газ), слабые притоки газа с водой получены из 2 объектов (1,4% от общего количества или 6,7% от всех, давших газ)

Всего в открытом стволе было испытано 35 объектов (21,8% от всех испытанных) притоки газа получены в 6 (18,8% от всех испытанных в открытом стволе), в т.ч. промышленные притоки – в 2 (6,3% от всех испытанных в открытом стволе или 6,7% от всех, давших газ). В 4 объектах получены слабые притоки (12,5% или 13,3%).

Доля «сухих» объектов в открытом стволе (3 объекта) составила 8,6% от всех испытанных в открытом стволе.

В обсаженном стволе было испытано 112 объектов, из которых притоки газа получены в 24 (21,4%), в т.ч. промышленного газа в 2 объектах (1,7%), промышленного газа с водой в 5 объектах (4,5% от всех испытанных в обсаженном стволе или 16,7% от всех, давших газ). В 15 объектах получены слабые притоки газа (13,4% или 50,0%), в двух объектах получены слабые притоки с водой (1,8% или 6,77%). Доля «сухих» объектов в обсаженном стволе составила 22,3% от всех испытанных в обсаженном стволе (25 объектов).

Сравнение результатов испытаний в открытом и обсаженном стволе показало, что в целом, они имеют приблизительно близкие характеристики по выявлению газоносных объектов (18,8% - открытый ствол, 21,1% - обсаженный ствол). По количеству «сухих» объектов (8,6% открытый ствол, 22,3%- обсаженный ствол) доля их в обсаженном стволе увеличилась почти в три раза, что наводит на определенные сомнения по качеству вскрытия пластов в обсаженном стволе.

Доли водоносных объектов оказались приблизительно равными и составили, соответственно, 74,3% (открытый ствол) и 56,3% (обсаженный ствол). Увеличение доли водоносных объектов в обсаженном стволе связано с вовлечением в испытания больших интервалов. Кроме того, не исключено, что часть «сухих» объектов в обсаженном стволе может быть водонасыщена.

Поэтому не целесообразно отдавать преимущество какому-либо из видов испытаний, а все объекты в открытом и обсаженном стволе следует рассматривать совместно.

Таким образом, доля объектов, давших промышленные притоки газа и интенсивные притоки воды составила 22,5% (33 объекта) от всех испытанных, а доля слабоприточных – 58,5% (86 объектов), т.е. в два раза выше, что свидетельствует о преобладании в разрезе доюрских отложений коллекторов с невысокими и ухудшенными ФЕС. Это обстоятельство существенно снижает перспективы этих отложений на выявление крупных скоплений газа.

По комплексам потенциальная продуктивность распределилась следующим образом:

-рэт-лейас, 5 объектов, давших газ (24,0% от всех, испытанных в рэт-лейасе), в т.ч. 1 – промышленный приток (4,0% от всех, испытанных в рэт-лейасе или 16,7% от всех, давших притоки газа в рэт-лейасе);

-пермо-триас, в этих отложениях притоков газа не было получено вообще;

-верхний карбон – нижняя пермь, 3 объекта, давших газ (13,0% от всех, испытанных в С₃-Р₁), в т.ч. 1 промышленный приток (4,3% от всех, испытанных в С₃-Р₁, 3,3% от всех, давших газ или 33,3% от всех, давших газ в отложениях С₃-Р₁);

-средний- верхний карбон, 7 объектов, давших газ (22,2% от всех испытанных в С₂-з), в т.ч. 4 промышленных притоков (11,1% от всех, испытанных в С₂-з, 13,3% от всех, давших газ, или 50,0% от всех, давших газ в С₂-з);

-нижний средний карбон, 8 объектов, давших газ (22,0% от всех, испытанных в С₁-2), в т.ч. 3 промышленных притока (6% от всех, испытанных в С₁-2, 10% от всех, давших газ, или 27,3% от всех, давших газ в С₁-2);

-верхний девон – нижний карбон, 7 объектов, давших газ, из которых промышленных притоков нет (25% из всех, испытанных в D₃-С₁).

Однако следует указать, что данные испытаний не обеспечивают должной достоверности выводов, которые изложены в конце статьи, т.к. испытаниями охвачено всего 49 скважин, т.е. 49,5% от всех, вскрывших доюрский комплекс, в т.ч.:

-по рэт-лейасу 13 скважин (66,7% от всех, вскрывших отложения Т₃-J₁);

- по пермо-триасу 5 скважин (15,2%);

- по верхнему карбону-нижней перми 12 скважин (45,2%);

- по среднему-верхнему карбону 23 скважины (47,9%);

- по нижнему-среднему карбону 15 скважин (77,3%);
- по верхнему девону-нижнему карбону 3 скважины (50%).

Нефтегазонасыщенность пород доюрских отложений по данным изучения керна. На рассматриваемой территории в основании разреза карбонатных и терригенных пород верхнедевон – карбон – пермь – триас – нижнеюрских (лейас) отложений залегает верхнедевон-нижнекарбоновые черные и темно-серые известняки, органогенно-обломочные, кремнистые с включениями растительной органики, пирита и прослоев аргиллитов [15]. Осадконакопление этой толщи происходило в восстановительной среде.

Вскрыты эти отложения в скважинах: № 2 Чибины, № 6 Каракудук, № 6 Карачалак, № 3 Центральный Кушкаир, № 1 Кублачинк, № 1П Уртатепа, № 1П Муйнак, и по мнению авторов верхняя их часть, представленная органогенными и органогенно-обломочными, неглинистыми известняками органогенных построек нижнего карбона не вскрыта ни в одной скважине.

Исследования керна, отобранного из этой части разреза, выполнены в скв. № 6 Каракудук, № 6 Карачалак, № 3 Центральный Кушкаир, № 2П Куаныш и по данным этих исследований прямые признаки нефти или газа в отобранном керне отсутствуют (к прямым признакам авторы относят следы и примазки нефти, запах углеводородного газа и т.д.).

На указанных площадях П.У. Ахмедовым и др. [6] был изучен керн, а С. Рамазановым и другим было изучено рассеянное органическое вещество отложений D₃-C₁.

Исследовался керн из скв. № 6 Каракудук, № 6 Карачалак, № 3 Центральный Кушкаир, № 2П Куаныш.

Диапазон изменения содержания C_{орг} в этих отложениях 0,84-1,54% на породу [10], а в отдельных образцах глинистого известняка из скв. № 6 Карачалак, концентрация C_{орг} достигает 3,65-7,8% на породу, что является вполне достаточным для отнесения этих отложений к нефтегазоматеринским.

Концентрация хлороформного битумоида в аргиллито-карбонатной толще (ГАП 1-2) варьирует от 0,012 до 0,067% при невысоком битумоидном коэффициенте (0,4-2,8), что позволяет сделать предположение об их сингенетично-остаточном характере.

Органическое вещество отложений D₃-C₁ относится к смешанному гумусово-споровому типу и по мнению К. Мияки [13] представлено аморфным и водорослевым материалов с растительными компонентами, находящимися на жирной, коксовой и возможно, более глубокой стадии метаморфизма.

Нижне-среднекарбоновые отложения изучались на содержание УВ и ОВ по керну, отобранному в скважинах №№ 1, 6 Каракудук, № 1П Западный Барсакельмес, № 3 Центральный Кушкаир, № 6 Карачалак, № 1П Уртатепа, № 1П Муйнак, № 1оп Восточный Барсакельмес и др.

Прямых признаков УВ в отобранном керне не выявлено.

Химико-битуминологические исследования выполнены на образцах, отобранных в скважинах №№ 1,6 Каракудук, № 1 Западный Барсакельмес, № 3 Центральный Кушкаир, № 6 Карачалак, № 1П Уртатепа, № 1П Муйнак, № 1оп Восточный Барсакельмес [14].

Содержание РОВ в этих отложениях 0,04-0,05%, в скв. № 1 Восточный Барсакельмес увеличено до 0,2%, в скв. № 6 Карачалак – до 0,67%. Содержание ХБА незначительно (0,0035-0,0078%).

В составе хлороформных битумоидов преобладают алифатические структуры, о чем свидетельствует высокое содержание H₂ (до 9,4-11%). Во всех образцах установлено полное отсутствие гумусовых кислот, что связано со значительной карбонатизацией РОВ.

Верхнекарбон-нижнепермские отложения изучались на содержание УВ и РОВ по керну, отобранному в скважинах № 1П Аламбек, №1П Кызылкаир, №1 Аджибай и др. По данным исследования керна прямых признаков УВ не установлено.

По данным С. Рамазанова, М.И. Кушнера и Х.Х. Авазходжаева содержание остаточных C_{орг} в отложениях C₃-P₁ изменяется от 0,04% (Акчалак скв. № 5) до 3,75 % (Байтерек скв. № 2П).

Наиболее обобщены РОВ аргиллиты с высоким содержанием обугленной растительной органики (1,7-3,75%).

Песчаники и карбонатные породы характеризуются содержанием $C_{орг}$ от 0,2 до 0,57%.

Наиболее низкое содержание $C_{орг}$ отмечено в эффузивах (до 0,1%).

Содержание хлороформного битумоида изменяется от 0,005% до 0,035% при средних значениях 0,011-0,027%. В аргиллитах площадей Карачалак (скв. № 2), Восточный Аламбек (скв. № 1) и др. величина ХБА увеличивается до 0,06% и наблюдается преобладание кислого спирто-бензольного битумоида над хлороформным. Битумоидный коэффициент в породах C_3-P_1 колеблется от 0,3% до 23,5%. Битумоиды представлены от масел до тяжелых смол и высокомолекулярных асфальтенов (М.И. Кушнир, Х.Х. Авазходжаев, 1980г.). На единичных образцах М.И. Кушниром в 1980г. был проведен спектрофотометрический анализ. В результате было установлено наличие преимущественно ванадиевых порфиринов (2-10мг). Эти данные позволили сделать вывод о накоплении отложений C_3-P_1 в морском глубоководном бассейне с высокой биологической продуктивностью

По параметрам элементного состава нерастворимой части установлено, что $C_{орг}$ относится к гумусово-сапропелевому типу с преобладанием гумусовой составляющей.

Пермотриасовые отложения изучались на содержание УВ и ОВ по керну, отобранному в скважинах №№1П, 2 Кокчалак, №1П Чингиз, №№1,6,7, Западный Барсакельмес и другие.

Прямых признаков УВ в отобранном керне не выявлено.

Содержание РОВ в отложениях P_2-T_{1-2} составляет от 0,05-0,08% до 0,2% на породу.

Концентрация хлороформного битумоида по разрезу и по площади составляет 0,01-0,04% на породу, а битумоидного коэффициента 1,4-1,7%. В глинистых породах триаса наблюдается уменьшение содержания РОВ и хлороформного битума до 0,009%. Гумусовые кислоты в составе РОВ во вмещающих толщах не установлено.

Следует отметить, что в объеме этой толщи встречаются отдельные, единичные прослои серо-цветных тонкозернистых пород, содержащих более значительное количество РОВ до 0,8-1%.

Рэт-лейасовые отложения (J_3-T_3) изучались по керну (на содержание УВ и РОВ), отобранному в скважинах № 10п Восточный Барсакельмес, №2 Арал, №1П Бердах и другие.

Прямых признаков УВ в отобранном керне не установлено.

Содержание РОВ в отложениях J_3-T_3 несколько выше, чем в нижележащих отложениях P_2-T_{1-2} , но существенно ниже, чем в отложениях C_3-P_1 и нижележащих карбонатах.

Величины РОВ составляют от 0,01 до 1%, при средних значениях 0,8%.

Концентрация хлороформного битума колеблется от 0,0005 до 0,15%, битумоидный коэффициент 2,2-5%.

Выводы.

1. По результатам испытаний доюрский разрез (по перспективам нефтегазоносности) может быть проранжирован следующим образом:

-наиболее перспективны отложения C_3-P_1 , C_{2-3} и C_{1-2} (наибольшее количество промышленных притоков УВ);

-перспективны отложения T_3-J_1 и D_3-C_1 (промышленные и слабые притоки УВ).

2. По нефтегазонасыщенности пород и перспективности доюрских отложений (по данным изучения керна) выделяются следующие критерии:

- отложения D_3-C_1 отнесены к категории средне-качественных потенциально нефтегазоматеринских свит;

- по геохимическим показаниям отложения C_{1-2} обладают низким генетическим потенциалом продуктивности;

- результаты исследованной $S_{орг}$ по керну позволяют отнести отложения S_3-P_1 к потенциально-продуктивным нефтегазопродуцирующим свитам с преимущественным газообразованием;

- геохимические показатели пород отложений Р-Т свидетельствуют об их формировании в окислительной и слабо окислительной геохимической обстановке, не способствующей генерации УВ;

- результаты химико-битуминологического анализа свидетельствуют, что накопление пород рэт-лейаса происходило в слабо-окислительной и слабо восстановительной геохимической обстановке, что позволяет предположить о возможности генерации в этих отложениях УВ.

ЛИТЕРАТУРА

1. Абдуллаев Г.С., Богданов А.Н., Эйдельмант Н.К. Современное состояние и перспективы развития геологоразведочных работ на нефть и газ в Устюртском регионе Республики Узбекистан. Нефтегазовая геология. Теория и практика. (Санкт-Петербург), 2019г., том 14, №1, стр.7

2. Абетов А.Е. Возможные модели ловушек углеводородов в доюрских комплексах пород Куаныш-Коскалинской тектонической зоны и Судочьего прогиба. Ташкент, в сб. «Нефтегазовая геология Узбекистана» под редак. Э.А. Мамаджанова, вып. 77, 1998г., 3-13с.

3. Абидов А.А. «Тектоника нефтегазоносных плит» г.Ташкент, Фан,1994г.

4. Акрамходжаев А.М., Авазходжаев Х.Х., Лабутина Л.И. Литология, условия образования и нефтегазоносность доюрских отложений Устюрта. Ташкент, Фан, 1979г., 155с.

5. Акрамходжаев А.М., Юлдашев Ж.Ю., Авазходжаев Х.Х., Лабутина Л.И. и др. Опорные и параметрические скважины Устюрта. Ташкент, Фан, 1981г., 128с.

ОСОБЕННОСТИ МЕТОДОВ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ ПРИ ИЗУЧЕНИИ ГРАНИЦ ТЕРРИГЕННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ЮРЫ, НА ПРИМЕРЕ ПЛОЩАДИ ХАККУЛЬ

Юсупжонов Р.А., Юлдашев Г.Ю., Гафуров Р.Т.

Акционерное Общество «Узбекгеофизика», Ташкент, Узбекистан.

Аннотация: В статье приводятся результаты анализа существующих методических приемов сейсморазведки при изучении отражающих границ нефтегазопродуктивных горизонтов площади Хаккуль с целью определения наиболее оптимальных параметров наблюдений. Описаны характеристики отражающей границы терригенной формации. Предложены наиболее оптимальные параметры наблюдений. Показано, что наиболее рациональной при изучении нижне-среднеюрских отложений для обнаружения локальных структур малой амплитуды, является трехмерная сейсморазведка с применением 21 сейсмоприёмника на базе 100 м и возбуждением упругих колебаний взрывами из скважин 15-35 м или сейсмовибрационным методом.

Ключевые слова: сейсморазведка, терригенные отложения, нефтегазопродуктивные горизонты, тектоника, месторождение, осадочные бассейны, анализ.

При выполнении поисково-разведочных работ знание тектоники исследуемого района и особенностей строения изучаемых объектов имеет первостепенное значение. Это связано с установленной закономерностью размещения месторождений полезных ископаемых в зависимости от структурного фактора. Для нефтегазовой геологии основными методами изучения глубинной структуры перспективных регионов являются

СОДЕРЖАНИЕ

| | |
|--|-----------|
| ОБИД МУРАТОВИЧ АКРАМХЎЖАЕВНИНГ ҲАЁТ ЙЎЛЛАРИ ВА ЎРТА ОСИЁ НЕФТГАЗ ГЕОЛОГИЯСИ ФАНИ РИВОЖИГА ҚЎШГАН ҲИССАСИ | 3 |
| I. ИЗУЧЕНИЕ ГЛУБИННОГО ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ И ПРОГНОЗ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ НЕДР ЗЕМЛИ | 5 |
| Мухутдинов Н.У., Юлдашева М.Г. Перспективы и основные направления геологоразведочных работ на нефть и газ в Устюртском регионе. | 5 |
| Каршиев О.А., Токарева К.М. Выделение палеорусел в песчано-глинистых отложениях нижнеюрского комплекса Учкыр-Питнякского вала..... | 8 |
| Богданов А.Н., Хмыров П.В., Абдураимов М.Х., Тухтаев Р.Р. Определение рейтинга подготовленных структур и выделение первоочередных для проведения геологоразведочных работ в Бухаро-Хивинском регионе..... | 12 |
| Шоймуротов Т.Х., Султанова Д.Б., Мажидов Ш.Ж., Маликов М.Р., Ишанкулов К.И. Оценка нефтегазоносности ниже-среднеюрских отложений площади Умид на основе комплекса геолого-геофизических предпосылок..... | 16 |
| Юсупжонов Р.А., Юлдашев О.А., Мусабеков А.К., Бикеева Л.Р., Мажидов Э.К. Обоснование постановки дальнейших геолого-разведочных работ в пределах Азляртепинского поднятия Бухарской тектонической ступени..... | 22 |
| Раджабов Ш.С., Шомуродов Ш.Т. Перспективы нефтегазоносности восточной части юго-западно Гиссарского региона..... | 25 |
| Астахов С.М., Хардилов А.Э., Астахов А.М., Якубов Р.Т. Комплексный подход для выявления перспективных объектов в пределах Косбулакского прогиба и в Восточном Приаралье (бывшая акватория Аральского моря)..... | 29 |
| Хайитов Н.Ш., Шарафутдинова Л.П., Джалилов Г.Г. Литофизическая характеристика продуктивных горизонтов нижнего мела Бухарской ступени..... | 34 |
| Урмонов А.Х. Основные приоритетные направления геологоразведочных работ на нефть и газ в Ферганском нефтегазоносном регионе..... | 40 |
| Джалилов Г.Г., Шарафутдинова Л.П., Ганиева Л.Г. Определение параметров трещиноватости карбонатных коллекторов (на примере скв. Джаркудук-74, ЮЗОГХ)..... | 45 |
| Халисматов И.Х., Закиров Р.Т., Шомуродов Ш.Э., Исанова Р.Р. Оценки характера насыщения пород доюрских отложений Устюртского региона..... | 50 |
| Юсупжонов Р.А., Юлдашев Г.Ю., Гафуров Р.Т. Особенности методов сейсморазведки при изучении терригенных отложений юры, на примере площади Хаккуль..... | 57 |
| Юлдашева М.Г., Сабуров Н.Б. Поиск неантиклинальных ловушек – путь к повышению эффективности ГРП в Устюртском регионе..... | 62 |
| Юсупхужаев С.С., Мершина Е.Е., Сагдуллаев Ш.М., Абзалов А.П., Тухтасинов Ф.Ф. Новый взгляд на оценку нефтегазоносности мезозойских и палеозойских отложений Чимион Аввальского участка Ферганской впадины..... | 66 |
| Юлдашев Н.Н., Хикматуллаев Б.С., Султанова Д.Б., Шокиров А.Ш., Мажидов Ш.Ж. Новый выявленный объект Янги Каранкуль для подготовки под поисковое бурение..... | 70 |
| Шоймуротов Т.Х., Абдуллаева Р.А., Халикулова Ф.Т. Оценка перспектив нефтегазоносности меловых отложений Бухаро-Хивинского нефтегазоносного региона по гидрохимическим данным..... | 74 |
| Юлдашев Н.Н. Перспективы и основные направления геологоразведочных работ на нефть и газ в Бухаро-Хивинском регионе..... | 79 |