

О ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ВОСТОЧНО УСТЮРТКОГО РЕГИОНА

Орынбаев Бахтжон Аметович - к.т.н.,

2Устюртское газодобывающее управление, АО «Ўзбекнефтегаз», г. Кунград.

+998 97 241 25 48, baxtjan@mail.ru

Аннотация:

Данная статья посвящена вопросам по изучению глубокозалегающих юрских нефтегазоносных отложений в пределах Бердах-Тахтакаирского вала. На практическом примере иллюстрировано геосейсмопрофиль по линии Куйи Сургиль-Арслан, где по Восточно-Устюртскому региону пробурена самая глубокая параметрическая скважина №1П месторождения Западный Куйи Сургиль при забое 6515м. По результатам испытания на продуктивность коллекторов вдоль параметрической скважины установлена самая глубокая залежь на глубине 5260м: при интервалах перфорации 5237-5240м 5250-5241м 5252-5255м 5257-5263м 5273-5280м 5284-5287м получен промышленный приток газа с дебитом 41,1 тыс.м³/сут при штуцере Ø10мм. Это свидетельствует о высокой степени перспективности глубокозалегающих газоконденсатных месторождений в пределах Бердах-Тахтакаирского вала.

Ключевые слова: Перспектива, геология и разведка, Бердах-Тахтакаирский вал, палеозойские отложения.

Introduction

Фактические результаты шестидесятилетних поисково-разведочных работ стали основой для усреднённой оценки перспектив поиска и разведки новых месторождений углеводородов в рассматриваемом регионе [1, 2]. В Восточно - Устюртском регионе планировался ряд потенциальных тенденций, и, в первую очередь, юрские отложения на высоко амплитудных положительных структурах (Кассарминский, Карабаурский, Харой-Сарытекиз, Хоскудукский, Байтерек-Теренкудукский валы и Яркимбайский, Агынский, Узункуйский выступы), были изучены бурением единичных параметрических и поисковых скважин и исключены из числа перспективных. Бесперспективными оказались и меловые отложения [3].

После 90-х годов, в качестве основного направления ГРП в период 1990-2024 г. были выбраны юрские отложения в тектонических структурах Судочьего, Кульбайско-Аторбайского, Барсакельмесского прогибах. Вторым направлением ГРП стали юрские отложения Ассакеауданского прогиба и Шахпахтинской ступени. Третьем направлением выбраны поисково-разведочных работ юрские и палеозойские отложения на юге и центральной части Куаныш-Коскалинского вала. В качестве четвёртого направления геологоразведочных работ предлагались юрские отложения на севере и центральной части Бердах-Тахтакаирского вала., которое в настоящее время активно ведутся бурения разведочных скважин на высокоамплитудных структурах.

Анализами, проведёнными в разные годы, показано, что основные концентрации запасов углеводородов приурочены строго к определенным интервалам глубин. Сравнение запасов показывает, что максимальные запасы газа и газового конденсата в региональном масштабе приурочены к глубинам 1500-3000м. В период исследований, проведённых А.А. Абидовым, Х.А. Абидовым, средние глубины поисков и разведки нефти и газа, как правило, составляли 4 км, а максимальные глубины, на которые бурились поисково-разведочные скважины 4,5-5 км [4].

В наши дни фактическая картина иная, т.е. она кардинально изменилась. Благодаря научно-техническим достижениям в области бурения нефтяных и газовых скважин, средние глубины поисков нефти и газа достигали 5-6 км, а максимальные - 6,5 км. Во всем мире на различных глубинах, в том числе и в глубоких горизонтах (более 6 км) было открыто более 1000 месторождений нефти и газа.

Однако разведка и промышленное освоение ресурсов нефти и газа в юрских и особенно в глубоководных отложениях доюрского возраста в Восточноустюртском регионе в настоящее время замедляется в связи с их недостаточной изученностью и трудностью интерпретации получаемых полевых и промысловых научно-исследовательских результатов. Особенно это относится к геохимическим, петрофизическим и палеонтологическим оценкам перспектив продуктивности недр на больших глубинах, превышающих более 4,5-5 км. Среди геологов нет однозначной оценки перспектив нефтегазоносности отложений больших глубин, совершенно ясно, что оценка нефтегазоносности больших глубин в том или ином районе возможна только при наличии определённых представлений о геологическом строении. По состоянию на 01.11.2024г., основываясь на фактических данных самих глубоких параметрической скважины №1 месторождения Западный Куий Сургил, поисковой скважины №1 площадь Сарижол и разведочной скважины №11р месторождения Куий Сургил и разведочной скважины №5 месторождения Арслон, следует отметить, что среднеюрские отложения в Судочем прогибе в Бердах-Тахтакаирском палеорифтовой системе, вскрыт на вдвое большую толщину по сравнению с проектом. Скважины Западный Куий Сургиль-1П (6515м), Сарижол-1 (5500м), Куий Сургиль-11р (5500м) и Арслон-5 (5100м) рекомендованы к бурению с целью изучения геологического строения палеорифтовой системы, литолого-стратиграфических, фильтрационно-емкостных и других физических параметров (давление, температура, пористость и др.) глубоководных нижнеюрских отложений в интервале 4500-6500м, установления характера насыщения пластовыми флюидами, а также поиска новых ранее необнаруженных нефтегазоперспективных залежей. Фактические глубины пробуренных скважин находятся в диапазоне 5100-6515 метров. Отсюда следует, что привязка сейсморазреза к данным бурения, ГТИ и ГИС, выполненная на первом этапе, позволила в дальнейшем достаточно и уверенно проследить по площади и в разрезе реперные отражённые горизонты **(см. на рис.1).**

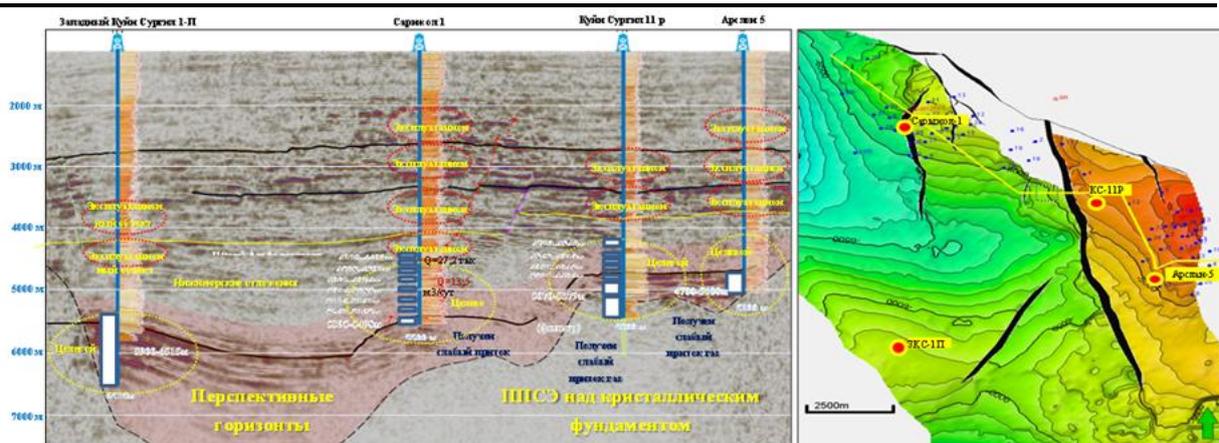


Рис. 1. Сейсмопрофиль по линии ЗКС(1П) – Арслан (5) с увязкой ГИС (б), модель Судочьего прогиба, Бердах-Тахтакаирского палеорифтовой системы в раннем юрское время и структурная карта по кровле глубокопогруженных нижнеюрских отложений (Таким образом, совместная интерпретация данных ГИС, ВСП и МОГТ-3Д позволили обеспечить детальную сейсмостратиграфическую привязку сейсмических отражений по профилям, проходящим через глубокую скважину. Карта геологического строения, составленная на основе приведенных выше данных, показывает, что около трети нижней юры соответствует зоне скважины № 1-П месторождения Западный Куйи Сургил, которая глубоко пробурена до 6515 метров (см. рис.1).

Главным коммерческим положительным результатом поисков и разведки являются открытия промышленных газоконденсатных месторождений Гарбий Куйи Сургил, Куйи Сургил, Куйи Шаркий Бердак и Куйи Шеге на Судочьем прогибе, Бердах-Тахтакаирского вала с многозалежами глубокозалегающих горизонтов нижнеюрского возраста в интервале глубин 3100-4500м под доразведанными месторождениями Шаркий Бердак, Сургил и Шеге подтверждают перспективы данного направления, связанного с юрскими антиклинальными ловушками. На самом деле дальнейшую доразведку промышленно разрабатываемых залежей в некоторых случаях можно считать отдельным направлением (плея). Следует отметить, что эти месторождения характеризуются тектонически экранированы региональным разломом с востока, который одних случаях явились путями миграцией УВ из нижележащих отложений в вышележащие, в других случаях служили экраном [5]. Согласно керновыми исследованиями, отобранными со скважины №6 месторождения Куйи Сургил и №3 месторождения Куйи Шаркий Бердак, эффективные пористости изменяются в пределах 6,03-13,24% и 3,48-9,77%, а газопроницаемость $0,163-13,75 \times 10^{-3}$ и $0,013-1,364 \times 10^{-3}$ мкм² соответственно. По результатам фактического освоения этих скважин с оснащением их забоя с фильтрами 4200-4500м и 3920-4310м, получены высокодебитные притоки газа до 1,263 и 1,040 млн. м³/сут на месторождениях Куйи Сургил, скв. №6 и Куйи Шаркий Бердак, скв. №3 соответственно. Анализ кернов из отложений средней юры показывают, что коллекторы, в основном, относятся к IV, V, VI коллекторским классам, разработанной О.К. Баженовой, Ю.К. Бурлиным, Б.А. Соколовым и В.Е. Хаиным, 2004г. Таким образом, основываясь на достигнутом на практике прогрессе, следует отметить,

что в среднеюрских отложениях также имеются газоконденсатные залежи промышленного значения в коллекторах типа песчаника с очень низким значением пористости и проницаемости.

В данном интервале на сейсмических данных выделяется пакет ярких отражений в основании грабена или палеорифта, представляющий определенный интерес в отношении перспектив нефтегазоносности (см.рис.1). Остановимся подробнее на вопросе стратификации данного интервала, который являлся предметом дискуссии в ранее проведенных исследованиях. Палеозойские отложения - по существу, новое самостоятельное направление ГРП в рассматриваемом районе Бердах-Тахтакаирского палеорифта. Ни одна из параметрических и поисковоразведочных скважин, пробуренных в данном районе палеорифта Бердах-Тахтакаир, не была пробурена на всю мощность даже среднеюрских отложений.

В качестве аргумента, подтверждающего это, используются результаты от 28.11.2024г. комплексные исследования керновых материалов в интервалах 4024-4025м, 4027-4028м, 4177-4178м, 4180-4181м, 4278-4279м и 4280-4281м по эксплуатационной скважине №13 месторождения Фарбий Куйи Сургил [19]. Определения в алевролитах останки растительных отпечатков устанавливает среднеюрский возраст среднеюрских вмещающих пород. По результатам рентгеноструктурных анализов (РСА) по данной скважине показал, что в среднеюрских продуктивных отложениях установлены до 20 минералов. Песчаники и алевролиты плохо отсортированные, слюдистые, серые, темно-серые, плотные, крепкие с острым угловатым изломом. Основными породообразующими минералами являются кварц (64,8-79,7%), альбит (4,1-17,1%), калиевые полевые шпаты (2,6-11,5%), монтмориллонит (2,2-11,8), пирит (0,5-2,9%), слюды (0-3,5%) и хлорит (1,1-5,5%). Встречаются частые обломки эффузивных и кремнистых пород. Цемент песчано-алевритовых пород глинистый. Карбонатные отложения практически отсутствуют в составе горных пород или в некоторых местах составляют менее 1% от общего объема. Аналогичная картина наблюдается в скважине №1 месторождения Куйи Шеге, который отобран керн из интервала 4290-4293м в апреле месяц 2024 года. Другим наглядным примером этого являются выводы по результатам исследования образцов керна, отобранного в том же году в интервале 4290-4293 метров из поисковой скважины №1 месторождения Куйи Шеге. Результаты рентген-дифрактометрического анализа образцов керна из интервала 4290,0-4293,0м. представлены темно-серыми аргиллитами с включением черного углистого вещества, очень плотными и характеризуют, вероятно, отложения средней юры. Содержание основных породообразующих минералов (кварц, альбит, КПШ) для этих отложений составляет 56,0 %. Карбонатные отложения не обнаружены. Полная пористость песчано-алевролита (интервал отбора 4800-4807м) меняется в пределах 1,1-2,6%, открытая – 1,0-2,3%, а атмосферная газопроницаемость ниже $0,01 \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$.

Лабораторные исследования, проведенные Л. П. Шарафутдиновой по скважине №3 месторождения Шеге в интервале 2329,6-2330,1 м, показали, что сидерит в больших количествах встречается на некоторых площадях и приурочен к среднеюрским отложениям [6].

Другим интересным аспектом является то, что в августе 2024 года из скважины 11р месторождения Куйи Сургил был отобран керн в интервале 4981-4976м и проведен рентгеноструктурный анализ (РСА). Исследованный образец керна из интервала 4976,0-4981,0м. по вещественному составу и структурно-текстурным особенностям представлены, в основном, серыми, мелкозернистыми, алевритовыми песчаниками и алевролитами с одним слоем черных аргиллитов и характеризуют, как отложения средней юры. Полная пористость песчаника меняется в пределах 1,5-5,2%, открытая – 1,1-5,1%, эффективная газопроницаемость – $0,012 \times 10^{-3}$ мкм². Основными породообразующими минералами являются кварц (16,1-71,6%), альбит (5,6-21,0%), калиевые полевые шпаты (2,0-9,6%), монтмориллонит (2,2-11,8), сидерит (5,1-18,8%), слюды (8-19,3%) и хлорит (1,7-6,9%).

Очень ключевым аспектом нижнеюрской и ППСЭ проблемы как в теоретическом, так и в практическом отношении является дальнейшее изучение глубоких подчехольного разреза, из которых в скважине №1-П получена очень ценная и важная геолого-промысловая информация. В нижней части юрской отложений выделяется глубокопогруженный горизонт, из которого впервые в параметрической скважине №1-П месторождения Западный Куйи Сургил был получен промышленный приток газа с дебитом 41,1 тыс. м³/сут при 10мм штуцере из интервалов перфорации 5237-5240м, 5250-5241м, 5252-5255м, 5257-5263м, 5273-5280м, 5284-5287м. Расчетные пластовое давление и пластовая температура составили 51,2 МПа и 172,7 °С на глубине 5262 метров соответственно. Песчаники толщиной 21 м представлены темно-светло-серые до белого, полупрозрачные, разномзернистые, полевошпатно-кварцевые, кварцевые, гравелистые, крепкоцементированные, уплотненные. Аргиллиты темно-серые до черных, плотные. Коллектор каверно-порово-трещинного типа, полностью насыщенный газом, характеризуется невысокими значениями открытой пористости - от 1,1 до 12,3 %. Проницаемость горизонта при обработке материалов исследования на нестационарном режиме составила 0,05 мкм².

Основываясь на фактических данных, полученных из пяти скважин, следует отметить, что коллекторы в основном относятся к IV - V - VI классам, и мощность среднеюрских отложений была в два раза выше проектного значения, что кардинально изменило представление о геологическом строении среднеюрского периода Бердах-Тахтакаирского палеорифта. Также, по параметрической скважине 1-П месторождения Западный Куйи Сургил установлен, что нижнеюрский горизонт промышленно продуктивен - это основной резервный геологический объект, который в краткосрочном перспективе увеличит запасы и объем добычи углеводородов на Бердах-Тахтакаирском грабене.

Причиной значительного, порой принципиального отличия геологических условий средне и верхне юрско-мелового от нижнего юрского и пермо-триасовой является, во-первых, существенное уплотнение пород на больших глубинах под воздействием гидростатического давления, что приводит к изменению структуры и текстуры пород, разрыву пластов и, в целом, к изменению строения. Повышенная тектоническая активность на больших глубинах более 3,0 км, по сравнению с глубинами в 1,5-3 км, также

обуславливает существенное различие в строении пород-коллекторов и пород-флюид упоров. Во-вторых, изменяется литологический состав пород и с глубиной уменьшается пористость и проницаемость, изменяется тип порового коллектора, т.е. из порового типа она превращается в трещинно-поровую, трещинно-каверновую, и одновременно существенно уменьшаются её значения. Значительно меняется протяженность пластов, они разделены на фрагменты, что легко проследить на сейсмических разрезах: на глубине оси синфазности зачастую разорваны. В глубоких горизонтах часто бывает затруднительно увязать корреляцию пластов по геофизическим исследованиям скважин с сейсмическими материалами.

К основным долгосрочным перспективным геологическим объектам следует отнести структуры, приуроченные к бортовым участкам крупных грабенов или палеопрогибов и являющиеся как бы “висячими” над грабенами или прогибами [7]. К таким аналогичными объектами относятся месторождений Шахпахты, Урга, Сургил, Шаркий и Шимолий Бердак, Западный Арал, Западный Куйи Сургил, Куйи Шеге и Шеге с многозалежами, связанными в верхнеюрскими и среднеюрскими пород-коллекторами, и Куаныш с залежью в куанышском горизонте (песчаники в нижней юре). В пределах промышленно разрабатываемых месторождений Сургил, Куйи Сургил, Арслан, Инам, Шимолий Бердак, Шаркий Бердак, Шагырлык и Шеге выявлены узкий рифтоподобный грабен по доюрским отложениям. Здесь наблюдается увеличенная мощность палеозойских пород, превышающая мощность осадочного чехла.

Прежде чем прогнозировать долгосрочные перспективы нефтегазового потенциала домеловских и доюрских отложений, необходимо глубоко заглянуть в прошлое, чтобы полностью переосмыслить глубокий творческий труд выдающихся ученых-геологов, непрерывно работавших в нефтегазовом регионе Восточный Устюрт, а также использовать их научно-практические результаты в качестве основы для будущих планируемых научно-практических достижений. Позитивную оценку перспектив нефтегазоносности доюрских и домеловских отложений Восточного Устюрта мы находим в научно-исследовательских работах Акрамходжаева А.М. (1979), Крылова Н.А. (1967, 2016), Юлдашева Ж. (1981), Абидова А.А., Бабаджанова Т.Л. (1998), Саманова Ж. (2000), Абетова А.Е. (2001), Бурлуцкая И.П. (2008), Хегая Д.Р. (2009), Ахмедов Н.А. (2009), Юлдашева М.Г. (2011, 2023), Абидова Х.А. (2011), Гризика А.Я. (2011), Рыбальченко В.В. (2012), Абдуллаева Г.С. (2012), Джалилова Г.Г. (2019), Маслова В.В. (2020), Искандарова М.Х. (2020) и Тўхтаев К.М. (2023).

Перед обоснованием выбора дальнейших направлений ГРП в Устюртском регионе авторы статьи посчитали необходимым дать разъяснение термина «плей». Согласно объяснению А.Н. Крылова, под термином плей (синоним - направление геологоразведочных работ, англ. play, exploration play) будем понимать - совокупность однотипных залежей (открытых и предполагаемых), поиски и разведка которых ведутся по одной методике (и одинаковым комплексом технических средств), сосредоточенных в одном нефтегазоносном комплексе и в пределах одной тектонической или фациальной зоны, включающей один или несколько смежных структурных элементов [8]. Иногда плей трактуется несколько упрощенно как нефтегазоносный комплекс или как

совокупность скоплений нефти и газа в пределах единого структурного элемента и одного нефтегазоносного комплекса.

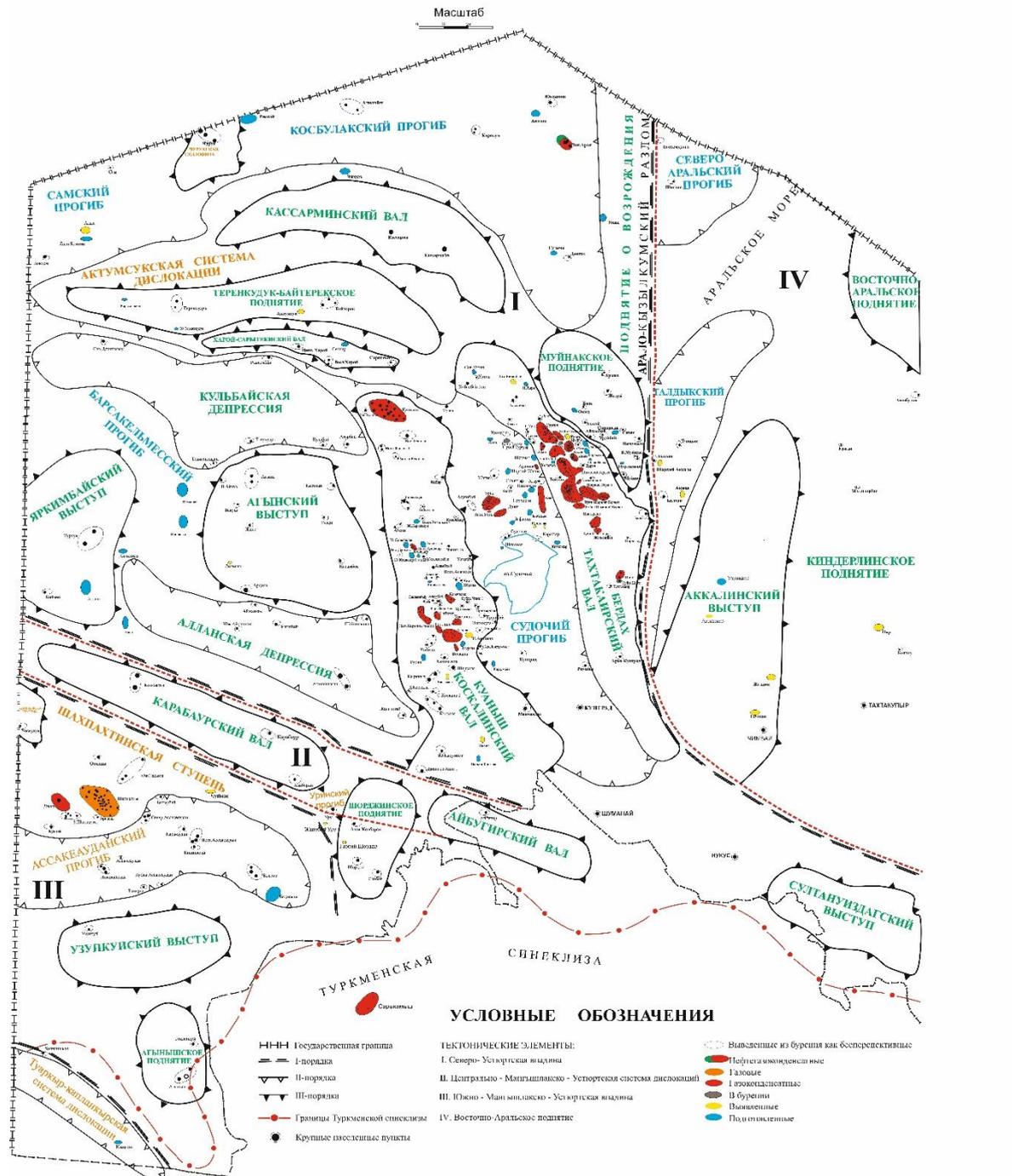
Для оценки перспектив этого плеча важно отметить следующее: Судочий прогиб, Бердах-Тахтакаирского вала является неотъемлемой частью крупнейшей протяженной Северо-Устюртской впадины. В западной части этой впадины, на северо-западной части Укатненской депрессии, и в пределах Арыстан-Яркимбайской ступени, Бейнеуского прогиба и Бузачинского вала открыт крупный, средний и мелкий по извлекаемым запасам нефтегазовые месторождения Каламкас, Каламкас-море, Каражанбас, Северное Бузачи, Каракудук, Комсомольское, в основном в средне-, верхнеюрских и меловых отложениях на глубинах от 374 до 2995 метров (см.рис.2). В настоящее время вышеупомянутые месторождения разрабатываются в промышленных масштабах [9]. Положение Бердах-Тахтакаирского вала в системе прогибов аналогично Бейнеуского прогиба, Арыстан-Яркимбайской ступени и Бузачинского прогиба, Бузачинского вала.

К числу новых важных результатов ГРП в пределах Восточного Устюрта следует отнести получение более достоверной и объективной картины строения нижнепалеозойского, верхнепалеозойского и пермо-триасового отложения [3, 8]. Эти этажи характеризуются повышенной блоковой дислоцированностью, уплотненностью пород и насыщение продуктами магматизма приурочены к узлам разломов, шовным зонам и крупноамплитудным выступам фундамента, где ППСЭ приподнят и обладает сокращенной мощностью [10]. Установлена инверсионная природа валообразных поднятий чехла на юге Актумсукской системы: юго-западная часть Теренгкудукского вала и Харойский вал возникли на месте глубокого пермотрисового прогиба.

Следует отметить, что в работе Джалилова Г.Г. (2019) верхний триас-нижняя юра представляет собой двухчленную структуру, включающая в себя нерасчлененные отложения верхов триаса, геттанга, синемюра и плинсбаха. Верхняя часть - отложения тоара. Отсутствие нижнеюрских отложений зафиксировано на юге Судочьего прогиба (пл. Раушан, Кунград, Мончаклы, Сев. Караумбет), на Южной моноклинали Араломорской впадины (пл. Жылтырбас), на восточном склоне Косбулакского прогиба (пл.Зап.Арал., скв.1), на некоторых площадях Актумсукской системы дислокаций (пл.Кассарма, скв.1), на Центрально-Устюртской системе дислокаций (пл.Карабаур, Хакберди, Сатбай, Азия Жолбарысы и др.) и т.д [11].

**ОБЗОРНАЯ КАРТА
 НА ОСНОВЕ ТЕКТОНИЧЕСКОГО РАЙОНИРОВАНИЯ
 ВОСТОЧНО-УСТЮРТСКОГО РЕГИОНА**

(Под редакцией А.А.Абидова, Т.П.Бабаджанов, Хосгай Д.Р, Юлдамова М.Г.)
 Составил : Орипбаев Б.А., Хайитов О.Г., Сабуров Н.Б., Маширилова П.И.



ВОСТОЧНО-УСТЮРТСКИЙ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫЙ РЕГИОН

<p>Маслоуловляющая</p> <p>1. Тугайчи</p> <p>2. Ашгабад</p> <p>3. Шахи</p> <p>4. Чирчик-орысский</p> <p>5. Чирчик</p> <p>6. Шахи</p> <p>7. Шахи</p> <p>8. Шахи</p> <p>9. Шахи</p> <p>10. Шахи</p> <p>11. Шахи</p> <p>12. Шахи</p> <p>13. Шахи</p> <p>14. Шахи</p> <p>15. Шахи</p> <p>16. Шахи</p> <p>17. Шахи</p> <p>18. Шахи</p> <p>19. Шахи</p>	<p>20. Шахи</p> <p>21. Шахи</p> <p>22. Шахи</p> <p>23. Шахи</p> <p>24. Шахи</p> <p>25. Шахи</p> <p>26. Шахи</p> <p>27. Шахи</p> <p>28. Шахи</p> <p>29. Шахи</p> <p>30. Шахи</p> <p>31. Шахи</p> <p>32. Шахи</p> <p>33. Шахи</p> <p>34. Шахи</p> <p>35. Шахи</p> <p>36. Шахи</p> <p>37. Шахи</p> <p>38. Шахи</p> <p>39. Шахи</p> <p>40. Шахи</p>	<p>41. Шахи</p> <p>42. Шахи</p> <p>43. Шахи</p> <p>44. Шахи</p> <p>45. Шахи</p> <p>46. Шахи</p> <p>47. Шахи</p> <p>48. Шахи</p> <p>49. Шахи</p> <p>50. Шахи</p> <p>51. Шахи</p> <p>52. Шахи</p> <p>53. Шахи</p> <p>54. Шахи</p> <p>55. Шахи</p> <p>56. Шахи</p> <p>57. Шахи</p> <p>58. Шахи</p> <p>59. Шахи</p> <p>60. Шахи</p>	<p>61. Шахи</p> <p>62. Шахи</p> <p>63. Шахи</p> <p>64. Шахи</p> <p>65. Шахи</p> <p>66. Шахи</p> <p>67. Шахи</p> <p>68. Шахи</p> <p>69. Шахи</p> <p>70. Шахи</p> <p>71. Шахи</p> <p>72. Шахи</p> <p>73. Шахи</p> <p>74. Шахи</p> <p>75. Шахи</p> <p>76. Шахи</p> <p>77. Шахи</p> <p>78. Шахи</p> <p>79. Шахи</p> <p>80. Шахи</p>
--	---	---	---

Пермо-триасовые отложения в пределах Восточно Устюртского региона распространены очень неравномерно. Пермско-триасовая толща в большей части Судочьего прогиба отсутствует, она может быть распространена в грабенообразных прогибах. Нерасчлененные пермско-триасовые образования в большей части Судочьего прогиба отсутствуют. Они могут быть распространены в грабенообразных прогибах, залегающих в основании прогиба [4].

Терригенные пермтриасовые отложения на изученной территории Восточного Устюрта не относятся к нефтегазоматеринским; так как они сильно преобразованы катагенетическими процессами (апокатагенез) [12,13]. Поэтому перспективы нефтегазоносности пермтриасовых образований тесно связаны с подстилающими палеозойскими отложениями, т.е. при благоприятных геологических условиях залежи нефти и газа могут образовываться в известняках отложений верхнего девона-нижнего карбона (D_3-C_1), в то время как отложения верхнего карбона-нижней перми (C_3-P_1) могут служить покрывками [10]. Глубокопогруженные юрские отложения по-прежнему остаются основным геологическим объектом для всестороннего изучения закономерности размещения и перспективы поисков, разведки и разработки месторождений углеводородов в Восточном Устюрте.

Прямые признаки нефтегазоносности на триасовых отложениях установлены в настоящее время на территории Республики Казахстана, северо-западная часть Туранской плиты. Промышленные залежи установлены, и разрабатываются с 1973 года по настоящее дни на рядах месторождений:

- газоконденсатнонефтяное месторождение Жетыбай Южное, где средняя глубина залегания месторождения составляет 3497 метров, промышленные запасы составляют 2,9 млн тонн, 23,1 млрд m^3 и 2,2 млн тонн нефти, газа и газового конденсата соответственно;
- газонефтяное месторождение Емир, где средняя глубина залегания месторождения составляет 2930 метров, промышленные запасы составляют 7,1 млн тонн и 1,2 млрд m^3 нефти и газа соответственно;
- газонефтяное месторождение Долинное, где средняя глубина залегания месторождения составляет 3521 метров, промышленные запасы составляют 5,7 млн тонн и 1,3 млрд m^3 нефти и газа соответственно;
- нефтегазоконденсатное месторождение Ракушечное, где средняя глубина залегания месторождения составляет 3896 метров, промышленные запасы составляют 0,8 млн тонн, 4,3 млрд m^3 и 1,5 млн тонн нефти, газа и газового конденсата соответственно.

Необходимо отметить тот факт, что, иногда магматические, а также метаморфические горные породы могут активно выполнять роль коллекторов для аккумуляции и нефтегазоконденсатотдачи, подобно осадочным горным породам. Например, на сегодняшний день открыто около 400 крупных и гигантских месторождений такого нетрадиционного типа в мировом масштабе. Наглядным примером служит не традиционное газонефтяное месторождение под названием Оймаша, расположенное в

Северо-Кавказско-Мангишлакском регионе в Республике Казахстан, примыкающем к Восточно-Устьюртскому нефтегазоносному региону [14]. На данной месторождении установлена нефтегазоносность среднепалеозойских выветрелых гранитоидов, образующих трещинный коллектор с открытой пористостью 5,2% и проницаемостью 0,0024 мкм². Месторождение открыто в 1980 году, с 1981 года в промышленной разработке. Первый промышленный приток нефти из гранитов, дебитом 248 м³/сут через 9 мм штуцер был получен в скважине 12 из интервала 3720-3773м. Извлекаемые запасы нефти и газа составляют в объемах 4,8 млн. тн и 0,5 млрд. м³ соответственно.

Тем не менее, признаки и промышленные притоки углеводородов из ППСЭ в пределах Восточного Устьюрта получены на месторождениях Кокчалак и Карачалак, где выявлены небольшие газоконденсатные залежи, связанные с верхней частью палеозойских трещиноватых известняков. Проявления газа установлены на площадях: Каракудук, Центральный Кушкаир, Восточный Барсакельмес, Северный Караумбет, Сайхун, Северная Урга, Бердах, Кубла- Ассакеаудан, Аджибай. Это ловушки в выступах палеозоя. На сопредельной территории Республики Туркменистана в Дарьялык-Дауданском прогибе на месторождении Тарымкая из известняков карбона получен промышленный приток газа из разведочной скважины №6 на газовом месторождении Тарымгая, что на правом берегу Амударьи. Дебит скважины составляет 550 тыс. м³/сут, а продуктивные горизонты вскрыты на глубине 3657 метров [3]. Это можно рассматривать как пример продуктивности плеча второго типа.

Основой для аргументации перспектив нефтегазоносности осадочного чехла ППСЭ по Восточно-Устьюртскому региону является следующее:

- открытие и промышленной разработки двух месторождений Кокчалак (№№3,21) и Карачалак (№№5,21) с залежами газоконденсата в палеозойских отложениях;
- на структуре Северный Караумбет из верхней части палеозойских отложений (3127-3200, 3112-3121 и 3100-3104м) получен приток газа с дебитом 1,5 тыс. м³/сут;
- на Центрально-Кушкаирской структуре из верхней части палеозойских отложений (интервал перфорация 3565-3572м) получен приток газа с дебитом 50 тыс. м³/сут;
- на структуре Каракудук в скважине №3 из интервалов перфорации 3654-3722м и 3558-3570м получено в сутки 8 м³ и 1,5 м³ пластовой воды. Всего за период испытаний получено 331 м³ нефти.
- на структуре Северная Урга, представленного карбонатной брекчией верхнекаменноугольного возраста, в скважине №1 из интервала 4460-4481м получен приток газа дебитом 45 тыс.м³/сут;
- на структуре Кубла Ассакеаудан, представленного доломитизированной карбонат позднего ордовикского возраста, в скважине №1 из интервала 3680-3710м получен приток газа дебитом 1000 м³/сут;
- на площади Азия Жолбарсы в поисковой скважине №1 из пермских отложений верхнего палеозоя получены непромышленные притоки углеводородного газа;
- на месторождение Джел, из пермтриасового возраста, в скважине №1-II из интервала 2901-2903м получен пластовая вода с газом, плотность 1.130 г/см³.

Геологическим аналогом ППСЭ Восточно-Устюртского региона является Таримский Бассейн (Китайская Народная Республика). Общая площадь составляет 530 тыс.км. В данном случае, метод аналогии можно использовать в целях постановки задачи, чтобы найти оригинальное решение, используя уже существующие решения в других нефтегазоносных регионах. В пределах Тарима выделяется два этажа: нижнепалеозойский и верхнепалеозойский. Фундамент сложен до кембрийских пород, пологозалегающий платформенный чехол-палеозойскими. Комплекс преимущественно терригенный, его толщина осадочных чехол достигнет 10 км и более. Структурно-тектонический ППСЭ идентично с Восточно-Устюртским регионом. В этом регионе хорошими углеводородопроизводящими свойствами обладают каменноугольные, пермские, триасовые, юрские, меловые и нижнетретичные отложения. На территории Тарима открыты 23 месторождения и более 50 залежей, выявлены многочисленные нефтегазопроявления. Запасы нефти в Таримском регионе оцениваются до 17 млрд.тн, а газа 8,5 трлн.м³. Промышленные залежи и месторождения на рассматриваемой аналогической территории выявлены на Северо- и Центрально-Таримском поднятиях. Коллектором здесь является кора выветривания на погребенных выступах синий-нижнепалеозойских отложений. Из-за неудовлетворительной сообщаемости линзовидных коллекторских горизонтов коры выветривания, выявленные в них залежи гидродинамическим между собой не связаны. На нефтяной месторождении Дунхэтан в интервале глубин 5100-6150м продуктивны морские песчаники карбона, хотя источником нефти считаются кембрийские и ордовикские формации. Нефтяное месторождение Дунхэтан – главный промысловый объект в нефтегазодобывающем промышленности Китая. В нижнепалеозойском этаже нефтегазоносные свиты обнаружены в ордовикских отложениях. Многими исследователями установлены, что интенсивная генерация нефти происходила здесь в пермском периоде. Тип коллектора - терригенный и карбонатный порово-трещинно-кавернозный. Пористость пород-коллекторов меняется от 4,9 до 24 % (среднее 15,1 %), проницаемость от 0,01 до 1,0 мкм², максимальные значения – до 20 мкм². Начальный дебит по нефти и газа составили 384 м³/сут и 20 тыс. м³/сут соответственно. Надежными экранами являются глинистые аргиллиты. Залежь в каменноугольных отложениях, сводовая, массивная, ограниченная разрывными нарушениями. Другим интересным примером является то, что в группе газоконденсатонефтяных месторождениях Тачжун открыто в трещиноватых и кавернозных карбонатных породах нижнего ордовика. Промышленные притоки нефти и газа получены из брекчированных доломитов карбона. Начальный дебит по нефти и газа составили от 17,3 до 576 м³/сут и от 53 до 360 тыс. м³/сут соответственно. Трещины и каверны весьма многочисленны, но распределением характеризуется крайне неравномерным, поэтому коллекторы не выдержаны и в целом характеризуются низкими ФЕС: среднее значение пористости 2,12-2,74%, а проницаемости – 0,0048 – 0,005 мкм². Промышленная разработка данного месторождения началась в 1980-х годах. В 2002 году накопленная добыча нефти на месторождениях Тачжунской группы достигла 5 млрд.тн. К тому времени, когда была обнаружена залежь Тачжун, месторождение было шестым по величине нефтяным месторождением Китая [15, 16, 17].

Изучив геологические материалы Китайских специалистов, необходимо отметить, что в палеозойских отложениях Тарима преобладает нефть и газового конденсата, в мезозой-кайнозойских – газ и нефть. Основную роль в формировании залежей УВ играют палеоподнятия, которые контролировали процессы нефтегазонакопления. Опыт по разведке залежей УВ в палеозойском комплексе Тарима необходимо учитывать при поисково-разведочных работах на территории Восточного Устюрта.

Таким образом, дальнейшее направление ГРП требует тщательного изучения по вопросу оценки перспектив нефтегазоносности Восточно-Устюртского региона. Необходим дифференцированный подход к поиску и разведке месторождений углеводородов с учетом геодинамических и геотектонических особенностей, и ФЕС объектов при планировании и проектировании глубоких бурении в пределах Бердах-Тахтакаирского палеорифтовой системы. Наиболее перспективными направлениями остаются поиски сводовых залежей в глубокопогруженных юрских отложениях Судочьего прогиба, Бердах-Тахтакаирского вала. На этих направлениях целесообразно поисковое бурение на структурах Куйи Шимолий Бердак и Куйи Шеге. Среди остаточного фонда структур эти объекты следует считать наиболее высоко перспективными. Здесь можно ожидать небольших или средних по запасам месторождений, геологически сходных с месторождениями Куйи Сургил и Куйи Шаркий Бердак. Тем не менее, необходимо увеличить фонд, который направлен на проведение доразведки на месторождениях Гарбий Куйи Сургил и Куйи Шимолий Бердак. На поисково-разведочные скважины необходимо определить дополнительную задачу: вскрытия с отбором керна и опробования доверхнепермских пород в выступах под сводами юрских антиклиналей. Так будет решена задача поисков и разведки по направлению «выступы палеозойских пород под нижнеюрской покрывкой на юрских структурах».

Исходя из результатов тектонического районирования области двух грабен 2-го и 3-го порядка, их можно представить как единый инвертированный грабен под названием «Бердах-Тахтакаир» по осадочному чехлу. Размещения неразбуренные структуры в пределах Бердах-Тахтакаирского вала относительно крупных месторождений Шаркий Бердак, Шимолий Бердак и Сургил и уже обустроенные инфраструктуры позволяет прогнозировать рентабельность освоения месторождений даже при очень мелких запасах газа. Работы на остальных объектах доюрского направления, а также по другим отмеченным в обзоре направлениям следует считать задачами второй очереди в связи с более низкими перспективами и низкой изученностью и подготовленности.

В отношении дополнительных антиклинальных объектов в юрских отложениях на Судочим прогибе Бердак-Тахтакаирского вала необходимо отметить, что оставшиеся структуры, которые не были пробурены, очень малы с точки зрения геометрии залежей, а достигнутый реально коэффициент успешности разведки (по площадям) в среднем составляет всего 0,33. Это означает, что ожидание прогрессивного прироста запасов нет оснований по категории С₁. Направление «несводовые или неантиклинальные ловушки в юрских отложениях» является весьма актуальным, прогнозным и высокоперспективными. В пределах рассматриваемого региона ни одного объекта не подготовлено, несмотря на высокую степень плотности сейсмических профилей. В

глубокопогруженных отложениях «ППСЭ» в пределах Бердах-Тахтакаирского грабена направления ГРП юрских отложений необходимо увязывать как попутные с поиском и разведки структурных объектов по юрским направлениям. В связи с этим, не исключая в принципе перспективности перечисленных объектов, на данном этапе их следует отнести к категории второстепенных или дополнительных.

Реализация вышеназванных направлений исследований и разработок позволяет коренным образом изучить сложное геологическое строение, выявить и подготовить в них наиболее перспективные ловушки для углеводородов, обосновать расположение новых проектных параметрических и поисково-разведочных скважин, а также изучить геолого-геофизические исходные данные, которые планируется получить по ним.

Список литературы

1. Акрамходжаев А.М., Юлдашев Ж.Ю. и др. Опорные и параметрические скважины. Ташкент: Фан, 1967. 127 с.
2. Гафаров Н.А. и др. Новый взгляд на перспективы нефтегазоносности Восточного Устюрта. Москва: Недра, 2010. - Т. 1. - 261 с.
3. Крылов Н.А. и др. Направления дальнейших поисков залежей углеводородов в Устюртском регионе Республики Узбекистан // Вести газовой науки: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 г. - М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. - № 1 (25). - С. 102-111.
4. Абидов Х.А. Особенности размещения скоплений углеводородов и перспективы нефтегазоносности Судочьего прогиба: Автореферат канд. дис. Ташкент, 2012. 36с.
5. Юлдашева М.Г. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности нижнеюрских отложений Северо-Устюртской впадины: Автореферат диссертации доктора геолого-минералогических наук (dsc). Ташкент, 2023. 58с.
6. Шарафутдинова Л.П. Особенности минералогического состава юрских нефтегазоносных отложений Северо-Устюртской впадины. Нефтегазовая геология. Теория и практика. - № 3. - 2021. - С. 1-17.
7. Троицкий В.И., Хусанов С.Т., Хусанов А.С. Геодинамическая эволюция осадочных бассейнов фанерозоя средней Азии. Ташкент.: «Издательство Навруз», 2017. 355 с.
8. Крылов Н.А. и др. О корректном применении понятий «плей» и «направление геологоразведочных работ». Геология нефти и газа. - № 6. - 2010. - С. 2-7.
9. K. Mao, X. Xie (&), J. Ren, H. Chen. Post-rift tectonic reactivation and its effect on deep-water deposits in the Qiongdongnan Basin, northwestern South China Sea.
10. Бабаджанов Т.Л., А.Е.Абетов, В.В.Рубо. Новые представления о региональной тектонике и нефтегазоносности промежуточного структурного этажа (ПСЭ) платформенных территорий Узбекистана. Геология и минеральные ресурсы. Ташкент, - № 1. - 2001. - С. 29-37.
11. Джалилов Г.Г. Стратиграфия и флора юрских нефтегазоносных отложений Устюрта: Диссертация доктора философии (PhD) по г. - м. Наукам. Ташкент, 2019, 161с.

-
12. Саманов Ж. Геология и полезные ископаемые Республики Каракалпакстан. Нукус, 2023. - 322 с.
 13. Рыбальченко В.В. Газоносность и направления поисков залежей углеводородов в юрской терригенной формации Восточного Устюрта: Автореферат диссертации канд. г.м.н., Москва 2012. 28с
 14. Крупин А.А., М.В. Рыкус. Нефтегазоносность гранитов складчатого фундамента Южного Мангышлака (на примере месторождения Оймаша). Геология, геофизика и бурение. -№3. - 2011. - С. 13-16.
 15. Маслов В.В. Современное представление о тектонической неоднородности Восточного Устюрта в связи с перспективами нефтегазоносности палеозойских отложений. Геология нефти и газа. - №4. - 2020. - С. 7-14.
 16. Ли Бо Юй. Геология нефти и газа Китая. Новосибирск, Издательство ОИГГМ СО РАН, 1993. – 37с.
 17. Ли Году, Лянь Дигань и другие. Геология и перспективы нефтегазоносности Таримской платформы. Геология и геофизика. -№10, Т.39, 1998, с. 1402-1415.